

**DISEÑO Y APLICACIÓN DE UNA METODOLOGÍA BASADA EN LÓGICA  
DIFUSA PARA LA SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS SOSTENIBLES DE  
GENERACIÓN ELÉCTRICA EN ZONAS NO INTERCONECTADAS DE  
COLOMBIA**

**ANA MARÍA ROSSO CERÓN**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA  
DOCTORADO EN INGENIERÍA QUÍMICA  
BUCARAMANGA**

**2017**

**DISEÑO Y APLICACIÓN DE UNA METODOLOGÍA BASADA EN LÓGICA  
DIFUSA PARA LA SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS SOSTENIBLES DE  
GENERACIÓN ELÉCTRICA EN ZONAS NO INTERCONECTADAS DE  
COLOMBIA**

**ANA MARÍA ROSSO CERÓN**

**Tesis presentada para optar al título de Doctor en Ingeniería Química**

**Director:**

**VIATCHESLAV KAFAROV**

**Ph. D. en Ciencias Técnicas**

**Co-director:**

**GERARDO LATORRE BAYONA**

**Ph. D. en Ingeniería Industrial, Área de Ingeniería Eléctrica**

**RICARDO QUIJANO HURTADO**

**Ph. D. en Ingeniería, Área de Sistemas Energéticos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA  
DOCTORADO EN INGENIERÍA QUÍMICA  
BUCARAMANGA**

**2017**

## DEDICATORIA

En primer lugar, agradezco a Dios por permitirme alcanzar este nuevo peldaño.

A la memoria de mi madre Adriana Cerón Celis, aunque no está presente físicamente,  
su recuerdo y enseñanzas siempre están en mi mente y en mi corazón.

A Daniel por ser esa persona tan especial, mi compañero de vida, mi luz en el camino.

A mi padre Luis Rosso que desde pequeña me ha enseñado que la disciplina y  
dedicación son las bases para alcanzar nuestras metas.

A mi hno. Andrés, por su ejemplo y palabras de apoyo en cada uno de los altibajos de  
estos cinco años.

A todos mis familiares y amigos.

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradezco especialmente a:

A mi compañero de vida Daniel León, por su comprensión y cariño estos 5 años.

A mi familia, pilares de apoyo durante todo mi proceso de formación y aprendizaje.

A mi director de tesis, el profesor Viatcheslav Kafarov por su apoyo y confianza para el desarrollo de mi trabajo y el fortaleciendo mi profesión.

A mis codirectores: el profesor Gerardo Latorre y el profesor Ricardo Quijano, por su tiempo, paciencia y orientación para el desarrollo de mi tesis.

A los estudiantes de Ingeniería Química, Ingeniería Industrial, Ingeniería Eléctrica y Economía de la UIS que participaron con la ejecución de las encuestas y la estimación de parámetros para la implementación de la metodología.

Al apoyo financiero del Departamento Administrativo de Ciencia, Tecnología e Innovación (COLCIENCIAS) con la beca de Doctorados Nacionales de la convocatoria 567 y el proyecto titulado: “Estudio y caracterización de la combustión de los biocombustibles productivos con biomasa autóctona con el fin de aumentar la eco-eficiencia en las zonas no interconectadas de Colombia”.

A los miembros del Centro de Investigaciones para el Desarrollo Sostenible en Industria y Energía (CIDES) por permitir el espacio de formación para mi tesis y para los trabajos de pregrado en Ingeniería Química, Industrial y Eléctrica.

Al profesor Neven Duic, por acogerme en su grupo de investigación, y permitirme realizar una pasantía en la Universidad de Zagreb, Croacia. Ha sido, una de las experiencias más enriquecedoras de mi vida.

Al profesor Gintaras Reklaitis adscrito a la Universidad de Purdue por el soporte brindado para el desarrollo matemático del modelo de optimización, su orientación y consejos durante mi pasantía en Estados Unidos.

## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN .....	24
1. MARCO GENERAL .....	27
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	27
1.2 MARCO CONCEPTUAL Y ESTADO DEL ARTE.....	30
1.2.1 Zonas No Interconectadas de Colombia (ZNI).....	30
1.2.2 Planificación energética y desarrollo sostenible.....	32
1.2.3 Modelos de planificación energética .....	35
1.2.3.1 Top-down (arriba-abajo).....	35
1.2.3.2 Bottom-up (abajo-arriba) .....	36
1.2.4 Instrumentos de planificación energética .....	36
1.2.4.1 Previsión de la demanda y de los recursos disponibles.....	36
1.2.4.3 Herramientas informáticas de planificación.....	38
1.2.4.4 Optimización .....	41
1.2.4.5 Métodos toma de decisiones multicriterio .....	44
1.2.4.6 Técnicas análisis participativo.....	51
1.2.4.7 Herramientas híbridas.....	52
1.3 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO .....	55
1.4 HIPÓTESIS.....	57
1.5 OBJETIVOS.....	57
1.5.1 Objetivo General .....	57
1.5.2 Objetivos Específicos.....	57
1.6 MARCO METODOLÓGICO .....	58
1.6.1 Revisión bibliográfica .....	58
1.6.2 Diseño de la metodología de selección de alternativas sostenibles de generación de energía .....	59

1.6.3 Evaluación de las barreras para la integración de energías renovables .....	59
1.6.4 Caracterización de las zonas de estudio y del problema de decisión .....	59
1.6.5 Evaluación de criterios cuantitativos .....	59
1.6.6 Evaluación de los criterios cualitativos.....	60
1.6.7 Toma de decisiones multicriterio.....	60
2. METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS SOSTENIBLES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN ZNI .....	61
2.1 ETAPAS PARA EL DISEÑO DE LA METODOLOGÍA .....	63
2.1.1 Revisión bibliográfica .....	63
2.1.2 Procesamiento de información.....	63
2.1.3 Estructura de la metodología .....	63
2.2 RESULTADOS.....	64
2.2.1 Primera etapa: caracterización de las zonas de estudio .....	66
2.2.2 Segunda etapa: AMOD-difuso .....	68
2.2.3 Tercera etapa: AMAD-difuso.....	69
2.2.4 Cuarta etapa: verificación .....	71
2.3 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO .....	72
3. BARRERAS PARA LA ACEPTACIÓN SOCIAL DE SISTEMAS DE ENERGÍA RENOVABLE EN COLOMBIA .....	73
3.1 DESCRIPCIÓN DE LAS BARRERAS.....	76
3.2 METODOLOGÍA .....	77
3.2.1 Encuesta y descripción de la muestra .....	77
3.2.2 Escala de medición de las barreras .....	79
3.2.3 Análisis de datos.....	79
3.3 RESULTADOS Y ANÁLISIS .....	80
3.3.1 Barreras socio-políticas para la aceptación de SER .....	80
3.3.2 Barreras de mercado para la aceptación de SER.....	81
3.3.3 Barreras de la comunidad para la aceptación de SER .....	83

3.3.4 Nivel de aceptación y uso de SER.....	85
3.4 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES DEL CAPÍTULO .....	87
4. SELECCIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LAS ZONAS DE ESTUDIO .....	89
4.1 RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES EN COLOMBIA.....	92
4.1.1 Recurso solar.....	92
4.1.2 Recurso eólico .....	93
4.1.3 Recurso hídrico.....	94
4.1.4 Recurso de biomasa .....	94
4.2 METODOLOGÍA .....	95
4.2.1 Estimación de la demanda de energía y selección del área de estudio.....	95
4.2.2 Estimación del potencial energético.....	97
4.2.2.1 Estimación del potencial de recurso solar.....	97
4.2.2.2 Estimación del potencial de recurso eólico .....	98
4.2.2.3 Estimación del potencial de recurso hídrico.....	99
4.2.2.4 Estimación del potencial de biomasa residual agrícola y de cosecha.....	101
4.3 RESULTADOS Y ANÁLISIS .....	103
4.3.1 Selección de los casos de estudio .....	103
4.3.2 Potencial de recursos renovables en los casos de estudio.....	107
4.3.2.1 Potencial solar .....	107
4.3.2.2 Potencial eólico.....	108
4.3.2.3 Potencial Hídrico.....	110
4.3.2.4 Potencial de biomasa.....	112
4.4 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES DEL CAPÍTULO .....	114
5. CARACTERIZACIÓN DEL PROBLEMA DE TOMA DE DECISIONES.....	116
5.1 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA .....	118
5.2 IDENTIFICACIÓN DE ALTERNATIVAS Y PLANTAS DE CONVERSIÓN.....	120
5.3 IDENTIFICACIÓN DE LOS CRITERIOS.....	124

5.3.1 Revisión y recolección de datos de la literatura sobre AMCD de planificación energética .....	125
5.3.2 Selección de los sub-criterios asociados las dimensiones tecnológica, social, económica y ambiental .....	131
5.3.2.1 Preselección de los sub-criterios .....	132
5.3.2.2 Validación de los criterios .....	136
5.4 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO .....	138
6. ANÁLISIS DE DECISIÓN MULTIOBJETIVO DIFUSO.....	139
6.1 MARCO TEÓRICO .....	142
6.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA .....	145
6.3 FORMULACIÓN MATEMÁTICA.....	149
6.3.1 Los conjuntos.....	149
6.3.2 Los sub conjuntos .....	149
6.3.3 Variables de decisión continuas positivas.....	150
6.3.4 Variables de decisión binarias .....	150
6.3.5 Funciones objetivo .....	151
6.3.6 Restricciones .....	152
6.3.6.1 Balance de energía.....	152
6.3.6.2 Margen de Reserva .....	152
6.3.6.3 Factor de disponibilidad <b>A</b> .....	152
6.3.6.4 El factor de capacidad <b>F</b> : .....	153
6.3.6.5 Máxima capacidad de trasmisión.....	153
6.3.6.6 La capacidad instalada disponible .....	154
6.3.6.7 Los límites de capacidad máximos y mínimos a ser adicionados en todo el horizonte de planeación .....	154
6.3.6.8 Restricción presupuestaria.....	156
6.4 METODOLOGÍA DE SOLUCIÓN DEL FMOMILP .....	157
6.4.1 Metodología épsilon restricción difusa .....	157
6.4.1.1 Fuzzificación de parámetros .....	157

6.4.1.2 Defuzzificación de los objetivos .....	158
6.4.1.3 Defuzzificación de las restricciones .....	159
6.4.1.4 Método épsilon restricciones.....	160
6.5 IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO .....	160
6.5.1 Situación base de los casos de estudio .....	161
6.5.2 Estimación de parámetros .....	162
6.5.2.1 Proyección de la demanda.....	162
6.5.2.2 Duración de bloques .....	167
6.5.2.3 Demanda máxima de potencia .....	167
6.5.2.4 Factor de disponibilidad .....	170
6.5.2.6 Capacidad máxima y mínima a ser instalada.....	171
6.5.2.7 Proyección de los costos asociados a las plantas de generación.....	172
6.5.2.8 Costos por extensión de redes de transmisión .....	176
6.5.2.9 Máximo presupuesto disponible para inversión .....	181
6.5.2.10 Costo unitario de combustible .....	182
6.5.2.11 Recurso primario.....	183
6.5.2.12 Factor de emisiones de CO <sub>2</sub> .....	188
6.5.2.13 Factor Exergético .....	190
6.5.2.14 Factor de consumo de energía primaria .....	191
6.5.2.15 Tiempo de construcción .....	191
6.6 RESULTADOS COMPUTACIONALES Y ANÁLISIS .....	192
6.7 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO .....	203
7. ANÁLISIS DE DECISIÓN MULTIATRIBUTO DIFUSO .....	205
7.1 METODOLOGÍA DE IMPLEMENTACIÓN DEL AMAD .....	208
7.1.1 Método Delphi-difuso .....	210
7.1.1.1 Selección de expertos.....	210
7.1.1.2 Selección de factores y diseño del cuestionario .....	210
7.1.1.3 Medición y comparación de parejas de factores .....	216

7.1.1.4 Conversión de las preferencias en números difusos estandarizados trapezoidales.....	217
7.1.1.5 Adición de los STFNs individuales en STFNs globales .....	221
7.1.1.6 Adición de la opinión individual de los STFNs en grupo .....	223
7.1.2 Sistema de inferencia difuso (FIS) .....	227
7.1.2.1 Fuzzificación .....	227
7.1.2.2 Inferencia difusa.....	230
7.1.2.3 Defuzzificación .....	230
7.1.3 Resultados del sistema de inferencia difuso .....	231
7.1.4 Análisis de sensibilidad .....	235
7.2 VALIDACIÓN .....	237
7.2.1 Descripción del escenario de simulación .....	238
7.2.2 Datos de entrada .....	238
7.2.3 Supuestos generales .....	239
7.3 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO .....	240
8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES GENERALES .....	243
9. NOVEDAD CIENTÍFICA .....	247
9.1 GENERACIÓN DE NUEVO CONOCIMIENTO .....	247
9.2 FORTALECIMIENTO DE LA CAPACIDAD CIENTÍFICA Y TECNOLÓGICA.....	248
9.3 APROPIACIÓN SOCIAL DEL CONOCIMIENTO.....	249
CITAS BIBLIOGRÁFICAS.....	252
BIBLIOGRAFÍA .....	273
ANEXOS.....	311

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Distribución de las ZNI de Colombia.....	31
Figura 2. Etapas del proceso de toma de decisiones .....	45
Figura 3. Etapas para el diseño de la metodología para la selección de alternativas sostenibles de generación de energía en ZNI .....	64
Figura 4. Representación genérica del sistema energético en las ZNI .....	65
Figura 5. Estructura general de metodología propuesta .....	66
Figura 6. Porcentaje de proyectos con SER por recurso primario .....	85
Figura 7. Tipo de energía transformada y uso .....	86
Figura 8. Demanda de energía de los departamentos de ZNI .....	104
Figura 9. Restricciones territoriales: 9.a) Resguardos indígenas, 9.b) Parques naturales .....	105
Figura 10. Potencial solar de Medio Atrato y Puerto Guzmán .....	107
Figura 11. Potencial solar de La Macarena y San Andrés .....	108
Figura 12. Potencial eólico La Macarena y Puerto Guzmán .....	109
Figura 13. Potencial eólico de Medio Atrato y San Andrés .....	110
Figura 14. Potencial hídrico de Medio Atrato .....	111
Figura 15. Potencial hídrico de Puerto Guzmán y La Macarena.....	112
Figura 16. Potencial de biomasa en Medio Atrato y Puerto Guzmán.....	113
Figura 17. Potencial de biomasa en La Macarena y San Andrés .....	114
Figura 18. Planteamiento esquemático del problema .....	119
Figura 19. Sistemas de distribución de las plantas de generación .....	120
Figura 20. Actividades para la selección de criterios .....	125
Figura 21. Jerarquía de los criterios para la evaluación de criterios. Sector energía.....	128
Figura 22. Histograma de sub-criterios ambientales.....	134
Figura 23. Histograma de sub-criterios económicos .....	134

Figura 24. Histograma de sub-criterios Tecnológicos .....	135
Figura 25. Histograma de sub-criterios Sociales.....	135
Figura 26. Superestructura del sistema de generación.....	146
Figura 27. Flujo de trabajo para la construcción del modelo FMOMILP .....	148
Figura 28. Distribución de posibilidad de función de pertenencia triangular .....	158
Figura 29. Proyección de la demanda de electricidad de San Andrés.....	164
Figura 30. Proyección de la demanda de electricidad de La Macarena.....	165
Figura 31. Proyección de la demanda de electricidad de Vereda Bututo.....	166
Figura 32. Proyección de la demanda de electricidad de Medio Atrato .....	166
Figura 33. Distribución de las soluciones no dominadas en las curvas de Pareto, $\beta$ : 0, 0,5 y 1 .....	193
Figura 34. Distribución de las soluciones no dominadas de $\beta=0,5$ en LM .....	194
Figura 35. Distribución de las soluciones no dominadas de $\beta=0,5$ en SA .....	194
Figura 36. Distribución de las soluciones no dominadas de $\beta=0,5$ en MA.....	195
Figura 37. Distribución de las soluciones no dominadas de $\beta=0,5$ en PG .....	195
Figura 38. Distribución de las nuevas capacidades a ser implementadas en LM	196
Figura 39. Participación de los sistemas en la generación de energía en las alternativas de LM.....	196
Figura 40. Contribución de los costos de inversión; de O&M fijos-variables; de combustible e inversión y O&M por transmisión en las alternativas de LM .....	197
Figura 41. Distribución de las nuevas capacidades a ser implementadas en SA	198
Figura 42. Participación de los sistemas en la generación de energía en las alternativas SA.....	199
Figura 43. Contribución de los costos de inversión; de O&M fijos-variables; y de combustible en las alternativas de SA .....	199
Figura 44. Distribución de las nuevas capacidades a ser implementadas en MA200	
Figura 45. Participación de los sistemas en la generación de energía en las alternativas MA .....	200
Figura 46. Contribución de los costos de inversión; de O&M fijos-variables; y de combustible en las alternativas de MA.....	201

Figura 47. Distribución de las nuevas capacidades a ser implementadas en PG.....	202
Figura 48. Participación de los sistemas en la generación de energía en las alternativas PG .....	202
Figura 49. Contribución de los costos de inversión; de O&M fijos-variables; y de combustible en las alternativas de PG.....	203
Figura 50. Funciones de pertenencia para sistemas de inferencia difusos.....	207
Figura 51. La jerarquía de factores .....	209
Figura 52. Función de pertenencia de la variable de entrada C1 .....	229
Figura 53. Función de pertenencia de las variables de entrada C2 y C4.....	229
Figura 54. Función de pertenencia de la variable de entrada C3 .....	229
Figura 55. Función de pertenencia de la variable de salida Out .....	230
Figura 56. Clasificación de alternativas de generación de electricidad en SA .....	232
Figura 57. Clasificación de alternativas de generación de electricidad en PG.....	233
Figura 58. Clasificación de alternativas de generación de electricidad en MA .....	234
Figura 59. Clasificación de alternativas de generación de electricidad en LM.....	234
Figura 60. Diagrama de la distribución del índice de sostenibilidad ante variaciones de las variables de entrada en SA .....	235
Figura 61. Diagrama de la distribución del índice de sostenibilidad ante variaciones de las variables de entrada en PG.....	236
Figura 62. Diagrama la distribución del índice de sostenibilidad ante variaciones de las variables de entrada en MA.....	236
Figura 63. Diagrama de la distribución del índice de sostenibilidad ante variaciones de las variables de entrada en LM .....	237
Figura 64. Configuración del sistema simulado para San Andrés I.....	239
Figura 65. Clasificación de las configuraciones de generación realizadas por el software HOMER .....	240

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Comparación de aspectos entre AMOD y AMAD .....	45
Tabla 2. Barreras y descripción .....	77
Tabla 3. Barreras socio-políticas para la aceptación de SER .....	81
Tabla 4. Barreras de mercado para la aceptación de SER.....	81
Tabla 5. Barreras de la comunidad para la aceptación de SER .....	84
Tabla 6. Nivel de aceptación de SER .....	86
Tabla 7. Datos de consumo medio de energía en ZNI.....	95
Tabla 8. Parámetros operativos del sistema solar fotovoltaico .....	121
Tabla 9. Parámetros operativos de generadores eólicos.....	121
Tabla 10. Parámetros operativos de generadores diésel.....	121
Tabla 11. Parámetros operativos de PCHs.....	122
Tabla 12. Comparación de procesos y principales tecnologías para generación eléctrica a partir de biomasa.....	123
Tabla 13. Parámetros operativos de sistema de gasificación de biomasa residual .....	124
Tabla 14. Criterios de evaluación de alternativas de energía sostenible de [10] .	127
Tabla 15. Criterios asociados a fuentes de generación .....	129
Tabla 16. Criterios de evaluación de alternativas de energía sostenible. ....	130
Tabla 17. Criterios preseleccionados según revisión bibliografía .....	136
Tabla 18. Condiciones de prestación del servicio en ZNI .....	164
Tabla 19. Factor de carga según las horas de servicio para ZNI.....	168
Tabla 20. Demanda máxima de potencia [kW/año], escenario alto, medio y bajo.....	170
Tabla 21. Factor de disponibilidad de los sistemas de generación .....	171
Tabla 22. Capacidad máxima y mínima a ser instalada.....	172

Tabla 23. IPC anual proyectado, escenarios medio, bajo y alto. ....	175
Tabla 24. Costos de inversión unitarios, escenario alto (USD/kW).....	177
Tabla 25. Costos de inversión unitarios, escenario medio (USD/kW).....	177
Tabla 26. Costos inversión unitarios, escenario bajo (USD/kW).....	178
Tabla 27. Costos fijos unitarios de O&M, escenario alto (USD/kW).....	178
Tabla 28. Costos fijos unitarios de O&M, escenario medio (USD/kW).....	179
Tabla 29. Costos fijos unitarios de O&M, escenario bajo (USD/kW).....	179
Tabla 30. Costos variables unitarios de O&M, escenario alto (USD/kWh).....	180
Tabla 31. Costos variables unitarios de O&M, escenario medio (USD/kWh).....	180
Tabla 32. Costos variables unitarios de O&M, escenario bajo (USD/kWh).....	180
Tabla 33. Costos de inversión unitarios en extensión de la transmisión, escenario alto, medio y bajo [USD/kW].....	181
Tabla 34. Costos de O&M unitarios en extensión de redes de transmisión, escenario alto, medio y bajo [USD/kWh].....	181
Tabla 35. Máximo presupuesto disponible para inversión (millones de USD) .....	182
Tabla 36. Costo de combustible, escenario alto, medio y bajo (USD = 2177,32 pesos). ....	183
Tabla 37. Escenarios de recurso de energía solar, eólico e hídrico.....	186
Tabla 38. Combustible disponible, escenario alto, medio y bajo [Unidades de combustible: Gal] .....	187
Tabla 39. Factor de emisiones de CO <sub>2</sub> [kg/kWh] .....	189
Tabla 40. Factor exergético por recurso .....	191
Tabla 41. Tiempo de construcción de las plantas de generación en años.....	191
Tabla 42. Estadísticas computacionales del modelo para $\beta=0,5$ .....	192
Tabla 43. Descripción del costo total presente .....	211
Tabla 44. Descripción del sub-criterio eficiencia.....	211
Tabla 45. Descripción del sub-criterio madurez .....	212
Tabla 46. Descripción del sub-criterio confiabilidad .....	212
Tabla 47. Descripción del sub-criterio rutas de acceso.....	213
Tabla 48. Descripción del sub-criterio emisiones de CO <sub>2</sub> .....	213

Tabla 49. Descripción del sub-criterio residuos contaminantes .....	214
Tabla 50. Descripción del sub-criterio tierra requerida.....	214
Tabla 51. Descripción del sub-criterio impacto del hábitat.....	215
Tabla 52. Descripción del sub-criterio creación de empleo.....	215
Tabla 53. Descripción del sub-criterio aceptación Social.....	216
Tabla 54. Importancia relativa de cada factor .....	217
Tabla 55. Matriz de datos estandarizados por tecnología según sub-criterio y experto en SA .....	218
Tabla 56. Matriz de datos estandarizados por tecnología según sub-criterio y experto en PG.....	219
Tabla 57. Matriz de datos estandarizados por tecnología según sub-criterio y experto en MA.....	220
Tabla 58. Matriz de datos estandarizados por tecnología según sub-criterio y experto en LM.....	221
Tabla 59. Matriz de datos estandarizados por tecnología, criterio y experto en SA .....	222
Tabla 60. Matriz de datos estandarizados por tecnología, criterio y experto en PG.....	222
Tabla 61. Matriz de datos estandarizados por tecnología, criterio y experto en MA .....	223
Tabla 62. Matriz de datos estandarizados por tecnología, criterio y experto en LM.....	223
Tabla 63. Grado de agregación o de consistencia entre los expertos por tecnología .....	225
Tabla 64. Criterio global para las N+1 alternativas en SA.....	227
Tabla 65. Criterio global para las N+1 alternativas en PG .....	227
Tabla 66. Criterio global para las N+1 alternativas en MA .....	227
Tabla 67. Criterio global para las N+1 alternativas en LM .....	227

## LISTA DE ANEXOS

	<b>Pág.</b>
Anexo A. Radiación solar promedio diaria mensual 2005-2014 .....	311
Anexo B. Velocidad del viento promedio diaria mensual 2005-2014 .....	313
Anexo C. Metodología para determinar ríos estudiados, la cuenca hidrográfica y el salto neto .....	315
Anexo D. Precipitación promedio mensual 2005-2014 .....	317
Anexo E. Mapas de precipitación y evapotranspiración promedio multianual .....	318
Anexo F. Caudales .....	320
Anexo G. Factor de residuo y poder calorífico inferior de cada tipo de residuo ...	321
Anexo H. Área cultivada, rendimiento y masa de residuo .....	322
Anexo I. Demanda de Energías de municipios preseleccionados .....	323
Anexo J. Curva de carga diaria de los casos de estudio .....	324
Anexo K. Demanda eléctrica por bloques [kWh /año], escenario alto, medio y bajo. SA: San Andrés, LM: La Macarena, PG: Puerto Guzmán, MA: Medio	
Atrato .....	325
Anexo L. Proyección del IPC .....	326
Anexo M. Herramienta de series de tiempo .....	328
Anexo N. Series de tiempo para proyección de recursos energéticos .....	330
Anexo O. Composición química y poder calorífico de los combustibles usados ..	334
Anexo P. Factor de consumo de energía primaria .....	335
Anexo Q. Ecuaciones de la potencia técnica de plantas de generación .....	336
Anexo R. Actores expertos en el área de energías alternativas .....	337
Anexo S. Medición de factores en escala numérica .....	338
Anexo T. Comparación de factores .....	342
Anexo U. Herramienta de cálculo para pesos criterios y sub-criterio .....	343
Anexo V. Escala para normalización de factores .....	345

Anexo W. Herramienta para calcular el consenso de expertos con método  
Delphi.....346  
Anexo X. Reglas para el problema de decisión según nivel de conveniencia .....346  
Anexo Y. Resultados de la simulación en HOMER.....352

## RESUMEN

**TITULO:** DISEÑO Y APLICACIÓN DE UNA METODOLOGÍA BASADA EN LÓGICA DIFUSA PARA LA SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS SOSTENIBLES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN ZONAS NO INTERCONECTADAS DE COLOMBIA\*

**AUTORA:** ANA MARÍA ROSSO CERÓN\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Zonas No Interconectadas, Planificación Energética, Análisis Multiobjetivo de Decisión, Análisis Multiatributo de Decisión, Lógica Difusa, Alternativas Sostenibles de Generación.

**KEY WORDS:** Non-Interconnected Zones, Energy Planning, Multiobjective Decision Analysis, Multiattribute Decision Analysis, Fuzzy Logic, Sustainable Generation Alternatives.

En este trabajo ha sido propuesto un nuevo marco metodológico híbrido para seleccionar alternativas sostenibles de generación de energía eléctrica en zonas no interconectadas de Colombia a partir de criterios sociales, tecnológicos, ambientales y económicos.

Se contribuyó con la identificación de las barreras de penetración de sistemas de energía renovable en Colombia y con la determinación de los sistemas de mayor aceptación.

La aplicación del marco metodológico se llevó a cabo en cuatro casos de estudio. En donde se estimó el potencial energético solar, eólico, hídrico y de la biomasa residual agrícola para establecer los recursos propios de las zonas.

Se propuso un modelo de análisis multiobjetivo de decisión difuso con programación lineal entera mixta a partir de criterios económicos, ambientales y tecnológicos que a su vez permitió el tratamiento de parámetros inciertos, claves en la temática de planificación energética.

Fueron incorporadas herramientas de análisis de procesos y termodinámica para la estimación de parámetros inciertos asociados a sistemas energéticos (solar fotovoltaico, aerogeneradores eólicos, plantas diésel, gasificadores de biomasa residual y la extensión de redes de transmisión).

El modelo desarrollado permitió determinar alternativas de Pareto eficientes, para todos los casos de estudio. Las emisiones de CO<sub>2</sub> y los costos totales actuales que conformaron las alternativas de Pareto, obtenidas con esta fase, fueron utilizados en la siguiente fase, en la que se adicionaron criterios sociales, tecnológicos y ambientales evaluados por expertos en el área de energías renovables. Para tratar la información incierta o imprecisa asociada a estos criterios, se construyó un segundo modelo novedoso de análisis multiatributo de decisión difuso que involucró todos los criterios asociados a la sostenibilidad evaluados anteriormente. El modelo permitió clasificar cada una de las alternativas de Pareto y seleccionar la mejor. Los resultados de uno de los casos se validaron en el Software HOMER Energy.

---

\* Tesis de grado

\*\* facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería Química Doctorado en Ingeniería Química Director: Dr. Sc. Viatcheslav Kafarov Co-directores Ph. D. Gerardo Latorre Bayona Ph. D. Ricardo Quijano Hurtado

## ABSTRACT

**TITLE:** DESIGN AND APPLICATION OF A METHODOLOGY BASED ON DIFFUSE LOGIC FOR THE SELECTION OF SUSTAINABLE ELECTRICAL GENERATION ALTERNATIVES IN NON-INTERCONNECTED ZONES OF COLOMBIA \*

**AUTHOR:** ANA MARÍA ROSSO CERÓN\*\*

In this work, a new hybrid methodological framework has been proposed to select sustainable alternatives for electric power generation in non-connected zones of Colombia, through social, technological, environmental and economic criteria.

Penetration barriers of renewable energy systems in Colombia were identified, and the most accepted systems were determined.

The application of the methodological framework was carried out in four cases of study. In order to establish the resources of the zones, the energy potentials of solar, wind, water and agricultural residual biomass were estimated.

A fuzzy multiobjective mixed integer linear programming model was proposed and developed based on economic, environmental and technological criteria that allowed for the treatment of uncertain parameters, all them key in the subject energy planning.

Process analysis and thermodynamic tools were incorporated to estimate uncertain parameters associated with the energy systems (solar photovoltaic, wind turbines, diesel plants, waste biomass gasifiers and the extension of transmission networks).

The developed model allowed determining efficient Pareto alternatives, for all the study cases. The CO<sub>2</sub> emissions and the current total costs, that formed the Pareto alternatives, were used in the next phase, together with additional social, technological and environmental criteria, evaluated by experts in the area of renewable energies.

To deal with the uncertain or imprecise information associated with these criteria, a second novel model base on fuzzy logic was constructed. It involved all the sustainable criteria evaluated previously for classifying each of the Pareto alternatives and selecting the most sustainable. Finally, the results of one of the cases were validated with the HOMER energy Software.

---

\* Thesis of grade

\*\* Faculty of Physico-Chemical Engineering. Chemical Engineering Department Doctorate in Chemical Engineering Director: Dr. Sc. Viatcheslav Kafarov Co-directores Ph. D. Gerardo Latorre Bayona Ph. D. Ricardo Quijano Hurtado

## INTRODUCCIÓN

Los sistemas energéticos modernos son capaces de mejorar el nivel de vida y satisfacer las necesidades básicas. Entre ellas: la luz eléctrica permite ampliar el número de horas para poder leer y trabajar; los nuevos hornos para calefacción y cocina permiten disminuir la exposición a los humos nocivos y reducir el tiempo empleado en la recolección de combustible; y los sistemas modernos de refrigeración permiten extender la duración de los alimentos y medicamentos.

Sin embargo, según las conclusiones alcanzadas por el *World Energy Outlook* [1], 1600 millones de personas no tienen acceso a energía para sus hogares (situadas normalmente en lugares remotos, de difícil acceso y siguiendo un patrón disperso). En muchos casos, la conexión a la red eléctrica constituye una opción no factible por el aislamiento de la zona, sin embargo, la generación de electricidad basada en fuentes renovables locales se convierte en una solución de gran potencial, económica y ambientalmente viable para satisfacer la demanda existente [2].

Es por esto, que países en vía de desarrollo como Brasil (Programa luz para todos), Chile (Programa de Electrificación Rural), India y China han desarrollado planes para la reducción de la pobreza y hambre, usando como vector la generación de energía eléctrica mediante tecnologías renovables (hidroeléctricas, biomasa, sistemas fotovoltaicos y eólicos o un híbrido de ellas) que han dejado una huella positiva a nivel social, económico y ambiental en estas regiones. China e India se han convertido en potencias económicas en el mercado de energía, esto incrementa la demanda de energía a nivel mundial lo que acarrea importantes beneficios económicos para el resto del mundo, pero aumenta la competitividad en el sector energético a nivel de materias primas [3].

En Colombia, varias entidades gubernamentales han estudiado las posibilidades de desarrollo energético; por ejemplo, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las ZNI (IPSE) han planteado acciones y retos para la energización de las ZNI dentro de los cuales se han establecido estrategias como la determinación de potenciales energéticos que puedan ser explotadas para la producción de energía limpia, la evaluación de proyectos de inversión sostenible en las zonas para aumentar el acceso a la energía renovable y mejorar las prácticas de eficiencia energética. Dentro de estos proyectos se encuentra el programa de energía limpia para Colombia (CCEP) [4], que plantea frentes de trabajo para el desarrollo de metodologías y herramientas de planeación, los Planes de Energización Rural Sostenible (PERS) [5], departamentales o regionales, que permiten identificar, formular y estructurar lineamientos y estrategias de desarrollo energético rural, así como proyectos integrales y sostenibles de suministro y aprovechamiento de energía para un período de 15 años, políticas públicas, incentivos financieros y proyectos demostrativos.

Los anteriores proyectos plantean que la decisión sobre la elección de alternativas sostenibles de suministro de energía en las poblaciones aisladas debe incluir, además de los usuales criterios de sostenibilidad técnicos, económicos y ambientales [6]; criterios sociales, la distribución geográfica de los recursos energéticos [7], permitiendo determinar qué, dónde y cuándo construir nuevas unidades de generación de energía [8].

Por consiguiente, se hace necesario contar con herramientas de planificación, que ofrezcan un método de trabajo propio que permita relacionar variables de interés. Sin embargo, estas herramientas por si solas no son suficientes para tomar la decisión que más se ajuste a las necesidades de una región, pues no tienen en cuenta otros factores que afectan la elección de un sistema energético [9].

En esta perspectiva, el análisis multicriterio de toma de decisiones o AMCD (Análisis Multicriterio de Decisión) es, quizá, la herramienta más adecuada para la evaluación integrada de la sostenibilidad [9], [10], ya que permite comprender los diferentes puntos de vista en cuestión, y apoyar el proceso de toma de decisiones mediante la creación de un conjunto de relaciones entre las diversas alternativas, criterios, objetivos conflictivos, múltiples intereses y perspectivas [11]. Sin embargo, la mayoría de estos modelos son determinísticos y probabilísticos y no se adaptan bien a problemas que presentan incertidumbre de naturaleza no probabilística, que son habituales en muchas situaciones del mundo real, dejando de lado la impresión en las opiniones de quienes toman decisiones. Para abordar estos problemas y tratar este tipo de incertidumbre no probabilística existen distintas herramientas, entre las cuales se encuentra la lógica difusa, que hace más flexibles y fiables los modelos de decisión [12].

A diferencia de los modelos probabilísticos que definen grados de incertidumbre, los modelos difusos juegan un papel esencial en la toma de decisiones racionales en entornos de incertidumbre e imprecisión. Estos se caracterizan por emplear escalas semánticas con niveles de ambigüedad y vaguedad en términos de posibilidades para cuyos elementos no es clara la transición entre la pertenencia y no pertenencia a cierta clase. Son apropiados en situaciones donde la información insuficiente transforma un panorama incierto en una situación ambigua [12].

En consecuencia, al considerar la relevancia que este problema de electrificación ha tomado en los últimos años y la importancia de la inclusión de energías renovables y criterios de evaluación que involucren el desarrollo sostenible; esta investigación contribuye con el diseño y aplicación de una metodología integral basada en lógica difusa que permite la relación de múltiples criterios de sostenibilidad (medidos de forma cualitativa y cuantitativa) con una variable para seleccionar alternativas sostenibles de generación eléctrica a largo plazo en ZNI de Colombia, llamada índice de sostenibilidad.

## **1. MARCO GENERAL**

### **1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

Uno de los grandes problemas del mundo moderno es la dependencia energética de los combustibles fósiles. Dentro de las razones de esos problemas está el hecho de que son fuentes no renovables de energía y no existe un sistema de producción a corto plazo que permita recuperar el combustible consumido. Se estima que la demanda de energía causada por factores como el aumento de la población mundial, el crecimiento económico, el desarrollo tecnológico y la implementación de medidas frente al cambio climático, se incrementará en un 36% entre el 2008 y 2035 [1].

De acuerdo al Balance Energético Nacional [13], durante el 2015, Colombia consumió cerca de 1200 Peta Julios de energía final, de los cuales aproximadamente el 72% corresponde al consumo de fuentes fósiles (carbón, hidrocarburos y sus derivados), 11% de biomasa y el 17% restante corresponde al consumo de energía eléctrica (de los cuales 20% proviene de fuentes fósiles).

Un aspecto adicional que genera gran preocupación a nivel ambiental, son las emisiones que resultan del proceso de combustión de recursos fósiles usados para el aprovechamiento energético. Dentro de éstas, se encuentran la emisión de dióxido de carbono, considerada una de las principales causantes del efecto invernadero; la emisión de gases contaminantes, como el monóxido de carbono, los óxidos de nitrógeno y los compuestos azufrados [14].

Estos factores han causado numerosos trastornos políticos, económicos y ambientales, que en los últimos años han impulsado a la comunidad a invertir en la

investigación, desarrollo y aplicación de prácticas de producción limpia mediante tecnologías más eficientes, así como la utilización de recursos renovables para la generación de energía: solar, eólica, hidráulica, de la biomasa, geotérmica y mareomotriz. Pese a lo anterior, a nivel mundial cerca de 1600 millones de personas aún carecen de acceso a la electricidad, 87% de los cuales viven en zonas rurales, y aproximadamente, 1000 millones sólo tienen acceso a fuentes de electricidad poco confiables [15].

Se estima que la inversión de capital necesaria para proporcionar servicios modernos de energía a esta población es de aproximadamente, 40 mil millones de dólares por año hasta el 2030. Esto representa cerca del 3% de la inversión total en energía a nivel mundial esperado para este período [15].

En América Latina, es notable la necesidad de invertir en el desarrollo de la infraestructura energética para alcanzar los objetivos energéticos regionales [14], puesto que existe una alta tasa de crecimiento en demanda energética [17] y escasos recursos monetarios para financiar todos los proyectos de nueva generación requeridos. En este contexto, vale la pena resaltar que en el año 2015 la demanda eléctrica colombiana alcanzó una magnitud de 66.174 GWh, lo cual implica un crecimiento del 4,2 % respecto al año 2014 [18].

Por otro lado, aproximadamente 421 mil hogares colombianos no tienen servicio de energía eléctrica, ya que el 57% de estos hogares no están conectados al SIN (Sistema Interconectado Nacional) y la mayoría de ellos se encuentran en ZNI, las cuales cubren casi el 52% del territorio nacional. [19].

Las ZNI se caracterizan por tener una baja densidad poblacional (4%), carencia de rutas de acceso adecuadas, el sector industrial, el comercio y los servicios públicos son limitados y poco desarrollados, ocasionando que las necesidades básicas de las personas estén insatisfechas [20].

Asimismo, el servicio de energía eléctrica en estas zonas se caracteriza por condiciones desfavorables, entre las que se cuentan: baja cobertura (solo el 34% de la población), reducido número de horas de servicio (en promedio, disponibilidad de 8 h diarias) que son suplidas comúnmente con plantas diésel; baja calidad, confiabilidad y disponibilidad; altas pérdidas técnicas y precios altos; cultura del no pago, usuarios con muy bajo nivel de ingresos y difícil acceso a la zona por falta de infraestructura vial [21]. Por estas razones resulta tan costoso integrarlas al SIN, y se hace necesario que la prestación del servicio se genere directamente en cada zona.

Estas zonas están ubicadas en latitudes y altitudes con disponibilidad de recursos naturales autóctonos aptos para la generación de energía renovable; los cuales permiten disminuir gastos en transporte y fomentan el desarrollo socio-económico de estas regiones. No obstante, la decisión para seleccionar sistemas adecuados de generación es un problema de alta complejidad, ya que se requiere contemplar una multitud de aspectos relativos a las peculiaridades del área geográfica, el diseño y operación de los sistemas.

Adicionalmente, de acuerdo con la experiencia de programas de electrificación rural de países en vías de desarrollo, las barreras con las que se enfrenta el proceso de toma de decisiones son: dificultad para obtener datos precisos acerca de la demanda eléctrica y de recursos; la escasez de información actualizada acerca de la localización y tamaño de las comunidades a electrificar, así como de la red eléctrica existente [22].

En esta perspectiva, vale la pena resaltar que los métodos de toma de decisiones son por lo general de tipo económico, y la información detallada de las alternativas respecto a otros criterios de evaluación es incipiente. La información disponible no presenta datos respecto a intereses de la comunidad y las consecuencias

ambientales y sociales del proyecto de generación, entre otros aspectos que permitan evaluar las alternativas de forma integral.

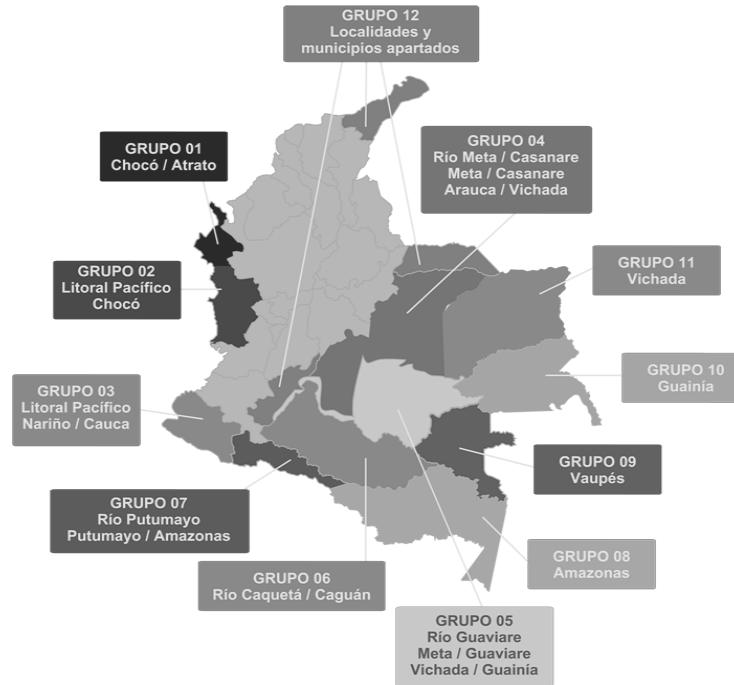
Por consiguiente, el presente trabajo de investigación busca dar soluciones energéticas sostenibles en ZNI basadas en recursos de energía renovable, sin dejar de lado la evaluación de las tradicionales plantas de diésel, implementando un modelo de toma de decisiones multicriterio basado en lógica difusa que permita la interacción de criterios ambientales, sociales, económicos y técnicos determinados a partir de bases de datos, softwares de simulación, herramientas de análisis de procesos y termodinámica.

## **1.2 MARCO CONCEPTUAL Y ESTADO DEL ARTE**

**1.2.1 Zonas No Interconectadas de Colombia (ZNI)** Como sus siglas lo indican, las ZNI de Colombia no están conectadas SIN, el suministro de energía se realiza mediante sistemas locales y aislados, en su mayor con plantas diésel, sistemas fotovoltaicos y pequeñas centrales hidroeléctricas.

Con el fin de estructurar un marco institucional, financiero y regulatorio que permita aumentar la cobertura energética y mejorar las condiciones del servicio en las ZNI promoviendo alternativas sustentables, el consorcio Hagler Bailly *Services* y Aene Consultoría S.A encabezados por la UPME [23], realizaron la caracterización detallada de las ZNI, agrupándolas según sus características energéticas, económicas y sociales, así como las condiciones mínimas para la prestación de servicio en cada grupo. Estas zonas se encuentran divididas en 12 grupos que abarcan 15 departamentos, 114 municipios, 1582 localidades y aproximadamente 1.800.000 habitantes [24], Figura 1.

**Figura 1. Distribución de las ZNI de Colombia**



Fuente: Subdirección de planificación energética del IPSE [24]

El departamento con mayor número de municipios con ZNI es Chocó, con el 28,6%; seguido de Nariño, con el 14,3%, y Caquetá, con el 12,1%. De la misma forma, el de mayor número de localidades con ZNI es Nariño, ocupando el primer lugar, con el 38,8%; seguido de Chocó, con el 20,1%. Finalmente, el volumen de usuarios no interconectados se distribuye en correlación con las localidades: Nariño tiene el mayor nivel, con 38,1%; seguido de Chocó, con 19,4%, y Cauca, con 11,4% [24].

Respecto al tipo de usuarios que usan la energía eléctrica en ZNI, según Subdirección de planificación energética [24], el 85% es consumido por hogares, con una ausencia notable del sector industrial y empresarial. De todas las zonas, la Amazonía es la única con presencia del sector industrial; las demás sólo tienen un uso marginal por parte del comercio e instituciones del Estado. La demanda en los hogares está segmentada respecto al uso y al número de personas en la población,

y la cocción de alimentos es la tarea que más demanda electricidad en todas las poblaciones.

Entre los departamentos con ZNI, Nariño presenta la mayor capacidad de generación con una capacidad instalada (23,2%); seguido por Amazonas (21%), que es uno de los departamentos con más baja población en estas zonas; y Chocó (13,4%) [24] .

La tecnología a base de diésel representa el 96,3% del total de la capacidad de generación en las ZNI y el 3,7% restante corresponde a pequeñas centrales hidroeléctricas, lo que significa que las ZNI poseen un nivel prácticamente nulo de diversificación tecnológica [25] .

El IPSE ha desarrollado varios sistemas demostrativos como los de poligeneración de Nazaret (diésel más solar de 100 kW y eólico de 200 kW) e Isla Fuerte (sistema fotovoltaico con planta de gas licuado de petróleo) en la Guajira y en Chocó, un gasificador de 40 kW en Necoclí [21] y un sistema híbrido (solar de 105 kWp más diésel de 135 kW) en Titumate [26].

**1.2.2 Planificación energética y desarrollo sostenible** Generalmente el suministro de energía eléctrica en la mayoría en sistemas aislados dependen de los combustibles fósiles, pero, para lograr reducir su consumo y dependencia y mejorar la calidad de vida de las comunidades, se utiliza la extensión de redes eléctricas, no obstante, donde no es posible esta solución deben considerarse la posibilidad de utilizar los recursos energéticos propios de las zonas como las fuentes renovables [27].

La expansión y penetración de nuevas fuentes de energía en regiones aisladas es una tarea compleja, dado que deben considerar aspectos relacionados con la interacción de la energía y el desarrollo sostenible que abarcan tres dimensiones

principales: (I) la sostenibilidad ambiental que persigue un crecimiento que sea respetuoso con el medio ambiente, (II) la sostenibilidad social que se centra las estrategias de justicia social en el mundo actual y con la vista puesta en las generaciones futuras. Por último, (III) la sostenibilidad económica se ocupa de buscar un desarrollo económico más equilibrado y estable a largo plazo [28].

En esta perspectiva, Dincer & Rosen [29] informaron de los vínculos entre la energía y el desarrollo sostenible, energía y exergía, exergía y medio ambiente, y la formulación de políticas energéticas en detalle. Ellos resaltan la importancia de la exergía y su utilización para obtener un mejor impacto en la utilización de los recursos energéticos y para promover un uso más eficiente de dichos recursos.

Para afrontar la compleja relación entre la energía y las dimensiones de desarrollo sostenible se han hecho intentos de proponer metodologías de planificación que sigan una ruta más sostenible, apuntando a incluir aspectos relacionados con las tres dimensiones de desarrollo sostenible [9].

Diversos autores han dado su propio concepto de planificación, aunque el uso de la planificación energética como herramienta para la toma de decisiones puede diferir dependiendo de las circunstancias, en general, su objetivo final es seleccionar alternativas energéticas para lograr un balance entre la oferta y la demanda en un contexto actual y futuro [21], [30].

Aunque el propósito de la planificación energética no varía de un lugar a otro, su implementación se ve afectada por diversos factores, como, por ejemplo, el nivel de desarrollo de un país, el mercado energético e incluso las políticas. Desde esta perspectiva, los planes de energía pueden ser vistos como herramientas para facilitar la toma de decisiones en estrategias futuras del sector energético en una región determinada [31].

En este sentido, evaluar las diferentes alternativas tecnológicas de generación de energía y seleccionar de las mejores, es fundamental para resolver el problema de planeación que implica la expansión y penetración de nuevas capacidades de generación conocido por sus siglas en inglés como PGEP (*Power Generation Expansion Planning*).

Meza, J. L., *et al.* [32], precisaron que el problema de PGEP debe enfrentarse a determinar qué, dónde y cuándo construir nuevas unidades de generación en un horizonte de planificación a largo plazo para satisfacer la demanda de energía prevista.

Por otro lado, Tekiner, H., *et al.* [33] indicaron que el problema de planificación de expansión de la generación de electricidad GEP (por sus siglas en inglés) consiste en la selección de opciones tecnológicas que se añaden a un sistema existente, considerando además, cuándo y dónde deben construirse para satisfacer la creciente demanda de energía en un horizonte de tiempo de planificación.

En esa perspectiva, el problema GEP busca básicamente encontrar el plan de expansión de mínimo costo, enfrentando objetivos en conflicto en el problema, tales como: el impacto ambiental, la fiabilidad, el combustible importado, la seguridad y así sucesivamente, que también deben tenerse en cuenta.

Alizadeh, B. & Jadid, S. [34], trabajaron simultáneamente el problema de planificación de expansión de generación de energía (GEP) y del problema de expansión de la transmisión de energía (TEP por sus siglas en inglés, *Transmission Expansion Planning*), manifestando que el problema de planificación de los sistemas de energía es muy importante debido a la creciente necesidad de electricidad y cómo la planificación requiere grandes inversiones financieras, es esencial tener en cuenta qué alternativas emplear y sus justificaciones económicas.

Los autores plantearon que el problema de expansión (GEP y TEP) queda definido con cuatro preguntas cruciales, a saber:

- ¿Dónde construir?
- ¿Cuándo construir?
- ¿Capacidad de generación?
- ¿Qué tecnología utilizar?

Estos problemas se consideran complejos y difíciles de resolver, principalmente cuando involucran múltiples criterios en conflicto como: la minimización de los costos del sistema y los impactos ambientales, y la maximización de confiabilidad; cuando tienen en cuenta la incertidumbre asociada a los datos de entrada.

Usualmente, dichos problemas se han abordado utilizando diferentes métodos de planificación energética que se pueden clasificar de diferentes formas [29], sin embargo, para el desarrollo metodológico de este trabajo se muestran dos formas de clasificación descritas en las dos secciones siguientes.

**1.2.3 Modelos de planificación energética** El diseño de la metodología de planificación debe permitir una visión conceptual del sistema, el establecimiento de la estructura, la identificación del flujo de datos, las relaciones entre componentes y especificar en detalles los pasos. Estos procesos usualmente están clasificados según dos modelos de planificación [35]:

**1.2.3.1 Top-down (arriba-abajo):** utilizan las relaciones entre las diferentes actividades económicas como orientación en planificación, sistemas de calificación, sistema de indicadores y sistema de estatización nacional o local. Usan datos agregados para evaluar las relaciones entre el sector energético y los demás sectores de la economía. Se basan en la experiencia acumulada de la práctica de muchos proyectos, datos históricos y estadísticos. En un esquema *top-down*, los planificadores se refieren a la información de otras comunidades o ciudades, y luego

hacen una guía para tomar las medidas correspondientes al área de planificación. Por lo tanto, este modelo puede considerarse como un método "exógeno" [35].

**1.2.3.2 Bottom-up (abajo-arriba):** este tipo de modelos se enfocan únicamente en el sector energético y utiliza datos desagregados. En el área de planeación energética involucran tres componentes principales: la previsión de la demanda de energía, la evaluación de los recursos energéticos y la optimización del sistema energético de toda la comunidad [35].

**1.2.4 Instrumentos de planificación energética** Los instrumentos de planificación energética están desarrollados para direccionar preguntas específicas y sólo se adaptan al propósito para el que fueron diseñados. Involucran una amplia gama y pueden ser clasificados de diferentes formas, en este trabajo se han dividido en función de la aplicación de un modelo *Bottom-up*. Un completo análisis de estas técnicas aplicadas a planificación energética descentralizada se ha hecho en [27], [36].

A continuación, se hace una descripción general de las herramientas de planificación y se muestran algunas de las aplicaciones de los últimos años.

**1.2.4.1 Previsión de la demanda y de los recursos disponibles** La previsión de la demanda de energía es fundamental de la planificación energética y a su vez una tarea compleja, ya que el proceso puede involucrar variables independientes asociadas a la demanda como el crecimiento, el estilo de vida de la población, el clima, el producto interno bruto, etc.

Igualmente, el proceso de la evaluación de los recursos energéticos es una tarea esencial para determinar la capacidad de los recursos energéticos necesarios para suministrar energía, que requiere de definir aspectos relacionados con el potencial

energético y la cantidad de recursos que pueden ser usados con las actuales tecnologías [35].

En estas temáticas los métodos usualmente utilizados son las series de tiempo y la predicción de factores claves son métodos ampliamente utilizados para la predicción del consumo de electricidad, combustible y energía renovable.

Consisten en la recopilación de datos históricos sobre el consumo de energía y el arreglo basado en series cronológicas las cuales permiten predecir la demanda futura de energía a partir de determinar de la variación de la tendencia o las relaciones entre las variables independientes y la demanda. Sin embargo, se debe tener presente que estos procesos de estimación siempre están sujetos a errores.

Para la estimación de la demanda de energía existen varias metodologías: Ramírez-Castaño [37] propuso una ecuación de crecimiento geométrico en función de las tasas de crecimiento históricas. Otros trabajos consideran el uso de series de temporales [38], [39] y algoritmos de inteligencia artificial como redes neuronales o algoritmos evolutivos [40], [41], [42] para expresar la relación entre variables dependientes e independientes.

En lo que concierne a la evaluación de recursos energéticos se han desarrollado herramientas que involucran Sistemas de Información Geográfica (SIG) para evaluar el potencial de energías renovables y de biocombustibles en todo el mundo. Adicionalmente, dichos sistemas pueden ayudar en la planificación del uso de tecnologías renovables con el fin de reemplazar las fuentes fósiles existentes o para su introducción en áreas rurales sin infraestructura eléctrica actual.

Algunas de las investigaciones hechas con SIG se han basado en la medición del potencial energético, su proyección y aplicación en diversos casos de estudio [43], [44], incluyendo, la evaluación del comportamiento espacial de las variables que

determinan la estabilidad de los resultados en el proceso de planeación de proyectos de energización [45], [46].

Adicionalmente, se han desarrollado trabajos para plantear soluciones de suministro energético sostenibles en zonas aisladas a través de la evaluación y el mapeo de los sistemas de generación y almacenamiento de energía renovable intermitente [47], así como la evaluación del potencial de biomasa [48].

**1.2.4.3 Herramientas informáticas de planificación** Connolly, *et al.* [49] describieron las herramientas informáticas para analizar la integración de las energías renovables en diversos sistemas energéticos. El trabajo compara modelos y herramientas que pueden contribuir planificación y análisis de sistemas energéticos como, por ejemplo, LEAP, MARKAL/TIMES, ENPEP-BALANCE, EnergyPlan, RETScreen, H2RES, HOMER, etc.

Para la fase de planificación integral, están disponible los modelos técnicos para los planes energéticos nacionales y de gran escala especialmente en países en vía de desarrollo, entre ellos, el modelo LEAP y la familia de modelos MARKAL, usados en Colombia por la UPME en sus análisis de planeación nacional a largo plazo [50].

LEAP (*Long Range Energy Alternatives Planning System*): es una herramienta de modelamiento a largo y corto plazo que soporta las metodologías *Bottom-up* y *Top-down* y permite monitorea el consumo de energía, la evaluación de gases de efecto invernadero, análisis costo beneficio, la producción y extracción de recursos en todos los sectores de la economía [9]. Provee un rango de metodologías de conteo y simulación para modelar planes de generación y expansión de capacidad en el sector eléctrico, y que a su vez son flexibles y transparentes para permitir la incorporación de datos y resultados de otros modelos más especializados.

MARKAL es un modelo matemático de un sistema de energía, que sirve como base para estimar el comportamiento de los sistemas energéticos en un horizonte multiperiodo, minimizando el costo global del sistema, pero que no toma en cuenta la dimensión social de la sostenibilidad [52], [53].

ENPEP-BALANCE es un módulo de equilibrio de balance no lineal que consta de un conjunto de herramientas analíticas diseñadas para realizar planificación integrada de energía y medio ambiente. El ENPEP contiene nueve módulos técnicos que pueden conectarse automáticamente para determinar la demanda agregada de energía, calcular la transformación y oferta de recursos, hacer balances de energía y, además, calcular la emisión de contaminantes con datos de la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos. Sin embargo, tiene una limitante para el cálculo del despacho hidrotérmico, ya que no cuenta con series históricas hidrológicas [9].

Aunque las anteriores herramientas hacen hincapié en el equilibrio entre la oferta y la demanda de energía, es más razonable y confiable hacer la explotación de energía primaria, la construcción de plantas de energía, el transporte de energía y los esquemas de planificación de utilización de energía basados en el flujo de energía “*in-out*”. Por lo tanto, estas herramientas no son factibles para discutir la gestión de la energía en pequeños sistemas con fuentes renovables [35].

RETSscreen (*Clean Energy Project Analysis Software*) es una herramienta de soporte de decisiones para evaluar la producción y ahorros de energía, costos, reducción de emisiones, viabilidad financiera y riesgos para varias tecnologías de energías renovables [53]. Fundamental en ella se comparan casos, típicamente la tecnología convencional, y un “caso propuesto” que usualmente es una tecnología de energía limpia. La comparación incluye todos los costos e índices económicos, como la tasa interna de retorno y valor presente neto. En detalle se pueden ver sus aplicaciones en [54].

Por otra parte, Energy PLAN es una herramienta informática para la simulación (hora a hora) determinista de sistemas energéticos regionales o nacionales completos, incluyendo electricidad, sistemas de almacenamiento, calefacción/refrigeración individual y distritos, industria y transporte [35]. Esta herramienta informática requiere de datos como demanda de energía; el consumo de combustible; capacidad instalada; costos de combustible y tecnologías y distribución de recursos energéticos. Se centra en el diseño y la evaluación de sistemas energéticos sostenibles que utilizan energía renovable y combustibles fósiles suministrando resultados sobre la energía generada, las emisiones de CO<sub>2</sub> y el costo anual del sistema. Fue desarrollada por el departamento de desarrollo y planificación de la Universidad de Aalborg, Dinamarca y entre sus aplicaciones se destacan la simulación [55] e integración de las energías renovables en los sectores del transporte y la electricidad [56], [57], [58].

En lo que respecta a las herramientas de simulación para zonas aisladas la mayoría de los modelos no predicen la demanda o evalúa recursos de energía o son de tipo determinísticos o no están comercializados. Entre ellos se tienen:

H<sub>2</sub>RES, una herramienta de balance de agua, electricidad, calor y demanda de hidrógeno simulados de forma horaria. Permite integrar sistemas renovables y de almacenamiento de energía en zonas aisladas. Ha sido utilizado previamente para evaluar escenarios de planeación energética en islas [59] e investigar el papel del hidrógeno en los futuros sistemas energéticos aislados [61], [62]. Fue desarrollado por el Instituto Técnico Superior de Lisboa y la Facultad de Ingeniería Mecánica y Arquitectura Naval de la Universidad de Zagreb en Croacia, pero su uso es para investigación interna y no está comercializado porque se están realizando mejoras para cálculos financieros que no se completan en H<sub>2</sub>RES, pero que están actualmente en desarrollo [62].

HOMER (*software for microgrid and distributed generation power system design and optimization*) es, quizá, la herramienta de simulación más popular para el dimensionamiento integrado de sistemas aislados. Es capaz de modelar y optimizar el comportamiento físico de los sistemas de generación con base en el costo de los componentes del sistema que considera la instalación y los costos de mantenimiento del sistema a través de su vida útil.

HOMER permite comparar varias configuraciones del sistema con base en aspectos técnicos y económicos y requiere como datos de entrada la curva de carga, curva de recursos, costos, restricciones del sistema de control y datos de emisiones. Proporciona como datos de salida en el valor presente neto, costo de energía, costo de capital, exceso de capital y el consumo de combustible [63].

Dentro de los trabajos realizados con HOMER se destacan el desarrollo de un modelo de electrificación para una zona remota en Chhattisgarh-India a partir de definir un sistema híbrido óptimo de energía renovable para compararlo con la opción tradicional de conexión a la red [64].

En el caso colombiano, Muñoz [65] y la UPME [66] plantearon la optimización de recursos energéticos en zonas aislada mediante estrategias de suministro y consumo a través del modelar y optimizar el comportamiento físico de los sistemas de generación con base en el costo de los sistemas usando el software HOMER, no obstante, estos trabajos dejan de lado aspectos importantes en la planificación energética como la incertidumbre en la demanda y la ya nombrada dimensión social.

**1.2.4.4 Optimización** La planificación energética es un clásico problema de optimización con restricciones de inversión, recursos, demanda, para optimizar la energía producida, distribución y utilización de recursos. Algunos autores han resuelto este complejo problema mediante la aplicación de programación lineal y no lineal mono-objetiva, algoritmos que involucran inteligencia evolutiva, redes

neuronales, colonia de hormigas, y teoría de grafos, entre otros que son descritos en [67].

En cuanto a programación lineal los desarrollos son bastante amplios y en su mayoría se enfocan a trabajos con un solo objetivo, generalmente, para resolver problemas de planificación a nivel nacional.

A nivel de sistemas aislados muchas herramientas son útiles para el modelamiento y simulación de sistemas: GAMS [68], LINDO [69], WDILOG2 [70].

En este ámbito, se destaca el trabajo de Akella [69] para la integración de sistemas de energía renovable una zona rural de Uttaranchal-India con el software LINDO y el de Morais, *et al.* [71] quienes optimizaron los costos de la operación y el control de una sistemas de generación (paneles solares, turbina eólica, pila de combustible y una batería para almacenamiento) en una localidad de Budapest a través de programación entera mixta en el sistema general de modelamiento algebraico (GAMS).

En cuanto a modelos de largo plazo Koltsaklis, *et al.* [72] desarrollaron un modelo de programación mixta entera para resolver un problema de expansión con sistemas centralizados en Grecia cuyo objetivo fue minimizar el costo del sistema eléctrico considerando restricciones ambientales, económicas y tecnológicas. Sin embargo, los autores proponen para futuras investigaciones la incorporación de la incertidumbre y la incorporación de escenarios para evaluar parámetros claves como la capacidad de penetración de tecnologías renovables ante escenarios de demanda.

En un nivel más complejo se han desarrollo modelos de programación estocástica entera mixta para evaluar la distribución de energía mediante nuevas tecnologías energéticas limpias a corto plazo [73] y la solución del problema de la expansión del

sistema de generación de electricidad mediante simulación de Monte Carlo para generar numerosos escenarios basados en las disponibilidades de componentes y la demanda de energía [74]. Sin embargo, los autores resaltan que para futuros trabajos es fundamental considerar las incertidumbres en la previsión de la demanda, el tiempo de construcción, la disponibilidad de recursos, y el precio de los combustibles.

En el caso colombiano, Guerra, *et al.* [75] abordaron la planificación integrada de la generación y la transmisión de electricidad en sistemas de potencia interconectados a la red a largo plazo de forma determinística. Consideraron la minimización del costo total del sistema y restricciones de tipo ambiental para mitigar las emisiones de CO<sub>2</sub> y el uso de recursos. Finalmente, proponen para futuras investigaciones la consideración de la incertidumbre en las variables de influencia en los sistemas.

Por otra parte, Silva & Nakata [76] desarrollaron un modelo de optimización estadístico aplicado para el diseño de un sistema descentralizado a partir de residuos agrícolas y biomasa forestal en una región en Colombia, sin embargo dejan de lado el análisis de la oferta y la demanda de electricidad y la inclusión de otras fuentes de energía.

Posteriormente, estos autores ampliaron su alcance a otras fuentes de generación con un modelo de programación con metas comparando sistemas renovables con sistemas generación diésel en ZNI de Colombia [7]; demostraron los beneficios que puede traer la introducción de electricidad con recursos locales y concluyeron que los métodos multiobjetivo son las herramientas adecuadas para la planificación en las zonas rurales. Sin embargo, este trabajo es aún limitado para cuantificar el impacto de las mejoras del acceso de energía en la reducción de la pobreza, así como para la evaluación de la viabilidad técnica del sistema energético puesto que, resaltan la necesidad de refinamiento de información relacionada con la demanda de energía,

la distribución de recursos geográficos, y la generación de empleo con el fin de mostrar una mayor comprensión de los sistemas.

Sugirieron que para futuras investigaciones es importante considerar la participación de actores en los procesos de decisión mediante la cuantificación de las preferencias a través de atributos particulares de las tecnologías para obtener soluciones más “deseables”.

Finalmente, Bastidas, M., [77] es un referente en el desarrollo de un modelo de multiobjetivo en Colombia. Este modelo permite minimizar gases efecto invernadero y costos energéticos y a su vez, maximizar la eficiencia energética aplicando algoritmos evolutivos a sistemas energéticos.

Aunque esta investigación constituye es una referencia para la implementación de métodos multiobjetivo en Colombia y resuelve un problema de optimización de sistemas energéticos, no se enfoca en el problema de planeación energética, donde se evalúan alternativas de generación de energía.

**1.2.4.5 Métodos toma de decisiones multicriterio** Los métodos de toma de decisiones multicriterio surgieron como una herramienta muy útil para encontrar soluciones a problemas en las que existen diferentes puntos de vista e intereses. Son considerados como la herramienta más adecuada para evaluar equilibradamente las dimensiones de sostenibilidad, cuando los objetivos se encuentran contrapuestos o en conflicto [78], [79].

En forma general, el proceso de toma de decisiones consta de dos etapas principales [68]:

**Figura 2. Etapas del proceso de toma de decisiones**



Fuente: Campuzano Canovas [80]

Por otro lado, en el lenguaje del análisis de la decisión, los términos: multicriterio, multiobjetivo, multiatributo se utilizan para describir problemas de decisión con más de una medida de efectividad, apareciendo indistintamente con un nombre u otro. Se ha aceptado la definición de Análisis Multicriterio de Decisiones (AMCD) que según varios autores es el término bajo el cual se agrupan a todos los métodos que se basan en múltiple atributos u objetivos, por lo que se divide en dos vertientes: (I) Análisis Multiobjetivo de Decisiones (AMOD) que se relaciona con aquellos problemas en los que el conjunto de alternativas no es discreto y se utiliza para diseñar la mejor alternativa considerando la interacción de los objetivos con las restricciones (los métodos de optimización presentados anteriormente también podrían entrar en la categoría); y (II) Análisis Multiatributo de Decisiones (AMAD), que se utiliza para seleccionar "la mejor alternativa" dentro de un conjunto explícito de ellas, la decisión final se conforma con la ayuda de la comparación de los atributos [80]. Tabla 1.

**Tabla 1. Comparación de aspectos entre AMOD y AMAD**

Aspecto	AMOD	AMAD
Criterio definido por	Objetivos	Atributos
Objetivos	Explícitos	Implícitos
Atributos	Implícitos	Explícitos
Restricciones	Activas	Inactivas
Alternativas	Infinito	No finito
Uso	Diseño	Selección

Fuente: Campuzano Canovas [80]

Según Quijano, *et al.* [21], la selección de alternativas mediante los AMOD y los AMAD puede hacerse de forma individual y grupal, bajo ambientes de certeza o de incertidumbre (probabilísticos y difusos).

Por otra parte, aunque algunos de los métodos de toma de decisiones multicriterio se han aplicado en el contexto de regiones aisladas, la cantidad de tecnologías y aspectos considerados es limitada. De hecho, usualmente los principales objetivos son la selección de tecnología y el aprovechamiento de recursos energéticos de forma estática. Por lo tanto, son necesarios nuevos aportes que incluyan el tiempo y vectores orientados al suministro de energía, así como herramientas para definir qué criterios considerar y como determinarlos [81].

Lo anterior es evidente en los trabajos para el apoyo a las decisiones en energías renovables hechos a partir de diferentes métodos de AMCD. A continuación, se hace una corta descripción de la literatura científica existente sobre dichos métodos y algunas de sus aplicaciones en el área.

En la última década se han realizado numerosos trabajos empleando el proceso de jerarquía analítica (*AHP-Analysis Hierarchy Process*), siendo el método integral más popular basado en la preferencia de los interesados [82]. Este método, fue desarrollado por Saaty [83], [84] y se basa en la descomposición de un problema complejo en una Jerarquía, donde el objetivo o meta está en la parte superior de la jerarquía y es seguido por niveles de criterios y sub-criterios, encontrándose en el nivel más bajo las diferentes alternativas. También, permite la interacción de diferentes criterios en diferentes niveles a partir de la construcción de una matriz para comparar pares de elementos con una escala del 1 al 9.

Su principal ventaja es que usando la ponderación se elimina la subjetividad y no la deja en manos de quienes tomen la decisión. En contra posición su principal desventaja radica en que, si la matriz jerárquica del proceso de decisión se encuentra mal diseñada, o no se consideran factores importantes para la investigación, los pesos de los criterios pueden distorsionarse, causando errores en los resultados obtenidos.

Dentro de la literatura científica desarrollada para priorizar las opciones de energía a nivel nacional de varios países mediante AHP considerando diferentes atributos de las alternativas y la participación de expertos se encuentran los casos de [85], [86], [87], [88], [89].

Otra técnica muy utilizada para la toma de decisiones multicriterio, pese a que no cuenta con un buen nivel de sensibilidad ante la variación de algunos de los criterios [88] es la eliminación y elección por traducción de la realidad (*ELECTRE-Elimination Et Choix Traduisant la Réalité*), capaz de manejar criterios de selección discretos (cuantitativos y cualitativos) basados en relaciones de superación para decidir acerca de una solución, que sin ser óptima pueda considerarse satisfactoria.

Con respecto a esta técnica, se han realizado trabajos para aplicarla en la toma de decisiones de grupos de interesados en el tema de planificación sobre planes de acción para la difusión de las tecnologías de energías renovables a nivel nacional [91] y regional en Europa [92].

Adicionalmente, la comunidad científica experta en el área de AMCD ha trabajado con el método de organización de la clasificación de las preferencias por enriquecimiento (*PROMETHEE-Preference Ranking Organization Method for Enrichment Evaluations*), que usa como principio “superar para seleccionar y clasificar las alternativas”. No obstante, el inconveniente de este método radica que el caso de muchos criterios dificulta la toma de decisiones para obtener una visión clara del problema y evaluar los resultados. Algunas de las aplicaciones para seleccionar tecnologías de generación a nivel nacional a través de expertos se describen en [93].

Otros trabajos desarrollados en esta área han utilizado los métodos de clasificación por compromiso VIKOR (*Vise Kriterijumska Optimizacija I Kompromisno Resenje*) y la técnica para ordenar las preferencia por similitud con la solución ideal (TOPSI -

*Technique for Order of Preference by Similarity to Ideal Solution*) ambas técnicas se basan en considerar simultáneamente la cercanía (distancia) al ideal y anti-ideal de diferentes alternativas y normalizar los criterios de evaluación que usualmente tienen diferentes unidades [94], sin embargo a diferencia del método VIKOR, la técnica TOPSI no considera la importancia relativa de estas distancias [95].

Por lo general ambas técnicas se han usado para evaluar y comparar la sostenibilidad de diversos planes de energía o las tecnologías de energías renovables con el objetivo de dar apoyo a la decisión de selección de las opciones más apropiadas [96], [97].

Con el mismo objetivo de obtener mejores resultados en el área de la selección de tecnologías y políticas energéticas, estas técnicas han evolucionado formando híbridos entre ellas. Se han trabajado métodos VIKOR-AHP para la seleccionar tecnologías energéticas sostenibles tanto a nivel nacional como en zonas aisladas a través de la consulta a expertos [98], [99], [100].

Otros trabajos, desarrollados en esta temática, han utilizado híbridos AHP-difusos como estrategias inteligentes para abordar problemas de planeación energética como la utilización de recursos o escoger la mejor tecnología a nivel nacional y regional [101], [102].

Se han involucrado los enfoques con lógica difusa, puesto que a menudo el AMCD está influenciado por la incertidumbre en aplicaciones de la vida real y en esta situación la teoría de conjuntos difusos es una herramienta adecuada para hacer frente a este tipo de problemas debido a que los tomadores de decisiones no pueden (o no quieren) expresar sus evaluaciones con valores numéricos y se expresan con variables lingüísticas [103], [104].

La matemática difusa llamada teoría de los conjuntos difusos, introducida por Zadeh en 1965 [105] y la teoría de la posibilidad asociada a ella, nacen como una solución matemática a la multitud de problemas y situaciones de la vida real a los que las teorías clásicas (conjuntista o probabilística) no podían dar solución.

En general la lógica difusa es un sistema lógico de inteligencia artificial que usa variables cuyos valores son palabras en lugar de números (variables lingüísticas-lenguaje natural). Aunque las palabras son inherentemente menos precisas que los números, el uso de la lógica difusa está más cerca de la intuición y del razonamiento humano [106]. Dentro del proceso de AMCD se pueden dividir en dos clases:

**Análisis multiatributo de decisiones difuso:** consiste en evaluar un conjunto finito de alternativas ante la presencia de criterios y restricciones relevantes. Si estos criterios y restricciones se presentan en forma lingüística, pueden ser representados en términos de conjuntos difusos (*fuzzificación*), la decisión se determinará mediante una consideración conjunta o agregada de los mismos (intersección o reglas lógicas) o sistema de inferencia. El grado de pertenencia de un objeto en la intersección de dos conjuntos difusos (o sea, el conjunto de decisión) se determina mediante el uso del teorema enunciado a continuación.

Asumiendo que se tiene un criterio M y una restricción difusa R en un espacio de alternativas X. Entonces M y R se pueden combinar para conformar una decisión D, cuyo resultado es un conjunto difuso que implica la intersección de M y de R. Simbólicamente se enuncia como:

$$D = M \cap R \text{ y correspondientemente: } \mu_D = \{\mu_M, \mu_R\}$$

De manera más general, suponiendo que se tienen n criterios  $M_1, \dots, M_n$  y m restricciones  $R_1, \dots, R_m$ .

La decisión resultante es la intersección de las metas dadas con las restricciones. O sea,  $D = M_1 \cap \dots \cap M_n \cap R_1 \cap \dots \cap R_n$ .

Y correspondientemente,  $\mu_D = \max\{\mu_{M_1}, \dots, \mu_{M_n}, \mu_{R_1}, \dots, \mu_{R_m}\}$

Finalmente, se obtiene el valor representativo del conjunto difuso obtenido de la intersección (*desfuzzificación*).

**Análisis multiobjetivo de decisiones difuso:** a diferencia de los modelos probabilísticos que definen grados de incertidumbre, los modelos difusos juegan un papel esencial en la toma de decisiones racionales en entornos de incertidumbre e imprecisión. Se caracterizan por emplear escalas semánticas con niveles de ambigüedad y vaguedad en términos de posibilidades para cuyos elementos no es clara la transición entre la pertenencia y no pertenencia a cierta clase [12].

Son adecuados en situaciones en donde la insuficiente información transforma un panorama totalmente incierto en una situación ambigua o si se efectúan decisiones en un contexto de incertidumbre e imprecisión. Sucede, por tanto, que los valores que se asignan a los parámetros que intervienen en el modelo, son estimaciones de los mismos hechas por los expertos en el tema objeto de estudio.

En esta perspectiva, los científicos han resaltado la importancia de la teoría difusa respecto a ambientes de incertidumbre y vaguedad. Las principales aplicaciones de se están desarrollando en tres direcciones: la clasificación y análisis de datos, el razonamiento bajo incertidumbre y los problemas de toma de decisiones [107]. Dependiendo del campo de aplicación la interpretación semántica del grado de pertenencia es distinta [105].

Según los trabajos desarrollados en esta área se deben tener claros aspectos como: (I) la identificación parámetros inciertos y una distribución relacionada, (II) la

formulación de un modelo de decisión difuso, (III) la conversión de la función objetivo y las restricciones con los parámetros difusos (es un número cuyo valor exacto se desconoce, pero una serie o rango de números en la que el valor se encuentra, es conocida) y sus respectivos equivalentes activos en funciones de grados de factibilidad predeterminados (*fuzzificación*), (IV) la solución el modelo convertido en los diferentes grados de factibilidad (*defuzzificación*), (V) la generación de la función de pertenencia difusa del grado de satisfacción basados en las soluciones obtenidas y las opiniones de los tomadores de decisiones, (VI) el grado de satisfacción sobre la formula y la calificación de la evaluación basado en la operación difusa e identificación de la alternativa de decisión final [108].

Finalmente, los estudios más recientes sobre programación matemática difusa concernientes modelos lineales de decisión multiobjetivo difusos se han desarrollado en los campos de ingeniería eléctrica, sistemas, industrial y para el manejo de información [108] entre otros. No obstante, la programación lineal difusa no ha sido atendida de forma extendida en el campo de la planificación energética.

**1.2.4.6 Técnicas análisis participativo** Para cualquier análisis de un sistema de energía rural es importante entender y capturar las interrelaciones que existen con la sociedad, el medio ambiente, las tecnologías y los aspectos de gobernabilidad. Una de las principales cuestiones relacionadas con cualquier AMCD es la falta de retroalimentación de diversas interacciones salvo en algunos casos especiales [27].

Consecuentemente, en el ámbito de la energía rural, se han realizado varios estudios que permiten el análisis participativo para entender cuestiones como estrategias para implementar sistemas de generación de energía descentralizados identificando barreras de mercado energético [109]; políticas energéticas desde la óptica de los usuarios finales [110]; riesgos por la instalación de sistemas de energía renovable. Lo anterior a través instrumentos como análisis Delphi utilizado para los estudios de prospectiva tecnológica o para pronóstico cualitativo, donde a través de

varias rondas de preguntas se comparte información, encontrando consenso sobre valores o escenarios posibles, cuando se deben evaluar los problemas a largo plazo, o los argumentos sociales pueden dominar consideraciones económicas o técnicas; *Checklist*; diagramas de causa y efecto y de fortalezas, oportunidades y amenazas [111]; sin embargo, estas técnicas no proporcionan por si solas un enfoque sistematizado de análisis por que un análisis exhaustivo requiere de la integración de métodos de solución descriptivos y prescriptivos que puedan abordarse a corto y largo plazo.

**1.2.4.7 Herramientas híbridas** Para dar mayor fortaleza a la toma de decisiones en el área de planificación energética, los actuales trabajos de investigación involucran una o más herramientas de planificación energética. Algunos de estos trabajos son descritos a continuación:

Meza, *et al.* [32], proponen un modelo multiobjetivo a largo plazo para la planificación de la expansión de generación de energía de los sistemas eléctricos en México. El modelo optimiza múltiples objetivos simultáneamente (minimiza los costos, el impacto ambiental, el combustible importado y el precio del combustible), y determina la ubicación de las unidades previstas generación en el horizonte de planificación de varios períodos. La forma de solución de este problema se basa en la programación lineal multiobjetivo para obtener las soluciones no dominadas y el uso del método de AHP para escoger la mejor solución. Sin embargo, los autores señalan que para futuras mejoras del modelo se deben considerar aspectos relacionados con la incertidumbre.

En cuanto al AHP el obstáculo es importante es la limitación con el tiempo por parte de los tomadores de decisiones. El segundo obstáculo es que los tomadores de decisiones tienen relativamente poca experiencia con este tipo de métodos, puesto que los miembros del grupo de decisión tienen prioridades muy diferentes, por lo

que se hacen necesarias mejoras en las aplicaciones de la investigación en estos temas.

A nivel de sistemas aislados Perea, *et al.* [112] desarrollaron un enfoque que se basa un modelo multiobjetivo para encontrar el diseño y tamaño óptimo entre varios sistemas de generación. Los objetivos involucran el costo nivelado del sistema, la fracción de carga no satisfecha y el consumo de combustible. La forma de solución de este problema se basa en la programación lineal multiobjetivo para obtener las soluciones no dominadas y un híbrido entre *Fuzzy-TOPSIS* para escoger la mejor solución. Sin embargo, el trabajo no considera la incertidumbre en los parámetros del sistema y las variables de entrada.

Por otra parte, Duic, *et al.* [59] propusieron una metodología para la integración de energías renovables con sistemas de almacenamiento en islas del Mediterráneo. Los autores incluyeron la integración de flujos de recursos, como, por ejemplo, el suministro de agua, así como la integración de los sistemas eléctricos y de transporte.

La aplicación de la metodología se basó en cuatro pasos principales: el mapeo de las necesidades de la isla, cartografía de los recursos de la isla, el diseño de escenarios a partir de las tecnologías que puedan utilizar los recursos disponibles para cubrir las necesidades y finalmente el modelamiento de los escenarios. No obstante, el trabajo no contempla aspectos relacionados con las personas interesadas, es decir el ámbito social.

Santoyo-Castelazo & Azapagic. [113] desarrollaron una metodología para seleccionar alternativas energéticas sostenibles aplicadas al suministro futuro de electricidad en México. Esta metodología involucra escenarios, evaluación de la sostenibilidad ambiental, económica y social mediante indicadores de análisis de ciclo de vida y análisis multicriterio de decisiones con sumas ponderadas, pero,

dejan de lado aspectos operativos, el diseño de las plantas y la participación de tomadores de decisiones. Los resultados de este trabajo ilustran la complejidad de la toma de decisiones en el sector energético, donde hay múltiples criterios y preferencias. Concluyendo que a menudo no existen soluciones únicas respecto a la solución “más sostenible” por lo tanto, se hacen necesarios análisis por compromiso por parte de los actores interesados quienes finalmente toman la decisión.

Por su parte en Colombia, la Universidad Nacional sede Medellín, Quijano [9], trabajó en el diseño y la implementación de una plataforma de planificación energética integral (MODERGIS) para potenciar recursos energéticos renovables, simular escenarios sostenibles y evaluar alternativas que puedan transformar la matriz energética nacional mediante la formulación de políticas adecuadas. Esta plataforma está integrada por módulos de sistemas de información geográfica (ENERGIS), aplicación de un modelo de análisis de demanda-oferta de energía (ENERDEM, basado en LEAP), y análisis multicriterio de decisiones aplicado a la sostenibilidad (ENERSOS basado en el método VIKOR).

ENERGIS logró su objetivo de identificar el potencial de las energías renovables sostenibles (solar, eólica y los cultivos energéticos) para el año 2030. Los resultados muestran, a nivel nacional y en función de los datos disponibles, que el potencial de energía eólica será de 26.600 MW, el de energía solar será de 350.000 MW. Con respecto a la bioenergía el potencial para biomasa se estima en 366.310 km<sup>2</sup>, para palma africana en 291.486 km<sup>2</sup>, y para caña de azúcar en 9667 km<sup>2</sup>.

Por otra parte, con el fin de introducir estos recursos en la canasta energética nacional, el autor utilizó el método VIKOR, para simular 5151 combinaciones posibles de proyectos de energías renovables en el escenario climático del fenómeno del niño. Esto permitió estimar que la participación de las tecnologías renovables se incrementará hasta un 7 % en la canasta energética para el 2030.

### 1.3 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO

En este capítulo se examinaron varias metodologías alternativas que se han desarrollado en la literatura. El material estudiado incluyó literatura académica sobre conceptos y casos prácticos sobre instrumentos específicos de planificación energética, tales como herramientas informáticas, optimización, técnicas de toma de decisiones multicriterio, y técnicas de análisis participativo.

Con base en esta revisión, se encontró que el proceso de planificación energética en ZNI se ha abordado desde la factibilidad técnica y la viabilidad económica de los proyectos con énfasis en sistemas térmicos-diésel y cumpliendo solo con una solución temporal y deficitaria. Por lo tanto, la consideración de múltiples objetivos: sociales, ambientales, económicos y tecnológicos constituye una propuesta integral para la selección de alternativas de generación de energía y la asignación de recursos a proyectos de energización. Sin embargo, usualmente los trabajos realizados se han enfocado en el análisis de la tecnología, pero solo algunos consideran la integración de sistemas eléctricos y cuando lo hacen realizan análisis estáticos y determinísticos, dejando a un lado herramientas que permitan conocer el impacto futuro de las decisiones actuales sobre el desarrollo sostenible en sistemas aislados.

Por su parte, las herramientas informáticas de planificación energética, por sí solas, generalmente no capturan la naturaleza conflictiva de todos los aspectos involucrados en la toma de decisiones puesto que dejan de lado la opinión de actores involucrados, es decir, aspectos ligados al ámbito social.

En esta perspectiva, los métodos de AMCD parecen considerar todas las dimensiones de sostenibilidad, pero estos métodos por sí solos son insuficientes para desarrollar el diseño y análisis detallado del sistema. Por lo tanto, se requiere de un enfoque que involucre una metodología híbrida entre herramientas de

optimización multiobjetivo para representar detalladamente el sistema y que a su vez considere una fase multiatributo que permita integrar las dimensiones de sostenibilidad complementada mediante técnicas de análisis participativo.

No obstante, en el contexto de zonas aisladas esto puede ser un problema debido a que no hay un consenso sobre qué criterios utilizar en el proceso de decisión, además, la información asociada a estos criterios es incierta y débil y la opinión de los actores interesados puede ser imprecisa y subjetiva, ante esta situación, aparecen o los enfoques que involucran entornos difusos como herramientas adecuadas para hacer frente a este tipo de problemas.

Por consiguiente, teniendo en cuenta la relevancia que este problema de electrificación ha tomado en los últimos años, y considerando la importancia de la inclusión de energías renovables y criterios de evaluación que involucre el impacto ambiental, social y desarrollo sostenible, además de los criterios económicos y técnicos tradicionalmente evaluados en la toma de decisiones; esta investigación pretende contribuir con la resolución del problema de planeación de la expansión de capacidad en generación de energía eléctrica, a partir de alternativas que involucren fuentes de energía fósil y renovable.

Para ello incorporará, a diferencia de investigaciones anteriormente realizadas en nuestro país, herramientas de análisis de procesos (evaluación de costos y técnicas prospectivas) y termodinámica (balances de energía y la exergía asociada a los recursos) con el fin de determinar diversos criterios asociados a la sostenibilidad (tanto cuantitativos como cualitativos) y seleccionar las alternativas generación eléctrica a largo plazo mediante un indicador de sostenibilidad obtenido a través de un sistema de inferencia difuso. De manera que la decisión tomada tenga mayor soporte y sea respaldada desde varias dimensiones.

## **1.4 HIPÓTESIS**

Es posible diseñar y aplicar una metodología integral para la selección de alternativas sostenibles de generación eléctrica en ZNI de Colombia, mediante la construcción de un modelo de selección multicriterio basado en lógica difusa, que permita la interacción de variables sociales, técnicas, económicas y ambientales (relacionadas con dichas alternativas) determinadas a partir de bases de datos, softwares de simulación, herramientas de análisis de procesos y termodinámica.

## **1.5 OBJETIVOS**

**1.5.1 Objetivo General** Diseñar y aplicar una metodología integral para proponer alternativas sostenibles de generación eléctrica en ZNI de Colombia, mediante la construcción de un modelo de selección multicriterio basado en lógica difusa, que permita la interacción de variables sociales, técnicas, económicas y ambientales (relacionadas con dichas tecnologías) determinadas a partir de bases de datos, softwares de simulación, herramientas de análisis de procesos y termodinámica.

### **1.5.2 Objetivos Específicos**

- Determinar las barreras para la integración de energías renovables en Colombia y establecer los sistemas energéticos de mayor aceptación.
- A partir de las bases de datos existentes, estimar la demanda energética residencial que permita delimitar el área de estudio (cuatro departamentos con un caso de estudio cada uno) en ZNI y en ellas determinar el potencial de recursos energéticos disponibles.
- Establecer los criterios sociales, técnicos, económicos y ambientales que permitan caracterizar el problema de toma de decisiones y definir las alternativas tecnológicas de generación eléctrica que serán utilizadas en la metodología a desarrollar.

- Evaluar los criterios cuantitativos (económicos y ambientales) a través de la recolección de información mediante bases de datos, y los cálculos necesarios a partir del modelamiento y simulación de las plantas de generación eléctrica, aplicando software especializado en optimización.
- Evaluar los criterios cualitativos (ambientales, sociales y técnicos) a través de la recolección de información mediante bases de datos y cuestionarios dirigidos a actores (sectores: gubernamental, oferta, comercialización educación, investigación, y financiación) involucrados en proyectos de energías renovables en Colombia.
- Construir un modelo basado en lógica difusa para la toma de decisiones sobre alternativas de generación eléctrica y validar los resultados obtenidos con un caso de estudio, utilizando uno de los sistemas actuales de planeación energética en Colombia.
- Elaborar recomendaciones sobre la implementación del diseño metodológico para la selección de las tecnologías de generación eléctrica sostenible en el área de estudio seleccionada en las ZNI.

## **1.6 MARCO METODOLÓGICO**

**1.6.1 Revisión bibliográfica** Recopilación de información necesaria para documentar el proyecto: barreras de penetración de energía renovable, demanda energética en ZNI, potencial de recursos energéticos renovables en Colombia; tecnologías para generación de electricidad; criterios de sostenibilidad (económicos, ambientales, sociales y técnicos) para el desarrollo de energías renovables; metodologías de evaluación económica, análisis prospectivo, sistemas de información geográfica SIG, modelos de planificación energética, análisis multicriterio de decisión y desarrollo sostenible.

**1.6.2 Diseño de la metodología de selección de alternativas sostenibles de generación de energía** Construcción de una estructura metodológica a seguir, los recursos necesarios, las actividades de la metodología, métodos de AMCD y la información necesaria para el análisis prospectivo, tanto cualitativo como cuantitativo.

### **1.6.3 Evaluación de las barreras para la integración de energías renovables**

- Caracterización de las barreras de penetración de energía por sectores.
- Caracterización de actores involucrados en energías a nivel nacional.
- Diseño y aplicación de las encuestas para la evaluación de las barreras y las tecnologías.

### **1.6.4 Caracterización de las zonas de estudio y del problema de decisión**

- Estimación de la demanda de energía para la selección de las zonas de estudio.
- Estimación del potencial energético considerando datos de recursos renovables y restricciones ligadas a las zonas: reserva natural, resguardos indígenas y conflicto armado.
- Definición de los recursos, las plantas/tecnologías de generación y los criterios (cualitativos y cuantitativos) a ser utilizados en el problema de toma de decisiones.

### **1.6.5 Evaluación de criterios cuantitativos**

- Evaluación de criterios cuantitativos (económicos y ambientales) por medio de metodologías para determinar parámetros ambientales y de proyectos de inversión empleando para ellos: costos de inversión, O&M, costos de combustible, análisis prospectivo, análisis ambiental, etc.

Las plantas de generación son simuladas a través de GAMS para representar y optimizar de manera independiente los criterios cuantitativos asociados a los sistemas de generación.

Las actividades realizadas comprenden:

- Configuración de las plantas de generación, definición de las materias primas, la demanda de energía prevista, el potencial de recursos energéticos, la capacidad de generación, las condiciones de diseño y operación, los costos asociados, etc.

**1.6.6 Evaluación de los criterios cualitativos** Recolección de información sobre los criterios cualitativos (sociales, tecnológicos y ambientales) mediante cuestionarios dirigidos a actores (sectores: gubernamental, financiación, oferta, comercialización, educación, investigación) involucrados en proyectos de energías renovables en Colombia y su análisis prospectivo para obtener un consenso en las opiniones.

**1.6.7 Toma de decisiones multicriterio** Construcción de un modelo basado en lógica difusa a partir de los criterios preestablecidos (sujeto a las restricciones del sistema).

Finalmente, la validación del modelo metodológico desarrollado con un caso de estudio basado en datos reales y comparación de resultados con los de sistemas actuales de planeación energética en Colombia, en este caso HOMER.

## **2. METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS SOSTENIBLES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN ZNI**

Ante la escasez de energía y los problemas medioambientales causados por el uso de combustibles fósiles, las energías renovables tienen gran potencial para satisfacer la creciente demanda mundial de energía y se han convertido en pilar clave para lograr el desarrollo sostenible [112], [114].

Las instalaciones de energía renovable requieren una sólida infraestructura para generar y distribuir recursos energéticos, por lo tanto, se hace necesaria una adecuada revisión de las barreras de penetración, planificación y el apoyo continuo entre varias disciplinas del conocimiento, así como el cumplimiento de las preocupaciones ambientales, económicas, sociales y temporales que abarcan las directrices del desarrollo sostenible [114].

En este contexto, la exergía puede usarse como una medida del consumo o producción de recursos, debido a que es una herramienta poderosa para optimizar la eficiencia de procesos y sistemas. Esto acarrea un menor consumo de recursos y de emisión de contaminantes. Sin embargo, es un concepto mucho más útil y puede aplicarse para la contabilidad de recursos [29], ya que permite establecer un límite inferior y superior, donde el sistema puede operar de forma sostenible [115].

Las complejas interacciones en los sistemas de energía pueden dificultar la toma razonable de decisiones que implica una buena planificación energética. En esta perspectiva, se requieren aplicaciones innovadoras de metodologías que combinen aspectos físicos, técnicos, económicos, sociales y ambientales [112], a través de modelos de optimización en los que se representen los problemas a tratar y simultáneamente se puedan simular los sistemas energéticos. Resultando

soluciones y herramientas prácticas para los tomadores de decisiones del mundo real [116].

Desde ese punto de vista, el enfoque de AMCD es, quizá, la herramienta más adecuada para la evaluación integrada de la sostenibilidad [9], [10], ya que permite apoyar el proceso de toma de decisiones mediante relaciones entre las diversas alternativas, criterios conflictivos, múltiples intereses y perspectivas [11].

Adicionalmente, la decisión sobre la elección de alternativas sostenibles de suministro de energía en las poblaciones aisladas debe incluir, además de criterios de sostenibilidad; la distribución geográfica de los recursos energéticos propios, el crecimiento de la demanda de energía [4], [7] y dar respuesta a qué, dónde y cuándo construir plantas de generación de energía [32].

Para responder a estas preguntas se propone una metodología que involucre herramientas de optimización multiobjetivo que representen detalladamente el sistema a largo plazo y que a su vez consideren una fase multiatributo que permita integrar las dimensiones de sostenibilidad complementada mediante técnicas de análisis participativo.

No obstante, en las zonas aisladas esto puede ser un problema debido a que no hay un consenso sobre qué criterios utilizar en el proceso de decisión, la información asociada a estos criterios usualmente es incierta y la opinión de los actores interesados puede ser imprecisa y subjetiva. Ante esta situación, aparecen o los enfoques que involucran entornos difusos como herramientas adecuada para hacer frente a este tipo de problemas [31], [108].

Por lo tanto, para cumplir con los objetivos propuestos en esta investigación este capítulo se describe un esquema genérico del diseño de la metodología en entorno difuso para seleccionar alternativas sostenibles de generación de energía eléctrica

en ZNI. Para ello se incorporarán herramientas de análisis de procesos y termodinámica que permiten determinar diversos criterios asociados a la sostenibilidad y seleccionar alternativas de generación a largo plazo. Lo anterior inicia desde la revisión y el procesamiento de información bibliográfica sobre los instrumentos de planificación de proyectos de electrificación fuera de la red, así como la identificación de las características de cada enfoque.

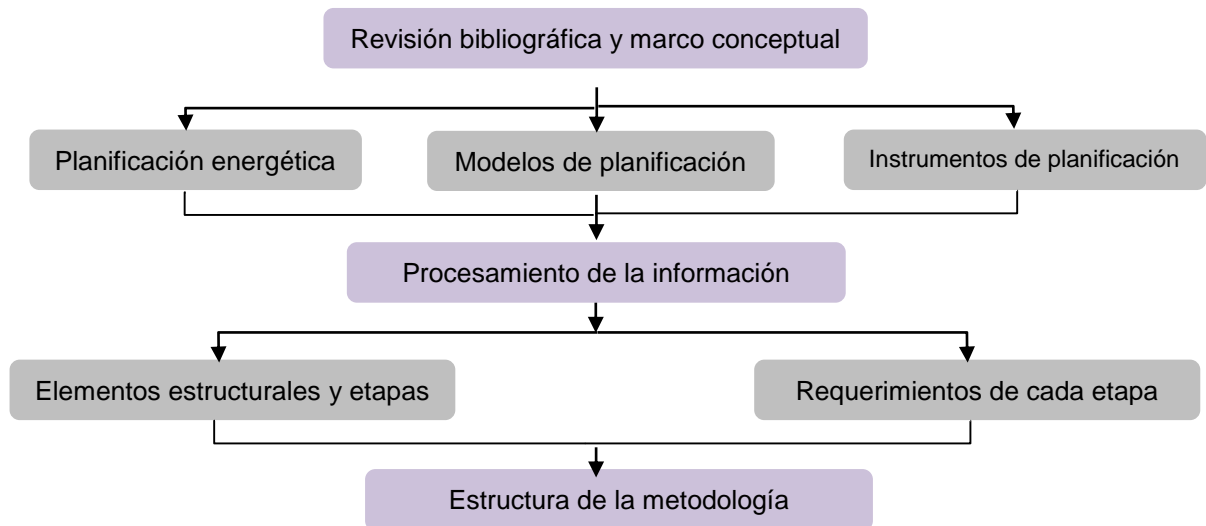
## **2.1 ETAPAS PARA EL DISEÑO DE LA METODOLOGÍA**

**2.1.1 Revisión bibliográfica** La revisión bibliográfica se basó en los enfoques de planificación energética que involucran conceptos y aplicaciones de modelos e instrumentos de planificación energética que consta de métodos de previsión, herramientas informáticas, optimización, métodos AMCD (AMOD y AMAD) y técnicas de análisis participativo.

**2.1.2 Procesamiento de información** En esta etapa se establecieron las relaciones entre demanda y oferta de energía y los modelos de AMCD en entorno difuso que permiten integrar los criterios de sostenibilidad, distribución geográfica y periodo de planeación.

**2.1.3 Estructura de la metodología** Esta etapa consistió en definir y describir los elementos estructurales de la metodología, las etapas y los requerimientos de cada etapa, Figura 3.

**Figura 3. Etapas para el diseño de la metodología para la selección de alternativas sostenibles de generación de energía en ZNI**

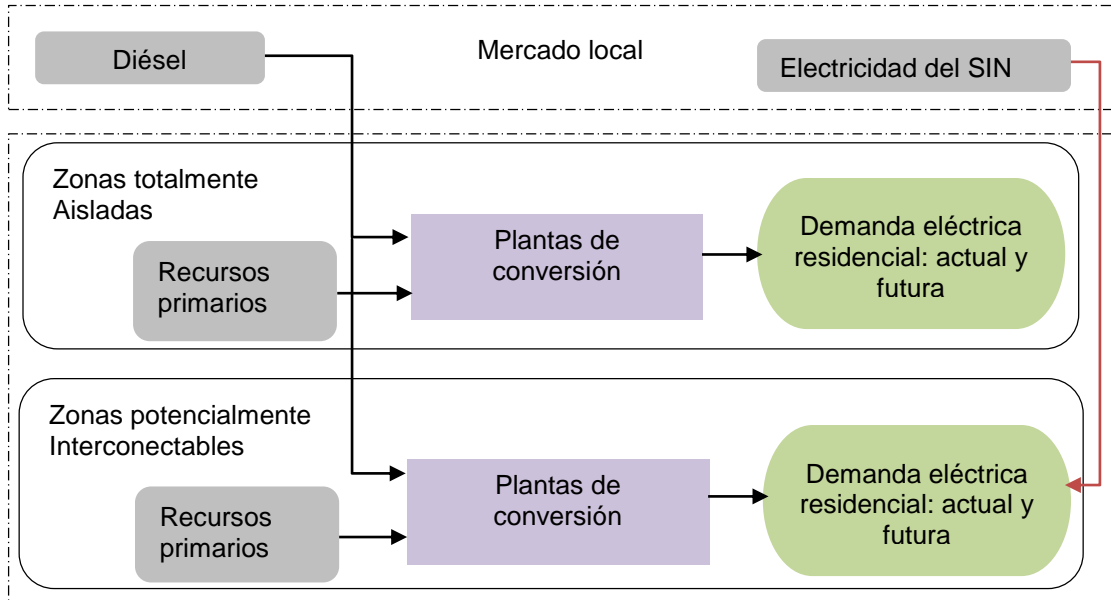


## 2.2 RESULTADOS

Para cumplir con los objetivos propuestos en esta investigación y siendo coherente con lo explicado en el marco metodológico del primer capítulo, se realizó la definición y representación del sistema a tratar. Para esto se utilizó un modelo de diseño *Bottom-up*, el cual contiene un módulo de demanda de energía (actual y prevista), un módulo de recursos energéticos disponibles (actuales y previstos) y un módulo de plantas de conversión de energía. Cada una de estas interfases de entrada y salida de estos tres sub-bloques están enlazadas por la primera ley de la termodinámica, Figura 4.

Asimismo, las ZNI se subdividieron en aquellas zonas que son completamente aisladas, como, por ejemplo, las islas, y zonas potencialmente interconectables al sistema interconectado nacional de acuerdo con la caracterización realizada por la UPME en [19].

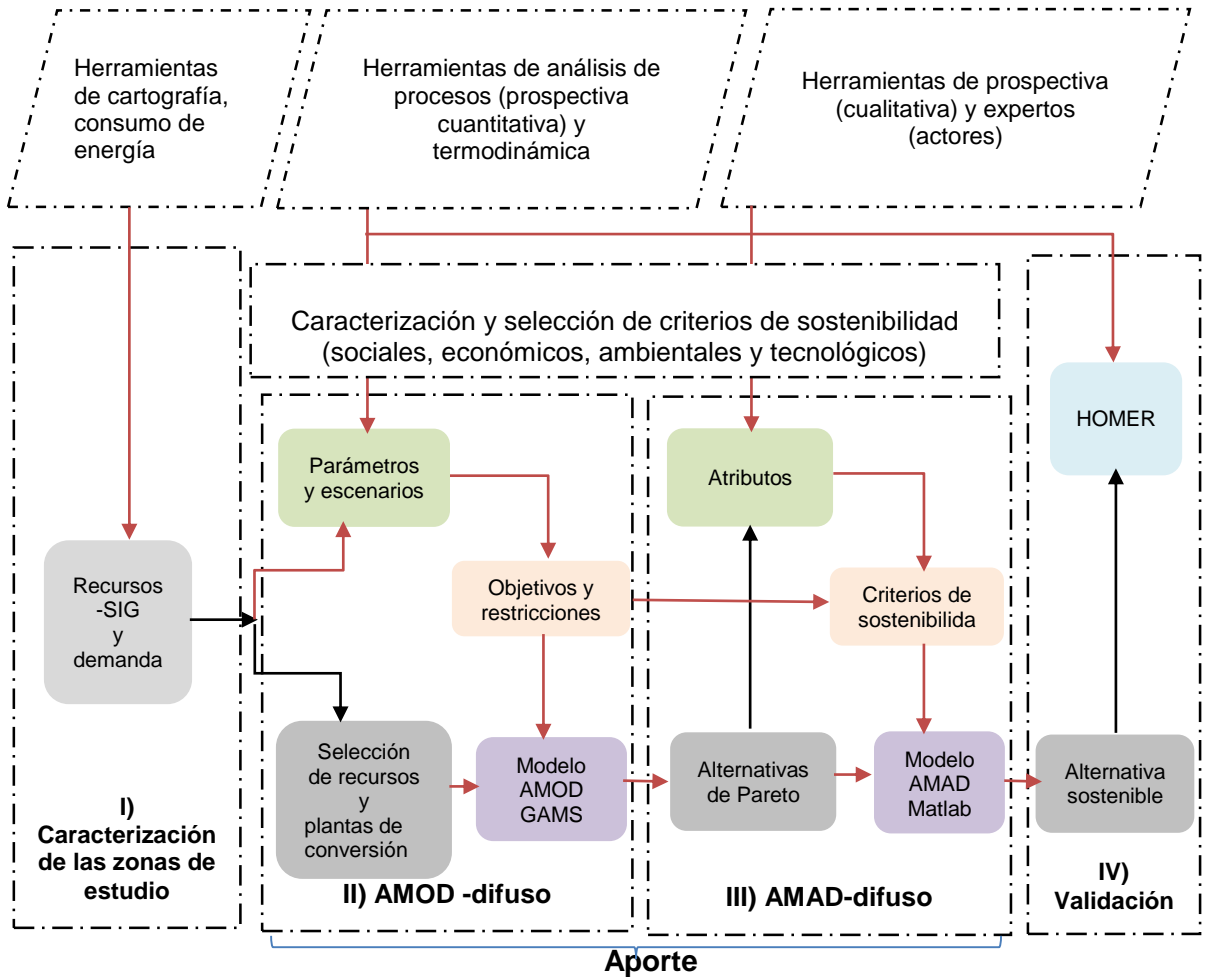
**Figura 4. Representación genérica del sistema energético en las ZNI**



Por otra parte, la metodología para seleccionar alternativas sostenibles a largo plazo de generación de energía eléctrica para el sistema descrito anteriormente, implicó el desarrollo de criterios de evaluación y de métodos para medir de manera confiable la sostenibilidad de los sistemas de energéticos (recursos, demanda y plantas de conversión), identificando aspectos que afectan el suministro energía, brindando información sobre las alternativas y monitoreando los impactos en el entorno social.

En forma general la estructura de metodología híbrida propuesta consta de cuatro etapas principales cada con sus respectivas sub-etapas, Figura 5.

**Figura 5. Estructura general de metodología propuesta**



**2.2.1 Primera etapa: caracterización de las zonas de estudio** Esta etapa consistió en estimar las necesidades energéticas y mapear los recursos energéticos primarios con los que cada zona de estudio cuenta. Para esto implementó lo siguiente:

**Actividades:**

- Estimación de la demanda de energía.
- Estimación del potencial energético.
- Definición los sistemas energéticos (recursos energéticos, demanda y plantas de conversión) en cada caso de estudio.

**Elementos estructurales:**

- Demanda de energía.
- Potencial energético.
- Plantas de conversión.

**Recursos necesarios:**

- Información del consumo de energía por usuario y número de usuarios de diferentes bases de datos disponibles en Colombia, tales como: el Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE), SUI (Sistema Único de Información), SIMEC (Sistema de Información Minero Energético Colombiano), Telemetría del IPSE y en la SSPD (Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios), etc.
- Información sobre recursos energéticos (radiación solar, velocidad del viento, biomasa residual agrícola disponible, poder calorífico, humedad, composición química, pluviosidad, etc.) y cartografía que incluya restricciones por parques naturales, grupos indígenas, grupos armados, etc. Proveniente del Instituto Geográfico Agustín Codazzi (IGAC), NASA, RETScreen, Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia (IDEAM), etc.
- Sistema de información geográfico, para el mapeo de recursos, en este caso ArGIS.

En este punto vale la pena anotar que el diseño y la descripción exhaustiva de las etapas de las etapas serán mostradas en los capítulos siguientes.

Por otro lado, las siguientes dos etapas se basaron en un AMCD, por lo tanto, para cuando se ejecutaron ambas fases, se había caracterizado el problema de decisión, es decir, que se definieron el problema, las alternativas y los criterios que integran la dimensión económica, social, tecnológica y ambiental.

**2.2.2 Segunda etapa: AMOD-difuso** En esta fase se desarrolló un modelo de AMOD difuso que tenía como objetivos los dos criterios más utilizados según la literatura, y como alternativas a los sistemas de generación formados por: recursos, plantas de conversión y demanda por zona.

El modelo AMOD difuso permitió generar un número discreto de alternativas de generación no dominadas o Pareto-óptimas, esto es, alternativas que no son superadas por ninguna otra en todos los objetivos y que para su selección requieren no sólo de un análisis matemático, sino también de la incorporación de las preferencias del decisor para seleccionar una de ellas como definitiva [117].

Cada una de las alternativas de Pareto describe qué construir, dónde construir y cuándo construir plantas de generación de energía a largo plazo en ZNI.

**Actividades:**

- Desarrollo del modelo multiobjetivo difuso, con el que se constituyeron relaciones espaciales y funcionales de los sistemas energéticos: esto incluyó el planteamiento del problema, los objetivos y las restricciones (operacionales, de diseño, de recursos y de dinero) asociadas a los sistemas de generación, considerando un horizonte de planeación a largo plazo.
- Definición del proceso de solución del modelo de AMOD difuso. Esto incluyó la *fuzzificación* (se asociaron los parámetros a funciones de pertenencia o conjuntos difusos) y *defuzzificación* (se obtuvo el valor representativo de un conjunto difuso) de los parámetros (coeficientes de los objetivos y las restricciones), y todo el proceso de solución del modelo multiobjetivo.
- Recolección y organización de la información de los parámetros del modelo (costos, recursos energéticos-renovables y fósiles, poder calorífico, demanda de energía, demanda de potencia, factores de planta, factores de disponibilidad, índice de precios al consumidor, como parámetro termodinámico la exergía-aplicada a la contabilidad de recursos, etc.)

- Prospectiva de los parámetros: esto incluyó la proyección (costos; recursos energéticos, renovables y fósiles; demanda de energía; demanda de potencia, etc.) para diferentes escenarios.
- Simulación y análisis de resultados: consistió en la generación de soluciones o alternativas de Pareto.

#### **Elementos estructurales:**

- Entradas de la fase: sistemas energéticos (recursos energéticos, plantas de conversión y demanda).
- Modelo matemático que incluye objetivos y restricciones.
- Parámetros de entrada o en otras palabras los valores de coeficientes de los objetivos y las restricciones.
- Salida de la fase: soluciones de Pareto y valores óptimos.

#### **Recursos:**

- Información de los parámetros del modelo proveniente de DANE, SUI, SIMEC, SSPD, catálogos de costos, Agencia Internacional de Energía, Banco de la República, Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), etc.
- Herramientas de prospectiva: las descritas en el primer capítulo y las concernientes al análisis de procesos.
- Software Excel para la gestión de la información y para soportar los datos de entradas y salidas de todas las etapas de la metodología.
- Software de modelamiento y simulación: GAMS, que es una herramienta de simulación y optimización altamente utilizada [118].

**2.2.3 Tercera etapa: AMAD-difuso** En la tercera etapa se propuso un método de AMAD difuso para seleccionar una alternativa de generación apropiada a partir de los criterios seleccionados en la caracterización y que posteriormente fueron evaluados por actores expertos en el área. Para esto se empleó lo siguiente:

## **Actividades**

Las actividades giraron en torno al diseño del sistema de inferencia difuso y consistió en:

- Establecimiento de las escalas de medición de los atributos asociados a los criterios de evaluación (definidos en la de caracterización del problema de decisión) de los sistemas energéticos.
- Evaluación los criterios a través de expertos: esto implicó contactar a los expertos (sector investigativo, educativo, gubernamental, comercialización, etc.), así como el diseño y procesamiento de las encuestas.
- Normalización de los valores de los atributos que pueden llegar a tener diferentes unidades.
- *Fuzzificación*: los criterios se asociaron a funciones de pertenencia o conjuntos difusos.
- Sistema de inferencia difusa: para esto se proporcionó la relación de los criterios asociados a los sistemas energéticos mediante un antecedente y un consecuente para obtener una respuesta representada por un conjunto difuso.
- *Defuzzificación*: se obtuvo el valor representativo del conjunto difuso obtenido de las reglas (índice de sostenibilidad).
- Simulación y análisis de resultados: se eligió una sola alternativa de Pareto por caso de estudio, es decir, la solución más sostenible.

## **Elementos estructurales**

- Entradas de la fase: alternativas de Pareto y criterios de sostenibilidad (tanto los provenientes del modelo multiobjetivo como los evaluados por los expertos).
- Modelo de lógica difusa basado en reglas de conocimiento.
- Salidas de la fase: alternativa sostenible seleccionada.

## **Recursos**

- Herramientas de análisis participativo: encuestas que involucran el análisis prospectivo para evaluar los criterios.

- Conocimiento de expertos.
- Software con herramienta de lógica difusa: en este caso se propuso usar la herramienta *Fuzzy* de Matlab, dado que permite modelar el comportamiento de sistemas complejos utilizando reglas lógicas simples e implementar estas reglas en el sistema de inferencia borrosa para simular los sistemas difusos [119].

**2.2.4 Cuarta etapa: verificación** Finalmente, la metodología fue validada mediante la aplicación de un software de simulación de los actualmente usados en Colombia, en este caso, HOMER Energy.

#### **Actividades realizadas**

- Simulación de la alternativa seleccionada para un caso de estudio con el software HOMER.
- Análisis y comparación de resultados obtenidos con HOMER y con la alternativa seleccionada.

#### **Elementos estructurales**

- Demanda de carga y oferta de energía.
- Costos de las plantas de conversión.
- Alternativa sostenible.

#### **Recursos**

- Datos de carga de demanda de energía (previamente determinados).
- Datos de recursos de energía (previamente determinados).
- Software HOMER.

Finalmente, esta metodología se evaluó mediante la aplicación a cuatro casos de estudio de las ZNI seleccionados en los capítulos posteriores.

## **2.3 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO**

En este capítulo se diseñó la metodología basada en lógica difusa para seleccionar alternativas sostenibles en ZNI de Colombia. Lo anterior permitió tener los lineamientos específicos para la aplicación en casos de estudio, así como la posibilidad de considerar criterios de sostenibilidad asociados a los sistemas energéticos.

Asimismo, se establecieron las bases generales de la metodología correspondientes a las cuatro etapas, los elementos estructurales, las actividades y los recursos (requerimientos de información y herramientas para su implementación).

La articulación de cada etapa originó un sistema de selección de alternativas sostenibles de generación de energía a largo plazo y su vez la participación de los actores expertos interesados en el área.

### **3. BARRERAS PARA LA ACEPTACIÓN SOCIAL DE SISTEMAS DE ENERGÍA RENOVABLE EN COLOMBIA**

La producción de energía es necesaria para el desarrollo del país, ya que es esencial para las actividades diarias tales como la iluminación, el uso de aparatos eléctricos, el transporte, la mejora de los niveles de vida en pro de la salud, la educación, y las oportunidades de empleo que finalmente conducen a beneficios económicos y sociales [120].

Asimismo, en las sociedades democráticas, el bienestar social es esencial para la adopción de las SER (sistemas de energía renovable) entendidos como alternativas sostenibles necesarias para disminuir el uso de los sistemas tradicionales de suministro energético (energía proveniente en un 35% de petróleo, 27% de carbón, 23% de gas natural, y el resto de energías alternativas) [121] que son causantes de graves impactos ambientales como cambio climático, la contaminación del aire y la lluvia ácida [122].

Lo anterior se convierte en un desafío, puesto que requiere de la educación de la población objetivo, para contrarrestar cualquier tipo de escepticismo o prejuicio negativo hacia el uso estos sistemas y que a largo plazo afecten su viabilidad. Por lo tanto, es trascendental conocer las opiniones de los actores involucrados con SER, ya que sus actitudes son base para su comportamiento hacia estos sistemas [123].

Entonces, con el objetivo de asegurar la participación de todas las partes involucradas en proyectos relacionados con SER, los procesos de planificación y la toma de decisiones energéticas deben incluir la opinión de expertos, así como las

actitud y percepción de la comunidad afectada hacia su aceptación [120], [124], [125], [126], [127].

Para obtener una mayor comprensión de las actitudes y la aceptación de la comunidad hacia SER, es fructífero evaluar las posibles barreras para la aceptación de proyectos de SER, así como las medidas que se pueden usar para suprimir dichas barreras y mejorar las perspectivas de los proyectos [128]. En este aspecto, la literatura científica enumera una amplia variedad de posibles barreras que se relacionan con la forma en que la comunidad percibe los SER y cómo es afectada por ellos [129], [130].

Entre los factores sociopolíticos y de mercado que influyen como obstáculos a los SER se encuentran las condiciones económicas en la región, los problemas con la propiedad pública y privada, los precios desfavorables de la electricidad, el alto costo inicial de los sistemas, los impuestos a la comercialización de las tecnologías, los subsidios de combustibles fósiles, la falta de acceso al crédito y la financiación, la falta de marco regulatorio y estándares gubernamentales, etc. [131], [132], [133].

Igualmente, los factores relacionados con la percepción del público se relacionan con la falta de información y conocimientos de nuevos SER, la falta de aceptación por parte de los consumidores, y la desconfianza hacia los inversionistas [134], [135], [136], [137].

De acuerdo con Painuly [138] las barreras pueden identificarse a través de la revisión de la literatura de proyectos similares; casos de estudio (a nivel local, regional, nacional e internacional); visitas a instalaciones de los proyectos, y como componente clave la interacción con los actores interesados (la industria, los consumidores, ONGs, expertos, políticos, asociaciones educativas y profesionales, etc.), a pesar de que tengan actitudes e intereses diferentes.

En este aspecto, se han llevado a cabo estudios sobre la aceptación social de las energías renovables (ER) en proyectos de pequeña y gran escala, conectados a la red y autónomos [140].

Rogers, *et al.* [141] investigaron desarrollos de SER a pequeña escala para comunidades de Reino Unido. Este estudio encontró que la mayoría de los residentes tienen un cierto nivel de conciencia de las energías renovables y apoyan su aplicación. Sin embargo, sólo un pequeño número de residentes estuvieron dispuestos a hacer parte de una comunidad dependiente solamente de SER.

También, Assefa & Frostell [120] describieron que los efectos sociales sobre SER se conforman en conjunto por cada miembro individualmente, y se acompañan de la aceptación social que es un componente importante de la sostenibilidad. Sin embargo, el concepto de aceptación social es a menudo utilizado por los analistas de política, pero pocos investigadores han ofrecido definiciones claras y utilizables.

En este aspecto, Wustenhagen, *et al.*[142] identificaron tres dimensiones para definir el concepto de aceptación social (I) la aceptación socio-política referida a la aceptación de una tecnología por políticas, tomadores de decisiones, investigadores, etc. (II) la aceptación del mercado: referida al proceso de adopción de una tecnología por parte del mercado (comercializadores, empresarios inversionistas, etc.) y (III) la aceptación de la comunidad que se refiere a la aceptación las comunidades que se ven afectadas directamente por la instalación de los SER.

Como es sabido, todos los aspectos antes mencionados, son característicos de cada uno de los países interesados en implementar SER. En consecuencia, la UPME, adscrita al Ministerio de Minas y Energía ha venido trabajando en acciones que facilitan condiciones para el desarrollo del mercado de las SER en Colombia, como la consolidación de un Sistema de Gestión de Información y Conocimiento en

SER que busca aportar a superar barreras para el desarrollo de estos sistemas en el país consolidando información, actores y condiciones para coordinar acciones [143].

Para lograr determinar el nivel de las barreras para aceptación de SER (solares, eólicos, de biomasa, hidráulicos, geotérmicos, mareomotrices) y establecer cual tiene mejor aplicación y aceptación social en Colombia cumpliendo con el objetivo 1, el presente estudio muestra los resultados de una encuesta dirigida a varios actores involucrados en el tema, enmarcada en el proyecto de consultoría: “levantamiento de información y conocimiento de actores involucrados y proyectos en fuentes no convencionales de energía renovable de Colombia”, desarrollado con el apoyo de la UPME.

Los resultados y análisis de las encuestas indicaron que las barreras de mayor incidencia son los alto costos de inversión, falta de acceso a crédito y financiamiento y la falta de marco regulatorio, siendo los sistemas de mini y pequeñas hidroeléctricas, para generación de electricidad, los de mayor aceptación.

### **3.1 DESCRIPCIÓN DE LAS BARRERAS**

La comprensión de la magnitud y naturaleza de las barreras es esencial para asegurar que las políticas de penetración y aceptación social de las SER van a tener éxito. La validez de estas ideas se prueba a través del diálogo con las partes interesadas en una serie de objetivos concretos, pero representativos [144]. En la Tabla 2 se describen y clasifican las barreras seleccionadas de Del Río & Burguillo [129] y Sovacool, *et al.* [137] para el estudio actual.

**Tabla 2. Barreras y descripción**

<b>Tipo</b>	<b>Barrera</b>	<b>Descripción</b>
<b>Socio-políticas</b>	Falta de marco regulatorio	Los SER se enfrentan a: el organismo regulador ineficaz, la reglamentación insuficiente y desfavorable, la falta de aplicación de las normas y reglamentos difíciles de manejar.
	Estándares gubernamentales	Los SER se enfrentan a: las restricciones u obstrucciones del gobierno a través de licencias, los requisitos mínimos de capital, las normas de control de la contaminación, seguridad, y eficacia.
<b>Del mercado</b>	Precios desfavorables de la electricidad	Los SER se enfrentan a: las subvenciones, los impuestos bajos y el precio para los consumidores (debajo del costo marginal) de la energía convencional.
	Alto costo de inversión	Los SER se enfrentan a: las altas tasas de interés, la escasez de capital, el poco acceso a capital barato, la percepción de riesgo por parte de instituciones financieras, la inflación, la demanda de crédito, etc.
	Impuestos a la comercialización	Los SER se enfrentan a: gravámenes desfavorables, como los derechos de importación de equipos e impuestos directos/indirectos.
	Subsidios a los combustibles fósiles	Los SER se enfrentan a: las subvenciones, los impuestos bajos y el precio para los consumidores (debajo del costo marginal) de los combustibles fósiles.
	Falta de acceso a crédito y financiación	Los SER se enfrentan a: el subdesarrollado del mercado de crédito, la mala capacidad de crédito, la falta de financiamiento e instrumentos de las instituciones financieras.
	SER hacen parte del mercado emergente	Los SER se enfrentan a: la falta y subdesarrollado de los canales de suministro, problemas logísticos, la falta de visibilidad, la falta de disponibilidad, dificultad de adquisición (por los consumidores), requisitos difíciles para ingresar al mercado, monopolio gubernamental, y en general barreras creadas por los proveedores existentes.
<b>De la comunidad</b>	Rechazo cultural al cambio que involucre el uso de SER	Los SER se enfrentan a: al rechazo cultural por desconocimiento, las creencias, las consideraciones estéticas, la resistencia al cambio por razones culturales, los precios para los consumidores y la desinformación.
	Falta de aceptación por parte de la comunidad	Los SER se enfrentan a: la falta de aprobación por parte de la comunidad (en ocasiones son vistas como algo ajeno e inservible), la falta de participación local y la preferencia por la energía tradicional.

Fuente: Del Rio & Burguillo [129] y Sovacool, *et al.* [137]

### 3.2 METODOLOGÍA

**3.2.1 Encuesta y descripción de la muestra** La encuesta fue desarrollada a partir de la revisión de la literatura y estuvo precedido por una prueba piloto. Sin embargo,

no se realizaron grandes cambios como resultado de las pruebas piloto, ya que resultó satisfactoria.

Posteriormente, dicha encuesta fue ejecutada durante agosto de 2013, en 27 capitales departamentales de Colombia (no fueron visitadas las capitales de los departamentos de Putumayo, Caquetá, Vichada, Vaupés, y Guainía por problemas de acceso), alcanzándose una participación de 210 actores involucrados con SER en Colombia.

La selección de los encuestados se realizó con base en la disposición para participar. Vale la pena resaltar que los actores involucrados se caracterizaban por ser un grupo diverso, conformado por funcionarios gubernamentales, investigadores, instituciones financieras, educadores y la población en general (comerciantes, proveedores y consumidores).

El principal objetivo de la encuesta fue la recolección de la información y el conocimiento de las SER colombianas y determinar el nivel de las barreras más significativas para su aceptación por parte de la comunidad. Por lo tanto, las encuestas se constituían por preguntas cuantitativas y cualitativas para construir una imagen completa de las necesidades energéticas locales y actitudes hacia los SER. El cuestionario contenía preguntas abiertas y cerradas, que incluyeron información sobre:

- Nombre/organización, actividad realizada.
- Descripción de proyectos (fuente de energía y consumo actual de energía).
- Puntos de vista sobre la energía renovable (evaluado mediante preguntas sobre las barreras de implementación y aceptación de los sistemas, esta última medida en escalas de alto, medio y bajo nivel de aceptación).

Finalmente, las respuestas fueron revisadas y registradas en una hoja Excel para la UPME.

**3.2.2 Escala de medición de las barreras** A cada actor involucrado en SER se le dio una explicación detallada acerca de la problemática a tratar, contextualizando la lista de barreras y su respectiva clasificación. Se les solicitó que indicaran el nivel de las barreras de aceptación de cada uno de los SER en una escala de cinco puntos.

El '5' en la escala indica “muy alto” (máximo nivel de las barreras para la aceptación de SER) y '1' indica “muy bajo” (mínimo nivel de las barreras para la aceptación de SER).

Generalmente, la capacidad para hacer una distinción cualitativa entre los diferentes niveles de una barrera puede representarse por atributos, por ejemplo, igual, débil y fuerte o para decirlo de otra manera, el rechazo, la indiferencia y aceptación.

Cada uno de estos niveles se puede subdividir en subniveles (bajo, medio y alto) distinguidos por nueve escalas. No obstante, Green & Carmone [145] indicaron que con una escala de cinco niveles es posible distinguir entre ellos niveles de las barreras. Por lo tanto, para medir el nivel de las barreras se adoptaron cinco niveles: muy bajo, bajo, medio, alto y muy alto.

**3.2.3 Análisis de datos** Todos los datos se analizaron mediante estadísticos descriptivos para medir la variabilidad entre los distintos grupos de datos (nivel de las barreras sobre la aceptación de SER), valores  $p \leq 0,05$  son significativos. La importancia de la interacción entre los niveles de las variables se probó mediante la prueba de diferencia significativa honesta de Tukey. Todos los análisis se realizaron con el paquete de R [146].

### 3.3 RESULTADOS Y ANÁLISIS

Fueron obtenidas un total de 200 encuestas válidas, de las cuales 21,33% provenían del sector gubernamental, 15,28% del sector investigativo (integrantes de grupos de investigación que trabajan en el área de energía), 12,51% del sector de comercialización (empresas comercializadoras de equipos), 19,69% del sector de oferta (empresas de energía), 4,62% del sector financiero (entidades financieras que trabajan en el área de energía), 8,51 % del sector educativo (profesores con conocimiento de energías renovables) y 18,05% de la comunidad (escuelas, centros de salud con SER) .

**3.3.1 Barreras socio-políticas para la aceptación de SER** Con el objetivo de medir el nivel de las barreras socio-políticas para la aceptación de SER, se evaluaron la falta de estándares gubernamentales y de marco regulatorio, Tabla 3. El análisis estadístico muestra significancia ( $0,003 = p < 0,05$ ); caracterizado por un muy alto nivel en la falta de marco regulatorio (39,1%), y de estándares gubernamentales (36,3%); esto se evidencia con diferentes sectores de la energía (transporte, industrial, residencial) que dependen prácticamente en su totalidad de las fuentes no convencionales de energía (grandes hidroeléctricas y combustibles fósiles).

Los actores involucrados con SER difieren acerca de las dificultades políticas y las limitaciones estructurales de los organismos gubernamentales para satisfacer los objetivos sociales, ambientales y económicos relacionadas con los SER. Coinciden que en Colombia existe desconfianza en la leyes para regular la adopción, estudios y licencias ambientales para grandes SER (limitados a las plantas de hasta 20 MW), donde se destaca la ley 697 de 2001 que establece el uso racional y eficiente de la energía y el interés en la promoción de fuentes no convencionales; el Decreto N.º 3783 del 19 de diciembre de 2003 que establece mecanismos e incentivos para la investigación y la financiación de las fuentes de energía renovables; y la reforma

fiscal de noviembre de 2002 que ofrece exención de impuestos durante quince años para los proyectos con mecanismos de desarrollo limpio.

Asimismo, la comisión de regulación de energía y gas (CREG) cuenta con un portal en Internet a través de la cual es posible acceder a toda la documentación legal y de regulatorio para el sector de la energía, sin embargo, la obtención básica información normativa requiere un considerable esfuerzo, tiempo y recursos. En consecuencia, su inaccesibilidad es una barrera importante para los inversores potenciales especialmente en pequeños proyectos de SER.

**Tabla 3. Barreras socio-políticas para la aceptación de SER**

Nivel de la barrera	% de respuestas				
	Muy bajo	Bajo	Medio	Alto	Muy alto
Falta de marco regulatorio	13,6	14,1	9,8	23,4	39,1
Falta de estándares gubernamentales	6,7	10,6	15,6	30,7	36,3

**3.3.2 Barreras de mercado para la aceptación de SER** Fueron evaluadas seis barreras de mercado para la aceptación de SER, Tabla 4. El contraste entre los niveles de las barreras tiene significancia estadística ( $p < 0,05$ ). Los resultados muestran que dentro de los niveles muy altos se encuentran los elevados costos de inversión inicial, con un valor de 41,5%, la falta de acceso a crédito y financiamiento con un valor de 35,7%, y los impuestos al comercio de financiación con valor de 30,2%.

**Tabla 4. Barreras de mercado para la aceptación de SER**

Nivel de la barrera	% de respuestas				
	Muy bajo	Bajo	Medio	Alto	Muy alto
Precios desfavorables de la electricidad	15,6	12,2	29,4	25,6	17,2
Alto costos de inversión	3,3	3,8	17,5	33,9	41,5
Impuestos de comercialización	13,7	14,3	17,6	24,2	30,2
Subsidios a los combustibles fósiles	15,0	12,2	17,8	30,0	25,0
Falta de acceso a crédito y financiamiento	8,2	10,4	23,6	22,0	35,7
SER hacen parte del mercado emergente	10,6	16,5	21,3	28,2	23,4

Los elevados costos de capital se deben a la ausencia de industria de fabricación de tecnologías de generación de energía en Colombia y los elevados costos de importación de tecnologías, especialmente para sistemas solares y eólicos. Por otro lado, los SER deben cumplir con el mismo conjunto de procedimientos que los proyectos de mayor escala y las evaluaciones de impacto ambientales son más complejas que las de los proyectos con fuentes no convencionales (tecnologías tradicionalmente comunes en el mercado colombiano); lo que aumenta la percepción de riesgo para el sector financiero.

Con respecto a la muy alta barrera de falta de acceso al crédito y financiación, existen pocas opciones disponibles para el crédito y financiación de SER debido a que los bancos comerciales del país ofrecen pocos productos de líneas de crédito para la asistencia técnica de SER y adicionalmente, las entidades de crédito (públicas y privadas), carecen de reglamentos y experiencia para manejar RES, por ejemplo, incentivos especiales relacionados con la fecha de vencimiento, las tasas de interés y los requisitos especiales de préstamo. Requiriéndose algún tipo de ayuda o subvención pública.

Asimismo, la regulación y el apoyo de los mercados financieros son percibidos con incertidumbre, por lo cual los promotores de SER hacen hincapié en la necesidad de una fuerte intervención del Estado para generar reducción en los costos de las tecnologías mediante incentivos fiscales y la distribución de recursos suficientes para la inversión inicial.

El muy alto nivel de impuestos a la comercialización se debe a la necesidad de ampliar la base tributaria para la comercialización e importación de equipos de SER; convirtiéndose en una desventaja en relación con los proyectos convencionales que implican una menor inversión por unidad de potencia instalada y por unidad de energía producida.

Por otro lado, de acuerdo con los actores, los subsidios a los combustibles fósiles tienen un nivel alto (30%) debido a la débil regulación para la implementación de proyectos de generación de energía a partir de fuentes renovables ya que no consideran los factores de desarrollo de estas tecnologías (compra obligatoria, precio fijo y plazo fijo para la compra de energía) y la ausencia de incentivos económicos (subsidios, disminución de impuestos y aranceles, etc.).

Con excepción de algunos proyectos como el parque eólico Jepirachi en La Guajira (en el norte de Colombia) y las plantas de cogeneración de la industria azucarera en el Valle del Cauca (oeste de Colombia) el alto nivel de la barrera de mercados emergentes (28,2%), a las que pertenecen los SER, se debe a los monopolios actuales del mercado energético, ya que estos proyectos compiten con abundantes recursos y bajos costos de la hidroelectricidad a gran escala y los combustibles fósiles convencionales.

Finalmente, el nivel intermedio de los precios desfavorables de la electricidad a partir de SER ha sido un cuello de botella para el crecimiento económico. Una crisis prolongada y acciones ineficaces han dado lugar a un círculo vicioso de apagones regulares, los altos costos de operación de las empresas de distribución, la falta de confiabilidad en el suministro de los SER, grandes pérdidas por el robo de electricidad a través de conexiones ilegales, altas tasas de venta al por menor para cubrir estas ineficiencias, baja recaudación en las facturas por costos muy altos para los consumidores y una carga fiscal importante para el gobierno a través de subsidios directos e indirectos hacia los fósiles

**3.3.3 Barreras de la comunidad para la aceptación de SER** Se evaluaron dos barreras impuestas por la comunidad para la aceptación de SER, en la Tabla 5, la falta de aceptación tiene un nivel medio (24,9%) reflejado en la una creciente oposición local a la implementación de SER, ya que surgen desacuerdos entre las comunidades que viven cerca del sitio de un nuevo proyecto o no cuentan con

aprobación inmediata. Este fenómeno tiene relación con la falta de información y conocimiento sobre los proyectos de energía en general y los SER en particular, y la percepción del daño y riesgo que la comunidad ve en una iniciativa determinada cerca de su entorno.

La falta de acceso a la información pertinente de SER es una falencia. Si los datos y la información existen, pero están controlados por un solo actor, dicha información puede ser considerada "estratégica" y hecha disponible para otros participantes del sector.

En cuanto al rechazo cultural a los cambios que implican el uso de SER (con un nivel alto) se relacionan con tradiciones y creencias históricas que el proyecto tiene que tratar. Esto influye en el nivel de confianza de las diferentes instituciones implicadas en el proyecto.

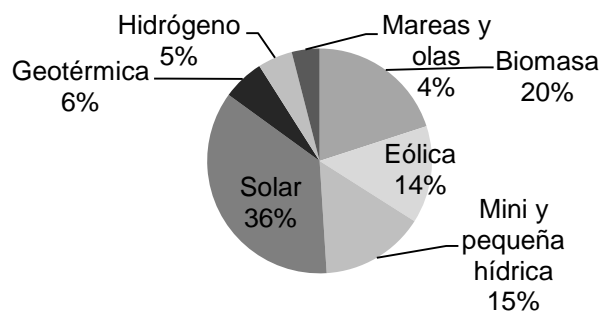
Por otra parte, las actitudes generales hacia nuevas tecnologías también pueden influir en la aceptabilidad de un proyecto: la novedad puede ser una ventaja en algunas regiones, y una causa de preocupación en otras. Por lo tanto, es recomendable, involucrar a la comunidad, informándola y haciendo parte de los proyectos. Para esto se sugiere la creación de campañas de educación local, regional o nacional sobre SER, proporcionar y difundir información pertinente sobre SER, aumentar la comunicación y la participación entre los tomadores de decisiones y de una buena coordinación de políticas estatales, regionales y locales relacionadas los diversos proyectos de SER.

**Tabla 5. Barreras de la comunidad para la aceptación de SER**

Nivel de la barrera	% de respuestas				
	Muy bajo	Bajo	Medio	Alto	Muy alto
Rechazo cultural a los cambios que involucran SER	19,3	15,5	21,9	26,2	17,1
Falta de aceptación por parte de la comunidad	13,8	19,6	24,9	22,2	19,6

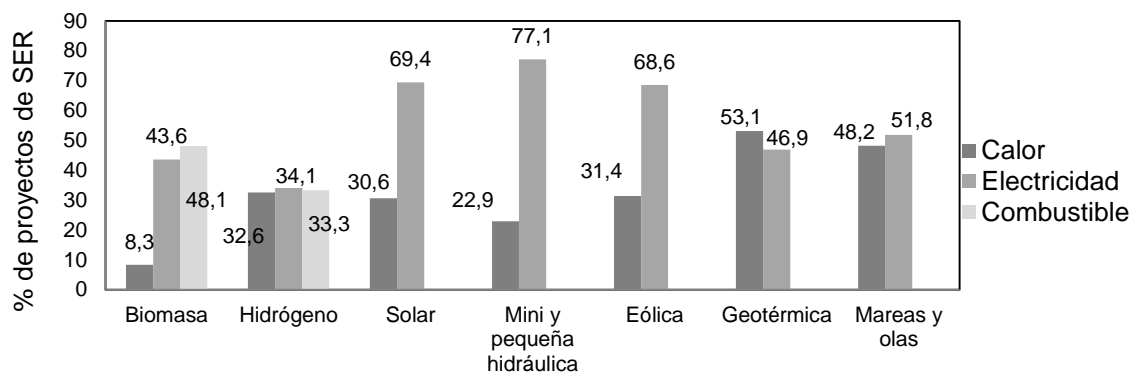
**3.3.4 Nivel de aceptación y uso de SER** Con el objetivo de establecer qué fuente de ER tiene mayor aplicación y el nivel de aceptación por parte de la comunidad (actores involucrados directamente con estos sistemas) se evaluó el número proyectos relacionados con SER y su grado de aceptación en una escala de tres niveles (alto, medio y bajo). Un total de 1187 proyectos de SER fueron identificados con la encuesta, la mayor proporción de proyectos implican la utilización de energía solar con 36%, seguido de la biomasa con un 20%, hídrica de pequeña escala con un 15% y eólica con 14%, Figura 6. Es destacable la falta de aplicación de sistemas con hidrógeno, geotérmicos, y oceánicos.

**Figura 6. Porcentaje de proyectos con SER por fuente de energía**



Para distinguir los usos finales de las diferentes fuentes de energía renovable, se evaluaron los proyectos según tres categorías: para calor, electricidad y como combustibles o para su producción. Como se observa en la Figura 7, la energía de la biomasa se usa principalmente para la producción de biocombustibles, con 48%, mientras que las fuentes: eólica, solar e hídrica se utilizan para generación de electricidad con valores de 69%, 69% y 77%, respectivamente. Finalmente, en lo que respecta al recurso geotérmico, el 53% de los proyectos es para generación de calor.

**Figura 7. Tipo de energía transformada y uso**



De acuerdo con la experiencia en proyectos relacionados con SER, a los encuestados se les solicitó su opinión acerca de la adopción de sistemas solares, eólicos, de biomasa, mini y pequeña hidráulica. Esta pregunta está diseñada para investigar el nivel de aceptación de SER por parte de los actores. La prueba de Tukey indica significancia estadística en los diferentes niveles de aceptación de SER ( $0,017 = p < 0,05$ ).

Los sistemas de mini y pequeñas hidroeléctricas son por lejos los de mayor aceptación en Colombia, con un valor alto para el 81,3% de los encuestados, Tabla 6. También es de resaltarse que un 74,5% de los encuestados indican alta aceptación para los sistemas con biomasa y el 65,7% para los sistemas solares; los encuestados destacaron que la principal razón para la elección esta tecnología se debe a la baja afectación sobre el medio ambiente.

**Tabla 6. Nivel de aceptación de SER**

SER	%Aceptación alta	%Aceptación media	%Aceptación baja
Solar	65,7	24,2	10,1
Eólica	49,5	40,1	10,1
Biomasa	74,5	25,6	-
Mini y pequeña hidroeléctrica	81,3	16,5	2,2
Geotérmica	8,5	58,5	33,0

De este modo, los actores están abiertos a desarrollos de sistemas eólicos, con un nivel de aceptación alto del 49,5% y sólo un 10,1% de aceptación baja, justificada en los problemas de contaminación en el paisaje (ruido y afectación de la vida silvestre).

A pesar de que la actitud de los encuestados es generalmente positiva hacia todas los SER, los sistemas geotérmicos son los menos apoyados, ya que son considerados poco maduros y su construcción debe ejecutarse cerca del lugar en el cual se va a utilizar pues la extensión de largas líneas de transmisión resulta muy costosa.

Finalmente, en lo que respecta a la energía a partir de hidrógeno y mareomotriz, la mayoría de encuestados se negó a dar información puesto que no hay avances significativos en el país.

### **3.4 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES DEL CAPÍTULO**

Este capítulo se aplicó una encuesta dirigida a actores involucrados en proyectos de energías renovables, la cual, permitió hacer un aporte en la identificación y valoración del nivel de las barreras para la adopción de SER (solar, eólica, biomasa, hidráulica, geotérmica, y mareomotriz) en Colombia y establecer cual tiene mejor aplicación y aceptación.

En el ámbito socio-político, la falta de reglamentación específica para el apoyo de SER, tiene la mayor influencia. Consecuentemente, es de suma importancia tener en cuenta las políticas que incluyan restricciones obligatorias relacionadas con procesos más eficientes, objetivos de reducción de emisiones y conexión entre políticas energéticas locales y nacionales.

Igualmente, los inversionistas en SER deben motivarse con la simplificación de los procedimientos de concesión de licencias y los incentivos financieros que ayuden a mitigar las barreras de mercado causadas por la falta de conocimiento de las instituciones financieras.

Por otro lado, pese a que los sistemas de mini y pequeñas hidroeléctricas son los de mayor aceptación en Colombia, para abordar la falta de familiaridad de los demás sistemas de generación es necesario fomentar programas de implementación temprana, difusión de información, formación y conocimiento en proyectos relacionados con estas áreas.

Entonces, la interacción de los actores interesados no debe ser vista simplemente como una manera de resolver los problemas de aceptación social, sino también como una forma de encontrar nuevas soluciones innovadoras, que promueven la evolución tecnológica de SER sostenibles.

Por último, los estudios futuros deben ampliar el alcance de las encuestas a zonas rurales de Colombia, así como evaluar la integración de las energías renovables a través de análisis técnico económico.

#### **4. SELECCIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LAS ZONAS DE ESTUDIO**

Las ZNI cuentan con una amplia variedad de recursos naturales, que pueden ser explotadas para la producción de energía limpia, considerando, la disponibilidad de recursos naturales en cada una de las regiones y las ventajas inherentes a estas fuentes, como la reducción en el consumo de diésel (combustible actualmente utilizado para la generación en las zonas) y la posibilidad de desarrollar actividades locales productivas en estas comunidades.

Por lo anterior, varias entidades gubernamentales han estudiado las posibilidades de desarrollo energético de Colombia; por ejemplo, UPME y IPSE han planteado acciones y retos para la energización de las ZNI dentro de los cuales se han establecido estrategias para la determinación de potenciales energéticos en dichas zonas, con el fin de proporcionar información actualizada que sirva de base para el desarrollo de proyectos que busquen alcanzar una solución integral a la problemática acorde con la disponibilidad de los recursos energéticos propios de cada región.

Según la UPME [122], Colombia posee un alto potencial eléctrico a partir de fuentes solares, eólicas, hídricas y de biomasa, con una capacidad eléctrica instalada proveniente de sistemas de energías renovables de 24,1 MW; de los cuales, 2 MW provienen de sistemas solares fotovoltaicos; 2,6 MW de pequeñas centrales hidroeléctricas; y 19,5 MW corresponden al parque eólico Jeparachi localizado en el departamento de la Guajira.

Las capacidades con renovables han permitido mejorar el nivel de vida de regiones como Nuquí y Unguía, en el Chocó; San José del Guaviare; Nazaret y Uribí, en la Guajira, mediante el desarrollo de proyectos de energías en los últimos años (2006-

2010). No obstante, estos proyectos son pocos para abastecer la cantidad de usuarios que aún no cuentan con servicio de energía eléctrica y se hacen necesarios nuevos proyectos que puedan ser implementados de una manera sostenible [147].

Consecuentemente, para formular proyectos de energización en ZNI es fundamental conocer la disponibilidad de recursos energéticos (potencial energético) con los que se cuenta para suplir determinada demanda de energía. Es aquí donde los SIG se convierten en herramientas útiles para determinar los potenciales de los recursos energéticos renovables a nivel local, puesto que permiten representar sus características propias, por ejemplo, dispersión geográfica, variables climáticas, elevaciones del terreno, entre otras y además tener en cuenta restricciones territoriales, como espacios no disponibles o lugares donde no es posible desarrollar ciertas tecnologías [18].

En este último aspecto, Muselli, *et al.* [43] trabajaron en el análisis asistido por ordenador de la integración de sistemas de energía renovable en zonas remotas con SIG, la metodología consistió en caracterizar la zona de estudio a partir del potencial solar, las redes eléctricas existentes (redes de alta tensión y media), y sus ubicaciones en sitios remotos. Los autores determinaron que la energía descentralizada usando una combinación de las pilas y baterías fotovoltaicas es una solución más rentable que la extensión de redes a las casas.

Asimismo, Sorensen & Meibom [44] estudiaron el proceso para medir el potencial de producción de energía renovable solar, eólica y de biomasa en Dinamarca, a partir datos de las Naciones Unidas sobre la población; logrando proyectar la demanda y el potencial de la energía renovable para el año 2050.

Por otro lado, Pohekar & Ramachandran [90] crearon un sistema de información espacial de energía en Nepal, que utiliza el potencial energético excedente, el déficit

de energía, y las áreas de energía para evaluar la capacidad de la producción de biomasa (leña, carbón vegetal, residuos de cosechas, estiércol de animales, y biogás) y fuentes diferentes a la biomasa (solar, hídrica y eólica).

Posteriormente, Amador & Domínguez [45] pusieron a prueba la fiabilidad de los análisis y resultados de SIG para estimar información sobre el número de proyectos que usan energías renovables. Determinaron los parámetros con mayor influencia en el método a través de la realización de un análisis de sensibilidad para cada variable. Adicionalmente, estudiaron el comportamiento espacial de las variables que determinan la estabilidad de los resultados, concluyendo que las de mayor influencia son: la demanda de energía, el costo de inversión del sistema, el precio del combustible y la radiación solar.

En Colombia, Quijano [9] trabajó en el diseño y la implementación de una plataforma de planificación energética (MODERGIS) para potenciar recursos energéticos renovables, simular escenarios sostenibles y evaluar alternativas que puedan transformar la matriz energética nacional mediante la formulación de políticas adecuadas. Esta plataforma está integrada por módulos de SIG (ENERGIS), un modelo de análisis de demanda-oferta de energía (ENERDEM, basado en LEAP), y un módulo de análisis multicriterio de decisiones aplicado a la sostenibilidad (ENERSOS basado en el método VIKOR).

ENERGIS permitió identificar el potencial de las energías renovables sostenibles (solar, eólica y los cultivos energéticos) para el año 2030. Los resultados mostraron un potencial de energía eólica de 26.600 MW y energía solar de 350.000 MW. Con respecto a la bioenergía el potencial se estimó en 366.310 km<sup>2</sup>, para palma africana en 291.486 km<sup>2</sup>, y para caña de azúcar en 9667 km<sup>2</sup>.

A pesar de que estos estudios previos han estimado el potencial a nivel nacional, es recomendable hacer estudios particulares para cada área de interés con el fin de

obtener valores más precisos de los recursos [143], sin embargo las bases de datos de varios parámetros meteorológicos (velocidad del viento, radiación solar, caudal de los ríos, entre otros) de las ZNI, no se actualizadas porque no existen centros de medición, carecen de información o están fuera de servicio. Adicionalmente, con respecto a los recursos geotérmicos y oceánicos, la información es prácticamente nula porque existen pocos estudios en estas áreas.

De acuerdo con lo anterior y para cumplir con el objetivo 2 de esta tesis, se determinó la demanda energética residencial, considerando restricciones territoriales, ambientales y sociales en las ZNI. Se escogieron cuatro áreas de estudio: Medio Atrato en Chocó, La Macarena en el Meta, Puerto Guzmán en Putumayo y la isla San Andrés. En ellas se estimó el potencial de recursos energéticos más investigados en Colombia (solar, eólico, hídrico y la biomasa residual agrícola) [148], mediante el empleo del software de ArcGIS 10.1.

Los resultados mostraron que el recurso solar es factible en todos los casos; la biomasa residual agrícola y el recurso hídrico en viable en tres de los casos menos San Andrés, que es el único caso donde es factible el uso del recurso eólico.

## **4.1 RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES EN COLOMBIA**

**4.1.1 Recurso solar** La energía solar es la energía radiante producida en el sol como resultado de reacciones nucleares de fusión, ésta llega a la Tierra a través del espacio en forma de fotones, que interactúan con la atmósfera y la superficie terrestres.

La intensidad de energía disponible depende de factores como el día, la hora, la ubicación espacial o la altura, por el contrario, la cantidad de energía absorbida por el dispositivo receptor de energía depende de la orientación del mismo [149].

Según el Atlas de Radiación Solar de Colombia [150] existe un potencial energético solar a lo largo del territorio nacional con muy poca variación durante el año y un promedio diario multianual cercano a 5 kWh/m<sup>2</sup>. Si estos valores se comparan con los de regiones de máxima radiación a nivel mundial (el desierto del Sahara), Colombia tendría entre el 58% y el 85% de estos valores máximos.

La región atlántica, específicamente la Guajira, es la zona de mayor potencial solar, con un promedio diario de 5,0 a 6,0 kWh/m<sup>2</sup>, seguida por las regiones de la Orinoquia y la Amazonia, con un aumento de la radiación en sentido suroeste-noreste, alcanzando valores similares a los de La Guajira en Puerto Carreño [151].

**4.1.2 Recurso eólico** La energía eólica es obtenida del viento, es decir, la energía cinética generada por efecto de las corrientes de aire. La energía cinética del viento puede transformarse en energía útil, tanto mecánica como eléctrica.

Para poder aprovechar la energía eólica es importante conocer las variaciones diurnas, nocturnas y estacionales de los vientos; la variación de la velocidad del viento, con la altura sobre el suelo; las ráfagas en espacios de tiempo breves, y valores máximos ocurridos en series históricas de datos. Para poder utilizar esta energía, es necesario que éste alcance una velocidad mínima, la cual depende del aerogenerador que se vaya a utilizar, que suele estar entre los 3 m/s (10 km/h) y los 4 m/s (14,4 km/h), velocidad llamada "*cut-in speed*", y no superar los 25 m/s (90 km/h), velocidad llamada "*cut-out speed*" [152].

En Colombia la mayor disponibilidad de recurso eólico se encuentra en la costa Atlántica, donde los vientos aumentan en dirección a la península de La Guajira [52], alzando valores superiores a 6 m/s. Entre otras regiones con potencial del recurso se encuentran en el bajo Magdalena y la cuenca del Cesar entre los departamentos de Bolívar, Atlántico y Norte de Santander, centro y sur del Cesar, en sectores del golfo de Urabá, Medio Magdalena y sur del Catatumbo a la altura de Norte de

Santander y en los Llanos Orientales sobre Casanare, límites entre Boyacá y Cundinamarca, y límites entre Meta, Huila y Cundinamarca [153].

**4.1.3 Recurso hídrico** Se denomina energía hídrica a aquella que se obtiene del aprovechamiento de las energías cinética y potencial de la corriente del agua, saltos de agua o mareas. Colombia ha sido clasificada, como el cuarto país en el mundo con capacidad hidráulica. Según las estadísticas, tiene un caudal medio en los principales ríos de 52.075 m<sup>3</sup>/s, y un área total de 1.141.748 km<sup>2</sup>. Adicionalmente Colombia tiene una precipitación media anual de 3000 mm sobre el 25% del área total del territorio continental que equivale a 274.000 km, contando con un total de 197 PCHs (pequeñas centrales hidroeléctricas) y capacidad instalada de aproximadamente 168,2 MW [143].

**4.1.4 Recurso de biomasa** Por biomasa se entiende el conjunto de materia orgánica renovable de origen vegetal, animal, o procedente de la transformación natural o artificial de la misma. Puede ser de origen natural (producida en los ecosistemas naturales, como es el caso de la leña), de origen residual (residuos forestales y agrícolas, residuos sólidos urbanos, residuos biodegradables), cultivos energéticos (cultivados especialmente para ser utilizados como biomasa) o excedentes agrícolas.

El potencial utilizable de biomasa en Colombia es alrededor de 450 PJ/Año [53], el país cuenta con un apropiado desarrollo a nivel agrícola. En el 2005 Colombia poseía una demanda de 421,6 PJ/Año [109]. Las cosechas de palma de aceite, caña panelera, arroz, maíz, entre otras, dejan toneladas de biomasa residual que está representada por los residuos agrícolas de los cultivos (RAC) y los residuos agrícolas industriales (RAI) [154]. Los RAC, 69%, se pueden utilizar como combustible, dejar sobre la tierra para fertilizar los suelos o simplemente quemarlos para evitar la proliferación de plagas. La otra parte representada por los RAI se

utiliza como fuente de calor en las mismas plantas industriales como los molinos de arroz (cascarilla), los ingenios azucareros (bagazo) entre otros.

## 4.2 METODOLOGÍA

### 4.2.1 Estimación de la demanda de energía y selección del área de estudio

Para estimar la demanda de energía eléctrica del sector residencial en ZNI fueron utilizados los datos de cobertura de energía eléctrica con información del número de usuarios (clasificados por ubicación rural o cabecera municipal), según departamento y/o municipio, y el supuesto de un consumo promedio mensual por usuario de 92 kWh (consumo de subsistencia) [19], (determinado a partir de la información reportada por cada uno de los operadores de red al sistema único de información -SUI<sup>1</sup>), Ecuación 1.

$$\text{Demanda} = \text{numero de usuarios} * \left( \frac{92\text{kWh}}{\text{mes}} \right) \left( \frac{12 \text{ meses}}{\text{año}} \right) \text{ Ecu. (1)}$$

El dato de consumo promedio mensual por usuario también fue validado con información de la CREG, artículo 1 de la Resolución MME 180961 del 2004 que define la relación Kilovatio/Usuario (kW/usuario) (Tabla 7), y cuyo consumo medio por usuario resulta igual a 92 kWh/usuario-mes [155].

**Tabla 7. Datos de consumo medio de energía en ZNI**

Horas de servicio según tipo de zona	kW/usuario	kWh/usuario-día	kWh/usuario-mes
4	0,28	1,12	33,6
5	0,3	1,5	45
8	0,32	2,56	76,8
10	0,34	3,4	102
12	0,35	4,2	126
>14	0,4	5,6	168

Fuente: Metodología para remunerar las actividades de generación y generación de energía eléctrica en ZNI, documento CREG-002, enero 2014 [155]

1 Disponible en: <http://www.sui.gov.co/SUIAuth/portada.jsp?servicioPortada=4>.

Por otro lado, con el fin de seleccionar el área de estudio se escogieron los cuatro departamentos con mayor demanda de energía y en cada uno de ellos un municipio que cumpliera con las siguientes restricciones:

- Demanda de energía alta<sup>2</sup>.
- Tener información registrada en el SUI, SIMEC, Telemetría del IPSE y en la SSPD, la NASA, y *RETSscreen*. Dentro de este software hay una base de datos de productos y proyectos hidrológicos y climatológicos que incluyen 6.700 estaciones terrestres junto con datos satelitales de la NASA, que cubren toda la superficie del planeta, también contiene mapas de recursos energéticos de todo el mundo [156]
- Disponer de estudios complementarios en energías renovables (solar, eólica, biomasa, hídrica) realizados por el IPSE, la UPME, universidades, etc.
- No tener zonas de reserva natural, resguardos indígenas o grupos armados. En este aspecto, fue necesario identificar la ubicación y extensión de parques nacionales y zonas de reserva, por ejemplo, las asociadas a los páramos. Para esto se empleó la información suministrada en “*shapefiles*” (archivos de formato) por el IGAC<sup>3</sup> para un nivel nacional a escala 1:1.500.000 y nivel regional escala menor a 1:1.000.000 [157].
- Posteriormente, esta información fue representada a través del sistema de información geográfica ArGIS [158], capaz de integrar, almacenar, editar, analizar, compartir y mostrar la información geográficamente referenciada, así como procesar la información en mapas de archivos de formato y las áreas que cumplan con restricciones sociales y ambientales, como la presencia de las reservas indígenas, grupos armados, acceso por carretera, parques naturales, cuerpos de agua, áreas de cultivo, etc. [157].

---

2 **Nota:** En este punto vale la pena aclarar que la estimación de la demanda de energía hecha en esta sección es usada meramente para la selección de los casos de estudio, sin embargo, para efectos del desarrollo metodológico la demanda de energía será proyectada en la sección 5 para los centros poblados de cada caso.

3 Entidad encargada de determinar, administrar y proporcionar los sistemas de referencia geodésicos para Colombia.

Asimismo, como sistema de georreferenciación fue utilizado el MAGNA (Marco Geocéntrico Nacional de Referenciación)-SIRGA, que garantiza la compatibilidad de las coordenadas colombianas con las técnicas espaciales de posicionamiento, por ejemplo, los sistemas GNSS (“*Global Navigation Satellite Systems*”), y con conjuntos internacionales de datos georreferenciados.

## **4.2.2 Estimación del potencial energético**

**4.2.2.1 Estimación del potencial de recurso solar** El potencial teórico solar promedio diario multianual fue estimado a partir de los datos de radiación solar diaria, desde el año 2005 al 2014, obtenidos de las estaciones meteorológicas (encontradas dentro y alrededor de los casos de estudio) de la NASA a través del software RETScreen® [156], ver Anexo A.

Es importante anotar que como Colombia se encuentra ubicado sobre el ecuador, el ángulo de inclinación más adecuado para los paneles fotovoltaicos es cero [149], por lo tanto, solamente se utilizaron los datos de la radiación en superficie horizontal.

Posteriormente, los datos de radiación diarios de cada estación meteorológica fueron promediados para encontrar el valor medio de la radiación diaria multianual, que es finalmente el potencial solar teórico de cada estación.

Finalmente, para determinar la variación del potencial solar sobre toda la superficie de los casos de estudio se utilizó la técnica estocástica de estimación espacial Kriging ordinario (disponible en el software ArcGIS 10.1) que consiste en la interpolación geo estadística y la auto correlación entre datos dispersos (valores conocidos de las coordenadas de ubicación de estaciones meteorológicas y la radiación solar media diaria multianual) en un área con valores Z; generando así, la predicción de valores en un lugar donde se desconocen. A continuación, se presenta la ecuación general utilizada por ArGIS 10.1.

$$Z(s_0) = \sum_{i=1}^N \lambda_i Z(s_i) \text{ Ecu. (2)}$$

$Z(s_i)$ : Valor medido en la ubicación  $i$  [kWh/m<sup>2</sup>]

$\lambda_i$ : Una ponderación desconocida para el valor medido en la ubicación  $i$

$s_0$ : Ubicación de la predicción

$N$ : Cantidad de valores medidos

**4.2.2.2 Estimación del potencial de recurso eólico** Para estimar el potencial eólico son necesarios los datos de velocidad de viento y la densidad del aire.

La velocidad del viento fue obtenida a partir de la base de datos de la NASA a través del software RETScreen® [156] (ver Anexo B), para el periodo entre los años 2005 y 2014 medida a 10 m de altura. Esta velocidad fue extrapolada a 50 m utilizando el modelo de perfil Lysen:

$$V(Z) = V(Z_r) \left( \frac{Z}{Z_r} \right)^\beta \text{ Ecu. (3)}$$

$V(Z)$ : Velocidad del viento a una altura  $Z$  [m/s]

$V(Z_r)$ : Velocidad del viento a 10 m

$Z$ : Nueva altura

$Z_r=10$  m

$\beta = \frac{\ln(Z/Z_r)}{\ln(Z_0/Z_r)}$ : Rugosidad Superficial (0,27 para ZNI) [159].

La densidad del aire fue calculada con la ecuación de estado de los gases ideales:

$$\rho = \frac{P_{s0}}{RT_{s0}} \text{ Ecu. (4)}$$

$P_{s0}$ : Presión [Pa]

$T_{s0}$ : Temperatura [K]

$R$ : Constante universal de los gases [J/ (kg K)]

La densidad del aire real, la constante R depende de la presión de vapor del aire como se muestra a continuación:

$$R^* = R \left( 1 + \frac{3e}{8P} \right) e = \exp \left( -\frac{6763,7}{T} \right) - 4,9283 \ln(T) + 54,23 \quad \text{Ecu. (5)}$$

Para calcular la presión atmosférica y la temperatura del viento, se usaron las ecuaciones del modelo meteorológico de meso escala del Atlas de Viento y Energía Eólica de Colombia [141]:

$$P_{S0} = P_{00} \left( \frac{P_{00}}{850} \right)^{-Z/H_{850}} \quad \text{Ecu. (6)}$$

$$T_0 = T_{S0} + A \ln \left( \frac{P_{S0}}{P_{00}} \right) \quad \text{Ecu. (7)}$$

$P_{00}$ : Presión a nivel del mar

$T_{S0}$ : Temperatura a  $P_{00}$

A: Tasa de cambio a 50K

Para interpolar la velocidad y la densidad del aire sobre toda la superficie de los casos de estudio fue utilizado método de Kriging de ArGIS 10.1.

Finalmente, el potencial como densidad de potencia [ $W/m^2$ ] fue estimado utilizando:

$$\frac{P_{S0}}{A} = \frac{1}{2} \rho \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N V_n^3 \quad \text{Ecu. (8)}$$

$P_{S0}/A$ : Densidad de potencia [ $W/m^2$ ]

$\rho$ : Densidad el aire [ $kg/m^3$ ]

N: Número de datos

**4.2.2.3 Estimación del potencial de recurso hídrico** Para determinar el potencial hídrico es necesario identificar el río(s), la cuenca hidrográfica, el caudal y la altura del terreno. Los ríos estudiados, la cuenca hidrográfica y el salto neto fueron

determinados aplicando las herramientas de hidrología, y modelo de elevación digital ASTER DEM<sup>4</sup> [160] disponibles en ArcGIS 10.1, mediante el proceso descrito por [161], ver Anexo C.

Después de definir el conjunto de ríos y cuenca hidrográfica, se estimó el caudal anual de cada uno de ellos a través de la herramienta de álgebra de mapas de ArcGIS 10.1 y el balance hídrico, método que consiste en aplicar las ecuaciones de conservación de masa a un sistema de control, en este caso la cuenca del río para el periodo de un año, Ecuación 9.

$$Q = \int (RF - E) dA \text{ Ecu. (9)}$$

RF: Precipitación promedio (mm/año)

E: Lámina de agua perdida por evapotranspiración (mm/año)

dA: Diferencial de área del terreno

En esta etapa los datos precipitación fueron tomados de las bases de datos de promedios multianuales de las estaciones meteorológicas del IDEAM [162], entre los años 2004 y 2014, ver Anexo D.

La lámina de agua perdida por evapotranspiración fue determinada mediante el método de Turc y que es resultado de estudios estadísticos de 254 cuencas internacionales disponibles en ArGIS 10.1. Los campos de precipitaciones y evapotranspiración sobre toda la superficie de las zonas de estudio se calcularon con la técnica Kriging ordinario de ArGIS y aplicando la Ecuación 10, ver Anexo E:

$$RET = \frac{RF}{\sqrt{0,9 + \frac{RF^2}{L^2}}} \text{ Ecu. (10)}$$

---

<sup>4</sup> El ASTER GDEM (*Global Digital Elevation Model*) o modelo de elevación digital global es un mapa topográfico de la superficie de la tierra, realizado por la NASA y el METI (Ministerio de Economía, Comercio e Industria de Japón) por medio de aproximadamente 1,3 millones de imágenes estéreo tomadas por el radiómetro ASTER. El mapa se encuentra disponible, sin costo, al público y se puede obtener de la página web del mismo.

RET: Evapotranspiración (mm/año)

L: Longitud lineal:  $300 + 0,05 * 25T + T^2$

T: Temperatura promedio (°C)

En cuanto a los datos de temperatura necesarios para el modelo fueron estimados por medio del método de regionalización, propuesto por el trabajo de regionalización de la temperatura del aire en Colombia [163], debido a que los datos de las estaciones del IDEAM estaban incompletos.

Adicionalmente, se debe cumplir que:

$$\frac{L}{H_n} \leq 25 \text{ Ecu. (11)}$$

H<sub>n</sub>: Salto neto (m)

Los caudales estimados se encuentran en el Anexo F.

Finalmente, el potencial se calcula a partir de la siguiente Ecuación 12 mediante las herramientas algebraicas de ArGIS 10.1.

$$WP = 9,81Q H_n e \text{ Ecu. (12)}$$

WP: Potencial kW

Q: Caudal (m<sup>3</sup>/s)      e: Eficiencia de la planta (0,85)

**4.2.2.4 Estimación del potencial de biomasa residual agrícola y de cosecha** La energía potencial de un residuo de cultivo se relaciona directamente con la cantidad de energía y la cantidad de masa de los residuos generados. Se requieren tres parámetros para determinar la cantidad de residuos: (I) la superficie sembrada, (II) rendimiento de los cultivos y (III) la relación de la masa de residuos y el producto obtenido [154].

Adicionalmente, es importante considerar que disponibilidad de los residuos agrícolas tienen diferentes usos, por ejemplo, la alimentación del ganado, camas de los animales, abonos orgánicos, entre otros [164], sin dejar de lado el hecho de que es necesario que un porcentaje del residuo permanezca en su lugar de origen para que el suelo este protegido de la erosión y mantenga un nivel adecuado de nutrientes. Según [70] recoger entre el 30% y el 70% de residuos de biomasa no afectan significativamente la estabilidad de los suelos, no obstante, este porcentaje varía dependiendo del clima, la demanda de nutrientes y los tipos de desechos.

Por lo tanto, para tener en cuenta la variación de los parámetros nombrados anteriormente, en el presente estudio fue utilizado un valor de 30% de los residuos generados, puesto que, según Dong, *et al.* [165], este el escenario más realista para el cálculo del potencial.

Posteriormente, a partir de biomasa de residuos agrícolas de la base de datos de AGRONET, (2007-2013) [166] para cada caso de estudio; se seleccionaron tres cultivos permanentes de mayor producción entre 2009 y 2013, de los cuales se encontrará la información como el poder calorífico inferior (PCI), factor de residuos, entre otros parámetros requeridos para el cálculo del potencial, ver Anexo G.

El potencial energético de un residuo relaciona, de manera directa, la cantidad de masa del residuo que se produce con la cantidad de energía del mismo. Así, el modelo matemático utilizado está basado en estudios realizados por [164], [167], [168]. Ecuación 13.

$$PE = \sum_{j=1}^k \sum_{i=1}^n Mr(i,j) PCI(i,j) \text{ Ecu. (13)}$$

PE: Potencial energético

k: Número de cultivos

Mr: Masa de residuo generada

n: Tipos de residuos de determinado cultivo

PCI: Poder calorífico inferior

La masa del residuo generado se puede expresar según:

$$Mr(i, j) = \sum_{i=1}^n A(j) Y(j) RPR(i) \text{ Ecu. (14)}$$

A: Área cultivada

Y: Rendimiento del cultivo

RPR: Relación de la masa de residuo producida por producto principal producida.

Los datos de área de cultivos y rendimientos se obtuvieron de la base agrícola [166] desde el 2007 al 2013, y el factor de residuos para cada tipo de cultivo se obtuvo del Atlas del potencial energético de la biomasa en Colombia [168].

Todos los cálculos necesarios para estimar el potencial energético las cuatro zonas de estudio se realizaron en el software ArcGIS 10.1 (sistema de georreferenciación MAGNA-SIRGA), donde se consideraron restricciones por la presencia de las reservas indígenas y parques naturales, respectivamente, mediante las herramientas de superposición de mapas de ArcGIS.

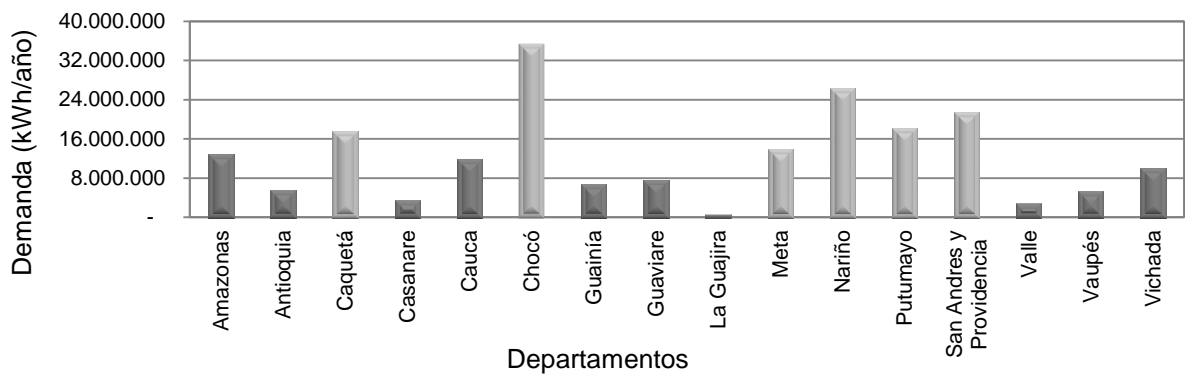
Para la estimación de los cuatro potenciales se tomó como punto de partida los datos recursos de la tesis de pregrado en ingeniería Química [161], codirigida durante el periodo de ejecución de esta tesis.

## 4.3 RESULTADOS Y ANÁLISIS

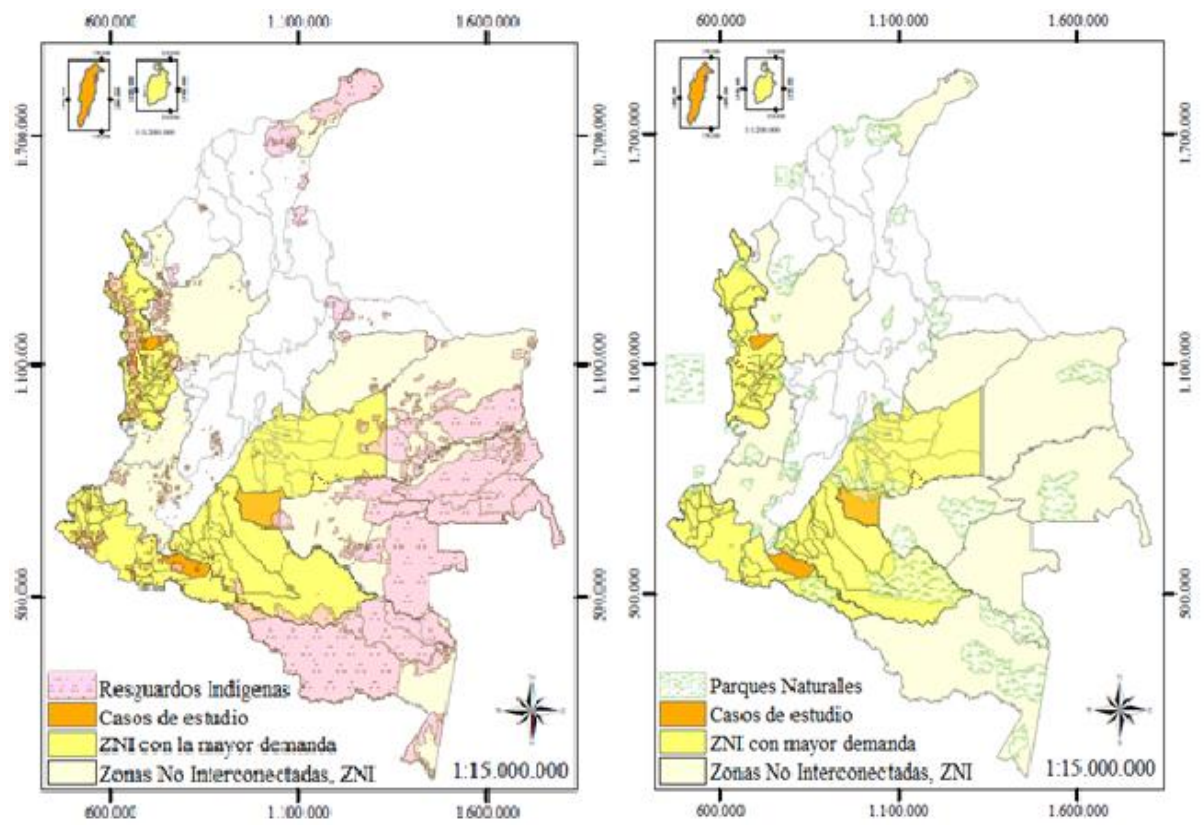
**4.3.1 Selección de los casos de estudio** Inicialmente se estimó la demanda de energía residencial en todos los departamentos de las ZNI y así escoger los seis departamentos con mayor demanda que en orden descendente son: Chocó, Nariño, San Andrés y Providencia, Putumayo, Caquetá y Meta, Figura 8.

Posteriormente, fueron descartados los dos departamentos con mayores restricciones por conflicto armado, reserva indígena, parques naturales, o planes de expansión a corto plazo. Fueron excluidos los departamentos de Nariño y Caquetá, el primero porque existen planes de expansión (al SIN) y los municipios con mayor demanda, Tumaco y Olaya Herrera, se ubican en una zona de alto nivel de conflicto armado; y el segundo debido a la presencia de conflicto armado y de reservas naturales (Figuras 9. a, b, y c).

**Figura 8. Demanda de energía de los departamentos de ZNI**

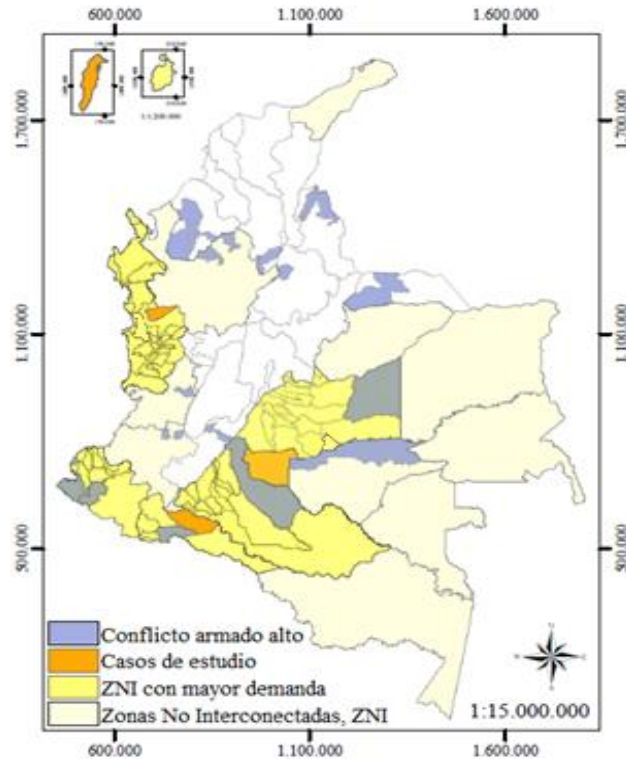


**Figura 9. Restricciones territoriales: 9.a) Resguardos indígenas, 9.b) Parques naturales**



Fuente: Araque & Blanco [161]

### 9.c) Conflicto armado.



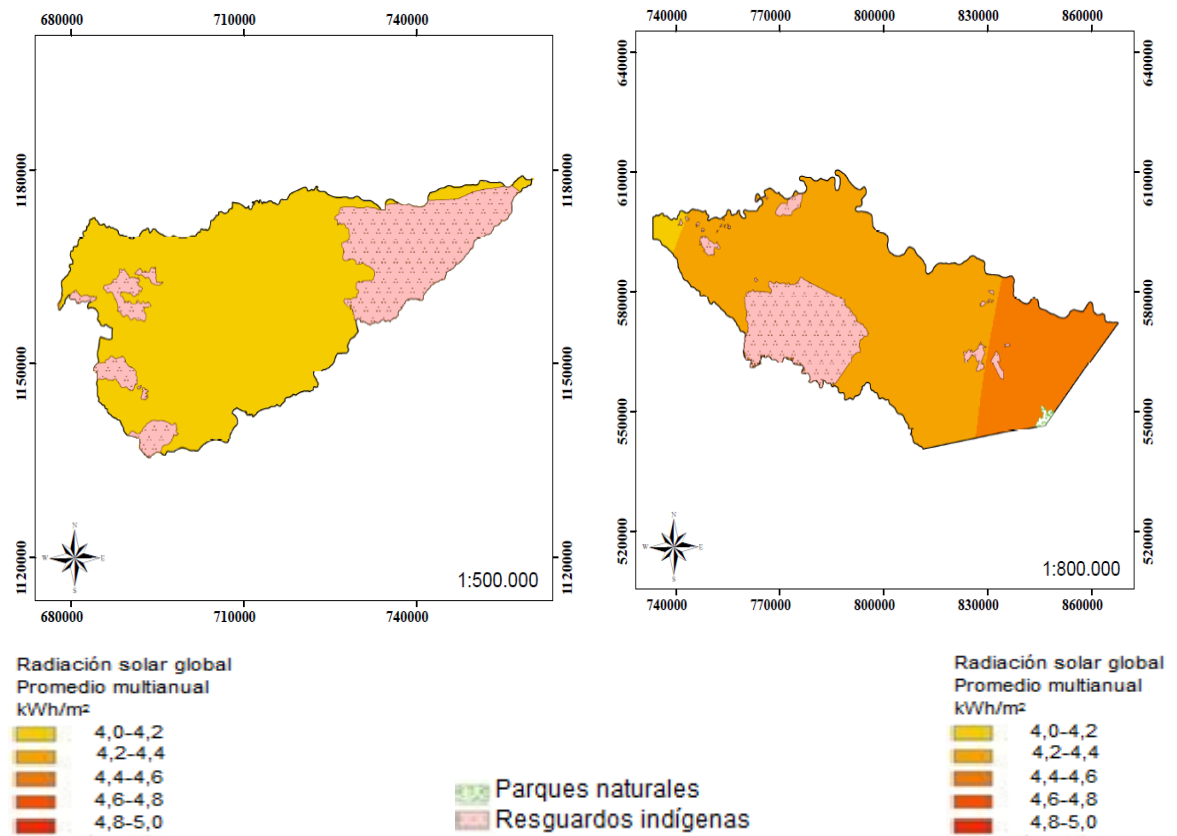
Fuente: Araque & Blanco [161]

Consecuentemente, de acuerdo con las restricciones impuestas en la metodología y a la demanda calculada con la Ecuación 1, se escogieron los casos de Medio Atrato en Chocó, con una demanda aproximada de 3.289.920 kWh/año, un 76% de área disponible y una cobertura de 6 h con plantas diésel según el SUI; La Macarena en el Meta con una demanda aproximada de 4.165.392 kWh/año, un 67% área disponible y una cobertura de 24 h con plantas diésel según el SUI, Puerto Guzmán en Putumayo con una demanda aproximada de 2.877.024 kWh/año, un 84% de área disponible y una cobertura de 24 h con plantas diésel según el SUI; y la isla de San Andrés con una demanda aproximada de 19.645.680 kWh/año y una cobertura de 24 h con plantas diésel según el SUI, ver Anexo I.

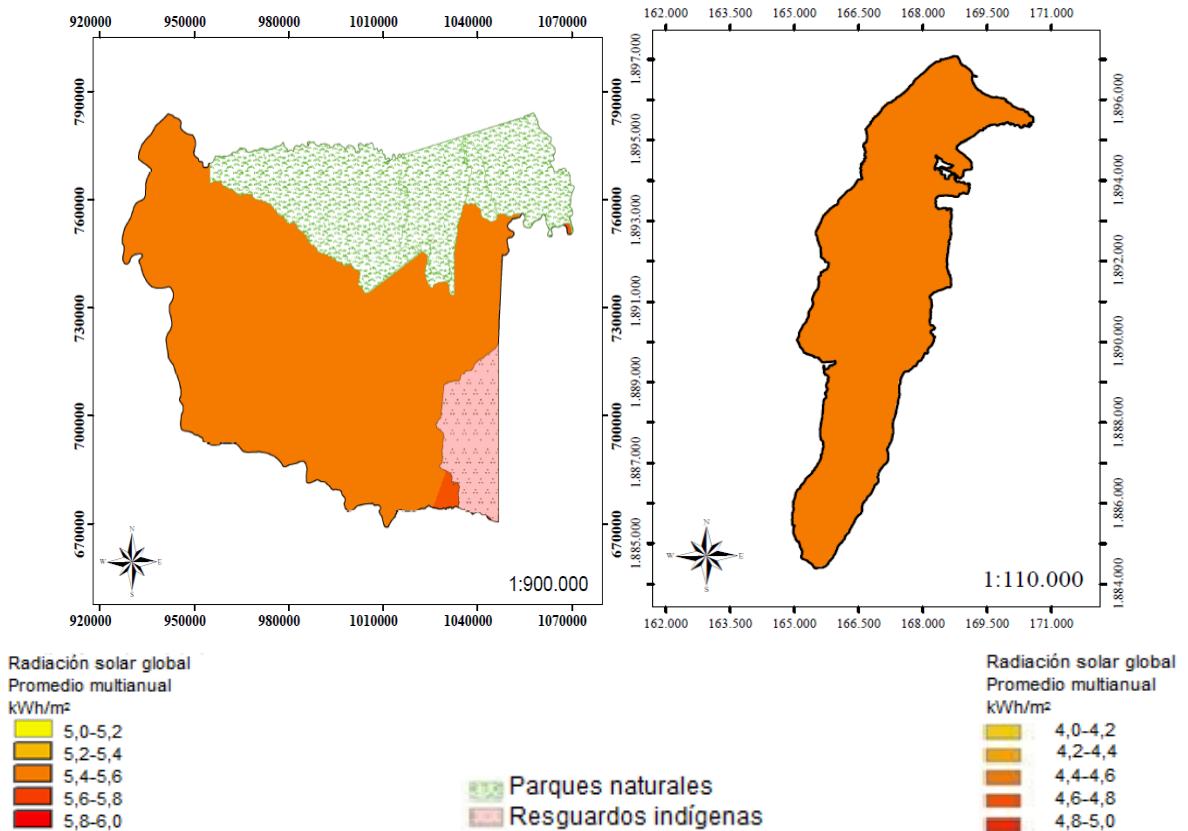
### 4.3.2 Potencial de recursos renovables en los casos de estudio

**4.3.2.1 Potencial solar** La ubicación geográfica de Colombia permite una gran variedad de climas, debido a que se encuentra en una banda solar [150] donde el recurso solar tiene valores suficientes para conseguir valores considerables. De acuerdo a los resultados obtenidos para la radiación solar, San Andrés y La Macarena poseen los niveles más altos de potencial con unos valores de radiación entre 5,4 y 5,6 kWh/m<sup>2</sup> y entre 4,6 y 4,8 kWh/m<sup>2</sup>, respectivamente, Figura 10. Les sigue Puerto Guzmán con valores entre 4,4 y 4,4 kWh/m<sup>2</sup> y finalmente, Medio Atrato con radiación entre 4,0 y 4,2 kWh/m<sup>2</sup>, Fig. 11. Estas tendencias coinciden con los análisis hechos en Atlas de Radiación Solar de Colombia [150].

**Figura 10. Potencial solar de Medio Atrato y Puerto Guzmán**



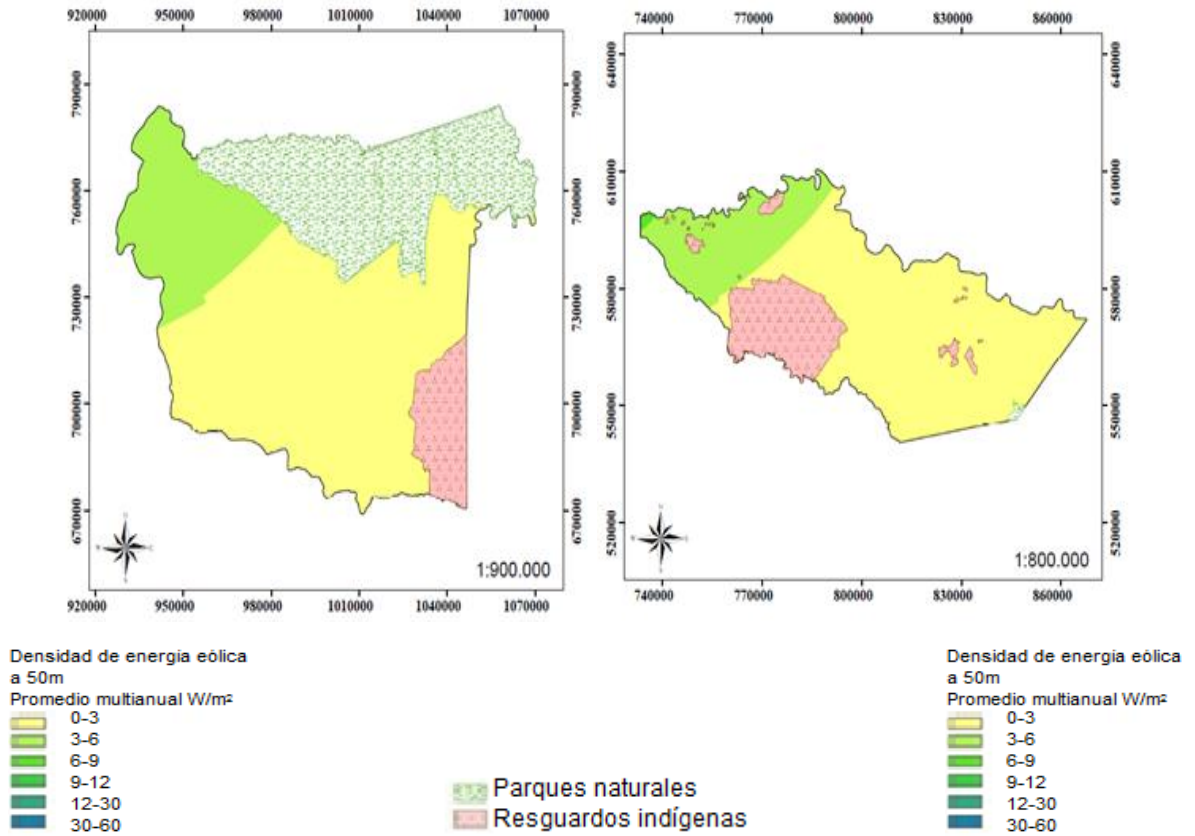
**Figura 11. Potencial solar de La Macarena y San Andrés**



**4.3.2.2 Potencial eólico** De acuerdo a la escala de Beaufort [171], las velocidades de viento encontradas en los casos de estudio corresponden a una brisa muy débil o débil, entre 1,6 y 5,3 m/s, menos San Andrés con velocidades próximas a los 9 m/s.

En el caso de La Macarena y Puerto Guzmán, se obtuvieron las menores velocidades de viento con valores de 1,0 a 3,0 m/s equivalentes a 3-6 W/m<sup>2</sup>, Figura 12. Según Esteve [159] y Figueroa [172] estos rangos de velocidades no son suficientes para que un aerogenerador funcione, porque estos comienzan a girar con velocidades mayores a 3 m/s y el máximo rendimiento a velocidades de 11 a 13 m/s.

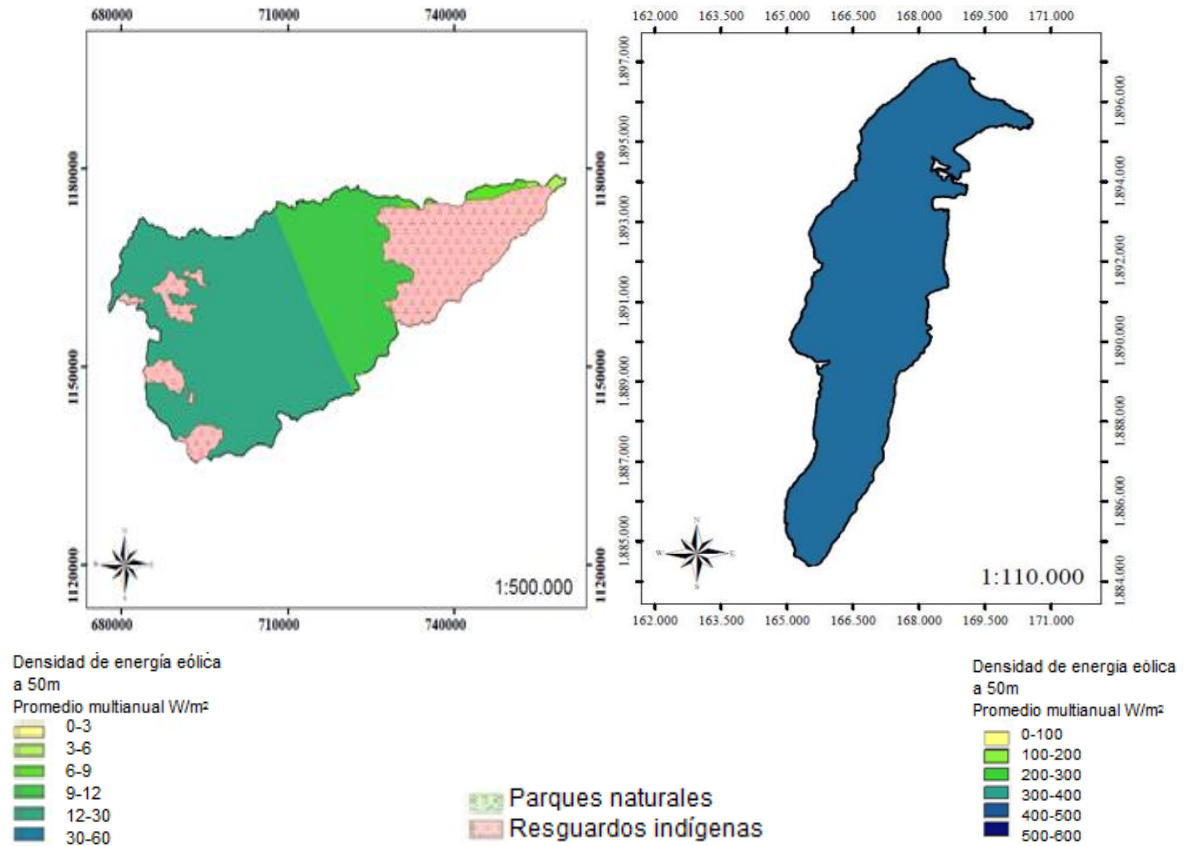
**Figura 12. Potencial eólico La Macarena y Puerto Guzmán**



Como se observa en la Figura 13 el potencial eólico estimado en Medio Atrato presenta valores entre 3 y 60 W/m<sup>2</sup>, correspondientes a velocidades de viento entre 2,0 y 4,0 m/s, sin embargo, aunque las velocidades de esta zona permiten que los aerogeneradores se pongan en marcha, no son las adecuadas para permitir que el aerogenerador funcione a su potencia nominal, dando como resultado una baja generación de energía eléctrica y un mayor costo de la misma.

Por consiguiente, el recurso eólico solo sería factible en San Andrés, con valores entre 400 y 500 W/m<sup>2</sup>, Figura 13, que corresponde a una velocidad de viento de 9 m/s en promedio. Estas tendencias coinciden con los análisis hechos en el Atlas de viento y energía eólica en Colombia [153].

**Figura 13. Potencial eólico de Medio Atrato y San Andrés**



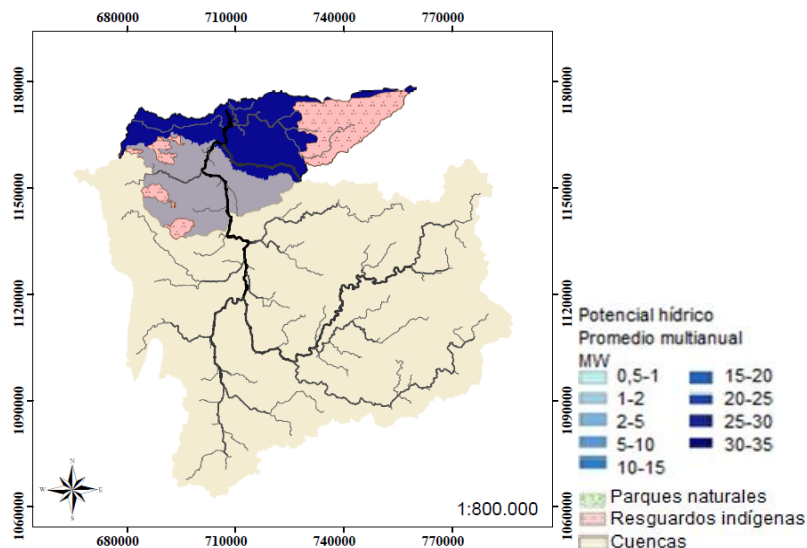
**4.3.2.3 Potencial Hídrico** A partir de la base de datos del IDEAM [152] se generaron los mapas de precipitación multianual, entre los años 2004 y 2014. En Medio Atrato se presenta la mayor cantidad de precipitaciones, alcanzando valores promedio de 5000 mm/año sobre la cuenca del río Atrato, le siguen Puerto Guzmán y La Macarena con promedios de 3000 mm/año para la cuenca del río Caquetá y 2000 mm/año en la cuenca del río Guayabero, respectivamente, ver Anexo D.

Seguidamente, a partir de los mapas de precipitación se obtuvieron los mapas de evapotranspiración, donde Medio Atrato presenta los mayores valores, alcanzando los 1600 mm/año (Anexo E) y caudales medios con valores de 710 m<sup>3</sup>/s (Anexo F).

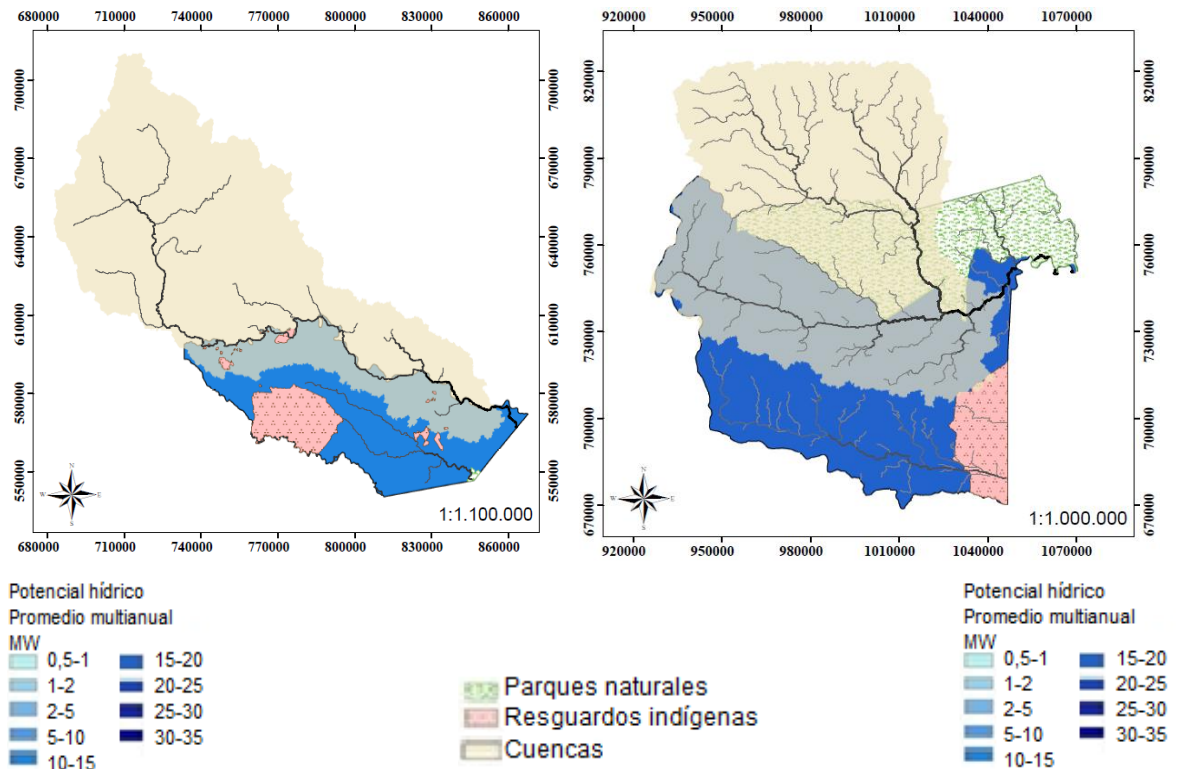
Para conocer la confiabilidad de los caudales obtenidos en este estudio, se solicitaron los registros de las estaciones hidrometeorológicas del IDEAM presentes en las zonas de estudio, pero estas no cuentan con los registros de los caudales de los ríos. Por consiguiente, para dar validez a los procesos de cálculo de precipitaciones medias y caudales de las cuencas, los resultados obtenidos para el caso de Medio Atrato, se compararon con los datos reportados por el IIAP (Instituto de investigaciones ambientales del pacífico) en [173], cuyos valores medido indican precipitaciones entre 3000 mm/año y 7000 mm/año y caudal medio de 655 m<sup>3</sup>/s, lo que representa un error del 8,40% respecto al caudal calculado para la cuenca, de manera que para tener una mejor aproximación se aplicó esa corrección a todos los caudales obtenidos en el estudio, ver Anexo F.

Finalmente, como se observa en las Figuras 14 y 15, el caso con el mayor potencial hídrico es Medio Atrato, alcanzando valores promedio de 25 MW al año, seguido por La Macarena y Puerto Guzmán, con valores promedio 15 MW al año. Por lo tanto, estos valores permiten que el recurso sea aprovechable en todos los casos evaluados [161].

**Figura 14. Potencial hídrico de Medio Atrato**



**Figura 15. Potencial hídrico de Puerto Guzmán y La Macarena**

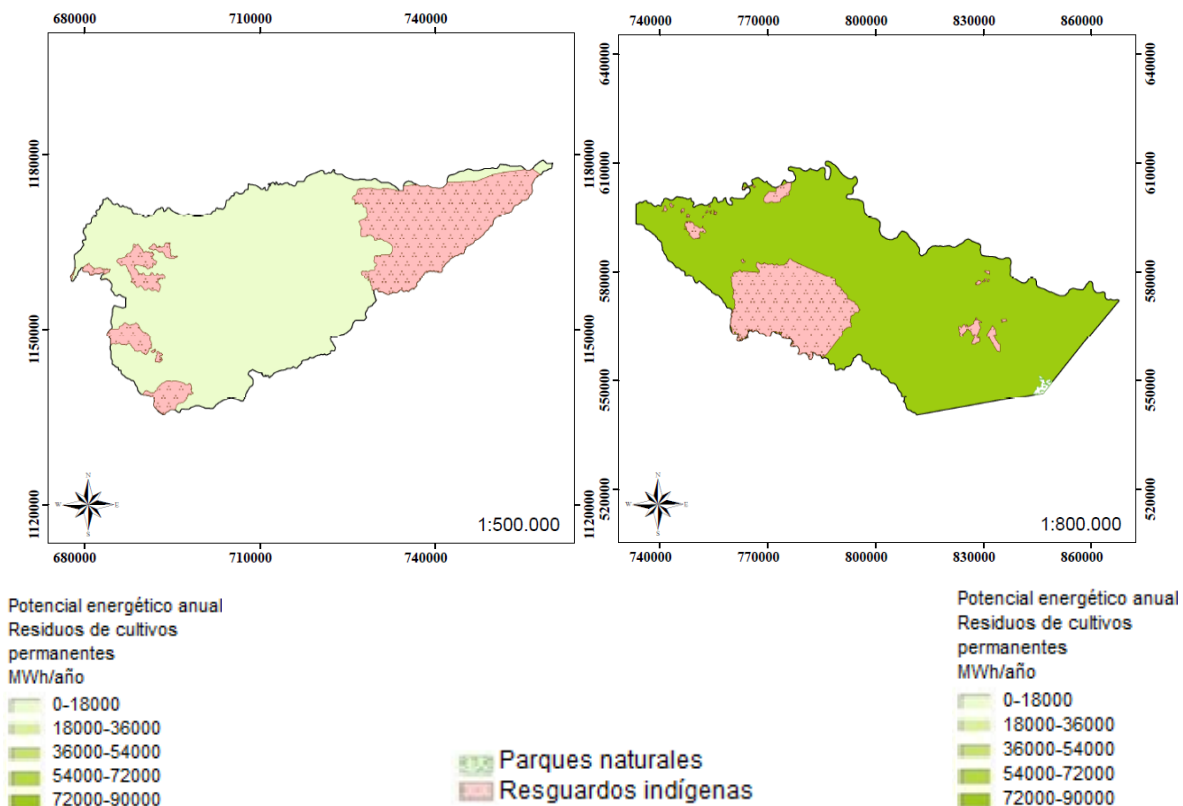


**4.3.2.4 Potencial de biomasa** Con el fin de determinar el potencial de biomasa residual agrícola en los casos de estudio, se eligieron los residuos agrícolas y de cosecha de tres cultivos permanentes de mayor producción entre 2009 y 2013, considerando que existiera información de PCI, humedad, factor de residuos y otros parámetros requeridos para el cálculo del potencial.

De acuerdo con los criterios de selección expuestos en la metodología fueron escogidos la cascara, las hojas, los tallos y el descarte de la yuca (presente en los cuatro casos); el raquis, el vástago y el fruto de rechazo del plátano (presente en todos los casos, menos San Andrés); la cascara, el corazón, la poda y el descarte de la piña en Chocó; y finalmente el bagazo y las hojas de la caña panelera en Putumayo.

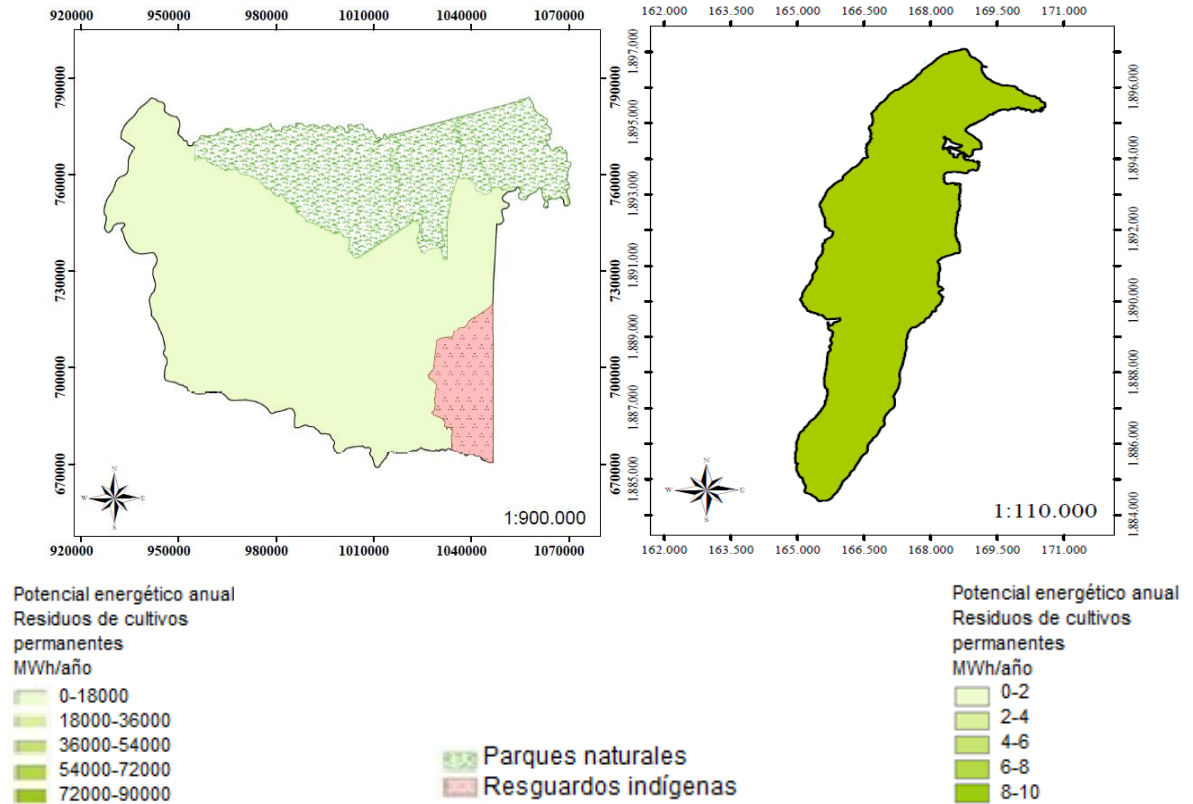
Como se observa en las Figuras 16 y 17, el caso con el mayor potencial es Puerto Guzmán con un promedio de 88,2 GWh al año (97% plátano, 2% yuca y 1% caña panelera), seguido por Medio Atrato y La Macarena con valores promedio de 20,9 GWh al año (62,3 % de plátano, 33,6% de piña y el resto de yuca) y 18,8 GWh al año (92% de plátano, 2% de yuca y el resto palma), respectivamente, ver Anexo H.

**Figura 16. Potencial de biomasa en Medio Atrato y Puerto Guzmán**



Finalmente, en el caso de San Andrés el potencial de biomasa es muy bajo (en promedio de 9,0 MWh al año de los cuales 59,6% provienen de coco, 39,1% de yuca y el resto de papaya) en comparación con resultados obtenidos de los otros casos de estudio y con estudios similares para Colombia [161], y por lo tanto, es el único caso donde la biomasa de residuos agrícolas no es factible.

**Figura 17. Potencial de biomasa en La Macarena y San Andrés**



#### 4.4 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES DEL CAPÍTULO

Aplicando la metodología propuesta en este estudio, la cual incluye el uso de los SIG conjuntamente con la información disponible en bases de datos nacionales e internacional, en este capítulo se contribuyó con la estimación del potencial energético de los recursos: solar, hídrico, eólico y de la biomasa residual agrícola de cuatro casos de estudio en ZNI: San Andrés, La Macarena, Medio Atrato y Puerto Guzmán.

Estos casos fueron seleccionados a partir cálculos del consumo de energía por usuario en las ZNI y de criterios de alta demanda de energética, disponibilidad de

información y restricciones ambientales y sociales, como la presencia de parques naturales, resguardos indígenas y grupos armados.

El potencial energético de los recursos solar, es aprovechable para la generación de energía en los cuatro casos, alcanzando valores superiores a 4,0 kWh/m<sup>2</sup>. En lo que respecta al recurso hídrico (superior a los 15 MW en todos los casos) y a la biomasa residual agrícola (superior a los 18,8 GWh al año), los resultados indican solo son aprovechables en Medio Atrato, La Macarena y Puerto Guzmán, sin embargo, el recurso eólico solamente es factible en la Isla de San Andrés, ya que la velocidad del viento (3 m/s en promedio) en los demás casos no es apta para el funcionamiento los aerogeneradores o no son suficientes para operar de forma eficiente. Es notorio que el recurso de mayor potencial en Medio Atrato es el hídrico; en La Macarena el recurso solar; en el Putumayo la biomasa y en San Andrés el recurso eólico.

Además, este trabajo enriquece las bases de datos, casi inexistentes, de información acerca del potencial hídrico en Colombia.

Finalmente, se recomienda que las autoridades encargadas de la planeación de proyectos de energía renovable en Colombia propongan estudios de medición in situ de estos recursos energéticos, ya que según el IDEAM; no hay información en la mayoría de estaciones meteorológicas.

## 5. CARACTERIZACIÓN DEL PROBLEMA DE TOMA DE DECISIONES

Con el fin de garantizar el suministro de energía en sistema no interconectados, incluso con grandes aumentos de la población y la actividad económica, es fundamental aplicar tecnologías basadas en fuentes de energía renovable.

La planificación de los sistemas renovables es un elemento esencial para el logro del desarrollo sostenible y depende en su totalidad de la toma razonable de decisiones, sin embargo, las complejas interacciones en los sistemas de energía pueden dificultar la realización de estas tareas. La decisión sobre la elección de alternativas sostenibles de suministro de energía en las poblaciones aisladas debe incluir, además de los usuales criterios: técnicos, económicos y ambientales; el criterio social, la distribución geográfica de los recursos energéticos y la demanda creciente de energía [76] .

En esta perspectiva, el AMCD es, quizá, la herramienta más adecuada para la evaluación integrada de la sostenibilidad [9], [10]. Usualmente, el AMCD involucra una etapa de caracterización y otra de análisis del problema de decisión. La primera etapa consiste en definir el problema de decisión, identificar las alternativas y determinar los criterios de decisión, mientras que la segunda etapa se encarga de evaluar y seleccionar las alternativas para posteriormente valorar los resultados obtenidos [80].

Las alternativas tecnológicas de conversión (plantas de generación) dependen, en gran medida, del mercado energético, aspectos ligados a la madurez tecnológica, las barreras de penetración y a aspectos técnicos, como la eficiencia [178].

Por otra parte, determinar los criterios de evaluación que midan de manera confiable la sostenibilidad es un prerrequisito para seleccionar la mejor alternativa. Sin embargo, esta es la parte más crítica durante la caracterización del problema de decisión, porque la correcta identificación y evaluación de criterios conduce entre otros a tomar una buena decisión para maximizar el beneficio económico, social, ambiental y mejorar la capacidad técnica del sistema energético.

Los criterios más utilizados en la literatura para evaluar los sistemas de suministro energía se clasifican según cuatro aspectos: (I) técnicos como la eficiencia, la seguridad, la confiabilidad y madurez tecnológica [31], [104]; (II) económicos como el costo de operación y mantenimiento, costos de inversión, costo de la electricidad y de combustible [31], [179], [180]; (III) ambientales como emisiones de gases de efecto invernadero, impacto en el hábitat y uso de la tierra [87], [181], [182] y (IV) sociales como la aceptación social e impacto del trabajo [6], [98], [104].

La multiplicidad de criterios y las herramientas de medición que se están llevando a cabo en este campo creciente, muestra la importancia del trabajo conceptual y metodológico en esta área. No obstante, es importante señalar que no hay un consenso sobre qué criterios utilizar en el proceso de decisión y que el número de criterios depende ampliamente de la disponibilidad de datos cuantitativos y cualitativos. Esto significa que los criterios son exclusivos del contexto del problema en el cual se lleva a cabo el proceso de decisión y su elección depende de las características del sistema de energético, las alternativas a evaluar, la información disponible y la percepción de los tomadores de decisiones [102].

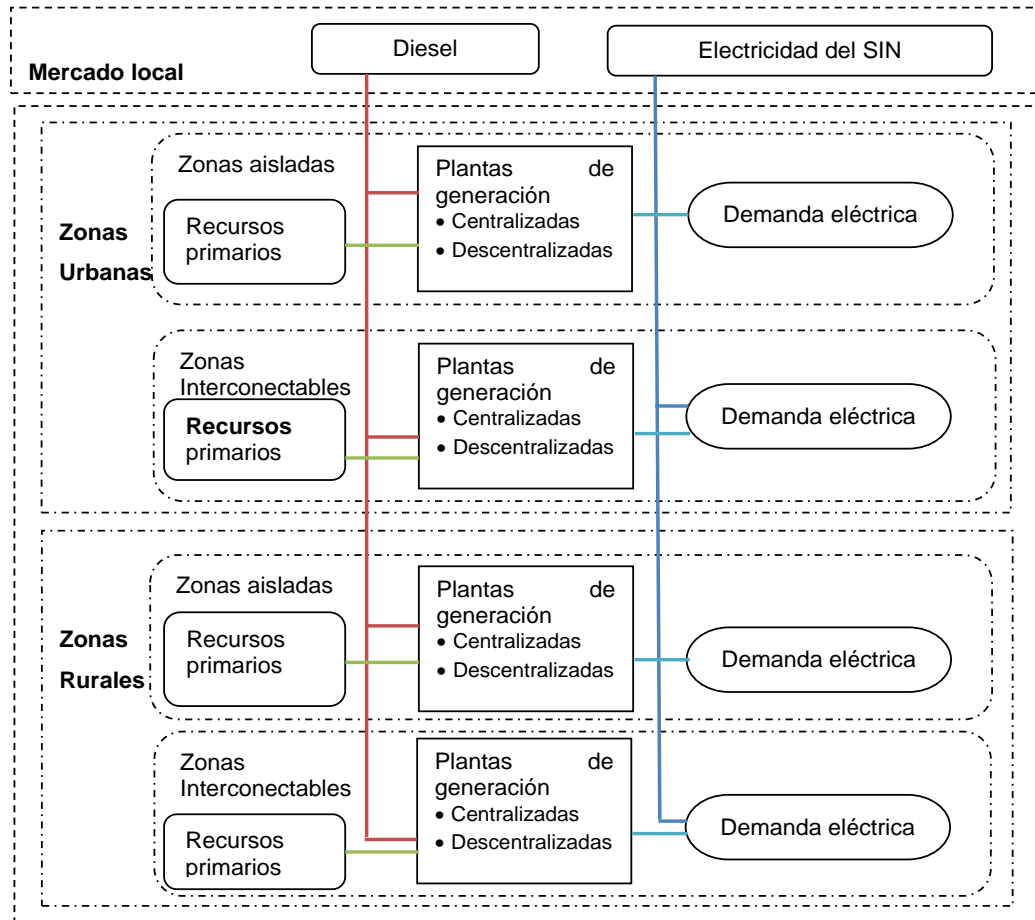
Adicionalmente, el desarrollo y la selección de criterios requieren de parámetros relacionados con la confiabilidad, idoneidad, practicidad y limitaciones en las medidas [21]. Sin embargo, la mayoría de los indicadores utilizados para los casos de sistemas aislados se basan en casos de la parte continental.

Por tanto, para cumplir con el objetivo 3 de esta tesis, este capítulo se centra en la caracterización del problema de toma de decisiones. Asimismo, se definió el problema de planeación energética, las alternativas de conversión y los criterios de decisión para sistemas aislados de generación de energía a través de la literatura.

## **5.1 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA**

El sistema energético considerado en esta tesis incorpora disparidad regional de las zonas, desagregándolas en áreas urbanas y rurales. Las áreas urbanas corresponden a las pequeñas ciudades y las rurales son lugares aislados o veredas. Estas a su vez, son subdivididas en zonas aisladas y potencialmente interconectables al SIN se acuerdo con la caracterización de [4] y [19], Figura 18.

**Figura 18. Planteamiento esquemático del problema**



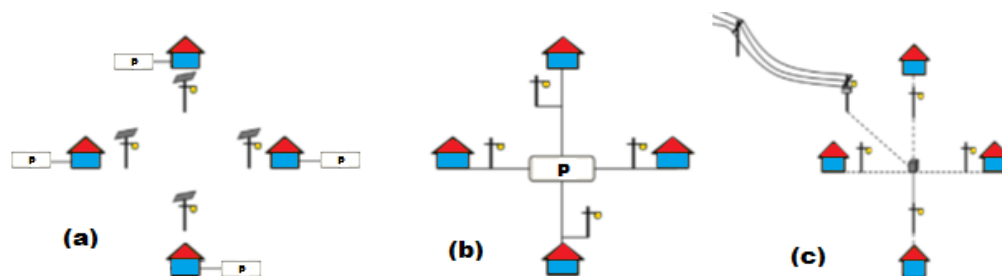
El problema de decisión consiste en seleccionar la alternativa de generación de energía eléctrica para ZNI de Colombia. Dicha alternativa debe proporcionar la combinación más adecuada entre los recursos energéticos propios de cada zona y responder a qué, dónde y cuándo construir plantas de conversión con el fin de suministrar la demanda de energía residencial prevista.

Esto implica definir alternativas tecnológicas de conversión, determinar los criterios de evaluación y de métodos de análisis que midan de manera confiable la sostenibilidad de los sistemas energéticos.

## 5.2 IDENTIFICACIÓN DE ALTERNATIVAS Y PLANTAS DE CONVERSIÓN

De acuerdo con los resultados obtenidos en los dos capítulos anteriores, la CREG [155] y [184] se proponen dos tipos de plantas a para las ZNI, aquellas en las cuales los sistemas no interactúan con la red eléctrica convencional, conformando sistemas domésticos individuales, donde cada usuario dispone de su propio equipo, con aplicaciones rurales aisladas, instaladas sobre los tejados de las casas, Figura 19-a. En segundo lugar, sistemas que están conectado a la red en áreas rurales o urbanas, denominados sistemas centralizados, que pueden brindar soluciones energéticas a pequeñas comunidades, conjuntos de viviendas o estar instalados en edificaciones, Figura 19-b. Finalmente, la extensión de redes en las zonas potencialmente interconectables, Figura 19-c.

**Figura 19. Sistemas de distribución de las plantas de generación**



Las plantas seleccionadas para la evaluación son: solares fotovoltaicos y los usuales generadores diésel (motor de combustión interna) para todas las zonas de estudio, generadores eólicos en el caso de San Andrés, pequeñas centrales hidroeléctricas (PCHs) y gasificadores de biomasa para todos los casos menos San Andrés. Estas tecnologías se combinan con la posibilidad de extensión de la red en el caso de La Macarena. Las Tablas 8, 9 y 10 muestran los rangos de parámetros operativos de las plantas a utilizar en el caso de los sistemas solar fotovoltaico, generadores eólicos y diésel.

**Tabla 8. Parámetros operativos del sistema solar fotovoltaico**

Tipo de generación	Escala	Capacidad (kW) <sup>[185]</sup>	Área (m <sup>2</sup> ) <sup>[185]</sup>	Factor de planta% <sup>[185]</sup>	Factor de disponibilidad (h/año) <sup>[186]</sup>
Descentralizado	Pequeña	0,05-30	0,5-300	25	
Centralizado	Mediana Grande	30-100 100-1000	>300	20	1500-1800

Fuente: Costos indicativos de generación eléctrica en Colombia [185] y Nikolaos, *et al.* [186]

**Tabla 9. Parámetros operativos de generadores eólicos**

Tipo de generación	Escala	Capacidad (kW) <sup>[185]</sup>	Factor de planta% <sup>[186]</sup>	Factor de disponibilidad (h/año) <sup>[186]</sup>
Descentralizado	Micro Pequeña	0,05-1,5 1,5-500	25	
Centralizado	Mediana Grande	500-1300 1300-5000	20	2800-3200

Fuente: Costos indicativos de generación eléctrica en Colombia [185] y Nikolaos, *et al.* [186]

**Tabla 10. Parámetros operativos de generadores diésel**

Tipo de combustible	Centralizado		
	Capacidad (kW) <sup>[142]</sup>	Factor de planta% <sup>[155]</sup>	Factor de disponibilidad <sup>[155], [186]</sup>
Diésel No. 6	>2000		
	60-200	Dependen de la potencia de cada planta, pero pueden ir de 30-70	Dependen de la potencia de cada planta, pero pueden ir de 1800-8585 h al año
Diésel No 2	200-500		
	500-1250		
	1250-2000		

Fuente: Costos indicativos de generación eléctrica en Colombia [155] y Nikolaos, *et al.* [186].

Los sistemas de generación intermitentes, como son el solar fotovoltaico y los generadores eólicos, se requieren sistemas de almacenamiento de energía. Según Duic, *et al.* [59] la forma más económica en los casos de islas sería el bombeo de agua, siempre y cuando exista una altitud propia para la caída, pero esta no es la situación de San Andrés. Otra alternativa es el almacenamiento de hidrógeno que no es una alternativa madura en Colombia [148]. Finalmente quedan las baterías que son sistemas apropiados para almacenar electricidad en casos pequeños [187] y es finalmente el sistema de almacenamiento escogido para los 4 casos de estudio. Por otro lado, en el caso de las PCHs, debido a las condiciones hidrológicas y topográficas de todo el país, el rango de capacidades de esta tecnología se permite su aprovechamiento en regiones con bajo potencial (limitadas por salto y el caudal)

[155]. Para el presente estudio se considera que todas las centrales de menos de 10MW, con configuración a filo de agua, puesto que es el más utilizado en las ZNI [155]. En este tipo de configuración no se usa un embalse para almacenar agua, sino que el caudal se toma del recurso hídrico directamente por medio de una bocatoma que dirige el caudal a un canal en el que se alcanza la caída necesaria para obtener la potencia requerida. La Tabla 11 muestra los parámetros operativos de las PCHs propuestas.

**Tabla 11. Parámetros operativos de PCHs**

Tipo de generación	Escala de la central	Capacidad (kW) <sup>[185]</sup>	Diámetro de rueda (m)	Factor de planta % <sup>[185]</sup>	Factor de disponibilidad (h/año) <sup>[186]</sup>
Descentralizado	Pico	0,5-1	0,13	30-45	1600-3000
	Micro	1-100	0,3		
Centralizado	Mini	100-1000	0,66		
	PCH	1000-10000	2,33		

Fuente: Costos indicativos de generación eléctrica en Colombia [185] y Nikolaos, *et al.* [186].

Finalmente, los dos principales procesos para convertir la biomasa en formas útiles de energía son el bioquímico y el termoquímico. El proceso bioquímico consume poca energía, y se basa en la acción de bacterias que degradan las moléculas de la biomasa. En el método termoquímico, la biomasa se eleva a altas temperaturas y dependiendo de la cantidad de oxígeno suministrado, tienen lugar procesos como la pirolisis, combustión y gasificación y cuyo producto luego se usan para generar energía.

Con el fin de tener un criterio para la selección tanto de los procesos termoquímicos como de las tecnologías a utilizar, en la Tabla 12, se compararon los procesos y las principales tecnologías aplicadas en la conversión de la biomasa para generación eléctrica.

En esta tabla se observan las ventajas en costos obtenidos de Rosso-Cerón, *et al.* [191], así como la eficiencia y la madurez de la gasificación respecto a los otros procesos. Por lo anterior se escoge la gasificación.

El gas combustible obtenido de la gasificación puede ser utilizado para accionar motores de combustión interna (MCI) y también potencialmente micro turbinas a gas, motores *Stirling* y celdas a combustible. Según Silva Lora, *et al.* [192] las turbinas a gas, motores *Stirling* y celdas a combustible no son lo suficientemente maduros para su aplicación industrial en generación eléctrica, siendo los MCI los que presentan mejores ventajas en este aspecto, presentando eficiencias de 20-23%. Asimismo, de las 8760 h del año, 1752 h se usan para su mantenimiento, o sea que al año un gasificador trabaja en promedio un 80% [193].

La Tabla 13 muestra los parámetros operativos del sistema de gasificación escogido.

**Tabla 12. Comparación de procesos y principales tecnologías para generación eléctrica a partir de biomasa**

	Descripción	Costos	Eficiencia	Madurez	Escala
<b>Combustión directa</b>	Consiste en la obtención de energía mediante la combustión de la biomasa, principalmente derivado de la madera. La biomasa utilizada en el proceso de combustión debe tener una relación C/N mayor que 30 y una humedad al momento de la recogida, inferior al 50% en peso. [185]	Bajos cuando las capacidades son grandes	15-38% [188]	Madura	Pequeña y grande [189]
<b>Cogeneración</b>	Consiste en la producción simultánea de vapor y electricidad, la cual se aplicaría en muchos procesos industriales que requieren las dos formas de energía. En América Latina, este proceso es muy común en los ingenios de azúcar usando bagazo. [185]	Alto costo de capital	Ineficiente [190]	Madura	Grande

	Descripción	Costos	Eficiencia	Madurez	Escala
<b>Co-combustión</b>	Consistente en la sustitución de parte del carbón empleado en la central, entre el 5-20% en energía, por biomasa. Aunque este porcentaje sea pequeño, debido al gran tamaño de las centrales, el resultado final es la producción de una muy importante cantidad de energía eléctrica con este combustible renovable [185]	Altos costos de capital	Eficiente	Reciente	Grande
<b>Gasificación</b>	Es un tipo de pirolisis en la que se utiliza una mayor proporción de O <sub>2</sub> a mayores temperaturas, con el objetivo de optimizar la producción del llamado gas pobre, constituido por una mezcla de CO, H <sub>2</sub> y CH <sub>4</sub> , con proporciones menores de CO <sub>2</sub> y N <sub>2</sub> , y cuyo poder calorífico es de 1100-1800kcal/m <sup>3</sup> . Si el proceso de gasificación se hace en presencia de sólo oxígeno (sin aire) se obtiene un gas privado de N <sub>2</sub> y con un poder calorífico de 3000kcal/m <sup>3</sup> [185]	Menos que la combustión [191]	60-90%	Madura	Pequeña y mediana [189]

Fuente: Costos indicativos de generación eléctrica en Colombia [185], Bauen, *et al.* [189], Ramos [190], y Rosso, *et al.*[191]

**Tabla 13. Parámetros operativos de sistema de gasificación de biomasa residual**

Tipo	Centralizado		
	Capacidad (kW)	Factor de planta %	Factor de disponibilidad (hora/año)
<b>Gasificación+MCI</b>	<1000	80 [185]	1000-8000 [186]

Fuente: Costos indicativos de generación eléctrica en Colombia [185] y Nikolaos, *et al.* [186].

### 5.3 IDENTIFICACIÓN DE LOS CRITERIOS

La selección de las alternativas sostenibles de generación de energía eléctrica depende fundamentalmente, no solo del método utilizado para ello, sino también de los criterios o aspectos de evaluación que se consideren en el proceso.

Debido a la estrecha relación existente entre la matemática y la estadística con el fin de evaluar la productividad científica y lograr la matematización de los resultados para la toma de decisiones, la cual ha sido ampliamente definida por Tague-Sutcliffe [194], esta fases se basa en la búsqueda, recuperación, análisis, crítica e interpretación de datos secundarios, es decir, los obtenidos y registrados por otros investigadores en fuentes documentales impresas y electrónicas en el área de AMCD del sector energético.

Para la elección de los criterios que le dan forma y contenido a la metodología selección de alternativas energéticas en cada caso de estudio se llevaron a cabo las siguientes actividades:

**Figura 20. Actividades para la selección de criterios**



Fuente: Monsalve Camargo M.C. & Nobza Villarreal [195]

**5.3.1 Revisión y recolección de datos de la literatura sobre AMCD de planificación energética** Diferentes estudios de investigación realizados hasta el momento, han permitido determinar una gran variedad de sub-criterios que son considerados como los más relevantes en el proceso de selección de las alternativas de generación de energía eléctrica, y los cuales son tenidos en cuenta para el desarrollo de esta sección.

Se revisaron 85 artículos especializados en AMCD de problemas de planeación energética de los últimos 10 años, incluyendo estudios realizados en zonas aisladas y Latinoamérica y los trabajos identificados en las tesis [195] y [196] codirigidas durante la ejecución de esta investigación. Se identificaron 62 sub-criterios, los

cuales están contenidos en las cuatro dimensiones asociadas a la sostenibilidad. A continuación, se muestran los estudios más representativos al respecto.

En forma general Wang, *et al.* [10] realizaron una revisión bibliográfica sobre los métodos utilizados en las diferentes etapas del método de AMCD para seleccionar alternativas de energía sostenible, incluyendo, la selección de criterios, su ponderación, la evaluación y la agregación final. En la revisión de los criterios utilizados para evaluar alternativas de energía sostenible, los autores consideraron criterios técnicos, económicos, ambientales y sociales hasta el año 2009. La eficiencia, costo de la inversión, las emisiones de CO<sub>2</sub> y la creación de empleo son los sub-criterios de evaluación más frecuentes, Tabla 14.

Parodi [197] desarrolló una metodología para la evaluación integral de proyectos en el sector energético, una etapa fundamental en su propuesta fue la elección de los atributos e indicadores, con la cual se identificaron un grupo de 76 aspectos diferenciadores que podían afectar la priorización de proyectos en el área; éstos fueron reducidos a 24 aspectos principales que se agruparon en seis dimensiones: técnica, económica, ambiental, social, estratégica y de riesgo.

Un proceso de consulta a expertos y el análisis estadístico de las opiniones permitió la reducción de aproximadamente un 50% del número de sub-criterios de la lista original. Los criterios seleccionados fueron agrupados en una estructura jerárquica de tres niveles como se muestran en la Figura 21.

Por otro lado, en el área de lógica difusa, Kaya & Kahraman [198] son un referente metodológico. Su trabajo se ocupa del AMAD para la selección de una alternativa adecuada para la generación de electricidad en Turquía. Los autores analizaron posibles alternativas energéticas basadas en aspectos ambientales (emisiones de: NO<sub>x</sub>, CO, CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> y material particulado; uso de la tierra y ruido) económicos (costo de: inversión, operación y mantenimiento, combustibles y electricidad; valor

presente neto y periodo de recuperación); sociales (aceptación social, creación de empleo, beneficios sociales) y técnicos (eficiencia, exergía, energía primaria, seguridad, confiabilidad, madurez).

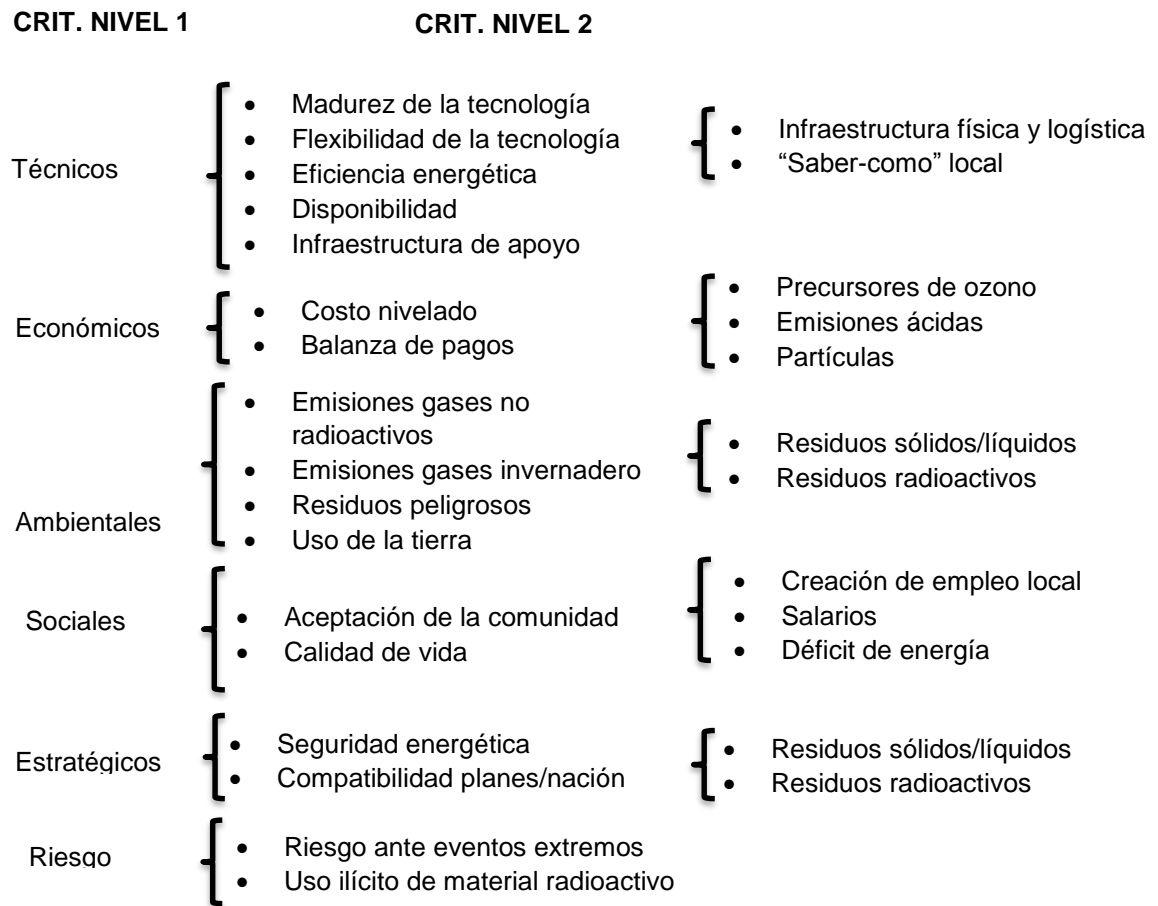
**Tabla 14. Criterios de evaluación de alternativas de energía sostenible de [10]**

<b>Criterio</b>	<b>Sub-criterio</b>	<b>Autores</b>	<b>Total</b>
<b>Técnico</b>	Eficiencia	1, 2, 4, 5-14, 18, 28	15
	Eficiencia exergía	3, 14, 17	3
	Relación de energía primaria	3, 15, 17, 23	4
	Seguridad	3, 9-12, 15, 17, 24, 27	9
	Confiabilidad	9-14, 21, 22, 24	9
	Madurez	3, 23, 25	3
	Otros	2, 3, 10, 11, 13, 24-26	-
<b>Económico</b>	Costo de la inversión	1, 2, 3, 4, 5-15, 16, 17-19, 24-28, 33	24
	Operación y costo de mantenimiento	4, 9-14, 16, 17, 25, 26, 28, 33	13
	Costo de combustible	1, 8, 10-13, 18, 19, 28	9
	Costo eléctrico	4, 5-7, 18, 24, 28	7
	Valor actual neto	3, 15, 29-31	5
	Periodo de recuperación de la inversión	2, 3, 15, 29	4
	Vida útil	4, 6, 17, 26	4
	Costo anual equivalente	3, 15, 29, 32	4
Otros	1, 9-12, 14	-	
<b>Ambiental</b>	Emisiones de NO <sub>x</sub>	1, 3, 6-8, 15, 17, 20-22, 24, 33	12
	Emisiones de CO <sub>2</sub>	1, 3, 4, 5-8, 15, 17-26, 28, 29, 33	21
	Emisiones de CO	3, 15, 17	3
	Emisiones de SO <sub>x</sub>	1, 8, 16, 19-22, 24	8
	Emisión de partículas	19-23	5
	Compuestos que no contienen metano orgánicos volátiles	20-22	3
	Uso de la tierra	3, 5, 6, 17, 18, 21-23, 27, 28	10
	Ruido	3, 15, 17, 25-27	6
	Otros	2, 14, 16, 25, 26, 32, 33	-
<b>Social</b>	Aceptación social	19, 21, 22, 25	4
	Creación de empleo	2, 6, 8, 21-23, 27, 30, 31	9
	Beneficios sociales	2, 9-12	5
	Otros	1, 3, 10-12, 15, 17, 19, 21, 23	-

1, Jovanovic M, *et al.* (2009), 2, Doukas HC, *et al.* (2007), 3, Wang JJ, *et al.* (2008), 4, Pilavachi PA, *et al.* (2009), 5, Afgan NH, Carvalho MG. (2002), 6, Afgan NH, Carvalho MG. (2004), 7, Afgan NH, Carvalho MG. (2008), 8, Begic F, Afgan NH. (2007), 9, Mamlook R, *et al.* (2001), 10, Mamlook R, *et al.* (2001), 11, Akash BA (1999), 12, Mohsen MS, Akash BA. (1997), 13, Chatzimouratidis AI, Pilavachi PA. (2009), 14, Dinca C. , *et al.* (2007), 15, Huang Fu Y, *et al.* (2005), 16, Chattopadhyay D, Ramanathan R. (1998), 17, Wang JJ, *et al.* (2008), 18, Pilavachi PA, *et al.* (2006), 19, Liposcak M, *et al.* (2006), 20, Chatzimouratidis AI, Pilavachi PA. (2007), 21, Chatzimouratidis AI, Pilavachi PA (2008), 22, Chatzimouratidis AI, Pilavachi PA (2008), 23, Beccali M, *et al.* (2003), 24, Diakoulaki D, Karangelis F. (2007), 25, Cavallaro F, Ciraolo L (2005), 26, Burton J, Hubacek K. (2007), 27, Madlener R, *et al.* (2007), 28, Wang JJ, *et al.*, 29, Papadopoulos A, Karagiannidis A. (2008), 30, Goumas MG., *et al.* (1999), 31, Haralambopoulos DA, Polatidis H (2003), 32, Alanne, *et al.* (2007), 33, Løken E, *et al.* (2009).

Fuente: adaptado de Wang [10]

**Figura 21. Jerarquía de los criterios para la evaluación de criterios. Sector energía**



Fuente: Parodi de Camargo [197]

De igual forma Zhang, *et al.* [104] plantearon un método AMCD basado en lógica difusa, el cual se aplicó para evaluar cuatro opciones de energía limpia primarias de la provincia de Jiangsu, China. Para la selección de los criterios los autores consideraron las preferencias de los diversos grupos de interés: Los inversores se centraron en la eficiencia de la tecnología, el nivel de preparación de tecnología, seguridad y costo de inversión. El gobierno se orientó en criterios como la seguridad, las emisiones de CO<sub>2</sub>, uso de la tierra y la creación de empleo, mientras que el sector público se centró más en la seguridad y la creación de empleo.

Con respecto a la selección de sistemas energéticos aislados Tasria & Susilawatib [199] presentaron una metodología basada en un AHP-difuso, que involucró la agregación de opiniones de expertos en Indonesia. Los autores consideraron criterios económicos, socio-políticos, tecnológicos y ambientales. Además, propusieron un criterio denominado calidad de las fuentes de energía, el cual mide la calidad de la energía suministrada al cliente y la seguridad de la inversión para la exploración de la energía. La evaluación final constaba de cinco criterios principales, descritos en la Tabla 15.

**Tabla 15. Criterios asociados a fuentes de generación**

<b>Criterio</b>	<b>Descripción</b>
Calidad de la fuente de energía	Sostenibilidad, durabilidad y distancia al usuario.
Socio-Político	Política gubernamental, impacto en el trabajo y aceptación social.
Económico	Costo de implementación, valor económico y asequibilidad.
Tecnológico	Continuidad y previsibilidad de la actuación, riesgo y conocimiento técnico local.
Ambiental	Emisión de contaminantes, requisitos de los terrenos y requisitos en la eliminación de residuos.

Fuente: Tasria & Susilawatib [199]

Por su parte, Tsoutsos [200] utilizó una metodología de AMCD para la planificación energética sostenible en la isla de Creta en Grecia. El conjunto de alternativas de generación energía se determinan sobre la ejecución de las instalaciones de fuentes de energía renovables en la isla y se evalúan respecto a siete criterios identificados por los actores involucrados en el ámbito de planificación energética. De dichos criterios cuatro son tecno-económicos (inversión, operaciones y costos de mantenimiento; ahorro en los combustibles convencionales; madurez en la tecnología; y seguridad del suministro) y el resto socio-ambientales (emisiones de CO<sub>2</sub>; contribución al desarrollo y bienestar local; y aceptación social).

Finalmente, Cavallaro & Ciraolo [201] utilizaron un grupo más pequeño de los criterios de evaluación para un estudio de caso de la selección del sitio de

producción de energía en una isla italiana. Los once criterios utilizados por los autores se pueden agrupar en categorías técnicas, económicas, ambientales y sociales, tal como aparecen en la Tabla 16.

En cuanto a estudios en Latinoamérica, Barin, *et al.* [202] expusieron una metodología basada en un enfoque de AHP y Lógica difusa. El trabajo se encaminó a la evaluación de sistemas de energía renovables (generadores eólicos, micro turbinas, celdas fotovoltaicas y de combustible) en Brasil, mediante escenarios que consideraron criterios cualitativos y cuantitativos como son: los impactos ambientales, la eficiencia, los costos, la vida útil, la madurez técnica y rango de potencia.

**Tabla 16. Criterios de evaluación de alternativas de energía sostenible.**

<b>Dimensión</b>	<b>Criterio</b>
Tecnológico	La capacidad de producción de energía
	La madurez tecnológica
Económico	Costo de inversión
	Costo de operación y mantenimiento
	Coste del combustible
	Tiempos de realización
Ambiental	Impacto en los ecosistemas
	Emisiones de CO <sub>2</sub>
	Impacto Visual
	Ruido
Social	Aceptabilidad Social

Fuente: Cavallaro F. & Ciraolo [201]

Asimismo, Dester [203] realizó un estudio para seleccionar las mejores opciones de sistemas de almacenamiento de energía para tres de las principales centrales hidroeléctricas de Brasil usando ADMC. El autor consideró criterios de impacto ambiental, vida útil, eficiencia, capacidad de generación y costos de inversión.

Por su parte, Rojas-Zerpa & Yusta [100] propusieron la aplicación combinada de un procedimiento de AMCD (AHP –VIKOR), para facilitar la elección entre sistemas de generación distribuida dispersa, generación descentralizada compacta y la

extensión de red pública a nivel rural. El enfoque involucraba la participación de actores para ponderar los sub-criterios y los criterios asociados a los sistemas de generación. Los criterios considerados fueron: emisiones de CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> y SO<sub>2</sub>, lluvia acida, eutrofización, uso de la tierra, empleos generados, desarrollo humano y aceptación social, valor presente neto y costos operativos, (eficiencia o conversión de la energía, disponibilidad y confiabilidad en el suministro).

En Colombia como se ha descrito antes, Quijano [9] trabajó en una plataforma integral para planificación energética nacional denominada MODERGIS que involucraba criterios de generación, costos de inversión, potencia instalada, tiempo de implementación, vida útil, CO<sub>2</sub> evitado y uso del suelo para la etapa de AMCD.

A nivel de sistemas aislados Chernia, *et al.* [204] desarrollaron un modelo de programación de compromiso denominado SURE que tiene como objetivo ayudar a los responsables de la toma de decisiones en la selección de opciones de suministro de sostenibilidad en las zonas rurales pobres en Colombia. El modelo combinó criterios cuantitativos y cualitativos que envuelven la dimensión física (por ejemplo, casas, caminos), financiera (por ejemplo, salarios, ahorro), natural (por ejemplo, agua, recursos de tierra), social (por ejemplo, red y organizaciones locales), y la humana (por ejemplo, educación) que consideraban como prioridad a los posibles usuarios.

Finalmente, Silva & Nakata [7] evaluaron mediante la programación por compromiso la selección de alternativas de generación (plantas de biomasa, plantas diésel y la extensión de redes) en zonas rurales. Estos autores consideraron como criterios la eficiencia, el capital inicial, el costo de operación y mantenimiento, el número de empleos generados, el uso de la tierra, la emisión de CO<sub>2</sub>.

**5.3.2 Selección de los sub-criterios asociados las dimensiones tecnológica, social, económica y ambiental** La selección de los sub-criterios debía contribuir en la formación de un modelo de valoración preliminar para la evaluación de

proyectos de generación de energía que represente lo esencial de un problema extenso y complejo de forma completa, concisa y sencilla en su aplicación. Los sub-criterios incluidos en el grupo debían ser relevantes, significativos, fácilmente entendibles, no redundantes y mensurables objetiva o subjetivamente [195]. Si los sub-criterios no cumplían con estas condiciones debían ser redefinidos, agrupados o subdivididos hasta alcanzar una situación satisfactoria [205].

**5.3.2.1 Preselección de los sub-criterios** Los diversos sub-criterios identificados en la revisión bibliográfica se clasificaron según su dimensión empleando el programa Excel de Microsoft-Office 2013.

Para rechazar o aceptar cada uno de los sub-criterios usados en la literatura se consideró una prueba de intervalos de confianza para proporciones (suponiéndolas independientes) estimadas a partir de la frecuencia relativa. Las hipótesis son:

Si el valor de la frecuencia relativa está fuera del intervalo (es decir, es menor que el límite inferior o mayor que el límite superior), se puede rechazar el sub-criterio.

Si el valor de frecuencia relativa está dentro del intervalo (es decir, no es menor que el límite inferior ni mayor que el límite superior), se puede aceptar el sub-criterio.

El tamaño de la muestra o número de artículos  $n$  es 85, que no es grande, pero si  $n > 30$  se puede realizar la prueba considerando un intervalo de confianza asintótico dado por [206]:

$$p \pm z_{\alpha/2} \sqrt{\frac{p(1-p)}{n}} \text{ Ecu. (15)}$$

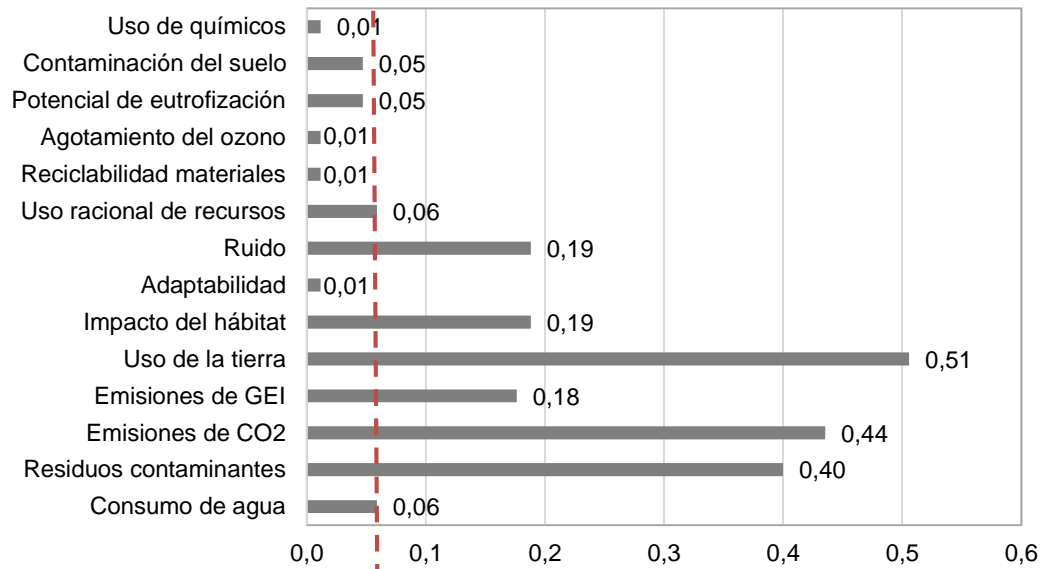
Donde  $z_{\alpha/2}$  es el valor de una distribución normal estándar que deja a su derecha una probabilidad de  $\alpha/2$  para un intervalo de confianza de  $(1-\alpha)$ . Se escogió un nivel de significancia  $\alpha = 0,05$ , es decir un nivel de confianza del 95% y  $z = 1,96$ . Un valor superior puede disminuir la precisión de la prueba [207].

La frecuencia relativa de cada sub-criterio, en su respectiva dimensión, se calculó dividiendo el número de veces que se utiliza cada sub-criterio sobre el total de artículos. Las Figuras 22-25 muestran los histogramas de frecuencia relativa de los sub-criterios identificados en la revisión bibliográfica y su dimensión como aspecto diferenciador importante para el trabajo de investigación.

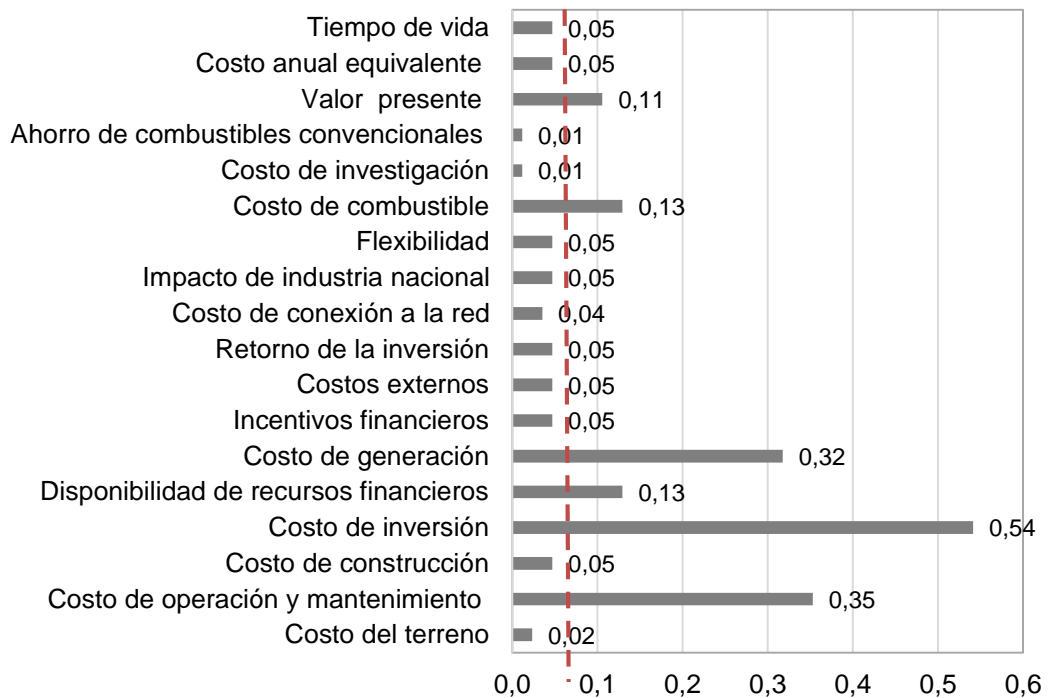
Las líneas punteadas rojas representan el límite de referencia para el rechazo de los sub-criterios. Las barras que sobrepasan tal límite representan los aspectos finalmente seleccionados, ya que tienen una confianza del 95%.

El proceso permitió la reducción de aproximadamente un 63% del número de sub-criterios de la lista original que pasó de tener 62 a 23 sub-criterios. La Tabla 17 presenta la propuesta de estructuración en dos niveles de los criterios seleccionados en la etapa anterior para evaluar las alternativas de generación de energía eléctrica.

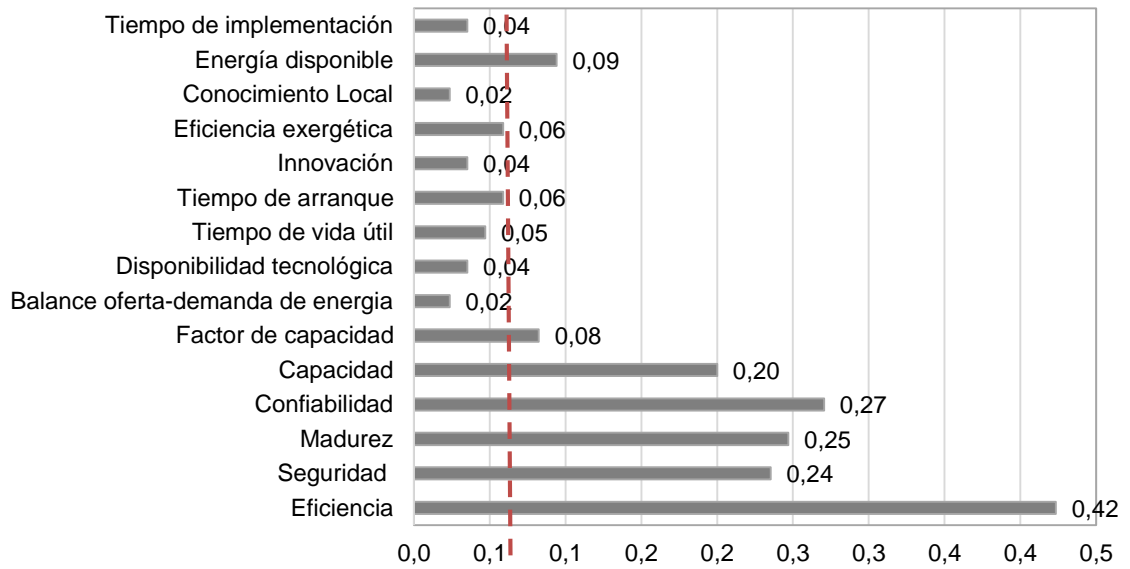
**Figura 22. Histograma de sub-criterios ambientales**



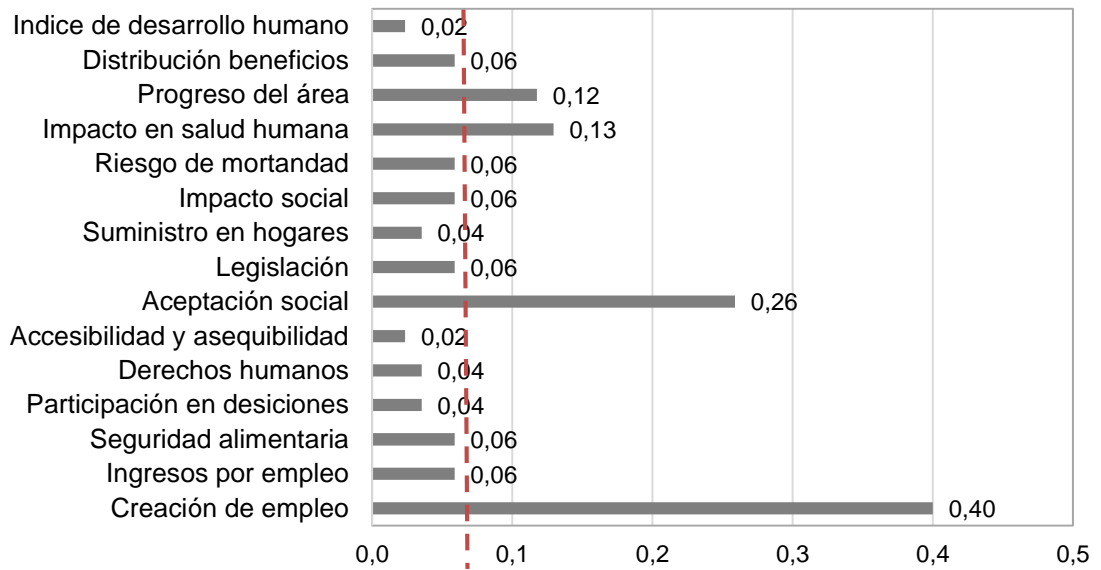
**Figura 23. Histograma de sub-criterios económicos**



**Figura 24. Histograma de sub-criterios tecnológicos**



**Figura 25. Histograma de sub-criterios sociales**



**Tabla 17. Criterios preseleccionados según revisión bibliografía**

<b>Criterios</b>	<b>Sub-criterios</b>
Ambiental	<b>Residuos contaminantes</b> <b>Emisiones de gas de efecto invernadero (GEI)</b> <b>Emisiones de CO<sub>2</sub></b> <b>Tierra requerida</b> <b>Impacto del habitat</b> Ruido
Económico	<b>Costo de operación y mantenimiento</b> <b>Costo de inversión</b> Disponibilidad de recursos <b>Costo de combustible</b> Costo de generación <b>Valor presente</b>
Social	<b>Creación de empleo</b> <b>Aceptación social</b> Impacto en la salud humana Progreso del área
Tecnológico	<b>Eficiencia</b> Seguridad <b>Madurez</b> <b>Confiabilidad</b> Capacidad Factor de capacidad Energía disponible

**5.3.2.2 Validación de los criterios** Esta etapa tiene como objetivo validar los criterios preseleccionados en la Tabla 17, para ello fueron desarrollados algunos requisitos que no se abordaron plenamente en las anteriores etapas, y los cuales se pueden encontrar en la literatura sobre el campo de la evaluación de la sostenibilidad en general, así como los campos de energía y de bioenergía en particular [181].

Los requisitos para los criterios preseleccionados están relacionados de acuerdo a ventajas como:

- La simplicidad de cada criterio sin que se pierda la esencia de lo que se quiere evaluar.
- La disponibilidad efectiva de la información para su cálculo.
- La inclusión de las condiciones, prioridades y capacidades del país sede del proyecto [181].

- Un número práctico de criterios, considerando que exista redundancia entre ellos.

En otras palabras, los sub-criterios deben medir cuestiones importantes, integrales y de una manera significativa, son tanto más útiles en cuanto sean fácilmente entendibles y estén basados en información confiable que exista o que se pueda recabar oportunamente al menor costo posible. Por lo tanto, deben ser relevantes manteniendo el objetivo del problema [208].

Como resultado del proceso anterior, se definió el modelo jerárquico propuesto en la Tabla 17, realizando las siguientes modificaciones:

- En la dimensión económica se decidió unir los sub-criterios: costo de operación y mantenimiento, costo de combustible, en uno solo llamado valor presente total del sistema de generación, y que se propuso como primer criterio/objetivo del AMOD, además, por practicidad el sub-criterio disponibilidad de recursos se utilizará como restricción dentro del modelo de optimización multiobjetivo.
- Para la dimensión ambiental, según la literatura las emisiones de CO<sub>2</sub> es el indicador cuantitativamente más relevante [122], incluso en zonas aisladas donde el servicio de energía depende de plantas fósiles. Por lo tanto, se propuso como segundo criterio/objetivo del AMOD.

Por otro lado, el sub-criterio de contaminación acústica (ruido) se incluyó dentro del impacto del hábitat, ya que este último implícitamente contiene al otro. Los demás sub-criterios serán considerandos en la fase del AMAD.

- En la dimensión tecnológica: la capacidad, el factor de capacidad y la energía disponibles fueron considerados en las restricciones del AMOD.

Los demás sub-criterios fueron considerandos en la fase del AMAD. Para ello se verificó que el indicador de seguridad midiera la fiabilidad de la tecnología; por este motivo se unificó con el indicador de confiabilidad el cual lo abarca.

Por último, se agregó un nuevo indicador el cual se refiere a la accesibilidad a las ZNI siendo de gran importancia tener en cuenta las vías de acceso a los

municipios estudiados como un indicador de factibilidad al implementar la tecnología.

- En la dimensión social todos los sub-criterios fueron considerados en la fase del AMAD. Como muestran los resultados los sub-criterios de creación de empleo y aceptación social son los más significativos, sin embargo, el impacto en la salud humana y el progreso de la región fueron eliminados al ser considerados medibles en los sub-criterios anteriormente nombrados.

La información referente a la definición y la escala de medición de los sub-criterios seleccionados es descrita en los capítulos siguientes.

#### **5.4 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO**

Este capítulo contribuyó con la caracterización del problema de toma de decisiones; se definieron: el problema de planeación energética, las alternativas de conversión y los criterios de decisión para seleccionar sistemas de generación de energía aislados.

Los factores a considerarse en los sistemas energéticos tienen que ver con la demanda de energía y la disponibilidad de recursos energéticos. Las tecnologías claves a considerar son la solar fotovoltaica, sistemas eólicos, la gasificación de biomasa, las plantas diésel con motores de combustión interna y las pequeñas centrales hidroeléctricas.

Asimismo, se estableció que factores como las emisiones de CO<sub>2</sub> y el costo total del sistema son los parámetros claves en la formulación del AMOD. En cuanto a la formulación de la etapa AMAD se deben considerar factores de aceptación social, creación de empleo, la madurez, eficiencia, confiabilidad, impacto en el hábitat, tierra requerida y emisiones contaminantes.

## 6. ANÁLISIS DE DECISIÓN MULTIOBJETIVO DIFUSO

En el área de toma de decisiones de alternativas energéticas se han desarrollado estudios que involucran AMAD y la participación de expertos para evaluar la interacciones entre criterios (cualitativos o cuantitativos) de sostenibilidad y clasificar tecnologías energéticas [84], [104], [179], [180], [198]; pero que no consideran aspectos claves de la planificación energética de forma integral.

En la perspectiva de la planificación energética, los estudios se han concentrado en el desarrollo y la implementación de modelos para definir un plan de expansión de la capacidad de generación de energía [32], [75] y la simulación de sistemas [186], los cuales se han enfocado principalmente en la selección de la tecnología, la capacidad, la localización y el tiempo de construcción de nuevas unidades de generación.

Por otra parte, problemas más complejos involucran la evaluación de parámetros inciertos como la demanda eléctrica, disponibilidad y precio de combustibles [210], que son particularmente relevantes al considerar horizontes de planeación a largo plazo, pero que dejan de lado la imprecisión de los parámetros asociados a los escenarios probables y la integración de las dimensiones de sostenibilidad.

Para tratar aspectos de incertidumbre y la imprecisión de problemas de la vida real que las teorías clásicas (conjuntista o probabilística) no pueden dar solución, en los últimos años han surgido métodos de valoración de alternativas que hacen uso de la matemática difusa, o teoría de conjuntos difusos, introducida por Zadeh y la teoría de la posibilidad asociada a ella [107].

A diferencia de los modelos probabilísticos que definen grados de incertidumbre, los modelos difusos juegan un papel esencial en la toma de decisiones racionales en

entorno de incertidumbre e imprecisión. Se caracterizan por emplear escalas semánticas con niveles de ambigüedad y vaguedad en términos de posibilidades para cuyos elementos no es clara la transición entre la pertenencia y no pertenencia a cierta clase. Son adecuados en situaciones donde la falta de información transforma un panorama incierto en una situación ambigua [12].

Las principales aplicaciones al considerar ambientes de incertidumbre y vaguedad se han desarrollado en tres direcciones: la clasificación y análisis de datos, el razonamiento bajo incertidumbre y los problemas de toma de decisiones [108]. En lo referente a modelos lineales para la toma de decisiones multiobjetivo, los estudios se han orientado en los campos de ingeniería eléctrica, sistemas, industrial [198], entre otros. No obstante, la programación lineal difusa no ha sido atendida a profundidad en el campo de la planificación energética.

El proceso de toma de decisiones, a partir de modelos multiobjetivo difusos, debe considerar: (I) la identificación parámetros inciertos y la definición de una distribución relacionada a su imprecisión (la interpretación semántica del grado de pertenencia o el grado de posibilidad del parámetro- teoría de la posibilidad); (II) la formulación de un modelo de decisión difuso; (III) la conversión de la función objetivo y las restricciones con los parámetros difusos y sus respectivos equivalentes activos en funciones de grados de factibilidad predeterminados; (IV) la solución del modelo convertido en los diferentes grados de factibilidad; (V) la generación de la función de pertenencia difusa del grado de satisfacción basados en las soluciones obtenidas y las opiniones de los tomadores de decisiones y, finalmente (VI) la evaluación basado en la operación difusa y la selección de la alternativa de decisión final [210].

Lógicamente, en el área de toma de decisiones de alternativas energéticas, lo anterior requiere del desarrollo de modelos causales o series de tiempo para la previsión de parámetros inciertos como la demanda y los costos asociados a las

tecnologías, cuyos resultados están sujetos a errores y, por lo tanto, los valores obtenidos contendrán un mayor o menor grado de imprecisión e incertidumbre.

Consecuentemente, este capítulo aporta al proceso de toma de decisiones de los sistemas de generación de electricidad y se concentra en la formulación de un modelo que incorpora la evaluación de parámetros imprecisos e inciertos, asociados a varios escenarios alternativos para proporcionar una mayor comprensión del sistema eléctrico general en las ZNI.

Para dar cumplimiento al objetivo 4 y parte del objetivo 6, fueron determinados los criterios cuantitativos y se inició el análisis del problema de decisión. Se propuso un modelo de decisión multiobjetivo difuso con programación entera mixta (FMOMILP) a largo plazo para planificar el futuro energético sostenible de los 4 casos preseleccionados.

Fueron evaluados sistemas de generación solar fotovoltaica, gasificación de biomasa, turbinas eólicas, PCHs, extensión de redes de transmisión y los actuales sistemas diésel, para un horizonte de planificación de diez períodos (2015-2024).

El modelo se conformó con dos objetivos, la minimización del costo total actual del sistema y las emisiones de CO<sub>2</sub>, así como restricciones de operación, diseño y eficiencia, las cuales involucraron algunos de los criterios secundarios resultado de la revisión bibliográfica del capítulo anterior.

Las secciones se organizan de la siguiente manera: en la sección 2 se presenta el marco teórico acerca de programación multiobjetivo difusa. En la sección 3 se describe el sistema. En la sección 4 se hace la formulación del modelo de optimización, las ecuaciones, índices, parámetros y variables de decisión. En la sección 5 se expone la metodología de modelamiento y simulación para dar solución al FMOMILP. En la sección 6, se presenta la implementación del modelo, la situación

base en los casos de estudio y se evalúan los parámetros necesarios en el modelo. En la sección 7 se discuten los resultados computacionales que servirán como datos de entrada para la siguiente fase. Por último, en la sección 8 se presentan las conclusiones del capítulo.

## 6.1 MARCO TEÓRICO

Antes de proceder con la formulación matemática para resolver el problema, es importante considerar lo siguiente:

Funcionalmente en programación multiobjetivo lineal entera mixta (MOMILP) el problema genérico se puede definir como:

Funciones objetivo:

$$\text{Min. } f_i(x) = C_i x, i = 1, \dots, k \text{ Ecu. (16)}$$

$$\text{Sujeto a: } Ax \leq B \text{ Ecu. (17)}$$

Donde  $A$  es una matriz  $m \times n$ ,  $B$  es un vector columna  $m$ -dimensional y  $C_i, i=1, \dots, k$ , son vectores columna  $n$ -dimensional [211].

La solución del problema multiobjetivo se define mediante el concepto de eficiencia o no dominancia:

Una solución  $\bar{x} \in X$  es eficiente para un problema, si y solo si no existe un  $x \in X$  tal que  $f_i(x) \geq f_i(\bar{x})$  para todo  $i \in \{1, \dots, k\}$  y  $f_i(x) > f_i(\bar{x})$  para al menos un  $i$ .

Una solución  $\bar{x} \in X$  es débilmente eficiente para un problema, si y solo si no existe un  $x \in X$  tal que  $f_i(x) > f_i(\bar{x})$  para todo  $i \in \{1, \dots, k\}$ .

Si  $l \in \mathbb{R}^k$  es la imagen de  $X$ , en la región factible en el espacio de las funciones objetivo (criterios), un punto  $l \in L$  correspondiente a una solución (débilmente) eficiente  $\bar{x} \in X$  se llama (débilmente) no dominada.

La forma más usada para solucionar problemas de programación multiobjetivo lineal (MOLP) es el método de sumas ponderadas [211], [212].

$$\sum_i \theta_i f_i(x) \quad \text{Ecu. (18)}$$

$$\text{Sujeto a: } x \in X, \text{ donde } \sum_i \theta_i = 1 \quad \text{Ecu. 19}$$

Sin embargo, dado que la región factible del problema es no convexa, pueden existir soluciones no dominadas sin soporte. Un punto no dominado  $l \in L$  se llama sin apoyo si es dominado por una combinación convexa (que no pertenece a  $L$ ) de otros puntos (criterios) no dominados (pertenecientes a  $L$ ).

Por lo tanto, a diferencia de MOMILP, el conjunto de soluciones no dominado de un problema no se puede determinar plenamente mediante el método de sumas ponderadas [213]. En consecuencia, los investigadores de la programación matemática multiobjetivo han reconocido este hecho y han propuesto otras formas para determinar el conjunto de solución no dominado que se ajuste a los casos del MOMILP.

En general, las metodologías propuestas por la comunidad científica imponen límites a los valores de la función objetivo, que puede considerarse como un caso especial de la caracterización general proporcionada por Feng Chu, *et al.*, [214].

En este sentido, el método de epsilon ( $\epsilon$ ) – restricciones está bien establecido. Este método fue introducido por Haimes, *et al.* [215] y busca minimizar solamente una función objetivo  $k$  (comúnmente, puede ser la preferida o primaria) y restringir los otros objetivos mediante valores permitidos  $\epsilon_i$ ,  $i \in \{1, \dots, M\} \setminus \{k\}$ . De esta manera, el problema de optimización multiobjetivo puede transformarse en un problema de un

solo objetivo. Dado un vector de  $\varepsilon = (\varepsilon_m, \dots, \varepsilon_{m-1}, \varepsilon_{m+1}, \dots, \varepsilon_k)$ , se produce un punto en el frente de Pareto. Por lo tanto, todo el frente de Pareto se puede conformar cambiando el vector de  $\varepsilon$ . El problema consiste en resolver:

$$\text{Min. } f_1(x) \text{ Ecu. (20)}$$

$$\text{Sujeto a: } f_2(x) \leq \varepsilon_2, f_3(x) \leq \varepsilon_3, \dots, f_k(x) \leq \varepsilon_k \text{ Ecu. (21)}$$

$$x \in F(x) \text{ Ecu. (22)}$$

Otras de las metodologías de solución propuestas son: la programación por compromiso, que permite de forma interactiva encontrar la solución eficiente más cercana al punto ideal considerando grados de compensación, y niveles de satisfacción [210].

Como el objetivo principal del capítulo está orientado a resolver un problema multiobjetivo con coeficientes lineales difusos (número cuyo valor exacto se desconoce, pero la serie o rango de números en la que el valor se encuentra es conocida) cuyas soluciones se encuentren en un espacio definido por su distribución de posibilidad, el problema genérico se describe como:

$$\text{Min. } f_i(x) = \hat{D}_i x, \quad i = 1 \dots k \text{ Ecu. (23)}$$

$$\text{Sujeto a: } \hat{A} x \leq \hat{b} \text{ Ecu. (24)}$$

$$\text{y } x \geq 0 \text{ Ecu. (25)}$$

Donde  $\hat{D}_i = (\hat{D}_{i1}, \dots, \hat{D}_{in})^t$  es el vector de coeficientes de la  $i$ -ésima función objetivo,  $\hat{A} = [\hat{a}_{ij}]_{k \times n}$  es una matriz tecnológica y  $\hat{b} = (\hat{b}_1, \dots, \hat{b}_k)^t$  es el vector de recursos disponibles, son inciertos y están representados por su correspondiente distribución de posibilidad, por último  $x = (x_1, \dots, x_n)^t$  es el vector de variables de decisión

## 6.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

El diseño óptimo y la planificación de los sistemas de generación de energía consiste en responder qué, cómo y cuándo construir plantas de generación de energía y redes de transmisión para suplir una determinada demanda de energía en ZNI, durante un horizonte de largo plazo, en este caso, diez periodos iguales de tiempo (2015-2024) y año base 2014.

Las zonas de estudio se clasifican en urbanas y rurales: las zonas urbanas corresponden a las grandes ciudades, como la isla de San Andrés y las zonas rurales son lugares aislados o pequeñas ciudades, como Puerto Guzmán. Esta clasificación se desagrega en función de la ubicación de las zonas, según sean totalmente aisladas (iso  $\subseteq$  z) o si a futuro es posible su interconexión al SIN.

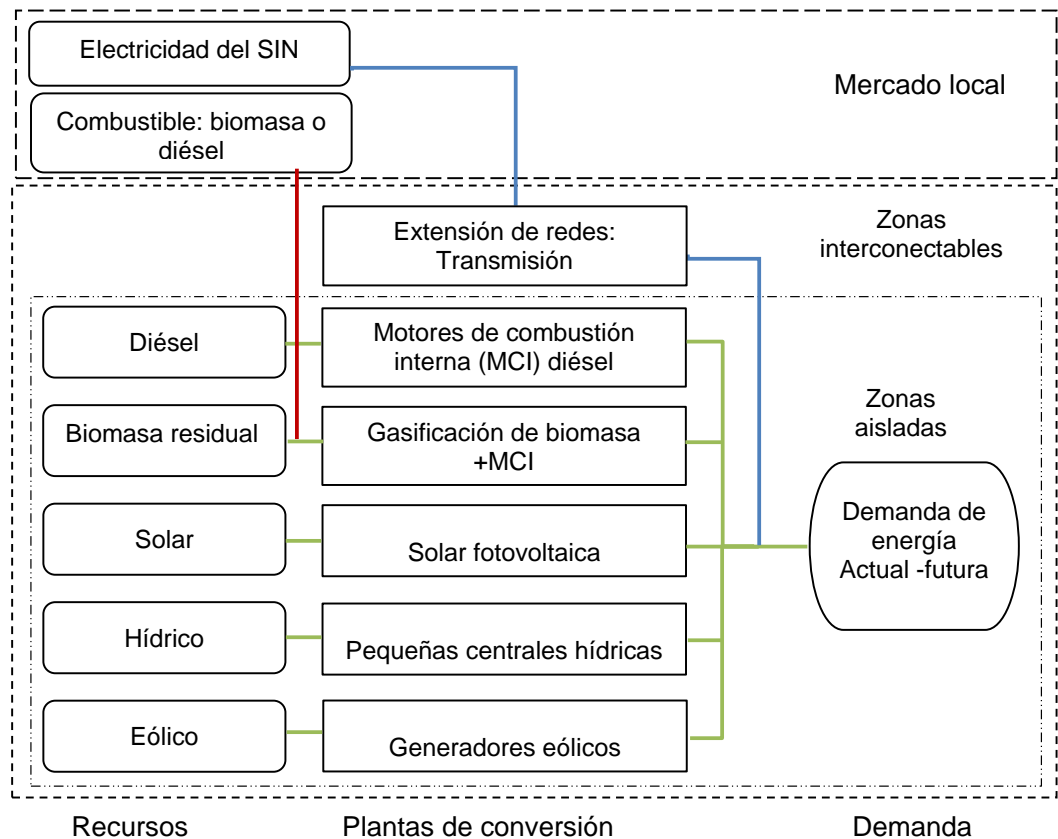
Cada región se caracteriza por un subconjunto de las actuales y futuras plantas de conversión/generación (Solar Fotovoltaica: SolarFV, plantas diésel MCI: DiéselGen, PCHs, Gasificación de biomasa +MCI: BioGen, y Generadores Eólicos: GenEól) la disponibilidad de combustible y su costo, así como la demanda de electricidad. La superestructura del sistema de generación se presenta en la Figura 26.

La demanda de electricidad en cada región se puede suplir, ya sea por las plantas de conversión locales, o por una combinación de generación y la electricidad transmitida desde el SIN hacia las zonas potencialmente interconectables según los planes de expansión y la regulación.

Cada una de estas interfaces de entrada y salida de estos tres sub-bloques están enlazadas por la primera y segunda leyes de la termodinámica. Además del equilibrio termodinámico, las limitaciones económicas y ambientales siempre estarán integradas en cada módulo.

Las plantas de energía (existentes y futuras) se caracterizan por su capacidad, ubicación, costo de capital (de futuras plantas solamente), costos de operación (fijos y variables), consumo de combustible, los factores de emisión de CO<sub>2</sub>, y el costo del combustible. En todos los casos se considera una vida útil mayor a 10 años.

**Figura 26. Superestructura del sistema de generación**



Se tienen en cuenta aspectos operativos como el factor de planta, el factor de disponibilidad, el margen de reserva con el fin de garantizar el funcionamiento seguro y fiable del sistema en tiempo real y despacho de potencia. De igual manera, aspectos de diseño como la capacidad mínima y máxima de las nuevas plantas de energía a instalar en todo el horizonte de planeación, tiempo de construcción, los recursos disponibles de energía primaria ( $r$ ) (fósiles y renovables) y recursos monetarios disponibles (FAZNI). Además, para cada período de tiempo, se

consideran un subconjunto de bloques de carga (pico y valle) (b) por año (8760 h), que pueden variar con el tiempo dependiendo del cambio en el número de horas de servicio de las zonas que está determinado por los planes de expansión de la UPME.

La caracterización de la transmisión desde SIN a las zonas potencialmente interconectables, como son: la capacidad de transporte y el costo, las restricciones de reserva y el costo de capital.

Por último, en virtud de la incertidumbre y vaguedad en los parámetros del modelo, se deben tomar decisiones respecto al grado de posibilidad asociada a los escenarios obtenidos a partir de datos históricos u otras bases de datos y determinar qué parámetros del modelo deben ser borrosos.

Para lo anterior se propuso un modelo difuso de programación multiobjetivo lineal entera mixta (FMOMILP). La Figura 27 muestra el flujo de trabajo para la construcción del modelo FMOMILP para seleccionar sistemas de energía en ZNI.

El modelo de optimización consiste en la formulación FMOMILP descrita en detalle en la siguiente sección. Los datos de salida, obtenidos después de resolver el modelo, envuelven información relativa a generación óptima de energía, capacidad a instalar, la mezcla eléctrica óptima para cada período de tiempo, la generación total de electricidad, la decisión de la expansión de transmisión en las zonas potencialmente interconectables, el costo total y las emisiones de CO<sub>2</sub> del sistema de generación.

Por último, con el fin de sistematizar la aplicación del marco de optimización, el flujo de trabajo propuesto es embebido en un entorno Excel-GAMS, donde se usa Excel para la manipulación de todos los datos de entrada que están vinculados al modelo de optimización codificado en GAMS.

**Figura 27. Flujo de trabajo para la construcción del modelo FMOMILP**



### 6.3 FORMULACIÓN MATEMÁTICA

En esta sección se formula un nuevo FMOMILP que incorpora diferentes plantas de generación de energía factibles en las zonas de estudio para luego obtener las combinaciones de Pareto eficientes que permitan responder a los requerimientos energéticos del sistema.

Lo anterior se base en la representación de las variables de decisión (continuas y binarias), las funciones objetivos de múltiple naturaleza, las restricciones del modelo y los parámetros definidos como difusos (representados con un símbolo circunflejo sobre ellos); en este caso aquellos que pueden variar con el tiempo o en los que a no se tiene certeza por falta de datos precisos como son: la demanda, los costos, la capacidad a instalar, los recursos energéticos primarios, las emisiones de CO<sub>2</sub>, los factores exergético y de consumo.

#### 6.3.1 Los conjuntos

$z$  Zonas (San Andrés, Medio Atrato, Puerto Guzmán, La Macarena).

$p$  Plantas de generación de energía (DiéselGen, BioGen, SolarFV, GenEól, PCHs)

$r$  Recursos de energía primaria (Diésel, Biomasa residual, Solar, Eólico, Hídrico).

$b$  Bloque de carga (pico, valle).

$t, v$  Periodos de tiempo (2015-2024).

#### 6.3.2 Los sub conjuntos

$iso \subseteq z$  Zonas aisladas (San Andrés, Medio Atrato, Puerto Guzmán).

$inc \subseteq z$  Zonas interconectables (La Macarena).

$renr \subseteq r$  Recursos renovables de energía primaria (Solar, Eólico, Hídrico).

$fulr \subseteq r$  Recursos combustibles de energía primaria (Diésel, Biomasa residual).

$fosr \subseteq r$  Recursos de energía primaria fósiles (Diésel).

$ren_p \subseteq p$  Plantas de generación de energía renovable (SolarFV, GenEól, PCHs).  
 $fulp \subseteq p$  Plantas de generación de energía con combustibles (DiéselGen, BioGen).

### 6.3.3 Variables de decisión continuas positivas

$EnG_{z,p,b,t}$  Energía generada en la zona  $z$ , con la planta de generación  $p$ , en el bloque de carga  $b$ , durante el periodo de tiempo  $t$ . (kWh).

$ETr_{z,b,t}$  Cantidad de energía transmitida a la zona  $z$ , en el bloque  $b$ , durante el periodo de tiempo  $t$  (kWh).

$CaT_{z,p,t}$  Capacidad total disponible en la zona  $z$ , con la planta de generación  $p$ , durante el periodo de tiempo  $t$ .

$PoG_{z,p,t}$  Potencia generada en la zona  $z$ , con la planta de generación  $p$ , durante el periodo de tiempo  $t$ .

$CaA_{z,p,t}$  Nueva capacidad a ser adicionada en la zona  $z$ , con la planta de generación  $p$ , durante el periodo  $t$  (kW).

$FuR_{z,r,t}$  Cantidad de combustible  $r$  adquirido en el mercado local, para ser usado en la zona  $z$ , durante el periodo de tiempo  $t$ . (Unidades de combustible).

$PriF_{z,r,p,t}$  Combustible disponible  $r$  para ser consumido localmente en la zona  $z$ , con la planta de generación  $p$ , en el periodo de tiempo  $t$ .

$PriT_{z,r,t}$  Combustible total disponible  $r$  para ser consumido localmente en la zona  $z$ , en el periodo de tiempo  $t$ .

### 6.3.4 Variables de decisión binarias

$Op_{p,z,t}$  Si la capacidad instalada existente opera en la zona  $z$ , con la planta de generación de energía  $p$ , durante el período  $t$ , o no.

$In_{p,z,t}$  Si la nueva capacidad es instalada en la zona  $z$ , con la planta de generación de energía  $p$ , durante el período  $t$ , o no.

$Tr_{z,t}$ , Si se transmite electricidad del SIN a la zona  $z$ , durante el período  $t$ , o no.

$Tro_{z,t}$ , Si opera la línea de transmisión del SIN la zona  $z$ , durante el período  $t$ , o no.

**6.3.5 Funciones objetivo** La primera función objetivo es reducir al mínimo el criterio: valor presente del costo total del sistema de generación que incorpora costos de combustible, inversión, operación y mantenimiento (fijos y variables), y en las zonas interconectables los costos de transmisión como se describe en la Ecuación 26.

El parámetro  $\widehat{InvCo}_{z,p,t}$  (USD/kW) representa el costo de inversión unitario en la zona  $z$ , en la planta de generación  $p$ , durante el período de tiempo  $t$  y los parámetros  $\widehat{FixCo}_{z,p,t}$  (USD/kW) y  $\widehat{VarCo}_{z,p,t}$  (USD/kWh) representan respectivamente los costos fijos y variables de O&M (operación y mantenimiento) unitarios en la zona  $z$ , en la planta de generación  $p$ , durante el período de tiempo  $t$ .

Del mismo modo, el parámetro  $\widehat{InvTr}_{z,t}$  (USD/kW) representa el costo de inversión unitario de nuevas líneas de transmisión en la zona  $z$ , durante el período de tiempo  $t$  (USD/kW), el parámetro  $\widehat{TrCo}_{z,t}$  (USD/kWh) representa el costo de O&M unitario de nuevas líneas de transmisión a la zona  $z$ , durante el período de tiempo  $t$  (USD/kWh) y el parámetro  $Trmax_z$  (kW) es la máxima capacidad de transmisión del SIN a la zona  $z$  a través del horizonte de planeación (definida según los planes de expansión).

Finalmente, el parámetro  $\widehat{FuCo}_{z,r,t}$  (USD/unidad de recurso fósil) representa el costo unitario de combustible fósiles  $r$  adquirido en el mercado nacional para ser utilizado en la zona  $z$ , durante el período de tiempo  $t$  y el escalar  $TD$  representa la tasa anual de interés, que en este caso se asumió igual a  $7,8 = 12-DTF\%^5_{2014}$  [216]

---

<sup>5</sup> 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 4,2% efectiva anual; correspondiente al mes de diciembre de 2014.

$$\begin{aligned} \text{Min. Costo total actual} = & \sum_t \frac{1}{(1+TD)^t} \left[ \sum_z \sum_p \text{Inv}\widehat{\text{CO}}_{z,p,t} \mathbf{CaA}_{z,p,t} + \sum_z \sum_p \text{Fix}\widehat{\text{CO}}_{z,p,t} \mathbf{CaT}_{z,p,t} + \right. \\ & \left. \sum_z \sum_p (\text{Var}\widehat{\text{CO}}_{z,p,t} \sum_b \mathbf{EnG}_{z,p,b,t}) + \sum_z \sum_{r|r \in \text{fulr}} \text{Fu}\widehat{\text{CO}}_{z,r,t} \mathbf{FuR}_{z,r,t} \right] + \\ & \sum_t \frac{1}{(1+TD)^t} \left[ \sum_{z|z \in \text{inc}} (\text{Tr}\widehat{\text{CO}}_{z,t} \sum_b \mathbf{ETr}_{z,b,t} + \text{Inv}\widehat{\text{Tr}}_{z,t} \text{Trmax}_z \mathbf{Tr}_{z,t}) \right] \text{ Ecu. (26)} \end{aligned}$$

La segunda función objetivo es reducir al mínimo el criterio: emisiones de CO<sub>2</sub> del sistema, asociado al parámetro  $\widehat{\text{Em}}_{z,p}$  (kgCO<sub>2</sub>/kWh) y que representa el factor de emisiones de CO<sub>2</sub> de la planta de generación p, en la zona z, Ecuación 27.

$$\text{Min. Emisiones de CO}_2 = \sum_t \sum_z \left[ \sum_{p|p \in \text{fulp}} (\widehat{\text{Em}}_{z,p} \sum_b \mathbf{EnG}_{z,p,b,t}) \right] \text{ Ecu. (27)}$$

**6.3.6 Restricciones** Las restricciones operacionales son:

**6.3.6.1 Balance de energía:** la energía generada más la energía transmitida debe el SIN, debe satisfacer la demanda de energía en la zona z, durante el bloque b, en el período t ( $\widehat{\text{D}}_{z,b,t}$  en kWh).

$$\sum_p \mathbf{EnG}_{z,p,b,t} + \mathbf{ETr}_{z|z \in \text{inc},b,t} = \widehat{\text{D}}_{z,b,t} \quad \forall z, b, t \text{ Ecu. (28)}$$

**6.3.6.2 Margen de Reserva:** con el fin de dar seguridad al sistema se propone que la demanda máxima de potencia en la zona z, durante el periodo t ( $\widehat{\text{DP}}_{z,t}$  en kW) más un margen de reserva en la zona z ( $\rho_z$  en fracción), deben ser satisfechas por la potencia generada en la zona z, con la planta de generación p, en el período de tiempo t más la capacidad máxima de transmisión ( $\text{Trmax}_z$  en kW), si opera, en la zona z durante el periodo t.

$$\sum_p \mathbf{PoG}_{z,p,t} + \text{Trmax}_{z|z \in \text{inc}} \mathbf{Tro}_{z|z \in \text{inc},t} \geq (1 + \rho_z) \widehat{\text{DP}}_{z,t} \quad \forall z, t \text{ Ecu. (29)}$$

**6.3.6.3 Factor de disponibilidad A:** es la fracción de tiempo en el cual una planta de generación está disponible sin paradas forzadas, esta fracción es tomada en cuenta por mantenimientos en las plantas, reparaciones o clima. Para una planta de conversión dada, la energía generada debe ser satisfecha por la potencia generada

por la planta durante los bloques horarios ( $\widehat{DB}_{z,b,t}$  en h) en su correspondiente zona z y periodo de tiempo t.

$$EnG_{z,p,b,t} \leq A_{z,p} DB_{z,b,t} PoG_{z,p,t} \quad \forall z, p, b, t \quad \text{Ecu. (30)}$$

**6.3.6.4 El factor de capacidad F:** es la fracción que existe entre la potencia promedio generada por una planta durante un periodo (usualmente un año) y la potencia generada, si trabajara a carga completa durante el mismo periodo en su respectiva zona.

$$PoG_{z,p,t} \leq F_{z,p} CaT_{z,p,t} \quad \forall z, p, t \quad \text{Ecu. (31)}$$

**6.3.6.5 Máxima capacidad de transmisión:** la cantidad de flujo de energía transmitida a la zona z para satisfacer su propia demanda en cada periodo de tiempo t debe ser menor que la capacidad máxima de transmisión disponible, si opera, a partir del SIN.

$$ETr_{z,b,t} \leq DB_{z,b,t} Trmax_z Tro_{z,t}, \quad \forall z \in inc, b, t \quad \text{Ecu. (32)}$$

Las zonas interconectables se pueden conectar al SIN sólo una vez a lo largo del horizonte de planificación.

$$\sum_t Tr_{z,t} \leq 1 \quad \forall z \in inc \quad \text{Ecu. (33)}$$

Adicionalmente, la capacidad de transmisión no puede operar antes de que se decida implementar la transmisión y esto implica:

$$Tro_{z,t} \leq \sum_{v \leq t - T_t} Tr_{z,v} \quad \forall z \in inc, t \quad \text{Ecu. (34)}$$

El escalar  $T_t$  es el tiempo necesario para la construcción de nuevas líneas de transición.

Las restricciones de diseño son:

**6.3.6.6 La capacidad instalada disponible:** la capacidad instalada disponible en la zona  $z$  con la planta de generación de energía  $p$ , en el período  $t$ , es igual a la  $\mathbf{ICa}_{z,p}$  (kW) capacidad existente en la zona  $z$ , con la planta de generación de energía  $p$ , en el período de tiempo  $t$ , más la nueva capacidad a ser instalada en la zona  $z$ , con la planta de generación de energía  $p$ , durante el período  $t$ .

El escalar  $T_p$  es el tiempo necesario para la construcción de una nueva planta de generación de energía. En el caso de que en el año inicial no se tenga alguna capacidad instalada el  $T_p$  debe ser fijado en cero.

$$\mathbf{CaT}_{z,p,t} = \mathbf{Op}_{z,p,t} \mathbf{ICa}_{z,p} + \sum_{v \leq t - T_p} \mathbf{CaA}_{z,p,t} \quad \forall z, p, t \quad \text{Ecu. (35)}$$

La variable binaria  $\mathbf{Op}_{z,p,t}$  se introduce para determinar si la capacidad instalada existente es operativa en el  $z$  zona con la planta  $p$  durante el período  $t$ .

**6.3.6.7 Los límites de capacidad máximos y mínimos a ser adicionados en todo el horizonte de planeación:** se imponen límites permisibles de nuevas capacidades máximas ( $\widehat{\mathbf{Camax}}_{z,p}$ ) y mínimas ( $\widehat{\mathbf{Camin}}_{z,p}$ ) a implementarse en la zona  $z$ , con la planta de generación  $p$  en el horizonte de planeación.

$$\widehat{\mathbf{Camin}}_{z,p} \mathbf{In}_{z,p,t} \leq \mathbf{CaA}_{z,p,t} \leq \widehat{\mathbf{Camax}}_{z,p} \mathbf{In}_{z,p,t} \quad \forall z, p, t \quad \text{Ecu. (36)}$$

La variable binaria  $\mathbf{In}_{z,p,t}$  se introduce para determinar si se instala una nueva capacidad en la zona  $z$ , con la planta  $p$  durante el período  $t$ .

Las nuevas capacidades instaladas en la zona  $z$ , con la planta de generación  $p$  no deben sobrepasar la máxima capacidad a instalarse en todo el horizonte de planeación. Esto se debe al límite de recursos y al terreno disponible para la construcción de nuevas tecnologías.

$$\sum_t \mathbf{CaA}_{z,p,t} \leq \widehat{\mathbf{Camax}}_{z,p}, \quad \forall z, p \quad \text{Ecu. (37)}$$

Límites en la cantidad de recursos primarios disponibles deben imponerse:

La cantidad de combustible  $r$  adquirido en el mercado local, para ser usado en la zona  $z$ , durante el periodo de tiempo  $t$  debe ser inferior a cantidad máxima de combustible disponible  $r$  para ser comprado en el mercado local y que será usado en la zona  $z$ , durante el período de tiempo  $t$  ( $FuR_{\max_{z,r,t}}$  en unidades de combustible). En el caso de la biomasa  $FuR_{\max_{z,r,t}}=0$

$$FuR_{z,r,t} \leq FuR_{\max_{z,r,t}} \forall z, r \in \text{fulr}, t \text{ Ecu. (38)}$$

La cantidad total de combustible  $r$  disponible para ser consumido localmente en la zona  $z$ , el periodo  $t$ , está restringido por el recurso de energía primaria local disponible  $r$  (tanto fósil como renovable) en la zona  $z$ , durante el de tiempo período  $t$ . ( $PriR_{z,r,t}$  en unidades de recurso de energía primario), más la cantidad de combustible  $r$  adquirido en el mercado local para ser usado en la zona  $z$ , durante el periodo de tiempo  $t$ . En el caso del diésel  $PriR_{z,r,t} = 0$ .

$$PriT_{z,r,t} \leq PriR_{z,r,t} + FuR_{z,r,t} \forall z, r \in \text{fulr}, t \text{ Ecu. (39)}$$

La cantidad total de combustible  $r$  disponible para ser consumido en la zona  $z$ , durante el período  $t$  se puede expresar como la suma del combustible  $r$  disponible para ser consumido localmente en la zona  $z$ , con la planta de generación  $p$ , en el periodo de tiempo  $t$ .

$$PriT_{z,r,t} = \sum_{p|(fulr, fup)} PriF_{z,r,p,t} \forall z, |r \in \text{fulr}, t \text{ Ecu. (40)}$$

Límites en la producción de energía a partir del consumo de energía primaria útil deben ser considerados [217]. En este sentido, el uso de la exergía, permite dar una valoración más apropiada a los potenciales y los recursos con los que cuenta en el territorio. Debido a que con ella se obtienen condiciones de aprovechamiento de la energía útil. [218].

En el caso de las plantas de conversión de combustibles la energía generada debe ser satisfecha por la cantidad de energía útil obtenida del combustible  $r$  disponible para ser consumido localmente en la zona  $z$ , con la planta de generación  $p$ , en el periodo de tiempo  $t$  ( $\widehat{\text{PriF}}_{z,r,p,t}$  en unidades de recurso de energía primaria), un factor exergético asociado al recurso de energía primaria  $r$ , en la zona  $z$  ( $\widehat{\text{Ex}}_{z,r}$ ), [188] y un factor de consumo del recurso de energía primaria  $r$ , en la planta de generación  $p$ , en la zona  $z$  ( $\widehat{\text{Rw}}_{z,r,p}$  en unidades de recurso de energía primaria/kWh).

$$\widehat{\text{Rw}}_{z,r,p} \sum_b \mathbf{EnG}_{z,p,b,t} = \widehat{\text{Ex}}_{z,r} (\mathbf{PriF}_{z,r,p,t}) \forall z, |(fulr, fulp) \in l(fulr, fulp), t \text{ Ecu. (41)}$$

En el caso de las plantas de conversión de recursos no combustibles renovables la energía generada está limitada por la cantidad de energía útil obtenida a partir del recurso primario local disponibles en la zona  $z$ , durante el de tiempo período  $t$  ( $\widehat{\text{PriR}}_{z,r,t}$  en unidades de recurso de energía primaria), un factor exergético asociado al recurso de energía primaria  $r$ , en la zona  $z$  ( $\widehat{\text{Ex}}_{z,r}$ ) [188], y un factor de consumo del recurso de energía primaria  $r$ , en la planta de generación  $p$ , en la zona  $z$  ( $\widehat{\text{Rw}}_{z,r,p}$  en unidades de recurso de energía primaria/kWh).

$$\widehat{\text{Rw}}_{z,r,p} \sum_b \mathbf{EnG}_{z,p,b,t} \leq \widehat{\text{Ex}}_{z,r} (\mathbf{PriR}_{z,r,t}) \forall z, |(renr, renp) \in l(renr, renp), t \text{ Ecu. (42)}$$

**6.3.6.8 Restricción presupuestaria:** la inversión en nuevas capacidades a ser instaladas esta limitada por el  $\mathbf{BugCo}_z$  (USD) presupuesto total disponible en la zona  $z$  para la expansión en nuevas capacidades a lo largo del horizonte de planificación (Fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas no interconectadas-FAZNI).

$$\sum_t \frac{1}{(1+TD)^t} (\sum_p \text{InvCo}_{z,p,t} \mathbf{CaA}_{z,p,t}) \leq \mathbf{BugCo}_z \forall z \text{ Ecu. (43)}$$

## 6.4 METODOLOGÍA DE SOLUCIÓN DEL FMOMILP

En esta sección se describe el desarrollo de la metodología que sirvió como soporte matemático para resolver el problema de la toma de decisiones multiobjetivo difuso en un contexto de incertidumbre.

El modelo incorporó la vaguedad e incertidumbre de parámetros claves asociados a varios escenarios alternativos para tener una mayor comprensión del sistema eléctrico general. Esto se debe a la falta de disponibilidad de los datos necesarios (parámetros) a lo largo del horizonte de planeación, los cuales se suponen valores de naturaleza imprecisa (difusos) definidos por sus distribuciones de posibilidad (la interpretación semántica del grado de pertenencia tratada a partir de grados de posibilidad).

Para encontrar la solución de Pareto se expone una metodología denominada épsilon restricciones-difusa descrita a continuación.

### 6.4.1 Metodología épsilon restricción difusa

**6.4.1.1 Fuzzificación de parámetros:** la ambigüedad de los parámetros en el problema, tanto en objetivos como en las restricciones, se representó con una distribución triangular de posibilidad de un número difuso  $\hat{D}$ , donde  $\mu_{\hat{D}}$  representa su nivel de membresía y está definido geométricamente por una tripleta (Dl, Dm, Dh), que representa los escenarios bajo, medio (más probable) y alto, respectivamente<sup>6</sup>.

---

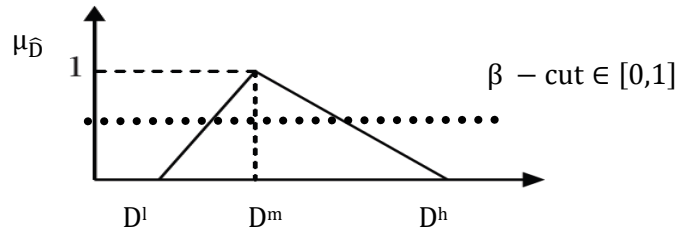
<sup>6</sup> Debe tenerse en cuenta la aclaración de que el concepto de modelado de parámetros difusos es diferente de la noción de análisis de sensibilidad. El análisis de sensibilidad se considera como un análisis pos óptimo, mientras que el modelamiento de los sistemas difusos se dirige directamente a las incertidumbres de todos los parámetros inciertos del modelo en un marco matemático simple, que puede ser utilizado directamente para la generación de alternativas de decisión [106].

Se supuso un patrón triangular debido a que es la forma más común de representar parámetros imprecisos, a la facilidad en la adquisición de datos y a que proporciona la eficiencia computacional [108], Figura 28. Cuando  $D^l = D^m = D^h$  se trata del problema determinístico.

Por otro lado, la vaguedad de los parámetros se resolvió dando un nivel mínimo aceptable de posibilidad en función de  $\beta$ , definido por el tomador de decisiones y que es una medida útil para evaluar cuantitativamente la calidad de la incertidumbre de la información de entrada o salida para el modelo matemático:

$$D_\beta = [D_\beta^l, D_\beta^m, D_\beta^h] = [(D^m - D^l)\beta + D^l, D_\beta^m, D^h - (D^h - D^m)\beta], \beta \in [0, 1] \text{ Ecu. (44)}$$

**Figura 28. Distribución de posibilidad de función de pertenencia triangular**



Ahora bien, dado el nivel mínimo aceptable de posibilidad para los parámetros imprecisos, los objetivos y las restricciones difusas se convirtieron en sus correspondientes representaciones nítidas y se formuló el modelo auxiliar MOMILP como se describe en las siguientes etapas:

**6.4.1.2 Defuzzificación de los objetivos:** los parámetros difusos en las funciones objetivo (en Ecuaciones 26 y 27) se transformaron en valores nítidos utilizando la Ecuación 45 o valor más probable, propuesto por Jiménez, *et al.* [219]:

$$\hat{D} = \frac{D_\beta^l + 2D_\beta^m + D_\beta^h}{4} \text{ Ecu. (45)}$$

Este método ha sido computacionalmente eficiente para resolver los problemas lineales difusos, dado que preserva la linealidad del modelo; no aumenta el número de funciones objetivo y se puede aplicar a diferentes funciones de pertenencia [220].

**6.4.1.3 Defuzzificación de las restricciones:** los parámetros difusos de las restricciones se transformaron en valores nítidos utilizando las ecuaciones propuestas por Lai y Hwang [221] de acuerdo a los siguientes casos:

**Tratamiento de las restricciones con parámetros imprecisos a la derecha de las restricciones (restricciones “suaves”):** para convertir los parámetros de este tipo de restricciones en sus equivalentes números nítidos se utilizó el método de la media ponderada. En la práctica, los valores adecuados de  $\beta$  se determinan por lo general subjetivamente con base en la experiencia y el conocimiento de quien toma las decisiones. Con respecto al concepto de los valores más probables, propuestas por Lai y Hwang [221] y considerando varios trabajos semejantes al respecto [222], las restricciones suaves (Ecuaciones 28-29 y 36-39) se transformaron con la Ecuación 46:

$$x \leq \hat{c} = \{x \leq 1/6c_{\beta}^l + 4/6c_{\beta}^m + 1/6c_{\beta}^h \text{ Ecu. (46)}$$

**Tratamiento de las restricciones con parámetros imprecisos tanto en la parte izquierda y la parte derecha:** su transformación consistió en reemplazar cada restricción imprecisa (Ecuaciones 41-43) con tres restricciones auxiliares de desigualdad equivalentes usando el concepto de *ranking* difuso [221], Ecu.47:

$$\hat{A}x \leq \hat{b} = \begin{cases} A_{\beta}^h x \leq b_{\beta}^h \\ A_{\beta}^m x \leq b_{\beta}^m \\ A_{\beta}^l x \leq b_{\beta}^l \end{cases} \text{ Ecu. (47)}$$

En este punto el modelo FMOMILP había sido transformado en un modelo MOMILP. Por lo tanto, las siguientes etapas se enfocaron en la resolución del modelo MOMILP.

**6.4.1.4 Método  $\epsilon$  restricciones:** el primer paso consistió en determinar la solución ideal positiva (PIS por sus siglas en inglés) minimizando por separado cada objetivo  $f_1(x_1)$  y  $f_2(x_2)$  en el modelo inicial y la solución ideal negativa (NIS por sus siglas en inglés) se obtuvo reemplazando el vector de decisión obtenido de la PIS en los objetivos del modelo inicial opuesto:  $f_1(x_2)$  y  $f_2(x_1)$ .

Posteriormente, el modelo MOMILP se transformó en un MILP mono objetivo equivalente. Para esto la función objetivo  $f_2$  se transformó en una restricción delimita por el rango<sub>2</sub> [PIS<sub>2</sub>, NIS<sub>2</sub>] definida como:

$$\text{rango}_2 = \text{NIS}_2 - \text{PIS}_2 \quad \text{Ecu. (48)}$$

Para determinar el tamaño de paso este rango se dividió en N intervalos, obteniéndose N + 1 puntos equidistantes (Soluciones de Pareto), determinados por la siguiente ecuación:

$$\epsilon_2^n = \text{NIS}_2 - \frac{\text{rango}_2}{N} * n, \quad n = 1, 2, \dots, N \quad \text{Ecu. (49)}$$

Finalmente, fueron usados el software Excel y el solver CPLEX (eficiente para resolver modelos MIP de tamaño mediano) de GAMS (software de modelamiento y simulación) [224] para resolver el modelo FMOMILP.

## 6.5 IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO

En esta sección se ilustra la aplicación del modelo de optimización y la metodología de solución propuestos para la planificación integrada de sistemas de generación de energía en ZNI. En primer lugar, se describe la situación del sistema base en los cuatro casos de estudio. Posteriormente, se presenta la estimación de los parámetros asociados a los sistemas de generación de energía, los cuales se proyectaron a 10 periodos de planeación (2015-2024), tomando como año base el

2014. Finalmente, se tratan los casos de estudio con el fin de demostrar la aplicabilidad del procedimiento propuesto.

**6.5.1 Situación base de los casos de estudio** La isla de San Andrés está ubicada al norte de Colombia, en el departamento Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina. Pertenece a una zona 100% no interconectada, donde debido a la demanda de energía, se consideraron nuevas capacidades de generación a escala grande. En el 2014 la demanda eléctrica del centro poblado alcanzó 189.156 MWh, con una capacidad instalada de 57.574 kW de plantas diésel y 24 h de servicio al día [225].

El centro poblado de La Macarena se encuentra ubicado en el Oriente de Colombia, en el departamento del Meta. Pertenece a una zona potencialmente interconectable, donde debido a la demanda de energía, se consideraron nuevas capacidades de generación de escala mediana y la posibilidad de extender redes de transmisión que alcanzan una capacidad de 580 kW [225], [226]. Al año 2014, la demanda eléctrica del centro poblado alcanzaba 2.072.832 kWh [226], suplidos mediante 1000 kW instalados de grupos electrógenos diésel No. 2 y 24 h de servicio por día [225].

Con el fin de demostrar la aplicabilidad del modelo cuando existe un incremento del número de horas de servicio a mediano plazo, se tienen los siguientes casos:

El Medio Atrato, específicamente el centro poblado de Beté, situado a orillas del río Atrato en el Occidente Colombiano. Pertenece a una zona 100% no interconectada, donde debido a la demanda de energía, se consideraron nuevas capacidades de generación de escala mediana. Su demanda de energía al año 2014 fue de 182.318 kWh [226], suplidos con 204 kW de grupos electrógenos de diésel No. 2 y 5 h diarias de servicio [225].

Finalmente, se evaluó la zona rural de la Vereda el Bututo en el municipio de Puerto Guzmán, Putumayo, al sur del país. Zona clasificada como 100% no interconectada, con una demanda de energía de 59.148 kWh al 2014 [226], suplidos con 135 kW de grupos electrógenos de diésel número 2 y 5 h diarias de servicio [225] y, donde se consideraron nuevas capacidades de generación de escala pequeña.

**6.5.2 Estimación de parámetros** Las estimaciones de los parámetros necesarios en el modelo se realizaron a partir de datos reales obtenidos del CNM, SUI, CREG, la Agencia Internacional de Energía (AIE), el banco de la República, el DANE y la tesis de [227], que consistió en el desarrollo de una herramienta en Excel para calcular parámetros técnicos y financieros asociados a sistemas de generación de energía en ZNI de Colombia.

**6.5.2.1 Proyección de la demanda** Con el objetivo de proyectar la demanda de energía se requieren las tasas de crecimiento de la demanda. En el caso de San Andrés y La Macarena esta tasa se determinó de acuerdo con consumo de energía mensual que los operadores de red reportan en SUI [226] y el CNM [225] (desde el año 2008) a través de la ecuación de crecimiento geométrico de la demanda de [228]:

$$\text{Tasa} = \sqrt[n]{\frac{D_n}{D_o}} - 1 \quad \text{Ecu. (50)}$$

$D_o$ : Demanda actual

$D_n$ : Demanda para el período de proyección

$n$ : Período de proyección.

Las tasas de crecimiento geométricas anuales necesarias para proyectar la demanda del escenario medio se calculó con el promedio de las tasas de crecimiento históricas, mientras que las tasas para los escenarios alto y bajo fueron

determinadas a partir de la desviación estándar que sirve como medida de dispersión de los datos [229], Ecuaciones 51 y 52.

$$Tasa_{bajo} = Tasa_{prom} - Desvest \text{ Ecu. (51)}$$

$$Tasa_{alto} = Tasa_{prom} + Desvest \text{ Ecu. (52)}$$

$Tasa_{alto}$ : Tasa de crecimiento para el escenario alto

$Tasa_{bajo}$ : Tasa de crecimiento para el escenario bajo

$Tasa_{prom}$ : Tasa de crecimiento promedio anual para el escenario medio

$Desvest$ : Desviación estándar de las tasas de crecimiento

En los demás casos de estudio existe poca confiabilidad en los datos presentados en el SUI y el CNM, ya que el suministro de energía y de diésel no es permanente, la información está incompleta, y no hay un patrón continuo de crecimiento de la demanda. Por consiguiente, en los primeros años se consideró un patrón prácticamente constante promediado de las bases de datos de SUI, sin embargo, a partir del 2017, la demanda de energía anual se proyectó teniendo en cuenta el producto entre el consumo de energía por vivienda (kWh/usuario) y el número de viviendas (usuarios) en los casos.

El consumo de energía por vivienda fue proyectado con una relación lineal (método de proyección usual en el software de planificación energética LEAP) [230] considerando: (I) los planes de expansión de la UPME [19] que indican que en los casos con 5 h diarias de servicio, como Medio Atrato y Puerto Guzmán, la cobertura se ampliará a 16 h al año 2017 y (II) el artículo número 1 de la resolución del Ministerio de Minas Energía MME 180961 del 2004, que hace referencia al crecimiento de la demanda por hogar en función del número de horas de servicio en diferentes tipos de localidades (del análisis prospectivo de información existente en el CNM y el aumento de la población en ZNI). Tabla 18.

**Tabla 18. Condiciones de prestación del servicio en ZNI**

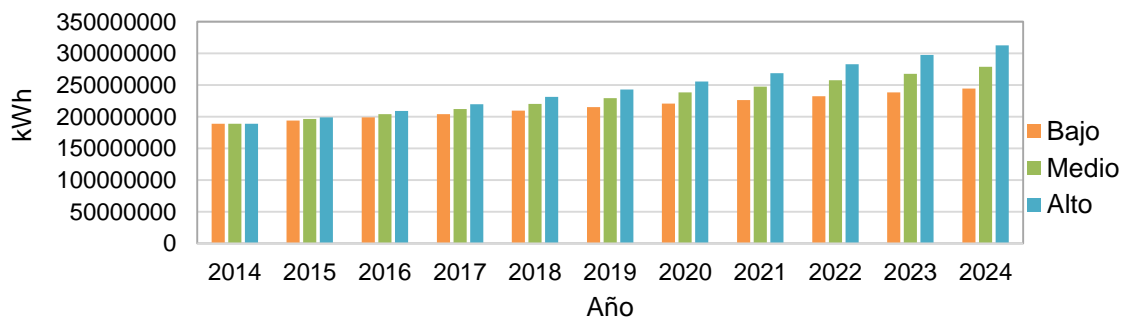
Tipo de ZNI	1	2	3	4	5	6
No de usuarios	0-50	51-150	151-300	301-500	501-800	801-1000
No horas de servicio	4	5	8	10	12	>14
kW/usuario	0,28	0,3	0,32	0,34	0,35	0,4
kWh/mes usuario	33,6	45	76,8	102	126	168
kWh/año usuario	403,2	540	921,6	1224	1512	2016

Fuente: Consorcio Corpoema [143]

Para proyectar el número de usuarios (viviendas) se utilizaron las bases de datos de crecimiento poblacional y número de personas por vivienda del DANE 2005-2020 [231]. La tasa de crecimiento de la población se calculó con la ecuación de crecimiento geométrico anteriormente descrita y las mismas consideraciones para determinar los escenarios. Los resultados obtenidos para todos los casos se muestran a continuación:

Como se observa en la Figura 29 en el caso de San Andrés la demanda tiene un crecimiento promedio anual de 5,16% para el escenario alto, 3,96 % para el medio y 2,91% para el bajo. Estos resultados se encuentran dentro de los rangos de crecimiento anual promedio de la demanda proyectada por la UPME [232] para Colombia (2012 a 2030) que es de 3,80% para el escenario medio, 4,50% para el escenario alto y 2,90% para el bajo. Además, el valor de la demanda real al 2015 según el CNM es de 194.120.623 kWh y está dentro de los rangos de proyección.

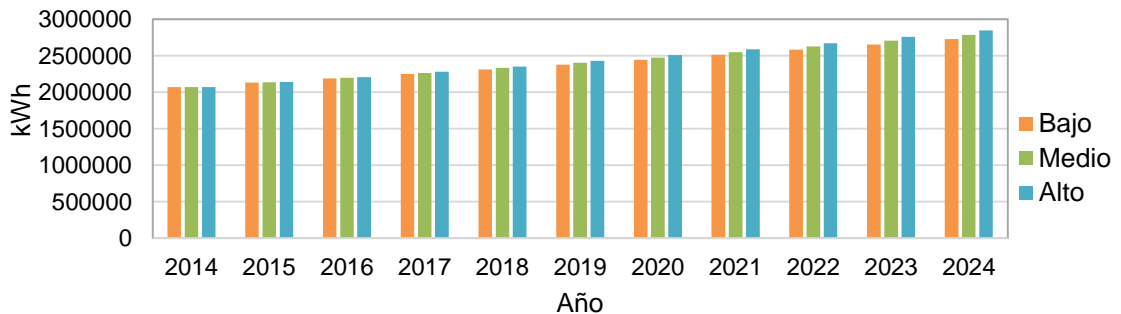
**Figura 29. Proyección de la demanda de electricidad de San Andrés**



Finalmente, vale la pena aclarar que actualmente la demanda de energía en San Andrés es superior a la media nacional [233], ya que la variabilidad en el crecimiento de la demanda es consecuencia de dinámica particular de las zonas en términos de crecimiento poblacional, urbanización y expansión económica.

En el caso de La Macarena la demanda tiene un crecimiento de 3,22% para el escenario alto, 2,78% para el bajo y 3,01% para el medio, estos porcentajes son menores que al crecimiento de la demanda media nacional proyectada por la UPME [232], pero están dentro de los rangos de crecimiento en el caso de los escenarios medio y alto y con una diferencia menor al 5% en el caso del escenario bajo. Además, el valor de la demanda real al 2015 según el SUI es de 2.139.300 kWh y está dentro de los rangos de proyección, Figura 30.

**Figura 30. Proyección de la demanda de electricidad de La Macarena**

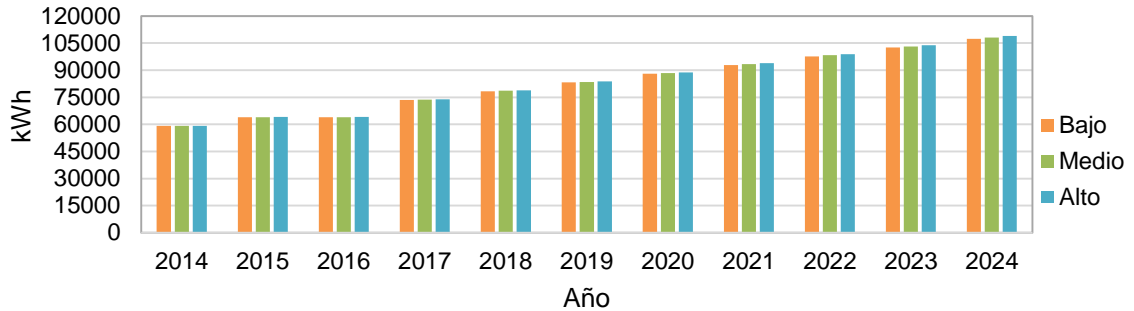


Por otro lado, como el número de horas de servicio aumenta de 5 h a 16 h en los casos Medio Atrato y Puerto Guzmán, el crecimiento de la demanda anual esperado es superior a la media nacional. En efecto, los resultados muestran que en Puerto Guzmán durante los primeros tres periodos de proyección las tasas de crecimiento para los escenarios medio, alto y bajo son respectivamente del 7,80%, 7,88%, y 7,71% y para el resto del horizonte del 5,63%, 5,71%, y 5,55%, Figura 32.

La diferencia mínima entre los escenarios se debe a la poca variabilidad en el crecimiento de la población que proyecta el DANE, puesto que la vereda solo consta

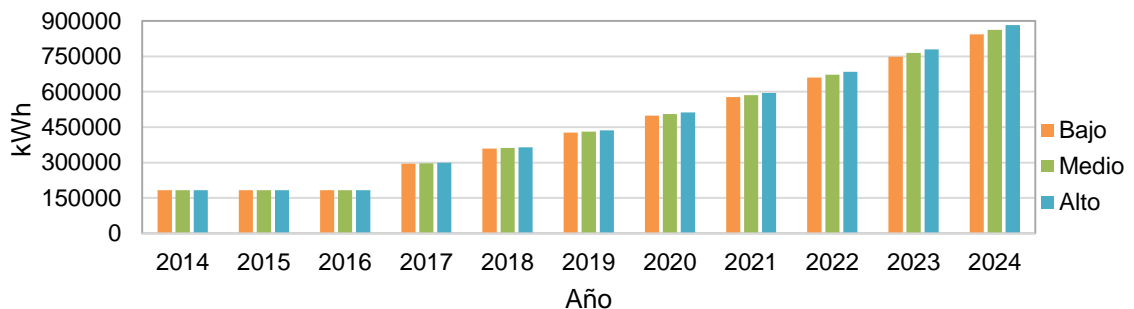
de 53 viviendas [231]. Además, el valor de la demanda real al 2015 según el SUI es de 63.950 kWh y está dentro de los rangos de proyección, Figura 31.

**Figura 31. Proyección de la demanda de electricidad de Vereda Bututo**



En el caso de Medio Atrato las tasas de crecimiento para los escenarios medio, alto y bajo son superiores a los demás casos de estudio, ya que, además del número de horas de servicio, existe un alto consumo de energía por vivienda y una tasa alta de crecimiento poblacional. Durante los primeros tres periodos de proyección las tasas de crecimiento de demanda para los escenarios medio, alto y bajo son respectivamente del 20,92%, 21,23% y 20,61% y para el resto del horizonte del 16,47%, 16,74% y 16,21%. Además, el valor de la demanda real al 2015 según el SUI es de 238.325,12 kWh, valor que está dentro de los rangos de proyección, Figura 32.

**Figura 32. Proyección de la demanda de electricidad de Medio Atrato**



**6.5.2.2 Duración de bloques** Los datos de la duración de bloque por año fueron obtenidos a partir de las curvas de carga diaria de la empresa electrificadora de San Andrés [234] y de las curvas típicas para las ZNI propuestas por la CREG [155] para los casos de La Macarena, Puerto Guzmán y Medio Atrato, ver Anexo J.

Por cuestiones prácticas del modelo (mantener el costo computacional) en los casos de San Andrés y La Macarena, con 24 h de servicio, se consideraron dos bloques de carga constantes, uno pico de 730 h/año (2 h diarias con consumo superiores al 40% respecto a la media diaria) [235] y uno valles de 8030 h/año (22 h diarias) durante cada periodo en todo el horizonte de planeación.

Para los casos de Medio Atrato y Puerto Guzmán, con 5 h de servicio, se consideró un bloque de carga hasta el 2016 y a partir del 2017 cuando el PIEC [19] plantea un cambio en las horas de cobertura alcanzando 16 h diarias el número de horas pico por año alcanzarían 730 (2 h al día) y horas valle 5110 (14 h al día).

El Anexo K muestra demanda de energía por bloque de San Andrés (SA), La Macarena (LM), Medio Atrato (MA) y Puerto Guzmán (PG) según la distribución de bloques pico y valle determinados con las fracciones de horas al año.

**6.5.2.3 Demanda máxima de potencia** La demanda máxima de potencia hace referencia a la mayor cantidad de potencia necesaria para suplir la demanda en un periodo de tiempo determinado.

Para el año base este parámetro fue determinado a partir de los informes de telemetría del CNM [225], donde se encuentra información acerca de la potencia más alta que se registró todos los días mes a mes.

Debido a la ausencia de una información continua, confiable y a las diferentes condiciones energéticas que tienen algunos de los casos de estudio, la demanda máxima de potencia se proyectó según el caso de estudio.

Para los municipios de La Macarena y San Andrés, se usaron las tasas de crecimiento anuales de 2012 a 2030 propuestas por [232]. Para el escenario medio, la tasa promedio anual fue de 3,00%, mientras para el escenario alto y bajo las tasas fueron de 3,70% y 2,40%, respectivamente.

En los casos de Medio Atrato y Puerto Guzmán, donde el suministro de energía no alcanza las 24 h de servicio y sus poblaciones son pequeñas, por lo tanto, se usaron las horas de servicio, actuales y proyectadas y los factores de carga propuestos por la CREG [155] en la Tabla 19, mediante la siguiente ecuación:

$$DP_{2024} = \frac{D_{2024}}{(365 * H_{s2024} * Fc)} \text{ Ecu. (53)}$$

$DP_{2024}$ : Demanda de potencia máxima al año 2024 (kW)

$D_{2024}$ : Demanda de energía al año 2024 (kWh)

$H_{s2024}$ : Horas de servicio al año 2024

Fc: Factor de carga

**Tabla 19. Factor de carga según las horas de servicio para ZNI**

Horas de servicio	24	18	12	8	6	4
Factor de carga	0,52	0,56	0,58	0,68	0,72	0,83

Fuente: CREG 002 de 2014 [155]

Finalmente, con los datos de la demanda de máxima de potencia del año inicial y final se supuso un comportamiento lineal y se calcularon año a año los valores intermedios para los tres escenarios de demanda.

Debido a que en Medio Atrato y Puerto Guzmán el número de horas de servicio aumenta de 5 h a 16 h el crecimiento de la demanda máxima de potencia esperado es superior a la media nacional. En efecto, los resultados muestran que en Puerto Guzmán las tasas de crecimiento para los escenarios medio, alto y bajo son respectivamente del 6,27% 6,32%, y 6,19 %, Tabla 20.

Como se había explicado anteriormente, en el caso de Medio Atrato las tasas de crecimiento de la demanda máxima de potencia para los escenarios medio, alto y bajo son superiores a los demás casos de estudio obteniéndose tasas de crecimiento promedio anual del 11,70% para el escenario medio, 11,91% para el escenario alto y 11,50 % para el escenario bajo. Lo anterior debido al aumento de las de horas de servicio y la elevada tasa de crecimiento poblacional, Tabla 20.

**Tabla 20. Demanda máxima de potencia [kW/año], escenario alto, medio y bajo**

<b>Alto</b>											
<b>Zona</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>
<b>SA</b>	28697,61	29816,82	30979,67	32187,88	33443,21	34747,49	36102,64	37366,24	38674,06	40027,65	41428,61
<b>MA</b>	91,78	91,78	91,78	131,35	151,13	170,91	190,69	210,47	230,25	250,04	269,82
<b>PG</b>	40,50	43,89	43,89	50,66	54,05	57,44	60,82	64,21	67,60	70,99	74,37
<b>LM</b>	396,16	408,93	422,12	435,72	449,77	464,27	479,24	494,69	510,64	527,10	544,09
<b>Medio</b>											
<b>SA</b>	28697,61	29587,24	30504,44	31450,08	32425,03	33430,21	34466,54	35466,07	36494,59	37552,93	38641,97
<b>MA</b>	91,18	91,18	91,18	129,53	148,71	167,89	187,06	206,24	225,42	244,60	263,77
<b>PG</b>	40,50	43,85	43,85	50,55	53,90	57,25	60,60	63,96	67,31	70,66	74,01
<b>LM</b>	396,16	408,06	420,32	432,94	445,95	459,34	473,14	487,36	502,00	517,08	532,61
<b>Bajo</b>											
<b>SA</b>	28697,61	29386,35	30091,63	30813,82	31553,36	32310,64	33086,09	33880,16	34693,28	35525,92	36378,54
<b>MA</b>	90,59	90,59	90,59	127,76	146,34	164,93	183,51	202,10	220,68	239,27	257,85
<b>PG</b>	40,50	43,79	43,79	50,38	53,68	56,97	60,27	63,56	66,86	70,15	73,44
<b>LM</b>	396,16	407,19	418,52	430,18	442,15	454,46	467,11	480,12	493,48	507,22	521,34

Para garantizar la confiabilidad del sistema y atender las necesidades energéticas de la población para todos los casos se asumió un margen de reserva (la diferencia entre la potencia de la planta y la demanda máxima de energía) del 6% para cubrir los incrementos en las demandas de energía [65].

**6.5.2.4 Factor de disponibilidad** El factor de disponibilidad es la razón entre las horas que los equipos de generación funcionan sin paradas durante una cantidad determinada, en este caso un año (8760 h). Algunas de estas tecnologías se ven afectadas por el lugar de uso de la misma. En consecuencia, para los grupos electrógenos estos datos fueron obtenidos de CNM [225] y para los demás sistemas de [72], Tabla 21.

**Tabla 21. Factor de disponibilidad de los sistemas de generación**

Zona	DiéselGen	BioGen	SolarFV	GenEól	PCHs
SA	0,98		0,41	0,53	-
MA	0,90	0,34	0,21	-	0,23
PG	0,80	0,34	0,21	-	0,23
SA	0,80	0,34	0,21	-	0,23

Fuente: Nikolaos, *et al.* [186]

**6.5.2.6 Capacidad máxima y mínima a ser instalada** La capacidad a máxima y mínima de nuevas plantas a ser instaladas son cantidades de potencia nominal necesarias para satisfacer la demanda de energía eléctrica futura en cada uno de los casos.

Estas capacidades se determinaron a partir de la diferencia entre la demanda máxima de potencia proyectada al final del horizonte de planeación y demanda máxima de potencia en el año base, por su puesto, considerando los factores de capacidad de cada una de las plantas por zona.

Lo anterior se hizo bajo la suposición de un comportamiento constante en la disponibilidad anual del recurso energético y las horas operativas de la planta, de tal manera que las nuevas unidades de generación sean capaces de suplir la demanda que no puede ser satisfecha 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 sea capaz de satisfacer la demanda proyectada, la posible nueva capacidad debe tener como principal objetivo minimizar el terreno requerido y los costos asociados a la generación y al combustible [236]. Para los tres escenarios previamente definidos se utilizó la siguiente ecuación.

$$C_{max} = \frac{(DP_{z,2024} - DP_{z,2014})}{F_{z,p}} \text{ Ecu. (54)}$$

Camax: Capacidad a máxima a instalar para el año 2024 (kW) por escenario

DP<sub>2024</sub> : Demanda de potencia del año 2024 (kW) por escenario

DP<sub>2014</sub> : Demanda de potencia del año 2014 (kW)

F<sub>z,p</sub>: Factor de planta en cada zona para nuevas plantas de generación

Las capacidades a instalar obtenidas no se encuentran de manera exacta en el mercado actual, por lo tanto, los resultados obtenidos por escenario se aproximaron a capacidades encontradas en el mercado. Según la tecnología se utilizaron los siguientes catálogos: [237], [238], [155], [239], [240] y [241]. En el caso de San Andrés se utilizó la capacidad más próxima a los actuales parques solares y eólicos implementados en el país, que, además, cumpliera con límites de área disponible y la regulación, Tabla 22.

**Tabla 22. Capacidad máxima y mínima a ser instalada**

Zona	Planta	Escenario alto		Escenario medio		Escenario bajo	
		Camin(kW)	Camax(kW)	Camin(kW)	Camax(kW)	Camin(kW)	Camax(kW)
SA	DiéselGen	1500	4500	1000	3000	650	2000
SA	SolarFV	4590	13775	3330	9980	2070	6230
SA	GenEól	4760	14300	4330	13000	3450	10400
MA	DiéselGen	150	450	130	400	90	350
MA	BioGen	70	260	60	250	50	240
MA	SolarFV	230	870	210	840	200	810
MA	PCHs	180	500	160	450	130	450
PG	DiéselGen	50	120	30	100	25	90
PG	BioGen	30	60	20	50	10	40
PG	SolarFV	50	160	40	150	30	140
PG	PCHs	25	100	20	90	15	80
LM	DiéselGen	80	350	70	300	60	250
LM	BioGen	70	200	50	180	40	170
LM	SolarFV	160	630	150	600	140	570
LM	PCHs	90	340	80	320	70	300

**6.5.2.7 Proyección de los costos asociados a las plantas de generación** Antes de comenzar con la descripción del procedimiento de cálculos y proyección de los costos asociados al modelo FMOMILP se describen los aspectos considerar según el tipo de costo:

### **Costos unitarios Inversión**

Están asociados con la implementación de un proyecto de sistemas de generación de energía eléctrica. Expresados en (USD/kW). Incluyen los costos de estudio de viabilidad para implementar un proyecto, la ingeniería necesaria, compra e instalación de equipos de almacenamiento (baterías) y generación de energía, la construcción de los accesorios o equilibrio del sistema y los costos para cualquier otro artículo misceláneo [185].

### **Costos operación y mantenimiento (O&M)**

Estos costos se deben al mantenimiento de los equipos o al remplazo de las partes que ya cumplieron con su vida útil. Los costos operativos se clasifican en: costos de operación y mantenimiento (costos de O&M), fijos y variables, y costos de combustible.

### **Costos unitarios de O&M fijos**

Los costos de O&M fijos hacen referencia a los costos de funcionamiento de la planta de generación, expresados en (USD/kW). Incluyen costo de mantenimiento e inspección de la planta, accesorios como baterías, líneas eléctricas, etc. [185].

### **Costos unitarios de O&M variables**

Los costos de O&M variables hacen referencia a un componente producto de la operación de la planta de generación, expresados en (USD/kWh). Para las plantas Solar FV, GenEól y PCHs.es prácticamente nulo [185].

Para determinar los costos asociados a las capacidades de las plantas de generación en el año base se recopiló información de bases de datos existentes de la UPME [185], la CREG [155], catálogos referentes a esta temática y en el caso de los costos de combustible se obtuvieron datos históricos del SUI [242].

El procedimiento para determinar los diferentes tipos de costos unitarios en el año base y el dimensionamiento (número de paneles, baterías, aerogeneradores, etc.) de las plantas para las capacidades previamente determinadas está descrito en [227] , el cual se basó en la metodología propuesta por la UPME [185].

Como usualmente los costos obtenidos de las diferentes fuentes de información están asociados a capacidades típicas, estos fueron determinados para las capacidades preseleccionadas mediante la ecuación que representa la economía de escala [243] y que se describe a continuación:

$$C_1 = C_2 \left( \frac{P_1}{P_2} \right)^{0,6} \text{ Ecu. (55)}$$

C<sub>1</sub>: Costo para la capacidad preseleccionada (máxima y mínima)

C<sub>2</sub>: Costo para la capacidad típica

P<sub>1</sub>: Capacidad preseleccionada

P<sub>2</sub>: Capacidad típica

Definidos los costos asociados a las capacidades preseleccionadas, se proyectó de cada tipo de costo usando la Ecuación 56, propuesta por [243] y que es análoga a la ecuación propuesta por la CREG [155] para Colombia:

$$C_n = C_o * \left( \frac{IPC_n}{IPC_o} \right) \text{ Ecu. (56)}$$

C<sub>n</sub>: Costo para el año a proyectar.

C<sub>o</sub>: Costo del año base.

IPC<sub>n</sub>: Índice de precios al consumidor del año a proyectar.

IPC<sub>o</sub>: Índice de precios al consumidor del año base.

Los datos de IPC fueron proyectados mediante una regresión lineal múltiple como se describe en el Anexo L. Con la ecuación ajustada:  $IPC = 0,31t+82,46$  se proyectaron los datos de los periodos mensuales en el escenario medio.

Posteriormente los escenarios alto y bajo son estimados considerando la desviación histórica más alta y las siguientes ecuaciones:

$$IPC_{\text{bajo}} = IPC_{\text{prom}} - \text{Desvest IPC Ecu. (57)}$$

$$IPC_{\text{alto}} = IPC_{\text{prom}} + \text{Desvest IPC Ecu. (58)}$$

$PC_{\text{alto}}$ : IPC escenario alto

$IPC_{\text{bajo}}$ : IPC escenario bajo

$IPC_{\text{prom}}$ : IPC promedio

$Desvest$ : IPC Desviación estándar por mes de los datos histórico

Finalmente se hallaron los IPC anuales promediando las predicciones mensuales para todos los años y todos los escenarios. Las predicciones del IPC anual se muestran en la Tabla 23, las tendencias muestran una variación promedio anual de 3,01%, 2,75% y 2,54% para los escenarios alto, medio y bajo, respectivamente.

Para dar validez a estas predicciones, los IPC anuales se compararon con los promedios reales para 2015 y 2016 que son 128,21 y 133,89 (variación de 4,43%) [244]. Estos valores están dentro de los rangos de los escenarios proyectados.

**Tabla 23. IPC anual proyectado, escenarios medio, bajo y alto.**

	Año	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
<b>Medio</b>		122,13	125,89	129,65	133,42	137,18	140,94	144,71	148,47	152,23	156,00
<b>Bajo</b>	<b>IPC</b>	110,60	114,36	118,12	121,89	125,65	129,41	133,18	136,94	140,70	144,47
<b>Alto</b>		133,66	137,42	141,18	144,95	148,71	152,47	156,24	160,00	163,76	167,53

Las Tablas 24 a 32 muestran las proyecciones de los costos unitarios de inversión, y de O&M fijos y variables estimados por la autora para esta tesis. Para el caso de costos unitarios de inversión las proyecciones fueron comparadas con las hechas mediante curvas de aprendizaje para los años 2020 y 2035 por la IEA [245] y REN 21 [246], las plantas de gasificación los costos oscilarían entre 2090 y 4880 USD/kW, la solar fotovoltaica entre 2370 y 5130 USD/kW, para los grupos

electrógenos entre 400 y 3800 USD/kW, los sistemas eólicos de 1410 a 3050 USD/kW y las PCHs de 1170 a 4040 USD/kW. Estos valores indican que los costos calculados a partir del IPC se encuentran dentro de los rangos predichos por estas fuentes de información. Tablas 24 a 26.

De forma semejante se evaluaron los costos unitarios de O&M fijos. Las proyecciones de la IEA [245] indican costos fijos de O&M al 2020 y 2035 de 18 a 73 USD/kW para los sistemas solares fotovoltaicos, de 41 a 102 USD/kW para los grupos electrógenos, de 37 a 131 USD/kW para los sistemas eólicos, de 42 a 79 USD/kW para las PCHs y de 35-134 USD/kW para la gasificación de biomasa. Estos valores indican que los costos predichos a partir del IPC se encuentran dentro de los rangos predichos por estas fuentes de información. Tabla 27 a 29.

Por otro lado, los costos unitarios de O&M variables para las plantas de biomasa y diésel, se compararon con los datos de un estudio hecho para el departamento del Meta [76], correspondientes a 0,017 USD/kWh para grupos electrógenos y de 0,027 USD/kWh para sistemas con biomasa agrícola. Estos valores tienen el mismo orden de la magnitud de los costos unitarios de O&M variables promedios proyectados con el IPC. Tablas 30 a 32.

**6.5.2.8 Costos por extensión de redes de transmisión** La extensión de una red eléctrica que permita llevar la energía implica:

- Costos de inversión: se deben a la construcción de la red eléctrica para transmitir energía eléctrica e incluyen el predio, la infraestructura, aspectos pre-operativos Ingeniería, aspectos ambientales y la línea.
- Costos de O&M: se deben al mantenimiento que se debe hacer red eléctrica para que opere durante la transmisión de energía.

**Tabla 24. Costos de inversión unitarios, escenario alto (USD/kW)**

Zona	Planta	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
SA	DiéselGen	791,21	827,62	853,12	878,62	904,12	929,62	955,13	980,63	1006,13	1031,63	1057,13
SA	SolarFV	3942,46	4123,88	4250,95	4378,03	4505,10	4632,17	4759,24	4886,32	5013,39	5140,46	5267,53
SA	GenEól	2438,61	2550,83	2629,43	2708,03	2786,63	2865,23	2943,83	3022,43	3101,03	3179,63	3258,23
MA	DiéselGen	1649,48	1725,39	1778,55	1831,72	1884,88	1938,05	1991,21	2044,38	2097,55	2150,71	2203,88
MA	BioGen	1935,82	1978,88	2009,04	2039,21	2069,37	2099,53	2129,70	2159,86	2190,02	2220,19	2250,35
MA	SolarFV	2704,72	2829,18	2916,36	3003,54	3090,72	3177,89	3265,07	3352,25	3439,43	3526,61	3613,78
MA	PCHs	2495,81	2610,66	2691,11	2771,55	2852,00	2932,44	3012,89	3093,33	3173,78	3254,22	3334,66
PG	DiéselGen	3072,50	3213,89	3312,92	3411,95	3510,98	3610,02	3709,05	3808,08	3907,11	4006,14	4105,18
PG	BioGen	3264,56	3368,75	3441,74	3514,73	3587,72	3660,71	3733,70	3806,69	3879,68	3952,68	4025,67
PG	SolarFV	4395,21	4597,46	4739,12	4880,79	5022,45	5164,12	5305,79	5447,45	5589,12	5730,78	5872,45
PG	PCHs	3961,00	4143,27	4270,94	4398,61	4526,28	4653,95	4781,62	4909,29	5036,96	5164,63	5292,30
LM	DiéselGen	2144,95	2243,65	2312,79	2381,92	2451,06	2520,20	2589,33	2658,47	2727,60	2796,74	2865,87
LM	BioGen	2517,14	2586,95	2635,85	2684,75	2733,65	2782,55	2831,45	2880,35	2929,25	2978,15	3027,05
LM	SolarFV	3179,50	3325,81	3428,29	3530,77	3633,25	3735,73	3838,21	3940,69	4043,17	4145,65	4248,13
LM	PCHs	3343,23	3497,07	3604,83	3712,59	3820,35	3928,10	4035,86	4143,62	4251,38	4359,14	4466,89

**Tabla 25. Costos de inversión unitarios, escenario medio (USD/kW)**

Zona	Planta	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
SA	DiéselGen	723,94	757,25	780,59	803,92	827,25	850,59	873,92	897,26	920,59	943,92	967,26
SA	SolarFV	2466,20	2579,69	2659,18	2738,67	2818,16	2897,65	2977,14	3056,63	3136,12	3215,61	3295,10
SA	GenEól	2425,29	2536,89	2615,06	2693,24	2771,41	2849,58	2927,75	3005,92	3084,09	3162,26	3240,44
MA	DiéselGen	1470,18	1537,84	1585,22	1632,61	1680,00	1727,38	1774,77	1822,16	1869,54	1916,93	1964,32
MA	BioGen	1906,33	1948,04	1977,25	2006,46	2035,68	2064,89	2094,10	2123,31	2152,53	2181,74	2210,95
MA	SolarFV	2622,15	2742,82	2827,33	2911,85	2996,37	3080,88	3165,40	3249,92	3334,43	3418,95	3503,47
MA	PCHs	2346,57	2454,55	2530,19	2605,82	2681,45	2757,09	2832,72	2908,36	2983,99	3059,62	3135,26
PG	DiéselGen	2889,859	3022,841	3115,986	3209,131	3302,277	3395,422	3488,567	3581,712	3674,858	3768,003	3861,148
PG	BioGen	2845,700	2930,640	2990,130	3049,620	3109,110	3168,600	3228,100	3287,580	3347,070	3406,600	3466,050
PG	SolarFV	3631,016	3798,104	3915,138	4032,172	4149,206	4266,240	4383,274	4500,308	4617,342	4734,376	4851,410
PG	PCHs	3792,643	3967,169	4089,413	4211,656	4333,900	4456,143	4578,387	4700,630	4822,874	4945,118	5067,361
LM	DiéselGen	1970,18	2029,19	2091,72	2154,24	2216,77	2279,30	2341,82	2404,35	2466,88	2529,41	2591,93
LM	BioGen	2234,82	2291,64	2331,44	2371,24	2411,04	2450,84	2490,64	2530,44	2570,24	2610,05	2649,85
LM	SolarFV	2912,75	3046,79	3140,67	3234,56	3328,44	3422,32	3516,21	3610,09	3703,97	3797,86	3891,74
LM	PCHs	2778,97	2906,85	2996,42	3085,99	3175,56	3265,14	3354,71	3444,28	3533,85	3623,42	3712,99

**Tabla 26. Costos inversión unitarios, escenario bajo (USD/kW)**

Zona	Planta	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
SA	DiéselGen	656,67	686,89	708,05	729,22	750,39	771,55	792,72	813,88	835,05	856,21	877,38
SA	SolarFV	1805,1	1888,17	1946,35	2004,53	2062,72	2120,9	2179,08	2237,26	2295,44	2353,62	2411,81
SA	GenEól	1976,95	2067,93	2131,65	2195,37	2259,09	2322,81	2386,53	2450,25	2513,97	2641,41	2718,48
MA	DiéselGen	1344,65	1406,52	1449,86	1493,20	1536,54	1579,88	1623,22	1666,56	1709,90	1753,24	1796,58
MA	BioGen	1879,86	1920,35	1948,75	1977,07	2005,42	2033,78	2062,14	2090,50	2118,86	2147,22	2175,58
MA	SolarFV	2545,08	2662,20	2744,23	2826,26	2908,29	2990,33	3072,36	3154,39	3236,42	3318,46	3400,49
MA	PCHs	2122,15	2219,80	2288,20	2356,60	2425,01	2493,41	2561,81	2630,21	2698,61	2767,01	2835,41
PG	DiéselGen	2618,074	2738,550	2822,935	2907,320	2991,705	3076,090	3160,475	3244,861	3329,246	3413,631	3498,016
PG	BioGen	2629,350	2704,330	2756,850	2809,370	2861,880	2914,400	2966,920	3019,430	3071,950	3124,470	3176,980
PG	SolarFV	3114,140	3257,443	3357,818	3458,192	3558,566	3658,940	3759,314	3859,689	3960,063	4060,437	4160,811
PG	PCHs	3648,629	3816,528	3934,130	4051,732	4169,334	4286,935	4404,537	4522,139	4639,740	4757,342	4874,944
LM	DiéselGen	1649,48	1725,39	1778,55	1831,72	1884,88	1938,05	1991,21	2044,38	2097,55	2150,71	2203,88
LM	BioGen	2160,98	2214,40	2251,82	2289,25	2326,67	2364,09	2401,51	2438,93	2476,35	2513,77	2551,19
LM	SolarFV	2771,39	2898,92	2988,25	3077,58	3166,90	3256,23	3345,56	3434,89	3524,21	3613,54	3702,87
LM	PCHs	2635,94	2757,24	2842,20	2927,16	3012,12	3097,08	3182,04	3267,00	3351,97	3436,93	3521,89

**Tabla 27. Costos fijos unitarios de O&M, escenario alto (USD/kW)**

Zona	Planta	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
SA	DiéselGen	25,05	26,21	27,02	27,82	28,63	29,44	30,25	31,05	31,86	32,67	33,48
SA	SolarFV	54,09	56,58	58,32	60,06	61,81	63,55	65,29	67,04	68,78	70,52	72,27
SA	GenEól	76,98	80,52	83,01	85,49	87,97	90,45	92,93	95,41	97,89	100,38	102,86
MA	DiéselGen	52,23	54,64	56,32	58,00	59,69	61,37	63,05	64,74	66,42	68,11	69,79
MA	BioGen	38,24	40,00	41,23	42,46	43,70	44,93	46,16	47,39	48,62	49,86	51,09
MA	SolarFV	35,10	36,71	37,85	38,98	40,11	41,24	42,37	43,50	44,63	45,77	46,90
MA	PCHs	50,15	52,45	54,07	55,69	57,30	58,92	60,53	62,15	63,77	65,38	67,00
PG	DiéselGen	97,30	101,77	104,91	108,04	111,18	114,32	117,45	120,59	123,72	126,86	130,00
PG	BioGen	103,32	108,07	111,40	114,73	118,06	121,39	124,72	128,05	131,38	134,71	138,04
PG	SolarFV	50,55	52,87	54,50	56,13	57,76	59,39	61,02	62,65	64,28	65,91	67,54
PG	PCHs	115,30	120,61	124,32	128,04	131,75	135,47	139,19	142,90	146,62	150,34	154,05
LM	DiéselGen	67,92	71,05	73,24	75,43	77,62	79,81	81,99	84,18	86,37	88,56	90,75
LM	BioGen	54,27	56,77	58,52	60,27	62,02	63,77	65,52	67,27	69,02	70,76	72,51
LM	SolarFV	37,38	39,10	40,31	41,51	42,72	43,92	45,13	46,33	47,53	48,74	49,94
LM	PCHs	61,36	64,19	66,16	68,14	70,12	72,10	74,07	76,05	78,03	80,01	81,99

**Tabla 28. Costos fijos unitarios de O&M, escenario medio (USD/kW)**

Zona	Planta	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
SA	DiéselGen	20,79	21,75	22,42	23,09	23,76	24,43	25,10	25,77	26,44	27,11	27,78
SA	SolarFV	33,70	35,25	36,34	37,43	38,51	39,60	40,68	41,77	42,86	43,94	45,03
SA	GenEól	68,36	71,50	73,70	75,91	78,11	80,31	82,52	84,72	86,92	89,13	91,33
MA	DiéselGen	46,56	48,70	50,20	51,70	53,20	54,70	56,20	57,70	59,20	60,70	62,20
MA	BioGen	37,03	38,74	39,93	41,12	42,32	43,51	44,71	45,90	47,09	48,29	49,48
MA	SolarFV	33,98	35,54	36,63	37,73	38,82	39,92	41,01	42,11	43,20	44,30	45,39
MA	PCHs	47,15	49,32	50,84	52,36	53,88	55,39	56,91	58,43	59,95	61,47	62,99
PG	DiéselGen	91,512	95,723	98,672	101,622	104,571	107,521	110,471	113,420	116,370	119,319	122,269
PG	BioGen	78,299	81,902	84,426	86,949	89,473	91,997	94,521	97,044	99,568	102,092	104,615
PG	SolarFV	41,075	42,965	44,289	45,613	46,937	48,261	49,585	50,909	52,232	53,556	54,880
PG	PCHs	112,019	117,174	120,785	124,395	128,006	131,616	135,227	138,837	142,448	146,059	149,669
LM	DiéselGen	61,43	64,26	66,24	68,22	70,20	72,18	74,16	76,14	78,12	80,10	82,08
LM	BioGen	50,46	52,78	54,40	56,03	57,66	59,28	60,91	62,53	64,16	65,79	67,41
LM	SolarFV	34,18	35,75	36,85	37,96	39,06	40,16	41,26	42,36	43,46	44,57	45,67
LM	PCHs	55,92	58,49	60,29	62,09	63,90	65,70	67,50	69,30	71,11	72,91	74,71

**Tabla 29. Costos fijos unitarios de O&M, escenario bajo (USD/kW)**

Zona	Planta	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
SA	DiéselGen	18,17	19,00	19,59	20,17	20,76	21,34	21,93	22,52	23,10	23,69	24,27
SA	SolarFV	24,44	25,56	26,35	27,14	27,92	28,71	29,50	30,29	31,08	31,86	32,65
SA	GenEól	56,10	58,69	60,49	62,30	64,11	65,92	67,73	69,54	71,34	73,15	74,96
MA	DiéselGen	42,58	44,54	45,91	47,28	48,66	50,03	51,40	52,77	54,15	55,52	56,89
MA	BioGen	35,95	37,61	38,76	39,92	41,08	42,24	43,40	44,56	45,72	46,88	48,03
MA	SolarFV	32,92	34,44	35,50	36,56	37,62	38,68	39,74	40,80	41,86	42,93	43,99
MA	PCHs	42,64	44,60	45,97	47,35	48,72	50,10	51,47	52,85	54,22	55,59	56,97
PG	DiéselGen	82,905	86,720	89,392	92,065	94,737	97,409	100,081	102,753	105,425	108,098	110,770
PG	BioGen	66,576	69,640	71,786	73,932	76,078	78,223	80,369	82,515	84,661	86,807	88,953
PG	SolarFV	34,719	36,317	37,436	38,555	39,674	40,793	41,912	43,031	44,150	45,269	46,388
PG	PCHs	110,109	115,176	118,725	122,274	125,823	129,372	132,921	136,470	140,019	143,568	147,117
LM	DiéselGen	52,23	54,64	56,32	58,00	59,69	61,37	63,05	64,74	66,42	68,11	69,79
LM	BioGen	47,44	49,62	51,15	52,68	54,21	55,74	57,27	58,80	60,32	61,85	63,38
LM	SolarFV	32,34	33,83	34,87	35,92	36,96	38,00	39,04	40,09	41,13	42,17	43,21
LM	PCHs	53,04	55,48	57,19	58,90	60,61	62,32	64,03	65,74	67,45	69,15	70,86

**Tabla 30. Costos variables unitarios de O&M, escenario alto (USD/kWh)**

Zona	Planta	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
SA	DiéselGen	0,0321	0,0335	0,0346	0,0356	0,0366	0,0377	0,0387	0,0397	0,0408	0,0418	0,0429
MA	DiéselGen	0,0750	0,0784	0,0808	0,0832	0,0857	0,0881	0,0905	0,0929	0,0953	0,0977	0,1002
MA	BioGen	0,0201	0,0210	0,0217	0,0223	0,0230	0,0236	0,0243	0,0249	0,0256	0,0262	0,0269
PG	DiéselGen	0,1285	0,1344	0,1386	0,1427	0,1469	0,1510	0,1551	0,1593	0,1634	0,1676	0,1717
PG	BioGen	0,0486	0,0509	0,0525	0,0540	0,0556	0,0572	0,0587	0,0603	0,0619	0,0634	0,0650
LM	DiéselGen	0,0978	0,1023	0,1054	0,1086	0,1118	0,1149	0,1181	0,1212	0,1244	0,1275	0,1307
LM	BioGen	0,0285	0,0298	0,0308	0,0317	0,0326	0,0335	0,0344	0,0354	0,0363	0,0372	0,0381

**Tabla 31. Costos variables unitarios de O&M, escenario medio (USD/kWh)**

Zona	Planta	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
SA	DiéselGen	0,0266	0,0278	0,0287	0,0296	0,0304	0,0313	0,0321	0,0330	0,0338	0,0347	0,0356
MA	DiéselGen	0,0668	0,0699	0,0720	0,0742	0,0763	0,0785	0,0807	0,0828	0,0850	0,0871	0,0893
MA	BioGen	0,0195	0,0204	0,0210	0,0216	0,0222	0,0229	0,0235	0,0241	0,0248	0,0254	0,0260
PG	DiéselGen	0,1209	0,1264	0,1303	0,1342	0,1381	0,1420	0,1459	0,1498	0,1537	0,1576	0,1615
PG	BioGen	0,0396	0,0415	0,0427	0,0440	0,0453	0,0466	0,0479	0,0491	0,0504	0,0517	0,0530
LM	DiéselGen	0,0884	0,0925	0,0954	0,0982	0,1011	0,1039	0,1068	0,1096	0,1125	0,1153	0,1182
LM	BioGen	0,0265	0,0277	0,0286	0,0295	0,0303	0,0312	0,0320	0,0329	0,0337	0,0346	0,0354

**Tabla 32. Costos variables unitarios de O&M, escenario bajo (USD/kWh)**

Zona	Planta	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
SA	DiéselGen	0,0233	0,0243	0,0251	0,0258	0,0266	0,0273	0,0281	0,0288	0,0296	0,0303	0,0311
MA	DiéselGen	0,0611	0,0639	0,0659	0,0679	0,0698	0,0718	0,0738	0,0757	0,0777	0,0797	0,0816
MA	BioGen	0,0189	0,0198	0,0204	0,0210	0,0216	0,0222	0,0228	0,0234	0,0240	0,0246	0,0253
PG	DiéselGen	0,1095	0,1145	0,1181	0,1216	0,1251	0,1287	0,1322	0,1357	0,1393	0,1428	0,1463
PG	BioGen	0,0350	0,0366	0,0377	0,0389	0,0400	0,0411	0,0423	0,0434	0,0445	0,0456	0,0468
LM	DiéselGen	0,0752	0,0787	0,0811	0,0835	0,0859	0,0884	0,0908	0,0932	0,0956	0,0981	0,1005
LM	BioGen	0,0249	0,0261	0,0269	0,0277	0,0285	0,0293	0,0301	0,0309	0,0317	0,0325	0,0333

**Tabla 33. Costos de inversión unitarios en extensión de la transmisión, escenario alto, medio y bajo [USD/kW]**

Escenario	Zona	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
<b>Alto</b>	<b>LM</b>	12.382,62	13.072,35	13.471,46	13.870,58	14.269,69	14.668,80	15.067,92	15.467,03	15.866,14	16.265,25	16.664,37
<b>Medio</b>	<b>LM</b>	12.382,62	12.952,43	13.351,54	13.750,66	14.149,77	14.548,88	14.947,99	15.347,11	15.746,22	16.145,34	16.544,45
<b>Bajo</b>	<b>LM</b>	12.382,62	12.832,51	13.231,62	13.630,74	14.029,85	14.428,97	14.828,08	15.227,19	15.626,31	16.025,42	16.424,53

Fuente: Montañez Rojas [227]

**Tabla 34. Costos de O&M unitarios en extensión de redes de transmisión, escenario alto, medio y bajo [USD/kWh]**

Escenario	Zona	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
<b>Alto</b>	<b>LM</b>	0,0283	0,0298	0,0308	0,0317	0,0326	0,0335	0,0344	0,0353	0,0362	0,0371	0,0380
<b>Medio</b>	<b>LM</b>	0,0283	0,0296	0,0305	0,0314	0,0323	0,0332	0,0341	0,0350	0,0360	0,0369	0,0378
<b>Bajo</b>	<b>LM</b>	0,0283	0,0293	0,0302	0,0311	0,0320	0,0329	0,0339	0,0348	0,0357	0,0366	0,0375

Fuente: Montañez Rojas [227]

En La Macarena los costos del año base, para instalar una capacidad máxima 580 kW por una sola vez en todo el horizonte de planeación y una línea de 144,1 km de longitud [227], se obtuvieron de la metodología que indica la UPME [185].

**6.5.2.9 Máximo presupuesto disponible para inversión** El Gobierno Nacional con el fin de viabilizar a largo plazo la prestación del servicio de energía eléctrica en dichas ZNI, adelantó la creación de una fuente de recursos para la implementación de las soluciones energéticas en las ZNI (FAZNI), mediante la Ley 633 de 2000, en la que se estableció el cobro de un impuesto de un peso por kW/h despachado en el mercado de energía mayorista para la financiación de programas de inversión en ZNI. Los datos máxima inversión disponible para inversión en nuevas plantas de generación (FAZNI) se obtuvieron de [247] y los escenarios se plantearon según el presupuesto a mediano plazo propuesto por [19] y [247].

**Tabla 35. Máximo presupuesto disponible para inversión (millones de USD)**

Zona	Alto	Medio	Bajo	Unidades
SA	147,145	117,716	88,287	USD
MA	3,591	2,693	1,795	
PG	0, 599	0, 449	0,299	
LM	1,114	1,114	1,114	

Fuente: UPME [19] e IPSE [247]

**6.5.2.10 Costo unitario de combustible** Estos costos son inciertos porque dependen no solo del periodo de tiempo, sino de la localización de la planta y en general tienden a aumentar con el tiempo alrededor del 18,7% [75]. Sin embargo, pueden fluctuar dependiendo de otras variables econométricas.

Por simplicidad en este trabajo los datos históricos trimestrales de costos unitarios de combustible en (USD/Gal) a ser comprado en los casos de estudio se obtuvieron de datos históricos trimestrales de la sección de plantas del SUI [242] (año 2009 al 2014)<sup>7</sup>. Posteriormente, estos datos fueron introducidos y proyectados en la herramienta de series de tiempo descrita en el Anexo M y el intervalo de escenarios, considerando la desviación histórica más alta para cada caso, se calculó de forma análoga a las Ecuaciones 51 y 52.

Los datos proyectados para los tres escenarios se muestran en las Tabla 36. En el caso de San Andrés la herramienta seleccionó un modelo de promedio simple; en La Macarena un modelo de exponencial triple; en Medio Atrato un modelo de promedio móvil y en Puerto Guzmán un modelo de promedio móvil.

El patrón de proyección de los costos unitarios de combustible es prácticamente constante en todos los casos, pero obviamente difieren por escenario. Estos resultados se validaron con datos reales de 2015 del SUI [242], con valores de 2,82 USD/Gal para San Andrés, 2,85 USD/Gal para La Macarena, 2,82 USD/Gal para

<sup>7</sup> Para este proyecto el costo fue determinado solamente para el combustible diésel ya que la biomasa residual agrícola es de tipo autóctono y por ende los costos se consideran prácticamente nulos.

Medio Atrato y 4,09 USD/Gal para Puerto Guzmán, cantidades que están dentro de los rangos de los escenarios proyectados a 2015 para todos los casos

**Tabla 36. Costo de combustible, escenario alto, medio y bajo (USD = 2177,32 pesos).**

Zona Recurso fósil	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
<b>Alto</b>											
<b>SA</b> Diésel(USD/Gal)	3,28	3,70	3,70	3,70	3,70	3,70	3,70	3,70	3,70	3,70	3,70
<b>MA</b> Diésel(USD/Gal)	3,34	4,93	4,93	4,93	4,93	4,93	4,93	4,93	4,93	4,93	4,93
<b>PG</b> Diésel(USD/Gal)	4,23	4,39	4,39	4,39	4,39	4,39	4,39	4,39	4,39	4,39	4,39
<b>LM</b> Diésel(USD/Gal)	3,58	4,17	4,10	4,03	3,96	3,90	3,83	3,76	3,69	3,63	3,56
<b>Medio</b>											
<b>SA</b> Diésel(USD/Gal)	3,28	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25
<b>MA</b> Diésel(USD/Gal)	3,34	3,34	3,34	3,34	3,34	3,34	3,34	3,34	3,34	3,34	3,34
<b>PG</b> Diésel(USD/Gal)	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23
<b>LM</b> Diésel(USD/Gal)	3,58	3,57	3,51	3,44	3,37	3,30	3,24	3,17	3,10	3,04	2,97
<b>Bajo</b>											
<b>SA</b> Diésel(USD/Gal)	3,28	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81
<b>MA</b> Diésel(USD/Gal)	3,34	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76
<b>PG</b> Diésel(USD/Gal)	4,23	4,07	4,07	4,07	4,07	4,07	4,07	4,07	4,07	4,07	4,07
<b>LM</b> Diésel(USD/Gal)	3,58	2,98	2,92	2,85	2,78	2,71	2,65	2,58	2,51	2,44	2,38

**6.5.2.11 Recurso primario** Los datos de recurso eólico y solar medidos en unidades de velocidad del viento y radiación solar promedio diaria mensual de 2005 a 2014 se recopilaron de la base de datos de la NASA [156], como se describe en el capítulo 3.

La proyección mensual para tres escenarios de los recursos solar y eólico se realizó mediante un procedimiento de series de tiempo descrito en el Anexo N. Posteriormente, la proyección mensual de estos recursos fue promediada para obtener las proyecciones anuales necesarias para el modelo.

Estas proyecciones se validaron con la información de promedio diario anual presentada en RETScreen [156] al año 2015. Los valores de esta base de datos indican que la radiación solar fue de 4,10 kWh/m<sup>2</sup> en Medio Atrato, 4,53 kWh/m<sup>2</sup> en La Macarena, 4,29 kWh/m<sup>2</sup> en Puerto Guzmán y 5,63 kWh/m<sup>2</sup> en San Andrés, donde la velocidad diaria anual de viento fue de 8,96 m/s. Como se observa en la

Tabla 37, para todos los casos de estudio, los valores de recursos solar y eólico anteriormente mencionados se encuentran dentro de los rangos de los escenarios proyectados al 2015.

Por otro lado, el recurso hídrico (caudal) fue determinado a partir de los datos de precipitaciones mensuales del IDEAM [162] de 2005 a 2014 mediante la metodología descrita en el capítulo 3. La proyección mensual para tres escenarios de este recurso se realizó mediante un procedimiento descrito en el Anexo N. Posteriormente, la proyección mensual del recurso fue promediada para obtener las proyecciones anuales necesarias para el modelo, Tabla 37.

Los datos de caudal proyectados al 2015, para todos los casos de estudio, se compararon con los caudales anuales promedio obtenidos de las precipitaciones y la evapotranspiración reales de 2015 mediante herramientas de ArGIS. Estos valores reales corresponden a 309,04 mm/s para La Macarena, 578,85 mm/s para Medio Atrato y 454,49 mm/s para Puerto Guzmán [248] y como se observa en la Tabla 37 se encuentran dentro de los rangos de los escenarios proyectados al 2015.

Vale la pena resaltar que dentro del contexto histórico el 2015 registro el menor número de precipitaciones anuales del país de los últimos 35 años, con una reducción del 23% en el acumulado anual. La ocurrencia de los eventos ENSO (El niño Oscilación Sur) tiene gran influencia típicamente en la región Caribe y Andina del País (Norte y Centro del país), no así en la región Orinoquia (La Macarena), Pacífico (Medio Atrato) y la Amazonía (Puerto Guzmán).

A pesar de que a nivel nacional el mes con mayor sequia es diciembre, en el trimestre de diciembre a febrero de 2014 y 2015 Medio Atrato tuvo niveles de pluviosidad normales, mientras en La Macarena y Puerto Guzmán estuvo por encima de lo normal [248]. En los siguientes tres trimestres, de marzo a noviembre, esta tendencia se mantuvo en los casos de La Macarena y Puerto Guzmán, sin

embargo, en Medio Atrato paso a niveles normales. Finalmente, como es habitual al finalizar el año los niveles en todos los casos estuvieron por debajo de lo normal. Esta descripción se corrobora en las proyecciones mensuales mostradas en el Anexo N.

En lo que respecta al recurso disponible con fuentes de combustible, para el caso aplicativo se utilizó la información del diésel No. 2 y para la biomasa residual agrícola se seleccionó el raquis de plátano, un cultivo permanente de gran potencial que permite evitar el desabastecimiento de materia prima en el gasificador y es el único tipo de biomasa residual de los evaluados en el capítulo 4 que contiene una humedad menor a 40% (10,66%), lo que la hace apta para procesos de gasificación [168].

Estos recursos dependen no solo del periodo de tiempo sino de la localización de la planta y en general tienden a aumentar con el tiempo; sin embargo, pueden fluctuar dependiendo de otras variables, por ejemplo, el clima, el mantenimiento de las plantas o si el combustible no llega a algunas de estas zonas. Por simplicidad en este trabajo las proyecciones de los combustibles para cada zona de estudio se hicieron considerando los datos históricos del raquis de plátano la base de datos de AGRONET [166], (de 2007 a 2014) y los datos históricos trimestrales de diésel disponible de la sección de plantas del SUI [242] (de 2009 a 2014).

Seguidamente, estos datos fueron introducidos y proyectados en la herramienta de series de tiempo descrita en el Anexo M y los escenarios se estimaron de forma análoga a las Ecuaciones 51 y 52. Tabla 38.

**Tabla 37. Escenarios de recurso de energía solar, eólico e hídrico**

	Zona	Recurso	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
<b>Alto</b>	<b>SA</b>	Solar(kWh/m <sup>2</sup> )	5,54	5,92	5,91	5,91	5,90	5,90	5,89	5,89	5,88	5,88	5,87
	<b>SA</b>	Eólico (m/s)	9,73	10,33	10,35	10,37	10,39	10,41	10,43	10,45	10,47	10,49	10,51
	<b>MA</b>	Solar (kWh/m <sup>2</sup> )	3,95	4,24	4,23	4,22	4,21	4,20	4,18	4,17	4,16	4,15	4,14
	<b>MA</b>	Hídrico (m <sup>3</sup> /s)	639,94	896,88	895,93	895,06	894,26	893,52	892,82	892,17	891,56	890,98	890,43
	<b>PG</b>	Solar (kWh/m <sup>2</sup> )	4,13	4,66	4,68	4,69	4,70	4,71	4,72	4,73	4,73	4,74	4,75
	<b>PG</b>	Hídrico (m <sup>3</sup> /s)	567,90	619,56	619,26	619,00	618,75	618,52	618,31	618,11	617,92	617,74	617,57
	<b>LM</b>	Solar (kWh/m <sup>2</sup> )	4,58	5,02	5,03	5,03	5,04	5,05	5,05	5,06	5,06	5,07	5,07
	<b>LM</b>	Hídrico (m <sup>3</sup> /s)	359,19	428,95	427,70	426,56	425,51	424,53	423,62	422,76	421,95	421,19	420,47
<b>Medio</b>	<b>SA</b>	Solar(kWh/m <sup>2</sup> )	5,54	5,58	5,57	5,57	5,56	5,56	5,55	5,55	5,54	5,54	5,53
	<b>SA</b>	Eólico (m/s)	9,73	9,29	9,31	9,33	9,35	9,37	9,39	9,41	9,43	8,41	9,47
	<b>MA</b>	Solar (kWh/m <sup>2</sup> )	3,95	4,00	3,99	3,97	3,96	3,95	3,94	3,93	3,91	3,90	3,89
	<b>MA</b>	Hídrico (m <sup>3</sup> /s)	639,94	701,85	700,90	700,03	699,23	698,49	697,79	697,14	696,53	695,95	695,40
	<b>PG</b>	Solar (kWh/m <sup>2</sup> )	4,13	4,35	4,37	4,38	4,39	4,40	4,41	4,42	4,43	4,43	4,44
	<b>PG</b>	Hídrico (m <sup>3</sup> /s)	502,96	502,67	502,40	502,15	501,93	501,71	501,51	501,32	501,14	500,97	500,97
	<b>LM</b>	Solar (kWh/m <sup>2</sup> )	4,58	4,71	4,72	4,73	4,73	4,74	4,75	4,75	4,76	4,76	4,77
	<b>LM</b>	Hídrico (m <sup>3</sup> /s)	359,19	328,47	327,22	326,08	325,03	324,05	323,13	322,28	321,47	320,71	319,99
<b>Bajo</b>	<b>SA</b>	Solar(kWh/m <sup>2</sup> )	5,54	5,23	5,23	5,22	5,22	5,21	5,21	5,20	5,20	5,20	5,19
	<b>SA</b>	Eólico (m/s)	9,73	8,25	8,27	8,29	8,31	8,33	8,35	8,37	8,39	8,41	8,43
	<b>MA</b>	Solar (kWh/m <sup>2</sup> )	3,95	3,75	3,74	3,73	3,72	3,70	3,69	3,68	3,67	3,66	3,64
	<b>MA</b>	Hídrico (m <sup>3</sup> /s)	639,94	506,82	505,87	505,00	504,20	503,45	502,76	502,11	501,49	500,91	500,37
	<b>PG</b>	Solar (kWh/m <sup>2</sup> )	4,13	4,05	4,06	4,07	4,08	4,09	4,10	4,11	4,12	4,13	4,13
	<b>PG</b>	Hídrico (m <sup>3</sup> /s)	567,90	386,37	386,07	385,81	385,56	385,33	385,12	384,92	384,73	384,55	384,38
	<b>LM</b>	Solar (kWh/m <sup>2</sup> )	4,58	4,40	4,41	4,42	4,42	4,43	4,44	4,44	4,45	4,45	4,46
	<b>LM</b>	Hídrico (m <sup>3</sup> /s)	359,19	227,98	226,74	225,60	224,54	223,57	222,65	221,80	220,99	220,23	219,51

**Tabla 38. Combustible disponible, escenario alto, medio y bajo [Unidades de combustible: Gal]**

Zona	Combustible	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
<b>Alto</b>												
<b>SA</b>	Diésel(Gal)	12709865,0	15391899,9	15540114,9	15658686,9	15777258,9	15895830,9	15984760,0	16103332,0	16221904,0	16340476,0	16459048,0
<b>MA</b>	Diésel(Gal)	65003,33	75886,19	76320,45	76754,70	77188,95	77623,21	78057,46	78491,71	78925,97	79360,22	79794,48
<b>MA</b>	Biomasa(kg)	2964	4148,24	4367,98	4587,72	4807,47	5027,21	5246,96	5466,7	5686,45	5906,19	6125,93
<b>PG</b>	Diésel(Gal)	720,80	723,60	724,26	724,91	725,57	726,22	726,88	727,53	728,18	728,84	729,49
<b>PG</b>	Biomasa(kg)	16320	17224,09	17259,65	17307,06	17263,6	17276,77	17282,48	17274,28	17277,84	17278,2	17276,77
<b>LM</b>	Diésel(Gal)	168000,00	202175,72	202716,28	202628,54	202637,03	202636,65	202636,61	202636,62	202636,62	202636,62	202636,62
<b>LM</b>	Biomasa(kg)	3504,65	4262,77	4228,05	4193,33	4158,61	4123,9	4089,18	4054,46	4019,75	3985,03	3950,31
<b>Medio</b>												
<b>SA</b>	Diésel(Gal)	12709865,0	12955849,4	13104064,4	13222636,4	13341208,4	13459780,4	13548709,4	13667281,4	13785853,4	13904425,4	14022997,5
<b>MA</b>	Diésel(Gal)	65003,33	65285,98	65720,24	66154,49	66588,74	67023,00	67457,25	67891,50	68325,76	68760,01	69194,26
<b>MA</b>	Biomasa(kg)	2964	3098,3	3318,04	3537,79	3757,53	3977,28	4197,02	4416,76	4636,51	4856,25	5076
<b>PG</b>	Diésel(Gal)	720,80	722,08	722,74	723,39	724,05	724,70	725,36	726,01	726,66	727,32	727,97
<b>PG</b>	Biomasa(kg)	16320	16426,67	16462,22	16509,63	16466,17	16479,34	16485,05	16476,85	16480,41	16480,77	16479,35
<b>LM</b>	Diésel(Gal)	168000,00	172205,76	172746,33	172658,59	172667,08	172666,70	172666,66	172666,67	172666,67	172666,67	172666,67
<b>LM</b>	Biomasa(kg)	3504,65	3471,05	3436,34	3401,62	3366,9	3332,19	3297,47	3262,75	3228,04	3193,32	3158,6
<b>Bajo</b>												
<b>SA</b>	Diésel(Gal)	12709865,0	10519798,9	10668013,9	10786585,9	10905157,9	11023729,9	11112658,9	11231230,9	11349802,9	11468374,9	11586946,9
<b>MA</b>	Diésel(Gal)	65003,33	54685,77	55120,02	55554,28	55988,53	56422,78	56857,04	57291,29	57725,54	58159,80	58594,05
<b>MA</b>	Biomasa(kg)	2964	2048,36	2268,11	2487,85	2707,59	2927,34	3147,08	3366,83	3586,57	3806,32	4026,06
<b>PG</b>	Diésel(Gal)	720,80	720,56	721,22	721,87	722,53	723,18	723,83	724,49	725,14	725,80	726,45
<b>PG</b>	Biomasa(kg)	16320	15629,24	15664,79	15712,2	15668,75	15681,91	15687,62	15679,43	15682,99	15683,34	15681,92
<b>LM</b>	Diésel(Gal)	168000,00	142235,81	142776,37	142688,63	142697,12	142696,70	142696,70	142696,71	142696,71	142696,71	142696,71
<b>LM</b>	Biomasa(kg)	3504,65	2679,34	2644,62	2609,91	2575,19	2540,47	2505,76	2471,04	2436,32	2401,61	2366,89

Para la biomasa proveniente de raquis de plátano en La Macarena la herramienta seleccionó un modelo exponencial triple; y en Medio Atrato y en Puerto Guzmán un promedio móvil. Las variaciones del raquis de plátano muestran tendencias de crecimiento menos en los escenarios medio y bajo de La Macarena. Las proyecciones se validaron con la información de la base agrícola de AGRONET [166], con valores para el 2015 de 4280 kg en La Macarena; 2685 kg en Medio Atrato y 16320 kg en Puerto Guzmán.

Para el caso del diésel en San Andrés la herramienta seleccionó un modelo exponencial triple; en La Macarena un modelo de promedio móvil; en Medio Atrato un modelo exponencial triple y en Puerto Guzmán una estimación lineal. Tabla 38. Las variaciones muestran tendencias de crecimiento en todos los casos, menos en los escenarios medio y bajo de La Macarena, que tiene la posibilidad de interconexión. Las proyecciones se validaron con la información del SUI [242], que presenta valores de combustible disponible al 2015 de 13,396 millones de Gal para San Andrés, 2890,4 Gal para La Macarena, 64238,9 Gal para Medio Atrato y 423,5 Gal para Puerto Guzmán.

**6.5.2.12 Factor de emisiones de CO<sub>2</sub>** Este factor permite estimar la cantidad de emisiones de un determinado contaminante. Varía no solamente de acuerdo con el tipo de combustible sino con la actividad en la que se aplique su proceso de combustión (ejemplo: generación de energía, procesos industriales, aplicaciones residenciales) y la tecnología utilizada para tal fin (calderas, hornos, estufas) [249]. Generalmente se expresan como el peso de contaminante emitido por unidad de peso, volumen, energía o actividad, dependiendo del nivel escogido, en este trabajo en kg de CO<sub>2</sub>/kWh generado.

Para la combustión de combustibles fósiles, las incertidumbres en los factores de emisión de CO<sub>2</sub> son relativamente bajas. Estos factores de emisión están determinados por especificaciones relacionadas con el posible rango de contenido

de carbono y poder calorífico. Por lo tanto, a nivel nacional, la producción de energía puede tener una gama de factores de emisión de CO<sub>2</sub>.

Además, debido a variaciones estocásticas en las condiciones del proceso, también podría ocurrir una alta variabilidad de los factores de emisión en tiempo real para estos gases [250]. Evidentemente, esta variabilidad también contribuirá a la incertidumbre en las estimaciones de emisiones.

Según la metodología planteada por la Academia Colombiana de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales [249], para calcular el factor de emisiones de CO<sub>2</sub> producido por el diésel y la biomasa residual se deben conocer los siguientes parámetros que pueden influir en los escenarios a calcular: composición química, y poder calorífico, cuyos valores para los casos de estudio están consignados en el Anexo O.

Aplicando la metodología planteada en [249] se obtuvo el factor de emisiones de CO<sub>2</sub>, en la Tabla 39. Los datos hallados se encuentran en los valores típicos dados por [251] para el biogás que están entre 0,546 y 0,660 kgCO<sub>2</sub>/kWh y para el diésel entre 0,720 y 0,750 kg de CO<sub>2</sub>/kWh.

**Tabla 39. Factor de emisiones de CO<sub>2</sub> [kg/kWh]**

Escenario	Alto		Medio		Bajo	
	DiéselGen	BioGen	DiéselGen	BioGen	DiéselGen	BioGen
<b>SA</b>	0,789	-	0,779	-	0,735	-
<b>MA</b>	0,789	0,603	0,779	0,523	0,735	0,463
<b>PG</b>	0,789	0,603	0,779	0,523	0,735	0,463
<b>SA</b>	0,789	0,603	0,779	0,523	0,735	0,463

Asimismo, las directrices del IPCC (*Intergovernmental Panel on Climate Change*) sugieren un valor de incertidumbre global promedio del 7% (rangos del 1 al 15%) para los factores de emisión de CO<sub>2</sub> de generación de energía. Estos valores son consistentes con los casos de las plantas diésel (con diferencias porcentuales de 15,29% en el escenario alto y 11,47% en el bajo) y de biomasa (con diferencias porcentuales de 1,28% en el escenario alto y 5,64% en el bajo).

**6.5.2.13 Factor Exergético** El factor de exergético es un parámetro adimensional que indica la cantidad de energía útil obtenida a partir de una unidad de recurso primario [252].

Para el caso de los combustibles y el recurso solar los datos de los escenarios de factor exergético fueron determinados con el apoyo de [188].

Para el recurso solar, el factor exergético es menor a 1 [252] y se calculó con:

$$\left[ 1 + \frac{1}{3} \left( \frac{T_o}{T_{sol}} \right)^4 - \frac{4}{3} \frac{T_o}{T_{sol}} \right] \text{ Ecu. (59)}$$

$T_o$ : Temperatura en los casos de estudio (K)

$T_{sol}$ : Temperatura del sol (6000 K)

En el caso de los combustibles este factor resulta de dividir la exergía química de combustibles y el PCI. Si se conoce la composición elemental, la exergía puede evaluarse mediante diferentes correlaciones como las descritas en [253], [254].

Como se puede ver en esta Tabla 40, los estos valores varían de 1,058 a 1,82. Estos valores son mayores que 1 para todos los tipos de combustibles.

En este sentido, Bilgen, *et al.* [255] concluyeron que en el caso de los combustibles el trabajo máximo siempre es mayor que el valor de calentamiento o energía suministrada en el proceso en el que estos materiales se utilizan de forma funcional.

Para finalizar, en lo que respecta a los recursos hídricos y eólicos este actor es 1, puesto que su energía y su exergía tienen el mismo valor numérico [254].

**Tabla 40. Factor exergético por recurso**

Escenario	Zona	Diésel	Biomasa	Solar	Eólico	Hídrico
<b>Alto</b>	SA	1,071	-	0,935	1,0	-
	MA	1,071	1,820	0,935	-	1,0
	PG	1,071	1,820	0,935	-	1,0
	LM	1,071	1,820	0,935	-	1,0
<b>Medio</b>	SA	1,069	-	0,933	1,0	-
	MA	1,069	1,525	0,933	-	1,0
	PG	1,069	1,525	0,933	-	1,0
	LM	1,069	1,525	0,933	-	1,0
<b>Bajo</b>	SA	1,058	-	0,932	1,0	-
	MA	1,058	1,220	0,932	-	1,0
	PG	1,058	1,220	0,932	-	1,0
	LM	1,058	1,220	0,932	-	1,0

Fuente: Contreras & Hernández [188]

**6.5.2.14 Factor de consumo de energía primaria** Factor de consumo de energía primaria es la cantidad de recurso necesario para generar 1 kWh. Los valores usados en este trabajo fueron resultado del trabajo de [161] (ver Anexo P), en el cual los factores se obtuvieron de despejar la variable de la cantidad de recurso de las ecuaciones de potencia técnica generada mostradas en el Anexo Q. La potencia técnica de las plantas generadoras y los escenarios resultan de las capacidades máximas a instalar previamente determinadas. El trabajo consideró realizar las modificaciones necesarias para obtener unidades de energía, teniendo en cuenta las capacidades preseleccionadas y la eficiencia:

$$\text{Energía} = \text{factor disponibilidad} \left( \frac{\text{h}}{\text{año}} \right) * \text{potencia técnica de las plantas (kW) Ecu. (60)}$$

**6.5.2.15 Tiempo de construcción** El tiempo de construcción de las diferentes plantas puede variar con el tamaño y la zona. Para el caso aplicativo se utilizaron los datos suministrados para plantas típicas de [245].

**Tabla 41. Tiempo de construcción de las plantas de generación en años**

Zona	DiéselGen	BioGen	SolarFV	GenEól	PCHs
<b>SA</b>	3	-	2	2	-
<b>MA</b>	2	3	1	-	3
<b>PG</b>	2	3	1	-	3
<b>LM</b>	2	3	1	-	3

Fuente: Agencia internacional de energía-IEA [245]

## 6.6 RESULTADOS COMPUTACIONALES Y ANÁLISIS

El modelo de optimización FMOMILP descrito en la sección 4 se resolvió mediante el procedimiento de la sección 5 a través de GAMS 24.4.1 con el solver CPLEX 12.6.1 en un Dell OptiPlex 7010 con Intel Core™ i7-3770 CPU @ 3.40 GHz y 16 GB de RAM con Windows 7 Enterprise (sistema operativo de 64 bits). La tolerancia relativa (en la notación de GAMS: OPTCR) para finalizar la resolución del problema se fijó en 0% para todos los casos. Las estadísticas del modelo, así como los resultados computacionales para 12 (N+1) puntos de los cuatro casos unificados (en simultánea) y por separados, para  $\beta=0,5$ , se muestran en la Tabla 42.

**Tabla 42. Estadísticas computacionales del modelo para  $\beta=0,5$**

<b>Estadísticas del modelo</b>	<b>Simultáneos</b>	<b>SA</b>	<b>LM</b>	<b>MA</b>	<b>PG</b>
<b>Número total de variables</b>	1451	371	471	471	471
<b>Variables continuas</b>	1251	321	411	411	411
<b>Variables binarias</b>	200	50	60	60	60
<b>Número total de restricciones</b>	1599	408	509	519	519
<b>Elementos <math>\neq</math> cero en matriz de restricciones</b>	5002	1027	1504	1476	1476
<b>Tiempo de CPU (s)</b>	17,54	17,08	17,24	17,28	17,31

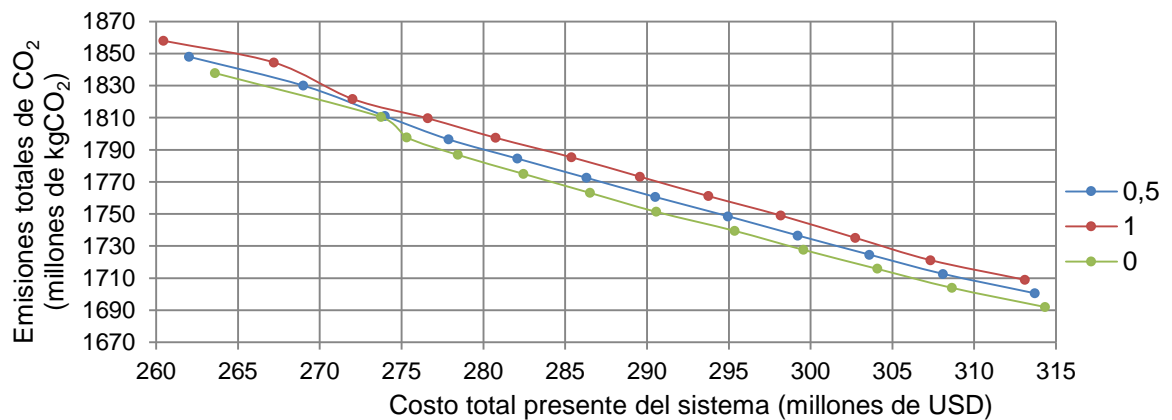
El tiempo computacional indica que de manera simultánea se ahorra la más de la mitad del tiempo total que cuando se ejecutan los casos de forma separada, igualmente, es importante aclarar que a medida que aumenta tamaño de los puntos de N+1 (de la Ecuación 49.), el tiempo computacional también aumenta.

La distribución de las soluciones no dominadas en la curva de Pareto para tres valores distintos de niveles de posibilidad  $\beta$  (0; 0,5 y 1-determinista) se muestra en la Figura 34. El eje de las ordenadas y de las abscisas representa los valores de la primera y la segunda funciones objetivo respectivamente.

El comportamiento de las curvas de Pareto para las tres betas muestra tendencias similares y bien distribuidas, con altos valores para el costo total presente y bajos valores de emisiones de CO<sub>2</sub> cuando el nivel mínimo aceptable de posibilidad  $\beta$

tiende a cero. Por lo tanto, se obtienen diversas soluciones para las funciones objetivo, con una diferencia porcentual en promedio entre las curvas  $\beta = 1$  y  $\beta = 0,5$  de 0,41% para el costo total presente del sistema y de 0,65% para las emisiones de CO<sub>2</sub>; asimismo la diferencia porcentual promedio entre  $\beta = 0$  y  $\beta = 0,5$  es de 0,35% para el costo total presente del sistema y de 0,58% para las emisiones de CO<sub>2</sub>.

**Figura 33. Distribución de las soluciones no dominadas en las curvas de Pareto,  $\beta$ : 0, 0,5 y 1**

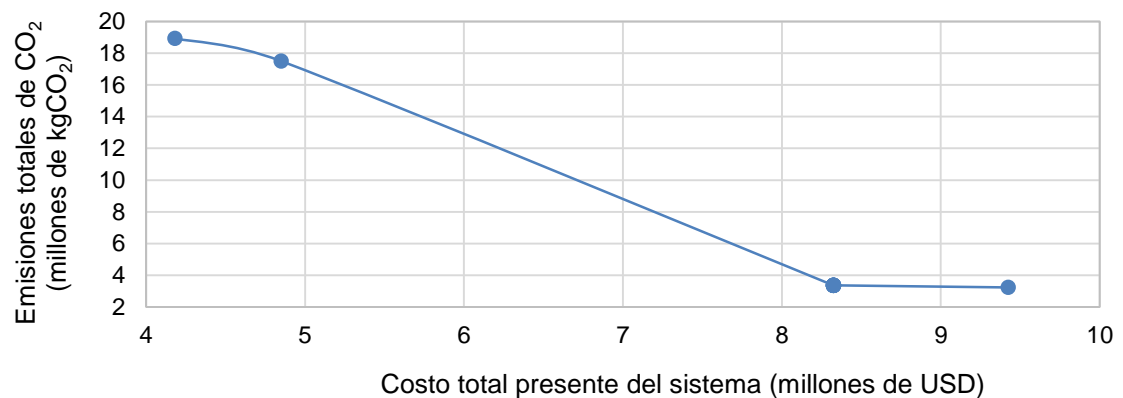


Por otra parte, para mostrar la aplicabilidad del modelo y la metodología propuestos, se fijó el valor de  $\beta$  en 0,5. Doce diferentes soluciones o alternativas fueron obtenidas para todos los casos menos para La Macarena, con solo cuatro soluciones distintas, debido a que es el único caso donde es posible la extensión de redes de transmisión (con una única capacidad) y donde predomina esta opción, reflejándose en una variación significativa del valor de ambas funciones objetivo.

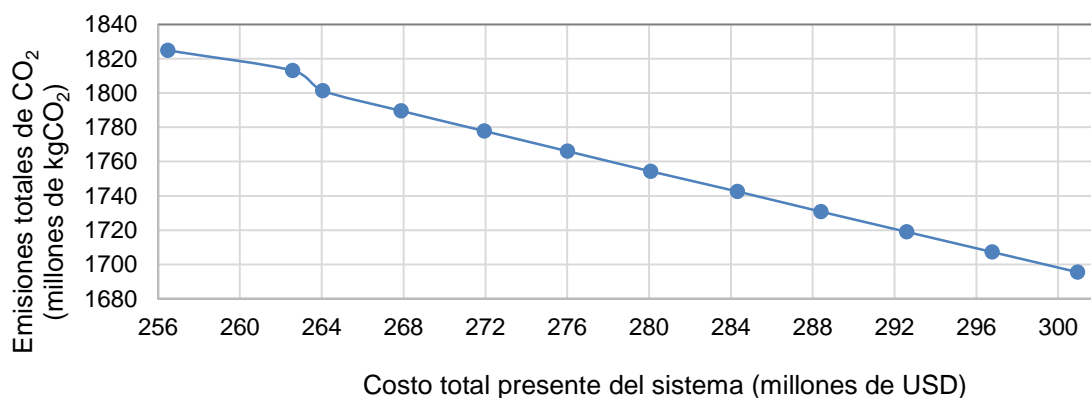
A pesar de lo anterior, en todos los casos se observa que los puntos a lo largo de la frontera de Pareto son diversos y están bien distribuidos, ya que al varía los diferentes rangos de  $\epsilon$  el modelo responde adecuadamente con diversos valores o soluciones para las funciones objetivo. Figuras 34-37.

Como era de esperarse los mayores valores del costo total presente del sistema y las emisiones de CO<sub>2</sub> corresponden a las zonas con mayor demanda, en este caso la isla de San Andrés con valores que van de 256 a 297 millones de USD y de 1707 a 1825 millones de kg de CO<sub>2</sub> (Figura 34), le sigue La Macarena con valores de 4,18 a 9,42 millones de USD y de 3,23 a 18,93 millones de kg de CO<sub>2</sub> (Figura 35), Medio Atrato con valores de 0,96 a 2,27 millones de USD y de 1,35 a 3,7 millones kg de CO<sub>2</sub> (Figura 36) y finalmente, Puerto Guzmán con valores de 0,40 a 0,56 millones de USD y de 0,43 a 0,55 millones de kg de CO<sub>2</sub> (Figura 37).

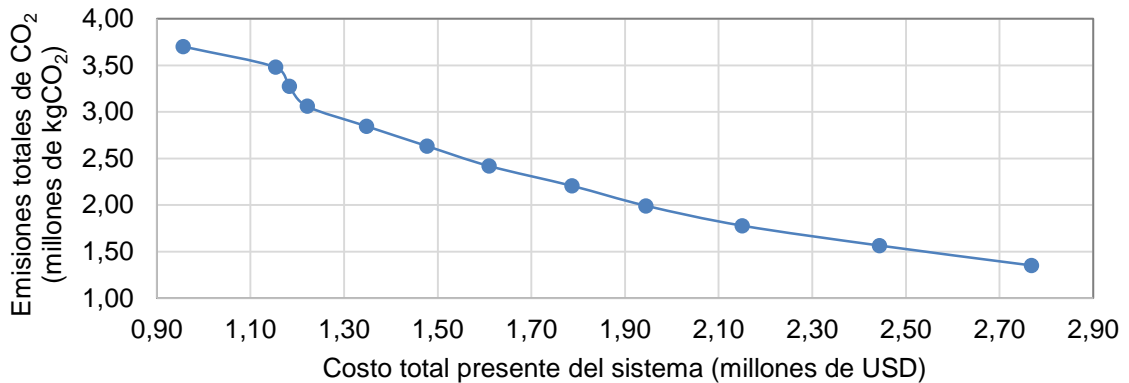
**Figura 34. Distribución de las soluciones no dominadas de  $\beta=0,5$  en LM**



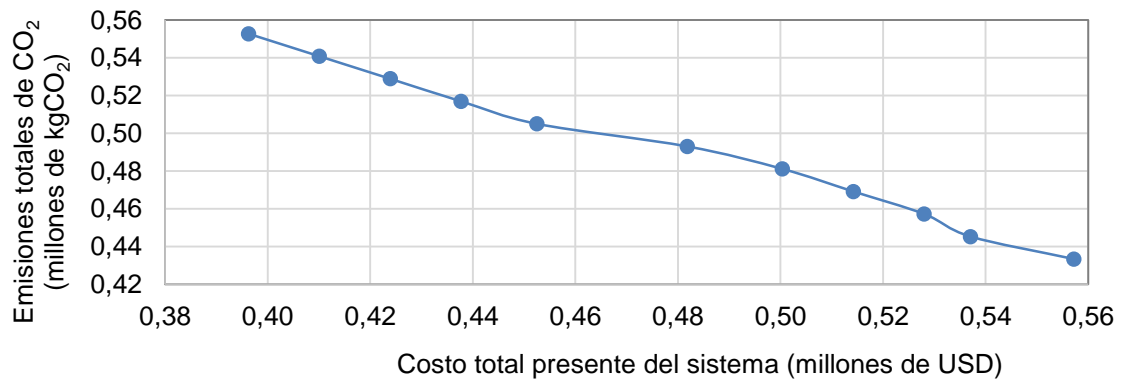
**Figura 35. Distribución de las soluciones no dominadas de  $\beta=0,5$  en SA**



**Figura 36. Distribución de las soluciones no dominadas de  $\beta=0,5$  en MA**

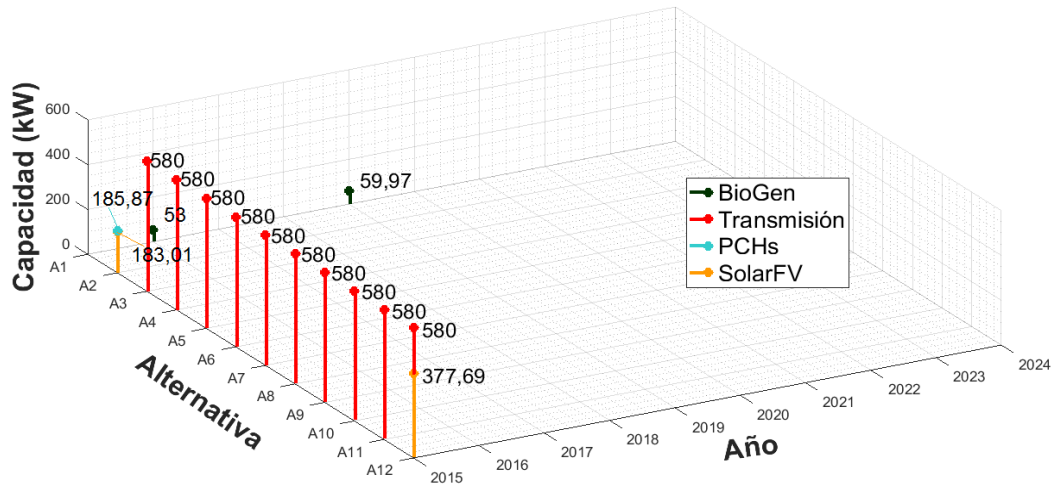


**Figura 37. Distribución de las soluciones no dominadas de  $\beta=0,5$  en PG**



En lo que respecta a las nuevas capacidades a instalar en el caso de La Macarena, los resultados indican que la alternativa de solución que favorece la minimización del costo total presente del sistema se inclina por la implementación a corto y mediano plazo de plantas de gasificación de biomasa, donde continuarían siendo operativa la capacidad actual de diésel, mientras que la solución que favorece la minimización de emisiones de CO<sub>2</sub> se ve inclina por la implementación a corto plazo de plantas solares y la extensión de redes de transmisión, donde dejarían de ser operativa la capacidad actual de diésel y por lo tanto el consumo de combustible fósil se reduciría en un 82,83% en comparación con la alternativa que favorece la minimización del costo total actual. Figura 38.

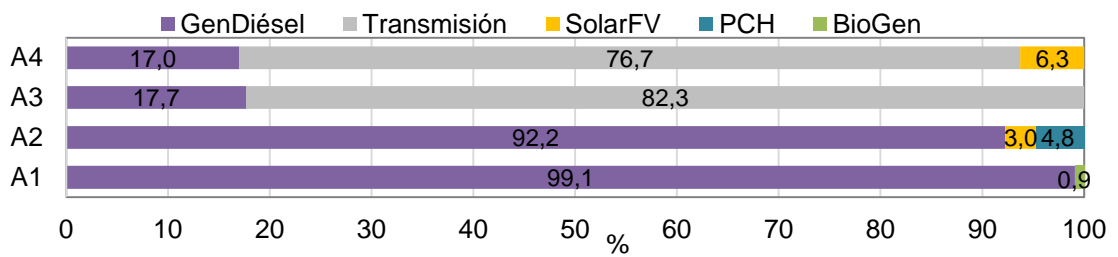
**Figura 38. Distribución de las nuevas capacidades a ser implementadas en LM**



Las alternativas intermedias a lo largo del frente de Pareto (A3 a A11), favorecen la extensión de redes de transmisión representando el 82,3 % de la matriz de generación y, por lo tanto, la capacidad actual de diésel dejaría de operar, alcanzando una contribución energética de sólo el 17,7 % para las capacidades con DiéselGen en todo el horizonte de planeación.

Para las A1 y A2 continuarían operando las actuales capacidades de diésel y se adicionarían nuevas capacidades de SolarFV, PCHs, y BioGen, alcanzando participación con renovables de 1% para A1 y 7,8% para A2. Figura 39.

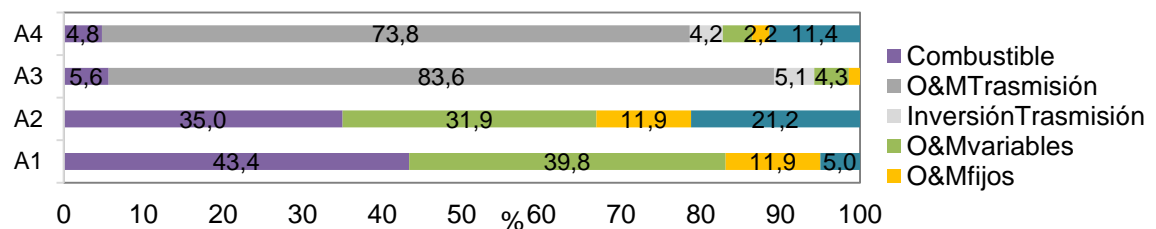
**Figura 39. Participación de los sistemas en la generación de energía en las alternativas de LM**



Finalmente, en la A4 la capacidad actual de diésel dejaría de operar y tanto la transmisión como las renovables participarían con el 83% de la generación.

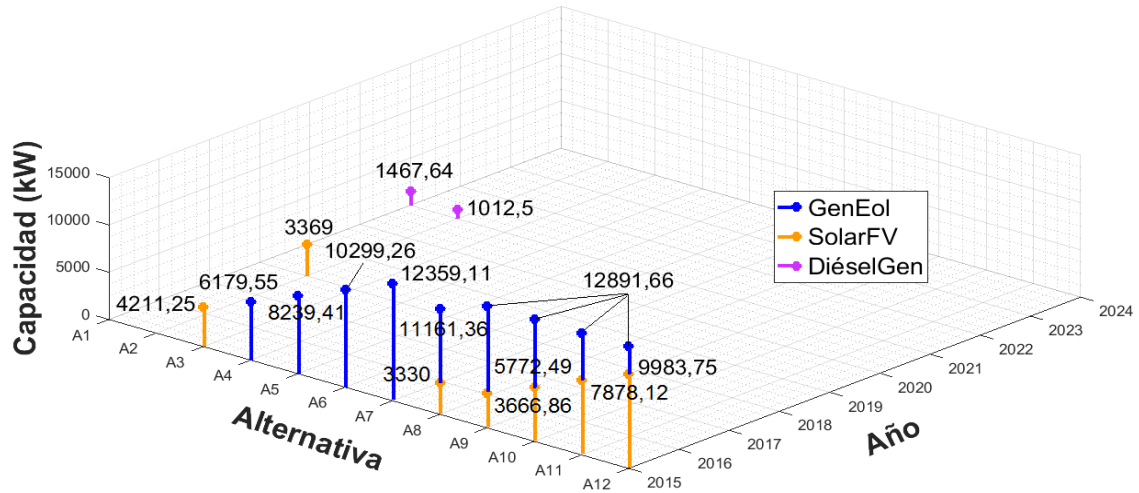
En lo que se refiere a la contribución de los costos en las diversas alternativas (Figura 40), los resultados indican que, en las alternativas con opción de transmisión, la mayor contribución se debe al costo de O&M, mientras que en las alternativas con menor costo total presente (A1 y A2), la mayor proporción la constituye el costo de combustible. Finalmente, el costo de inversión tiene su más alta participación en la A2, puesto que con ella se implementan las mayores capacidades de nuevas plantas de BioGen, SolarFV y PCHs.

**Figura 40. Contribución de los costos de inversión; de O&M fijos-variables; de combustible e inversión y O&M por transmisión en las alternativas de LM**



En el caso de San Andrés la alternativa que favorece la minimización del costo total presente del sistema se inclina por la implementación a largo plazo de nuevas plantas DiéselGen, mientras que la alternativa que favorece la minimización de emisiones de CO<sub>2</sub> se orienta por la instalación a corto plazo de plantas SolarFV y GenEól, Figura 41.

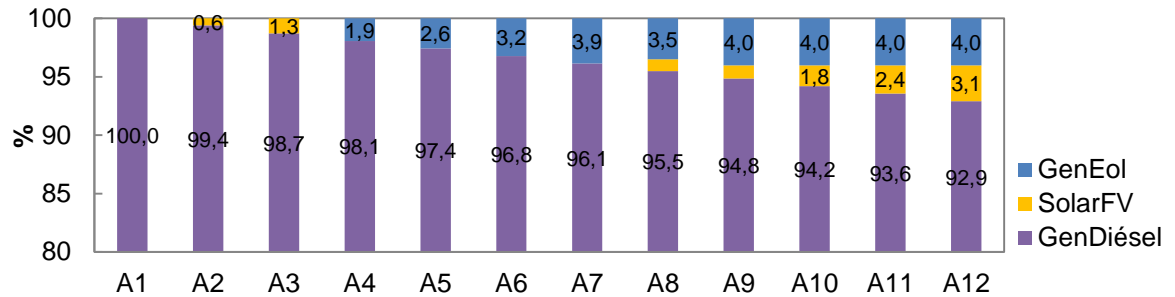
**Figura 41. Distribución de las nuevas capacidades a ser implementadas en SA**



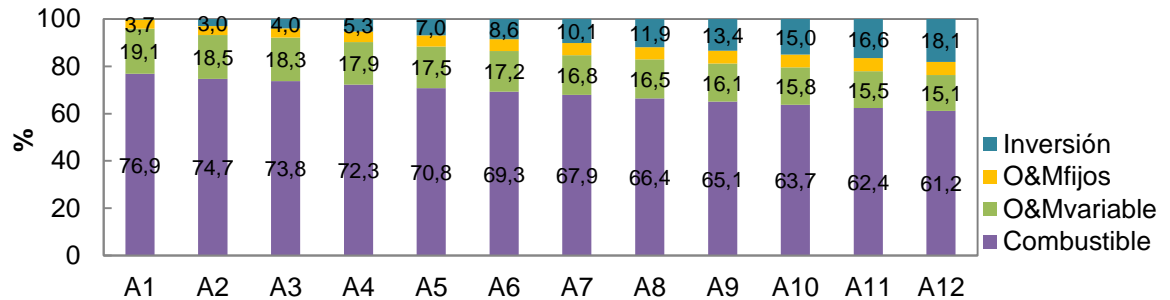
En todas las alternativas prevalece la generación de energía a partir de la capacidad actual de diésel, debido a su tiempo de vida útil; la seguridad que dan al sistema y a que la desinstalación generaría costos adicionales de inversión y operación, por el uso de terreno para nuevas plantas solares y eólicas. Consecuentemente el ahorro de combustible entre la alternativa que favorece la minimización del costo total presente y la que favorece la minimización de emisiones de CO<sub>2</sub> es tan solo del 7,09%, alcanzando porcentajes máximos de participación con plantas SolarFV y GenEól de 3 y 4% respectivamente, Figura 42.

Debido a lo anterior en San Andrés el costo de combustible prevalece en todas las alternativas, seguido por el costo de O&M y el costo de inversión. La A12 permite mayor participación de fuentes renovables, convirtiéndola en la más costosa y con la mayor participación del costo de inversión y en efecto posee el menor número de emisiones y la menor participación del costo de combustible que se reducen en 6,67% con relación a la A1, Figura 43.

**Figura 42. Participación de los sistemas en la generación de energía en las alternativas de SA**

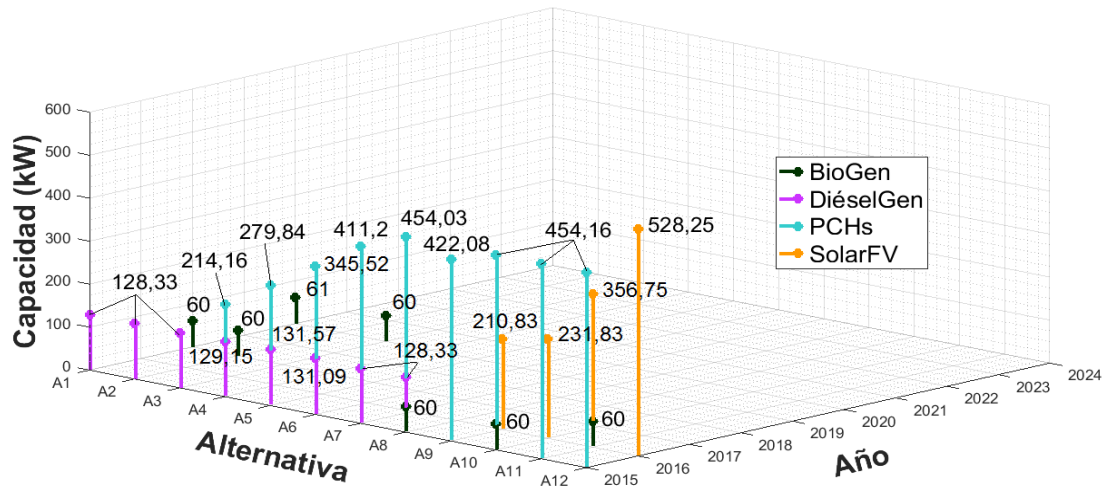


**Figura 43. Contribución de los costos de inversión; de O&M fijos-variables; y de combustible en las alternativas de SA**



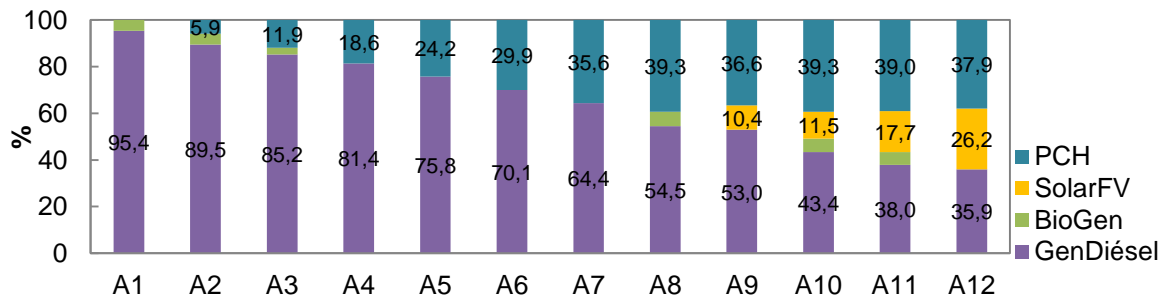
Por otra parte, en el caso de Medio Atrato, donde existe un cambio en el número de horas de servicio y la demanda de energía se incrementa considerablemente, los resultados muestran que la alternativa, A1, que favorece la minimización del costo total presente del sistema se inclina por la construcción a corto plazo de nuevas plantas diésel y a mediano de plantas de gasificación de biomasa. Sin embargo, la alternativa A12 que favorece la minimización de las emisiones de CO<sub>2</sub> se inclina por la implementación a corto plazo de plantas solares, PCHs y la operación continua de la capacidad actual de DiéselGen, Figura 44.

**Figura 44. Distribución de las nuevas capacidades a ser implementadas en MA**



Entre la alternativa A1 que favorece la minimización del costo total presente y la a12 que favorece la minimización de emisiones de CO<sub>2</sub>, el ahorro en combustible usado es alrededor de 62,64%, alcanzando porcentajes máximos de participación con sistemas SolarFV y PCHs de 37,9 y 26,2% respectivamente, lo que significa que más de la mitad de la matriz de generación está representada por sistemas renovables, Figura 45.

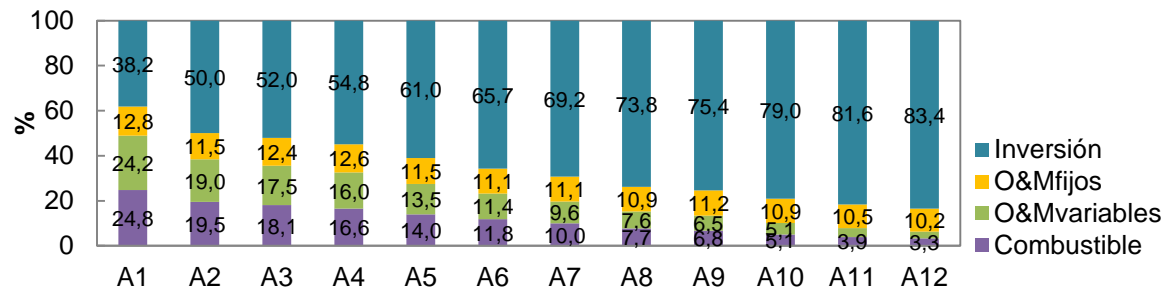
**Figura 45. Participación de los sistemas en la generación de energía en las alternativas MA**



En la perspectiva de la contribución de los costos, a medida que se van reduciendo las emisiones de CO<sub>2</sub>, por el incremento en la participación de las renovables, el costo de inversión aumenta su aportación en todas las alternativas, alcanzando un

valor de 83,4%, pero por otra parte el costo de combustible decrece en su participación de 24,8% a 3,3%. Figura 46.

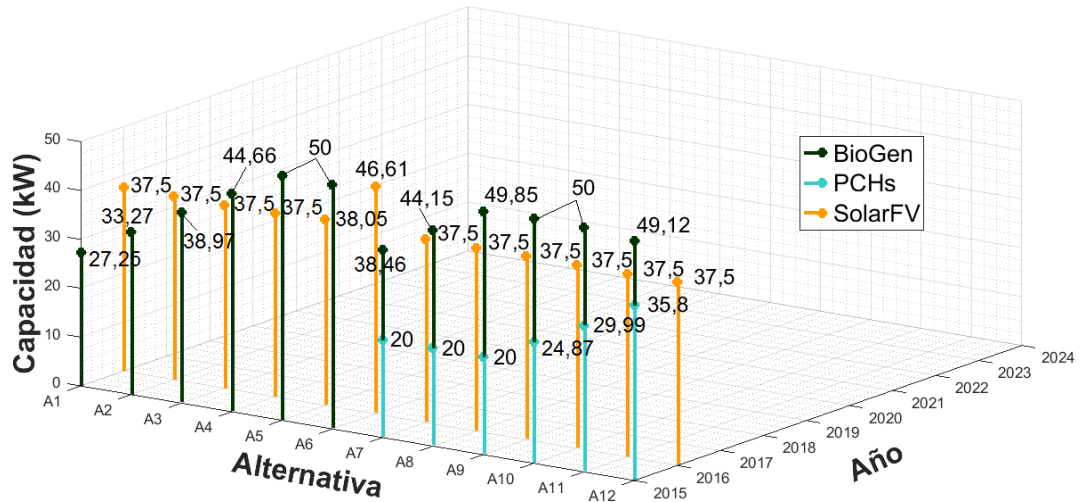
**Figura 46. Contribución de los costos de inversión; de O&M fijos-variables; y de combustible en las alternativas de MA**



Finalmente, en el caso de Puerto Guzmán los resultados indican que la minimización del costo total presente del sistema esta favorecida por la implementación a corto plazo de nuevas plantas de gasificación de biomasa y solar fotovoltaica, mientras que la minimización de emisiones de CO<sub>2</sub> se ve favorecida por la implementación a corto plazo de la combinación de plantas solares fotovoltaicas, gasificación de biomasa, PCHs y la operación continua de la capacidad actual de diésel, Figura 47.

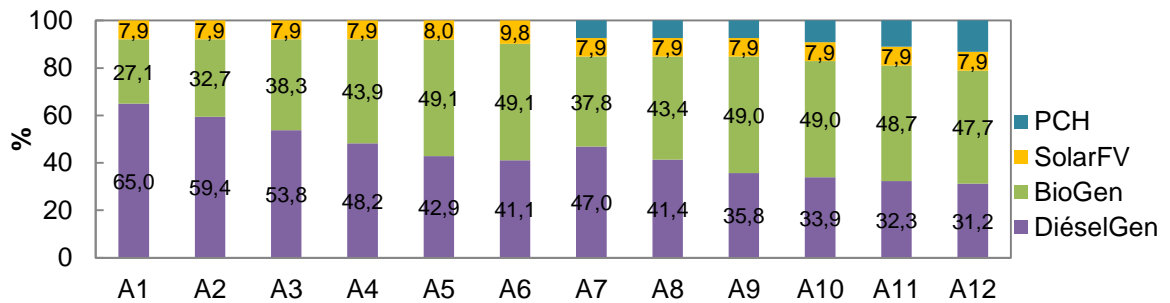
En términos generales, este caso y el anterior son los únicos en los que las renovables alcanzarían a participar en más de la mitad de la matriz de generación, desde las A8 a A12, Figura 48. Igualmente, es el único caso en el cual todas las alternativas envuelven la implementación y generación con plantas solares fotovoltaicas y de gasificación de biomasa, alcanzando su máxima contribución con un 49%, mientras que la contribución con plantas diésel disminuye hasta el 31,2%. Este valor se refleja en un ahorro de combustible diésel del 51,96% y un incremento en la cantidad de biomasa del 43,19% entre las alternativas de los extremos del frente de Pareto.

**Figura 47. Distribución de las nuevas capacidades a ser implementadas en PG**

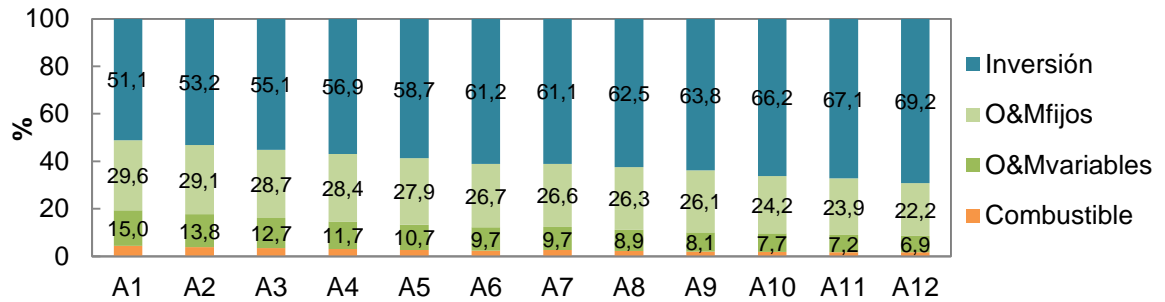


En lo que concierne con a la contribución de los costos en las alternativas, a medida que se van reduciendo las emisiones de CO<sub>2</sub> y se incrementa la participación de las renovables, el costo de inversión tiene mayor participación en las alternativas y alcanza un valor máximo del 69,2%, mientras que el costo del combustible decrece en su participación desde el 4,4% hasta el 1,7%, Figura 49.

**Figura 48. Participación de los sistemas en la generación de energía en las alternativas PG**



**Figura 49. Contribución de los costos de inversión; de O&M fijos-variables; y de combustible en las alternativas de PG**



## 6.7 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO

En este capítulo se propuso un modelo FMOMILP para simular los sistemas de generación de energía eléctrica en ZNI. El modelo consideró criterios económicos y ambientales identificados previamente y, a su vez, el tratamiento de parámetros inciertos, claves en la temática de planificación energética.

Dichos parámetros estuvieron enmarcados en tres escenarios de proyección medio, alto y bajo e incluyeron el incremento de la demanda de energía; la variación de los costos de inversión, operación, mantenimiento y de combustibles; recursos energético futuros y parámetros técnicos. Para la evaluación de estos parámetros se emplearon herramientas de prospectiva, análisis exergético, y análisis de procesos.

El modelo permitió determinar alternativas de Pareto eficientes simultáneamente, para todos los casos de estudio. Los objetivos consistieron en minimizar el criterio del costo total presente del sistema de generación y las emisiones de CO<sub>2</sub>. Además, se consideraron restricciones de operación, diseño y los recursos requeridos para el funcionamiento de los sistemas durante un periodo de planeación de 10 años.

Adicionalmente, se propuso una metodología eficiente de solución basada en un método híbrido  $\epsilon$  restricciones-difuso. Los resultados del experimento computacional mostraron que la metodología de solución tiene un tiempo razonable y eficiente al momento de buscar la frontera de Pareto para la ejecución simultánea de los casos de estudio.

Para todos los casos, excepto en las alternativas de La Macarena, prevalecería el uso continuo de las capacidades actuales de plantas diésel debido a su tiempo de vida útil, la seguridad que dan al sistema y a que la desinstalación de estas plantas generaría costos adicionales por límites de presupuesto y de terreno disponible.

Por otra parte, el mayor decrecimiento en el uso de combustible se refleja en las alternativas donde es posible la extensión de redes de transmisión y las zonas con menor capacidad instalada actual y, por lo tanto, con menor demanda de energía, alcanzando una disminución máxima en el consumo de diésel que oscila entre el 83,83% y el 62,64% a medida que disminuyen las emisiones de CO<sub>2</sub>.

Lo anterior conlleva a que, en dichas zonas todas las alternativas de Pareto tengan más de la mitad de la matriz de generación constituida por renovables y que la contribución del costo de inversión sea mayor y la del costo de combustible sea menor.

## 7. ANÁLISIS DE DECISIÓN MULTIATRIBUTO DIFUSO

Los avances en la evaluación y medición de las dimensiones asociadas al desarrollo sostenible son heterogéneos, difusos y varían según la escala de análisis y la región o país donde se llevan a cabo las mediciones. Se han desarrollado importantes aportes metodológicos relacionados con la medición de dichas dimensiones a través de la creación de índices o indicadores, con la intención de tomar decisiones y diseñar políticas públicas relacionadas con problemas ambientales.

Algunas de estas metodologías han sido objeto de críticas debido a la imprecisión de sus resultados, ya que evaluar de forma cualitativa aspectos asociados a las dimensiones de sostenibilidad no es una tarea fácil [260].

En principio estas dimensiones son complejas de medir y adicionalmente los métodos de evaluación en el área de planeación energética se han basado tradicionalmente en criterios técnicos y económicos, dejando atrás aspectos ambientales y sociales. Adicional a esto se presentan obstáculos prácticos, como la disponibilidad de datos y los métodos para obtener una opinión y un consenso entre expertos de diferentes sectores interesados en la temática [260], [261].

En el marco del análisis de problema decisión para evaluar y seleccionar la alternativa de generación de energía eléctrica a través de las dimensiones de sostenibilidad el enfoque de ADMC parece ser la herramienta más adecuada para entender diferentes puntos de vista entre los expertos, tanto cualitativa como cuantitativamente [11].

En este aspecto, se han desarrollado varios estudios [90], sin embargo, la mayoría de ellos consideran tecnologías (unidades de generación) separadas, dejando de

lado las alternativas de generación a largo plazo consideradas como la mezcla de tecnologías para dar fiabilidad y seguridad al sistema.

Asimismo, es relativamente difícil para los expertos proporcionar valores numéricos exactos para los criterios, puesto que la mayoría de los parámetros de evaluación no se pueden dar con precisión y los datos de evaluación de cada alternativa energética suelen expresarse de forma subjetiva y en términos lingüísticos.

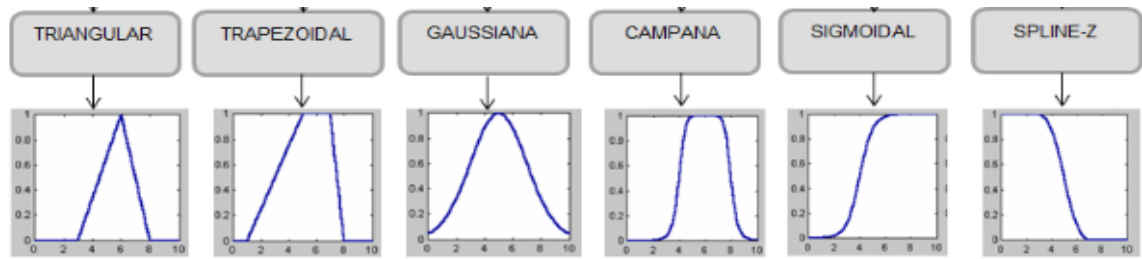
Para modelar este tipo de incertidumbre en las preferencias humanas y ayudar en la toma de decisiones mediante indicadores de sostenibilidad, se han empleado con éxito sistemas de inferencia de lógica difusa [262], [263], [264].

La lógica difusa permite representar y operar de forma lógica las características cualitativas (términos lingüísticos) y las escalas numéricas de factores representados mediante conjuntos de pertenencia difusos [265], evitando así el uso de operaciones matemáticas rígidas y definiciones que son, por el contrario, típicas de la lógica booleana o clásica.

Por convención, un número real  $x$  que pertenece a un conjunto  $D$  (difuso) se representa con el nivel de pertenencia  $\mu_D(x)$ , tomando valores de 0 cuando los elementos no pertenecen al conjunto  $D$ , 1 cuando los elementos pertenecen completamente al conjunto  $D$  y valores entre 0 y 1 cuando pertenecen parcialmente al conjunto  $D$  (valores altos de  $\mu_D$  indican un alto pertenencia) [266].

Las formas más usadas para representar un conjunto de pertenencia difuso son las triangulares y trapezoidales, siendo los primeros los que se recomienda emplear, dado el mayor desarrollo de operadores que permiten realizar operaciones matemáticas, de conjuntos y comparaciones con mayor facilidad y operatividad para los diferentes usuarios [265]. Otras funciones se muestran en la Figura 50.

**Figura 50. Funciones de pertenencia para sistemas de inferencia difusos**



Fuente: Caniani, *et al.* [265]

Es importante resaltar que estos conjuntos son de gran utilidad en el análisis de la sostenibilidad, debido a la flexibilidad y multi-dimensionalidad que proporciona el tratamiento diferenciado de las dimensiones de sostenibilidad, ya que posibilitan el manejo de afirmaciones parcialmente verdaderas, y por ello, una mejor analogía con el pensamiento humano, es decir, una técnica de inteligencia artificial.

Por consiguiente, para cumplir con el objetivo 5 y la última parte del objetivo 6, la novedad del análisis integral propuesto se enfocó en la evaluación de criterios cualitativos mediante bases de datos y cuestionarios dirigidos a actores involucrados en proyectos de energía renovable y la creación de un segundo modelo difuso, en este caso multiatributo, que incorporó las dimensiones de sostenibilidad (social, económica, ambiental y tecnológica) y se validaron los resultados obtenidos con uno de los casos de estudio en el software HOMER Energy.

Para la evaluación y selección de una alternativa sostenible, del conjunto de soluciones de Pareto obtenidas en el capítulo anterior, se propuso un índice o nivel de sostenibilidad construido mediante un modelo de soporte de decisiones basado en lógica difusa. La evaluación propuesta incorporó una jerarquía de factores (criterios, sub-criterios y alternativas), donde el primer nivel corresponde a los 4 criterios o dimensiones de sostenibilidad (económico-C1, tecnológico-C2, ambiental-C3 y social-C4) y en el segundo nivel a 10 sub-criterios.

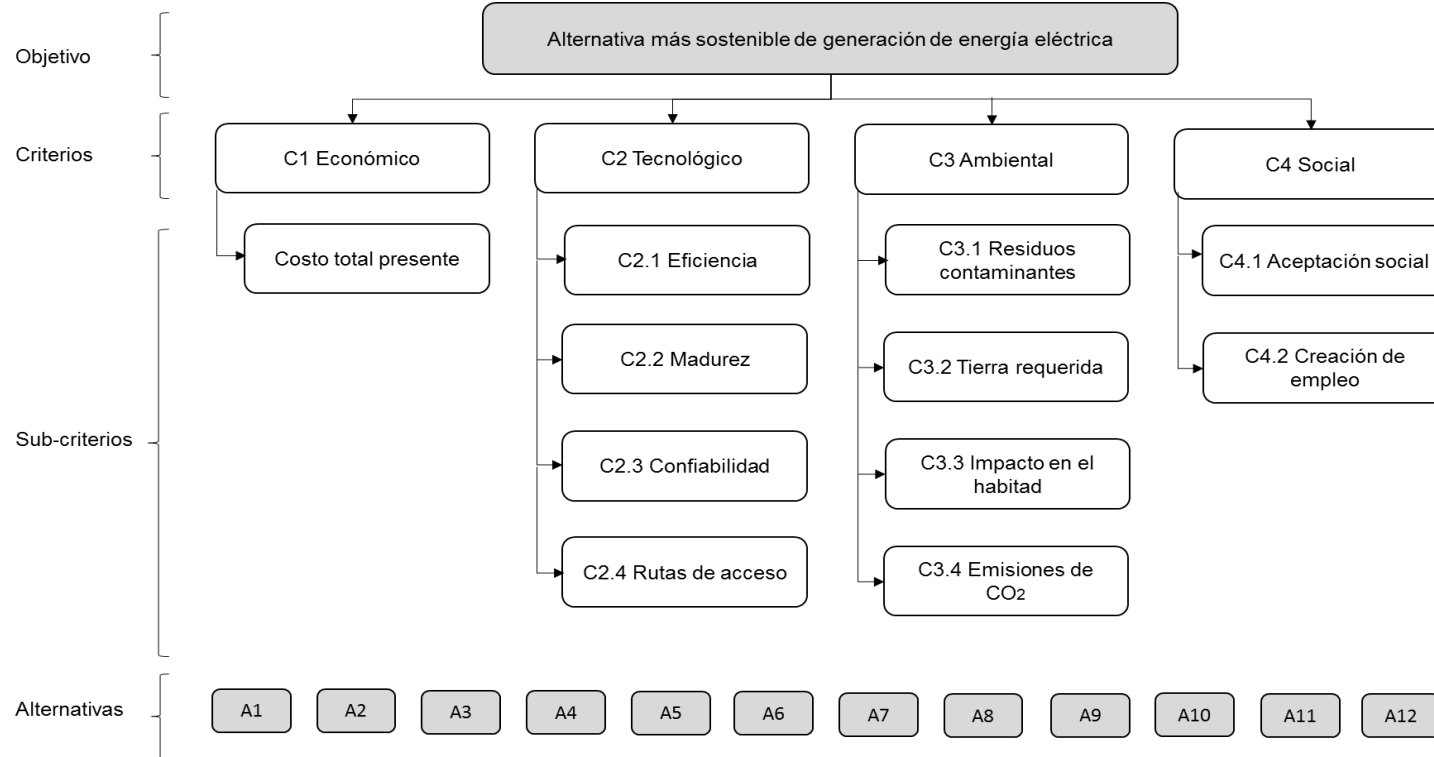
Los atributos o características de los factores se evaluaron a través de las opiniones de nueve expertos (actores de los sectores de mercado, gubernamental, educativo e investigador del área en energías renovables) mediante un método Delphi-difuso, el cual consistió en cuestionarios anónimos en rondas sucesivas de retroalimentación y con autonomía por parte de los participantes para demostrar convergencias de opiniones y deducir consensos eventuales entre expertos. Este método de previsión se ha utilizado ampliamente para estudios de prospectiva tecnológica, para problemas a largo plazo con base empírica; y cuando los argumentos sociales pueden dominar consideraciones económicas o técnicas [267].

Las secciones del capítulo se organizan de la siguiente manera, en la sección 2 se expone la metodología e implementación del análisis de decisiones multiatributo difuso; la cual consiste en la construcción de la jerarquía de factores, la construcción del cuestionario para el método Delphi, la comparación de factores y la construcción del sistema de inferencia difuso que involucra el modelo basado en reglas lógicas y un análisis de sensibilidad. En la sección 3 es validada la alternativa obtenida a través del software HOMER Energy versión demo. Por último, en la sección 4 se presentan las conclusiones del capítulo.

## **7.1 METODOLOGÍA DE IMPLEMENTACIÓN DEL AMAD**

Con el objetivo de seleccionar la mejor alternativa a partir del conjunto de soluciones no dominadas de la fase anterior se propusieron factores económicos, ambientales, tecnológicos y sociales asociados a las dimensiones de sostenibilidad para cada una de las unidades de generación de energía. Los criterios resultaron de la agregación de los sub-criterios considerados como variables que influyen la toma de decisiones. La Figura 51 muestra la jerarquía de factores para el AMAD.

**Figura 51. La jerarquía de factores**



Estos factores fueron evaluados por 9 expertos (actores del sector gubernamental, comercial, investigativo, educativo y de oferta) en el área de energías, mediante el método Delphi. El proceso consistió de una encuesta aplicada en dos rondas con el fin retroalimentar los resultados, evitar la aparición de “ruidos” o de información no relevante para el objetivo del estudio y revalidar los resultados obtenidos en la fase inicial. Estas encuestas se realizaron con colaboración de la tesis de [195].

Finalmente, estos datos se procesaron en un sistema de inferencia difusa (FIS) desarrollado especialmente para seleccionar las mejores alternativas. El proceso se describe a continuación.

### **7.1.1 Método Delphi-difuso**

**7.1.1.1 Selección de expertos** Aunque no hay forma de determinar el número óptimo de expertos que deben participar en el método Delphi, estudios realizados por investigadores de indican un número ideal de 6 a 30 expertos y que no es aconsejable recurrir a más de 30 expertos, puesto no existen mejoras significativas en la previsión y normalmente el incremento en costo y trabajo de investigación no compensa los resultados [268].

Asimismo, vale la pena resaltar que el método Delphi no tiene por objeto producir resultados estadísticamente significativos, sino que busca lograr un grado de convergencia entre la opinión de los expertos [269].

Por lo tanto, la selección de los expertos se realizó a partir de dos criterios, (I) el conocimiento, experiencia y/o afinidad de cada candidato a entrevistar en uno o más de uno de los diferentes aspectos del problema de estudio y (II) la disponibilidad del candidato para la entrevista. Finalmente, se contó con la participación de 9 expertos (sectores gubernamental, comercial, investigativo, educativo y de oferta) en el área de energías, ver Anexo R.

**7.1.1.2 Selección de factores y diseño del cuestionario** Los factores fueron seleccionados en el capítulo 5. Los criterios, sub-criterios y la escala de medición para el diseño de los cuestionarios se describen a continuación:

- **Dimensión Económica-C1**

**Costo total presente:** incluye los costos de operación y mantenimiento, los costos de inversión, costos de transmisión y los costos de combustible.

**Tabla 43.** Descripción del costo total presente

Criterio cuantitativo
Sub-criterio: C1
Objetivo Asociado: Min [Costo Total Presente]
Indicador: Costo Total Presente (USD)

- **Dimensión Tecnológica-C2**

Los sub-criterios técnicos pretenden incorporar explícitamente a la evaluación multicriterio aspectos que tienen que ver con la conveniencia de utilización de la tecnología propuesta por el proyecto. Los indicadores asociados son:

**Eficiencia:** mide la cantidad de energía útil que puede obtenerse de una fuente de energía primaria, como siempre ocurren las pérdidas en el proceso de conversión de una forma de energía a otra, el porcentaje de eficiencia siempre es  $< 100\%$ .

**Tabla 44.** Descripción del sub-criterio eficiencia

Criterio cualitativo
Sub-criterio: C2.1
Objetivo Asociado: Max [Eficiencia Energética]
Indicador: % Relación Entre Salida/Entrada de Energía
Escala <sup>[195]</sup>
1 Inaceptable: Eficiencia $< 65\%$ Se producen importantes pérdidas, muy baja competitividad
2 Regular: $65\% < \text{Eficiencia} < 75\%$ Aceptable sólo si está en proceso de mejora, baja competitividad
3 Aceptable: $75\% < \text{Eficiencia} < 85\%$ Ligeras pérdidas, competitividad ligeramente baja
4 Buena: $85\% < \text{Eficiencia} < 95\%$ Entra en valores de clase mundial en eficiencia energética, buena competitividad
5 Excelencia Eficiencia $> 95\%$ Valores de clase mundial en eficiencia energética, excelente competitividad

Fuente: Monsalve Camargo M.C. & Nobza Villarreal [195]

**Madurez:** mide el nivel de desarrollo de la tecnología propuesta. La tecnología ha alcanzado su madurez cuando se ha utilizado durante un tiempo tal que sus fallos iniciales y problemas técnicos, operacionales y comerciales se han superado o reducido significativamente.

**Tabla 45. Descripción del sub-criterio madurez**

<b>Criterio cualitativo</b>	
Sub-criterio: C2.2	
Objetivo Asociado: Max [Madurez de la Tecnología]	
Indicador: Nivel de Madurez de la Tecnología	
Escala <sup>[92]</sup>	
1	Tecnología obsoleta
2	Tecnología sólo probada a nivel de laboratorio
3	Tecnología técnica y operacionalmente probada en una planta piloto
4	Tecnología probada en fase de mejoramiento
5	Tecnología que ha alcanzado su madurez

Fuente: Monsalve Camargo M.C. & Nobza Villarreal [195]

**Confiabilidad:** refleja si la fuente de alimentación se enfrenta a algún tipo de interrupciones. La presencia de tales interrupciones afecta la estabilidad de la red eléctrica.

**Tabla 46. Descripción del sub-criterio confiabilidad**

<b>Criterio cualitativo</b>	
Sub-criterio: C2.3	
Objetivo Asociado: Max [Confiabilidad]	
Indicador: Confiabilidad de la Tecnología	
Unidades: Apreciación Cualitativa	
Escala <sup>[195]</sup>	
1	Impredecible y funcionamiento no continuo
2	Predecible, pero funcionamiento no continuo
3	Predecible y funcionamiento continuo

Fuente: Monsalve Camargo M.C. & Nobza Villarreal [195]

**Rutas de acceso:** se refiere a la conectividad vial con el nivel de accesibilidad que se basa en la calidad de las carreteras existentes y que determina la cobertura de la carretera.

**Tabla 47. Descripción del sub-criterio rutas de acceso**

Criterio cualitativo
Sub-criterio: C2.4
Objetivo Asociado: Max [calidad de vías de acceso]
Indicador: Calidad de rutas de acceso
Escala <sup>[236]</sup>
1 Acceso nulo o muy complicado.
2 Acceso complicado: trocha o carretables, son las vías que, a pesar de no estar pavimentadas, permiten la circulación de vehículos.
3 Acceso medio: fluvial o marítimo debido a la inexistencia de carretera.
4 Acceso normal: carretera con dificultades o secundarias, que representan alternativas de movilidad que, en comparación con las carreteras principales, pueden no ser tan rápidas o fáciles de recorrer.
5 Acceso en buen estado: carreteras principales, son las que permiten la entrada y salida de vehículos y conectan con otras vías más pequeñas.

Fuente: Monsalve Camargo M.C. & Nobza Villarreal [195]

- **Dimensión Ambiental-C3**

Los sub-criterios ambientales incorporan a la evaluación multicriterio aspectos que tienen que ver con la potencial incidencia sobre el ambiente que tendría la ejecución y explotación del proyecto en estudio. Los indicadores asociados son:

**Emisiones de CO<sub>2</sub>:** el CO<sub>2</sub> es el gas que contribuye en mayor proporción con el efecto invernadero [222]. El gas se produce fundamentalmente en la combustión de carbón, gas, petróleo y sus derivados en el sector transporte o para la producción de energía eléctrica; y en la producción de calor para las industrias, comercios y hogares.

**Tabla 48. Descripción del sub-criterio emisiones de CO<sub>2</sub>**

Criterio cuantitativo
Sub-criterio: C3.1
Objetivo Asociado: Min [Emisiones de CO <sub>2</sub> ]
Indicador: Emisiones de CO <sub>2</sub> (kg/kWh)

**Residuos contaminantes:** mide estas categorías: (I) Emisiones a la atmósfera, principalmente debido al proceso de combustión (NO<sub>x</sub>, CO, SO<sub>2</sub> y partículas). (II) Residuos líquidos, asociados a subproductos para el tratamiento de humos o aguas

de proceso. (III) Residuos sólidos generados durante el ciclo de vida de las acciones.

**Tabla 49. Descripción del sub-criterio residuos contaminantes**

Criterio cualitativo
Sub-criterio: C3.2
Objetivo Asociado: Min [Residuos contaminantes]
Indicador: Residuos contaminantes
Escala <sup>[92]</sup>
1 Residuos muy altos: cuando cada categoría es relevante.
2 Residuos altos: cuando al menos dos de las categorías son relevantes.
3 Residuos medios: cuando al menos una categoría es relevante.
4 Residuos bajos: cuando todas las categorías de residuos son insignificantes o no existen.

Fuente: Monsalve Camargo M.C. & Nobza Villarreal [195]

**Tierra requerida:** representa el uso de la tierra afecta directamente al medio ambiente y al paisaje, ya que estas tierras podrían haber sido utilizadas para otros beneficios comunitarios [222]

**Tabla 50. Descripción del sub-criterio tierra requerida**

Criterio cualitativo
Sub-criterio: C3.3
Objetivo Asociado: Max [el uso de tierra requerida]
Indicador: Tierra requerida
Escala <sup>[271]</sup>
1 Los requisitos de tierra son altos y existe una alteración significativa del paisaje que puede limitar el crecimiento socioeconómico futuro de la zona.
2 Los requisitos de tierra son altos y existe una alteración significativa del paisaje pero que no tienen ningún efecto sobre el crecimiento socioeconómico futuro de la zona.
3 Los requerimientos de tierra y alteración del paisaje son medios.
4 Los requerimientos de tierra y alteración del paisaje son bajos.
5 No hay requisitos de tierra ni alteración del paisaje.

Fuente: Monsalve Camargo M.C. & Nobza Villarreal [195]

**Impacto del hábitat:** representa la tasa de intervención de la tecnología en el medio natural, causando impacto en los siguientes aspectos: (I) flora, (II) fauna silvestre, (III) nivel de ruido y (IV) intensidad en todos los aspectos [270].

**Tabla 51. Descripción del sub-criterio impacto del hábitat**

<b>Criterio cualitativo</b>
Sub-criterio: C3.4
Objetivo Asociado: Min [Impacto del hábitat]
Indicador: Impacto del hábitat
Escala <sup>[270]</sup>
1 Impactos de muy alta intensidad sobre todos los elementos citados.
2 Impactos de alta intensidad sobre tres de los elementos citados.
3 Impactos de intensidad media sobre dos de los elementos citados.
4 Impactos de baja intensidad sobre uno de los elementos citados.
5 Intensidad de impacto nulo o bajo.

Fuente: Monsalve Camargo M.C. & Nobza Villarreal [195]

- **Dimensión Social-C4**

Los criterios sociales tienen que ver con los beneficios que recibe o los perjuicios que sufre la población como consecuencia de la instalación del proyecto bajo estudio, y con la percepción que de ellos tenga la comunidad. Para evaluar estos aspectos se proponen dos indicadores:

**Creación de empleo:** mide los empleos directos e indirectos creados durante el ciclo de vida de la central. Los trabajos directos son los establecidos durante la construcción, operación y mantenimiento de la planta; y los trabajos indirectos se crean por encima o por debajo de la cadena de suministro [222].

**Tabla 52. Descripción del sub-criterio creación de empleo**

<b>Criterio cualitativo</b>
Sub-criterio: C4.1
Objetivo Asociado: Max [creación de empleo]
Indicador: Impacto en la economía
Escala <sup>[183]</sup>
1 Muy bajo nivel de empleo que ocurre sólo en el proceso de instalación de la alternativa.
2 Bajo nivel de empleo que proporcionará nuevos puestos de trabajo durante el mantenimiento.
3 Medio nivel de empleo durante la instalación, operación y mantenimiento.
4 Alto nivel de empleo durante la instalación sin embargo baja durante la operación y mantenimiento.
5 Muy alto nivel de empleo, tanto durante la instalación, operación y mantenimiento.

Fuente: Monsalve Camargo M.C. & Nobza Villarreal [195]

**Aceptación Social:** mide el nivel de aceptación de los sistemas de generación por parte de la comunidad local, los actores sociopolíticos y de mercado, cuya opinión es importante para la ejecución del proyecto.

**Tabla 53. Descripción del sub-criterio aceptación Social**

Criterio cualitativo
Sub-criterio: C4.2 Aceptación social
Objetivo Asociado: MAX [aceptación de la comunidad]
Indicador: Aceptación de la comunidad
Escala <sup>[184]</sup>
1 Baja aceptación.
2 Mediana aceptación.
3 Alta aceptación.

Fuente: Monsalve Camargo M.C. & Nobza Villarreal [195]

Después del diseño de las encuestas y la confirmación de disponibilidad y compromiso por parte de los expertos, la encuesta del método Delphi se aplicó en dos rondas vía Internet. La primera ronda fue utilizada para obtener información de las tecnologías con mejores perspectivas de viabilidad al año 2024, según el juicio de los expertos. En la segunda ronda, las alternativas y las respuestas fueron validadas para evitar contradicciones y lograr convergencia en las opiniones entre los expertos. Las encuestas aplicadas se muestran en [195].

**7.1.1.3 Medición y comparación de parejas de factores** Los expertos pueden proporcionar valores numéricos o términos lingüísticos para evaluar los factores. Si la información es adecuada y el factor de riesgo es cuantificable, es probable que el experto proporcione un valor o un rango de valores numéricos. Sin embargo, a veces para los expertos es difícil dar valores numéricos debido a la incertidumbre o el factor de riesgo no es cuantificable, entonces es preferible usar un término lingüístico y un número difuso [11].

Por consiguiente, los factores de la jerarquía fueron evaluados usando términos lingüísticos de acuerdo a una escala particular asociada a cada uno de ellos, ver Anexo S.

Para obtener la importancia relativa de cada factor; los expertos compararon parejas de factores en su correspondiente sección en la jerarquía. Se empleó una escala de 1 a 9 (Saaty) [83] para clasificar y comparar cada pareja de factores y obtener el peso su correspondiente a:  $a_1 + a_2 + \dots + a_k = 1$  Ecu. (61), Anexo T.

La información fue registrada en una encuesta estructurada como un grupo de matrices de juicios de valor. A cada grupo de criterios y sub-criterios correspondió una matriz para el registro de los resultados de la comparación por pares de los criterios del grupo. El procesamiento de estos datos se realizó en el Matlab (versión 7.10.0), como se describe en el Anexo U.

La Tabla 54 muestra los pesos de los factores según su posición en la jerarquía, los criterios más importantes son el ambiental y el económico, seguidos por el social y el tecnológico. Los sub-criterios más importantes según los expertos son la madurez tecnológica, las emisiones de CO<sub>2</sub> y la creación de empleo.

**Tabla 54. Importancia relativa de cada factor**

Pesos entre sub-criterios						Peso entre criterios	
<b>C2.1</b>	0,267	<b>C3.1</b>	0,414	<b>C4.1</b>	0,395	<b>C1</b>	0,308
<b>C2.2</b>	0,359	<b>C3.2</b>	0,111	<b>C4.2</b>	0,605	<b>C2</b>	0,108
<b>C2.3</b>	0,281	<b>C3.3</b>	0,247	-	-	<b>C3</b>	0,323
<b>C2.4</b>	0,092	<b>C3.4</b>	0,229	-	-	<b>C4</b>	0,261

**7.1.1.4 Conversión de las preferencias en números difusos estandarizados trapezoidales** Las preferencias en términos lingüísticos cualitativos fueron normalizadas en una escala entre 0 y 10 (ver Anexo W) y representadas por medio de un número difuso estandarizado triangular (STFN, por sus siglas en inglés), que es un formato universal para la composición de las preferencias de un grupo [272], [273]. El STFN se denota a partir tres valores ( $a_1, a_2, a_3$ ) donde  $a_1 \leq a_2 \leq a_3$ . Con esta

información se construyó la matriz de datos para el método Delphi, las filas y las columnas son los valores del sub-criterio k según el experto i ( $SC_{ki}$ ) respectivamente, Tablas 55-58.

**Tabla 55. Matriz de datos estandarizados por tecnología según sub-criterio y experto en SA**

Tecnología	Criterio	Sub- criterios	E1	E2	E3	E4	E5	E6	E7	E8	E9	
SolarFV	C2	C2.1	2,0	2,0	2,0	8,0	2,0	4,0	2,0	2,0	2,0	
		C2.2	8,0	8,0	8,0	8,0	6,0	10,0	8,0	8,0	8,0	
		C2.3	3,3	6,7	6,7	3,3	10,0	6,7	6,7	3,3	6,7	
		C2.4	6,0	6,0	6,0	10,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
	C3	C3.1	10,0	10,0	7,5	10,0	10,0	10,0	7,5	10,0	7,5	
		C3.2	6,0	2,0	6,0	4,0	6,0	6,0	4,0	6,0	2,0	
		C3.3	6,0	6,0	8,0	4,0	8,0	10,0	8,0	6,0	8,0	
	C4	C4.1	6,7	6,7	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	6,7	10,0	
		C4.2	6,0	6,0	8,0	4,0	6,0	4,0	4,0	6,0	4,0	
	GenEól	C2	C2.1	4,0	2,0	8,0	8,0	8,0	4,0	8,0	4,0	8,0
			C2.2	8,0	10,0	10,0	10,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
			C2.3	3,3	6,7	6,7	3,3	3,3	6,7	6,7	3,3	10,0
C2.4			6,0	6,0	6,0	10,0	6,0	6,0	6,0	6,0	4,0	
C3		C3.1	10,0	10,0	7,5	10,0	10,0	10,0	7,5	10,0	7,5	
		C3.2	6,0	2,0	6,0	2,0	2,0	8,0	4,0	8,0	4,0	
		C3.3	6,0	6,0	6,0	4,0	4,0	6,0	4,0	8,0	6,0	
C4		C4.1	6,7	6,7	10,0	6,7	10,0	6,7	10,0	6,7	10,0	
		C4.2	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	4,0	6,0	6,0	
DiéselGen		C2	C2.1	2,0	2,0	2,0	2,0	8,0	6,0	8,0	6,0	8,0
			C2.2	10,0	10,0	8,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
			C2.3	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
	C2.4		6,0	6,0	6,0	10,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
	C3	C3.1	2,5	5,0	5,0	2,5	5,0	2,5	5,0	5,0	5,0	
		C3.2	8,0	6,0	8,0	8,0	8,0	6,0	8,0	8,0	6,0	
		C3.3	4,0	6,0	6,0	4,0	4,0	4,0	4,0	6,0	4,0	
	C4	C4.1	3,3	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	3,3	3,3	
		C4.2	8,0	8,0	10,0	10,0	8,0	6,0	6,0	6,0	6,0	

**Tabla 56. Matriz de datos estandarizados por tecnología según sub-criterio y experto en PG**

Tecnología	Criterio	Sub- criterios	E1	E2	E3	E4	E5	E6	E7	E8	E9
SolarFV	C2	C2.1	2,0	2,0	2,0	8,0	2,0	4,0	2,0	2,0	2,0
		C2.2	8,0	8,0	8,0	8,0	6,0	10,0	8,0	8,0	8,0
		C2.3	3,3	6,7	6,7	3,3	10,0	6,7	6,7	3,3	6,7
		C2.4	6,0	8,0	8,0	6,0	8,0	8,0	6,0	6,0	4,0
	C3	C3.1	10,0	10,0	7,5	10,0	10,0	10,0	7,5	10,0	7,5
		C3.2	6,0	2,0	6,0	4,0	6,0	6,0	4,0	6,0	2,0
		C3.3	6,0	6,0	8,0	4,0	8,0	10,0	8,0	6,0	8,0
	C4	C4.1	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	6,7
		C4.2	6,0	6,0	8,0	4,0	6,0	4,0	4,0	6,0	4,0
	BioGen	C2	C2.1	4,0	2,0	4,0	4,0	4,0	6,0	4,0	4,0
C2.2			8,0	8,0	8,0	6,0	6,0	8,0	8,0	8,0	8,0
C2.3			10,0	10,0	10,0	6,7	10,0	10,0	6,7	10,0	6,7
C2.4			6,0	8,0	8,0	6,0	8,0	8,0	6,0	6,0	4,0
C3		C3.1	7,5	5,0	7,5	5,0	10,0	5,0	5,0	7,5	5,0
		C3.2	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	4,0	6,0	6,0	6,0
		C3.3	6,0	4,0	8,0	6,0	8,0	4,0	8,0	6,0	6,0
C4		C4.1	10,0	8,0	10,0	10,0	8,0	8,0	6,0	8,0	10,0
		C4.2	10,0	6,7	6,7	10,0	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7
PCHs		C2	C2.1	6,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	6,0
	C2.2		8,0	6,0	8,0	10,0	10,0	10,0	10,0	8,0	10,0
	C2.3		6,7	10,0	6,7	6,7	10,0	10,0	10,0	6,7	6,7
	C2.4		6,0	8,0	8,0	6,0	8,0	4,0	6,0	6,0	4,0
	C3	C3.1	10,0	10,0	7,5	7,5	10,0	7,5	10,0	10,0	10,0
		C3.2	8,0	6,0	8,0	8,0	8,0	4,0	6,0	6,0	6,0
		C3.3	8,0	6,0	8,0	6,0	8,0	4,0	6,0	8,0	8,0
	C4	C4.1	6,7	10,0	10,0	10,0	6,7	10,0	10,0	10,0	10,0
		C4.2	8,0	6,0	8,0	6,0	8,0	10,0	6,0	6,0	8,0
	DiéselGen	C2	C2.1	2,0	2,0	2,0	2,0	8,0	6,0	8,0	6,0
C2.2			10,0	10,0	8,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
C2.3			10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
C2.4			6,0	8,0	8,0	6,0	8,0	8,0	6,0	6,0	4,0
C3		C3.1	2,5	5,0	5,0	2,5	5,0	2,5	5,0	5,0	5,0
		C3.2	8,0	6,0	8,0	8,0	8,0	6,0	8,0	8,0	6,0
		C3.3	4,0	6,0	6,0	4,0	4,0	4,0	4,0	6,0	4,0
C4		C4.1	3,3	3,3	6,7	6,7	3,3	6,7	10,0	3,3	6,7
		C4.2	8,0	8,0	10,0	10,0	8,0	6,0	6,0	8,0	6,0

**Tabla 57. Matriz de datos estandarizados por tecnología según sub-criterio y experto en MA**

Tecnología	Criterio	Sub- criterios	E1	E2	E3	E4	E5	E6	E7	E8	E9	
SolarFV	C2	C2.1	2,0	2,0	2,0	8,0	2,0	4,0	2,0	2,0	2,0	
		C2.2	8,0	8,0	8,0	8,0	6,0	10,0	8,0	8,0	8,0	
		C2.3	3,3	6,7	6,7	3,3	10,0	6,7	6,7	3,3	6,7	
		C2.4	4,0	8,0	4,0	4,0	6,0	8,0	6,0	4,0	4,0	
	C3	C3.1	10,0	10,0	7,5	10,0	10,0	10,0	7,5	10,0	7,5	
		C3.2	6,0	2,0	6,0	4,0	6,0	6,0	4,0	6,0	2,0	
		C3.3	6,0	6,0	8,0	4,0	8,0	10,0	8,0	6,0	8,0	
	C4	C4.1	6,7	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	6,7	6,7	
		C4.2	6,0	6,0	8,0	4,0	6,0	4,0	4,0	6,0	4,0	
	BioGen	C2	C2.1	4,0	2,0	4,0	4,0	4,0	6,0	4,0	4,0	8,0
			C2.2	8,0	8,0	8,0	6,0	6,0	8,0	8,0	8,0	8,0
			C2.3	10,0	10,0	10,0	6,7	10,0	10,0	6,7	10,0	6,7
C2.4			4,0	8,0	4,0	4,0	6,0	8,0	6,0	4,0	4,0	
C3		C3.1	7,5	5,0	7,5	5,0	10,0	5,0	5,0	7,5	5,0	
		C3.2	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	4,0	6,0	6,0	6,0	
		C3.3	6,0	4,0	8,0	6,0	8,0	4,0	8,0	6,0	6,0	
C4		C4.1	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	
		C4.2	10,0	8,0	10,0	10,0	8,0	8,0	6,0	10,0	10,0	
PCHs		C2	C2.1	6,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	6,0	10,0
	C2.2		8,0	6,0	8,0	10,0	10,0	10,0	10,0	8,0	10,0	
	C2.3		6,7	10,0	6,7	6,7	10,0	10,0	10,0	6,7	6,7	
	C2.4		4,0	8,0	4,0	2,0	6,0	4,0	6,0	4,0	4,0	
	C3	C3.1	10,0	10,0	7,5	7,5	10,0	7,5	10,0	10,0	10,0	
		C3.2	8,0	6,0	8,0	8,0	8,0	4,0	6,0	6,0	6,0	
		C3.3	8,0	6,0	8,0	6,0	8,0	4,0	6,0	8,0	8,0	
	C4	C4.1	6,7	10,0	10,0	6,7	6,7	10,0	10,0	6,7	3,3	
		C4.2	8,0	6,0	8,0	6,0	8,0	10,0	6,0	6,0	8,0	
	DiéselGen	C2	C2.1	2,0	2,0	2,0	2,0	8,0	6,0	8,0	6,0	8,0
C2.2			10,0	10,0	8,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
C2.3			10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
C2.4			4,0	8,0	4,0	4,0	6,0	8,0	6,0	4,0	4,0	
C3		C3.1	2,5	5,0	5,0	2,5	5,0	2,5	5,0	5,0	5,0	
		C3.2	8,0	6,0	8,0	8,0	8,0	6,0	8,0	8,0	6,0	
		C3.3	4,0	6,0	6,0	4,0	4,0	4,0	4,0	6,0	4,0	
C4		C4.1	3,3	3,3	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	3,3	6,7	
		C4.2	8,0	8,0	10,0	10,0	8,0	6,0	6,0	8,0	6,0	

**Tabla 58. Matriz de datos estandarizados por tecnología según sub-criterio y experto en LM**

Tecnología	Criterio	Sub- criterios	E1	E2	E3	E4	E5	E6	E7	E8	E9
SolarFV	C2	C2.1	2,0	2,0	2,0	8,0	2,0	4,0	2,0	2,0	2,0
		C2.2	8,0	8,0	8,0	8,0	6,0	10,0	8,0	8,0	8,0
		C2.3	3,3	6,7	6,7	3,3	10,0	6,7	6,7	3,3	6,7
		C2.4	8,0	6,0	8,0	4,0	4,0	8,0	8,0	8,0	4,0
	C3	C3.1	10,0	10,0	7,5	10,0	10,0	10,0	7,5	10,0	7,5
		C3.2	6,0	2,0	6,0	4,0	6,0	6,0	4,0	6,0	2,0
		C3.3	6,0	6,0	8,0	4,0	8,0	10,0	8,0	6,0	8,0
	C4	C4.1	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	3,3
		C4.2	6,0	6,0	6,0	4,0	6,0	4,0	4,0	6,0	4,0
	BioGen	C2	C2.1	4,0	2,0	4,0	4,0	4,0	6,0	4,0	4,0
C2.2			8,0	8,0	8,0	6,0	6,0	8,0	8,0	8,0	8,0
C2.3			10,0	10,0	10,0	6,7	10,0	10,0	6,7	10,0	6,7
C2.4			8,0	6,0	8,0	4,0	4,0	8,0	8,0	8,0	4,0
C3		C3.1	7,5	5,0	7,5	5,0	10,0	5,0	5,0	7,5	5,0
		C3.2	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	4,0	6,0	6,0	6,0
		C3.3	6,0	4,0	8,0	6,0	8,0	4,0	8,0	6,0	6,0
C4		C4.1	10,0	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7
		C4.2	10,0	8,0	10,0	10,0	8,0	8,0	6,0	10,0	10,0
PCHs		C2	C2.1	6,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	6,0
	C2.2		8,0	6,0	8,0	10,0	10,0	10,0	10,0	8,0	10,0
	C2.3		6,7	10,0	6,7	6,7	10,0	10,0	10,0	6,7	6,7
	C2.4		8,0	6,0	8,0	4,0	4,0	4,0	6,0	8,0	4,0
	C3	C3.1	10,0	10,0	7,5	7,5	10,0	7,5	10,0	10,0	10,0
		C3.2	8,0	6,0	8,0	8,0	8,0	4,0	6,0	6,0	6,0
		C3.3	8,0	6,0	8,0	6,0	8,0	4,0	6,0	8,0	8,0
	C4	C4.1	6,7	10,0	10,0	10,0	6,7	6,7	10,0	10,0	3,3
		C4.2	8,0	6,0	8,0	6,0	8,0	10,0	6,0	8,0	8,0
	DiéselGen	C2	C2.1	2,0	2,0	2,0	2,0	8,0	6,0	8,0	6,0
C2.2			10,0	10,0	8,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
C2.3			10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
C2.4			8,0	6,0	8,0	4,0	4,0	8,0	8,0	8,0	4,0
C3		C3.1	2,5	5,0	5,0	2,5	5,0	2,5	5,0	5,0	5,0
		C3.2	4,0	6,0	8,0	8,0	8,0	6,0	8,0	8,0	6,0
		C3.3	4,0	6,0	6,0	4,0	4,0	4,0	4,0	6,0	4,0
C4		C4.1	3,3	3,3	6,7	6,7	3,3	6,7	10,0	3,3	6,7
		C4.2	8,0	8,0	10,0	10,0	8,0	4,0	6,0	10,0	6,0
Transmisión		C2	C2.1	8,0	8,0	6,0	8,0	10,0	8,0	10,0	8,0
	C2.2		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
	C2.3		6,7	10,0	10,0	10,0	10,0	6,7	10,0	6,7	10,0
	C2.4		8,0	6,0	8,0	4,0	4,0	8,0	6,0	8,0	4,0
	C3	C3.1	7,5	7,5	7,5	10,0	10,0	7,5	7,5	7,5	10,0
		C3.2	4,0	2,0	6,0	6,0	6,0	4,0	6,0	6,0	6,0
		C3.3	8,0	8,0	4,0	6,0	6,0	2,0	6,0	6,0	6,0
	C4	C4.1	8,0	6,0	8,0	8,0	6,0	6,0	8,0	8,0	4,0
		C4.2	3,3	10,0	10,0	10,0	10,0	6,7	6,7	10,0	3,3

**7.1.1.5 Adición de los STFNs individuales en STFNs globales** En esta etapa se aplicó un operador para agregar sub-criterios individuales en un criterio STFns

global a partir de la opinión individual de cada experto y de acuerdo con la jerarquía de factores. El valor global por unidad de generación (tecnología) p y experto i es:

$$C_{pi} = \frac{\sum_k^K a_k SC_{ki}}{10} \text{ Ecu. (62)}$$

Donde k es el sub-criterio y a es el peso respectivo.

El valor estandarizado por criterio, según la opinión de cada experto es representado en las Tablas 59-62.

**Tabla 59. Matriz de datos estandarizados por tecnología, criterio y experto en SA**

Tecnología	Criterio	E1	E2	E3	E4	E5	E6	E7	E8	E9
SolarFV	C2	0,490	0,584	0,584	0,687	0,606	0,709	0,584	0,490	0,584
	C3	0,809	0,748	0,743	0,713	0,874	0,939	0,713	0,809	0,682
	C4	0,626	0,626	0,879	0,637	0,758	0,637	0,637	0,626	0,637
GenEól	C2	0,543	0,655	0,816	0,759	0,650	0,637	0,744	0,543	0,819
	C3	0,809	0,748	0,678	0,683	0,683	0,840	0,583	0,904	0,648
	C4	0,747	0,747	0,879	0,747	0,879	0,747	0,637	0,626	0,758
DiéselGen	C2	0,749	0,749	0,677	0,786	0,910	0,856	0,910	0,856	0,910
	C3	0,383	0,548	0,578	0,383	0,514	0,352	0,514	0,578	0,483
	C4	0,616	0,747	0,868	0,868	0,747	0,626	0,626	0,495	0,495

**Tabla 60. Matriz de datos estandarizados por tecnología, criterio y experto en PG**

Tecnología	Criterio	E1	E2	E3	E4	E5	E6	E7	E8	E9
SolarFV	C2	0,490	0,602	0,602	0,650	0,624	0,727	0,584	0,490	0,565
	C3	0,809	0,748	0,743	0,713	0,874	0,939	0,713	0,809	0,682
	C4	0,758	0,758	0,879	0,637	0,758	0,637	0,637	0,758	0,505
BioGen	C2	0,731	0,696	0,749	0,565	0,678	0,803	0,637	0,731	0,726
	C3	0,678	0,483	0,743	0,548	0,874	0,452	0,613	0,678	0,548
	C4	1,000	0,747	0,868	1,000	0,747	0,747	0,626	0,747	0,868
PCHs	C2	0,691	0,784	0,762	0,816	0,928	0,891	0,910	0,691	0,851
	C3	0,904	0,809	0,774	0,709	0,904	0,583	0,809	0,874	0,874
	C4	0,747	0,758	0,879	0,758	0,747	1,000	0,758	0,758	0,879
DiéselGen	C2	0,749	0,768	0,696	0,749	0,928	0,875	0,910	0,856	0,891
	C3	0,383	0,548	0,578	0,383	0,514	0,352	0,514	0,578	0,483
	C4	0,616	0,616	0,868	0,868	0,616	0,626	0,758	0,616	0,626

**Tabla 61. Matriz de datos estandarizados por tecnología, criterio y experto en MA**

Tecnología	Criterio	E1	E2	E3	E4	E5	E6	E7	E8	E9
SolarFV	C2	0,471	0,602	0,565	0,632	0,606	0,727	0,584	0,471	0,565
	C3	0,809	0,748	0,743	0,713	0,874	0,939	0,713	0,809	0,682
	C4	0,626	0,758	0,879	0,637	0,758	0,637	0,637	0,626	0,505
BioGen	C2	0,712	0,696	0,712	0,547	0,659	0,803	0,637	0,712	0,726
	C3	0,678	0,483	0,743	0,548	0,874	0,452	0,613	0,678	0,548
	C4	0,868	0,747	0,868	0,868	0,747	0,747	0,626	0,868	0,868
PCHs	C2	0,672	0,784	0,726	0,779	0,910	0,891	0,910	0,672	0,851
	C3	0,904	0,809	0,774	0,709	0,904	0,583	0,809	0,874	0,874
	C4	0,747	0,758	0,879	0,626	0,747	1,000	0,758	0,626	0,616
DiéselGen	C2	0,731	0,768	0,659	0,731	0,910	0,875	0,910	0,838	0,891
	C3	0,383	0,548	0,578	0,383	0,514	0,352	0,514	0,578	0,483
	C4	0,616	0,616	0,868	0,868	0,747	0,626	0,626	0,616	0,626

**Tabla 62. Matriz de datos estandarizados por tecnología, criterio y experto en LM**

Tecnología	Criterio	E1	E2	E3	E4	E5	E6	E7	E8	E9
SolarFV	C2	0,508	0,584	0,602	0,632	0,587	0,727	0,602	0,508	0,565
	C3	0,809	0,748	0,743	0,713	0,874	0,939	0,713	0,809	0,682
	C4	0,758	0,758	0,758	0,637	0,758	0,637	0,637	0,758	0,374
BioGen	C2	0,749	0,677	0,749	0,547	0,641	0,803	0,656	0,749	0,726
	C3	0,678	0,483	0,743	0,548	0,874	0,452	0,613	0,678	0,548
	C4	1,000	0,747	0,868	0,868	0,747	0,747	0,626	0,868	0,868
PCHs	C2	0,709	0,766	0,762	0,797	0,891	0,891	0,910	0,709	0,851
	C3	0,904	0,809	0,774	0,709	0,904	0,583	0,809	0,874	0,874
	C4	0,747	0,758	0,879	0,758	0,747	0,868	0,758	0,879	0,616
DiéselGen	C2	0,768	0,749	0,696	0,731	0,891	0,875	0,928	0,875	0,891
	C3	0,322	0,548	0,578	0,383	0,514	0,352	0,514	0,578	0,483
	C4	0,616	0,616	0,868	0,868	0,616	0,505	0,758	0,737	0,626
Transmisión	C2	0,834	0,910	0,875	0,891	0,945	0,834	0,963	0,834	0,945
	C3	0,713	0,682	0,613	0,809	0,809	0,518	0,678	0,678	0,809
	C4	0,616	0,758	0,879	0,879	0,758	0,626	0,747	0,879	0,374

**7.1.1.6 Adición de la opinión individual de los STFNs en grupo** Para tratar las opiniones en conflicto de los expertos y lograr un acuerdo entre sus diferentes opiniones respecto a los criterios, se utilizó un operador para agrupar las preferencias individuales respecto a cada criterio por cada experto en sus respectivos criterios según lo propuesto por Ramos, *et al.* [274]:

El valor global de STFN de la opinión combinada de los expertos,  $E_i$  ( $i = 1, 2, \dots, I$ ), se define como:

$$C_p = \sum_{i=1}^I CDC_i \odot C_{pi}^t = \sum_{i=1}^I CDC_i \odot C_{ip}. \text{ Ecu. (63)}$$

Donde  $\odot$  es el operador de la multiplicación difusa.

El coeficiente de nivel de consenso ( $CDC_i$ ) de cada experto es una medida para evaluar la importancia relativa de la estimación de cada experto y está definida como:

$$CDC_i = \alpha w_i + (1 - w_i) RAD_i \text{ Donde } 0 \leq \alpha \leq 1, \text{ Ecu. (64)}$$

El nivel relativo de acuerdo de cada experto  $RAD_i$  se define como:

$$RAD_i = \frac{Ag(E_i)}{\sum_i^I Ag(E_i)} \text{ Ecu. (65)}$$

En el caso de que la importancia de cada experto puede ser diferente, entonces se considera el peso relativo o importancia de cada experto  $w_i$ :

$$w_i = \frac{R_i}{\sum_i^I R_i}, \text{ Ecu. (66)}$$

En primer lugar, se seleccionó la persona más importante entre los expertos y se le asigna su respectivo peso,  $R_i=1$ . Posteriormente, se compara el  $j$ -ésimo experto con la persona más importante y se obtiene el peso relativo entre los demás expertos  $j$ .

El grado de agregación promedio entre los expertos  $E_i$  ( $i = 1, 2, \dots, I$ ) se define con:

$$Ag(E_i) = \frac{1}{I-1} \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^I S_{ij}, \text{ Ecu. (67)}$$

Donde el grado de agregación entre los expertos  $S_{ij} = S(C_{ip}, C_{jp})$ , representan los elementos de la matriz de agregación ( $Ag$ ) y donde la diagonal principal es la unidad.

Si  $s_{ij}$  se determinó mediante el cociente entre la intersección y la unión de los números difusos, cuya área de respuesta denota el nivel de consistencia entre los expertos:

$$S(C_{ip}, C_{jp}) = \frac{\int_x \min(\{\mu_{C_{ip}}, \mu_{C_{jp}}\}) dx}{\int_x \max(\{\mu_{C_{ip}}, \mu_{C_{jp}}\}) dx} \text{ Ecu. (68)}$$

Si dos expertos tienen los mismos niveles, es decir, si  $C_{ip}=C_{jp}$ , entonces  $S(C_{ip}, C_{jp})=1$ . En otras palabras, los niveles de los expertos son consistentes y entonces el nivel de agregación entre ellos es uno. Si dos expertos tienen estimaciones totalmente diferentes, entonces el nivel de agregación es cero. El procesamiento de estos datos fue realizado en el Matlab (versión 7.10.0), ver Anexo W.

El grado de agregación o de consistencia entre los expertos se representa en la Tabla 63. Se observa que para el criterio ambiental C3 (el cual excluye C3.1) predomina la tecnología SolarFV, en el caso de San Andrés, y para los demás casos las PCHs. Para el criterio tecnológico C2 predominan las unidades con DiéselGen y la transmisión. Finalmente, para el criterio social C4 predominan la tecnología GenEól y la BioGen, respectivamente donde son disponibles.

**Tabla 63. Grado de agregación o de consistencia entre los expertos por tecnología**

Zona	SA			PG			MA			LM		
	C2	C3	C4	C2	C3	C4	C2	C3	C4	C2	C3	C4
SolarFV	0,58	0,78	0,67	0,58	0,78	0,7	0,57	0,78	0,66	0,58	0,78	0,68
EólGen	0,68	0,73	0,75	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DiéselGen	0,83	0,48	0,66	0,83	0,48	0,67	0,82	0,48	0,68	0,83	0,47	0,68
BioGen	-	-	-	0,70	0,63	0,82	0,69	0,63	0,81	0,70	0,63	0,83
PCHs	-	-	-	0,81	0,82	0,8	0,79	0,82	0,73	0,8	0,82	0,77
Transmisión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,89	0,72	0,72

Debido a que el principal objetivo de esta fase es evaluar alternativas de generación de energía N+1, entendidas como la combinación de unidades de generación y reducir el número de criterios que servirán como variables de entrada para el

sistema de inferencia difuso, reduciendo el número de reglas. Entonces, se obtuvo un criterio global para cada alternativa  $n$  mediante:

$$C^n = \sum_p f_p^n C_p \quad \text{Ecu. (69)}$$

Donde  $f_p^n$  representa la proporción energía generada, a lo largo del horizonte de planeación, con la unidad de generación  $p$  en la  $n$ -sima alternativa.

Para utilizar el criterio económico y las emisiones de CO<sub>2</sub> dentro del AMCD, sus valores de Pareto, obtenidos de la fase anterior, se normalizaron entre 0 y 1, tal y como se describe a continuación:

$$\begin{cases} 1, & C_m^n \leq C_m^l \\ \frac{C_m^u - C_m^n}{C_m^u - C_m^l}, & C_m^l \leq C_m^n \leq C_m^u, 1 \leq m \leq F, 1 \leq n \leq N + 1 \\ 0, & C_m^n \geq C_m^u \end{cases} \quad \text{Ecu. (70)}$$

Donde  $C_m^l$  y  $C_m^u$  denotan los límites inferior y superior de la función objetivo de costo total presente y las emisiones de CO<sub>2</sub> y  $C_m^n$  representa el valor de la  $m$ -sima función objetivo de la solución  $n$ -sima en la frontera de Pareto, tal que:  $C_m^n \in [C_m^l, C_m^u]$ .

Estos valores normalizados, con las mismas unidades que los demás criterios, se incluyeron dentro de AMAD al considerar su importancia o peso respecto a los demás criterios y sub-criterios en la correspondiente sección de la jerarquía.

Los datos de entrada para la siguiente fase se muestran en las Tablas 64-67. Estos valores representan el criterio global para cada una de las  $N+1$  alternativas. Donde C1 y C3.4 de corresponden a los valores normalizados del criterio económico y las emisiones de CO<sub>2</sub> (curva de Pareto de la fase anterior) y C2, C3 y C4 los criterios totales de la dimensión tecnológica, ambiental y social, respectivamente.

**Tabla 64. Criterio global para las N+1 alternativas en SA**

	A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7	A8	A9	A10	A11	A12
<b>C1</b>	1,000	0,961	0,951	0,927	0,901	0,875	0,849	0,821	0,795	0,768	0,741	0,715
<b>C2</b>	0,830	0,829	0,827	0,827	0,826	0,825	0,824	0,822	0,821	0,820	0,818	0,816
<b>C3.4</b>	0,480	0,482	0,484	0,485	0,486	0,488	0,490	0,492	0,493	0,495	0,497	0,499
<b>C3.1-3</b>	0,000	0,091	0,182	0,273	0,364	0,455	0,545	0,636	0,727	0,818	0,909	1,000
<b>C3</b>	0,370	0,392	0,415	0,436	0,458	0,480	0,502	0,525	0,547	0,569	0,591	0,614
<b>C4</b>	0,660	0,660	0,660	0,662	0,662	0,663	0,663	0,663	0,664	0,664	0,664	0,664

**Tabla 65. Criterio global para las N+1 alternativas en PG**

	A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7	A8	A9	A10	A11	A12
<b>C1</b>	1,000	0,995	0,989	0,984	0,978	0,967	0,960	0,954	0,949	0,945	0,938	0,933
<b>C2</b>	0,775	0,768	0,760	0,753	0,746	0,742	0,760	0,752	0,745	0,745	0,745	0,746
<b>C3.4</b>	0,544	0,553	0,561	0,569	0,578	0,583	0,585	0,594	0,602	0,608	0,614	0,620
<b>C3.1-3</b>	0,000	0,091	0,182	0,273	0,364	0,455	0,545	0,636	0,727	0,818	0,909	1,000
<b>C3</b>	0,420	0,447	0,474	0,502	0,529	0,554	0,576	0,604	0,631	0,656	0,682	0,707
<b>C4</b>	0,713	0,721	0,730	0,738	0,746	0,747	0,739	0,747	0,755	0,758	0,760	0,761

**Tabla 66. Criterio global para las N+1 alternativas en MA**

	A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7	A8	A9	A10	A11	A12
<b>C1</b>	1,000	0,968	0,964	0,958	0,937	0,916	0,895	0,867	0,841	0,808	0,761	0,709
<b>C2</b>	0,814	0,812	0,813	0,814	0,813	0,811	0,809	0,800	0,783	0,772	0,757	0,743
<b>C3.4</b>	0,487	0,507	0,525	0,543	0,562	0,582	0,601	0,623	0,636	0,657	0,674	0,687
<b>C3.1-3</b>	0,000	0,094	0,182	0,273	0,364	0,455	0,545	0,636	0,727	0,818	0,909	1,000
<b>C3</b>	0,376	0,413	0,446	0,481	0,517	0,553	0,588	0,626	0,657	0,694	0,727	0,759
<b>C4</b>	0,686	0,689	0,690	0,689	0,692	0,695	0,698	0,708	0,696	0,705	0,703	0,694

**Tabla 67. Criterio global para las N+1 alternativas en LM**

	A1	A2	A3	A4
<b>C1</b>	1,000	0,923	0,524	0,397
<b>C2</b>	0,829	0,821	0,879	0,860
<b>C3.4</b>	0,471	0,496	0,676	0,681
<b>C3.1-3</b>	0,000	0,091	0,992	1,000
<b>C3</b>	0,364	0,404	0,748	0,754
<b>C4</b>	0,681	0,685	0,713	0,711

**7.1.2 Sistema de inferencia difuso (FIS)** El sistema de inferencia se utilizó para la construcción del índice de sostenibilidad y como modelo de clasificación de las alternativas, consta de tres fases:

**7.1.2.1 Fuzzificación:** en esta etapa las cuatro variables de entrada (criterios) y la variable de salida (índice de sostenibilidad) se transformaron en conjuntos difusos (grado de pertenencia de los factores, representados por términos lingüísticos y

escalas numéricas). Se seleccionaron conjuntos de tipo triangular y trapezoidal, puesto que son los más usados en problemas ambientales, ya que brindan mayor facilidad y operatividad que los demás tipos de conjuntos [265].

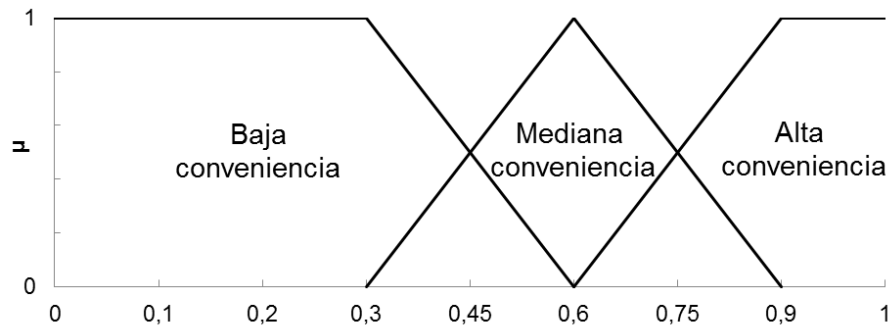
Cada una de las cuatro variables de entrada se asignó con una de las tres etiquetas de pertenencia (baja conveniencia, media conveniencia y alta conveniencia), Figuras 52-54.

Por su parte, el índice de sostenibilidad es el conjunto de juicio de nivel de sostenibilidad; cuantos más niveles tiene el índice, mayor será la precisión. La escala más simple y más vaga tiene sólo dos juicios de sostenibilidad: fuerte y débil [275]. También hay escalas de sostenibilidad que incluyen 3, 4 y 5 niveles. Además, algunos no tienen un juicio lingüístico sobre el grado de sostenibilidad, pero tienen un valor numérico continuo de la sostenibilidad en general en el intervalo  $[0, 1]$  [276].

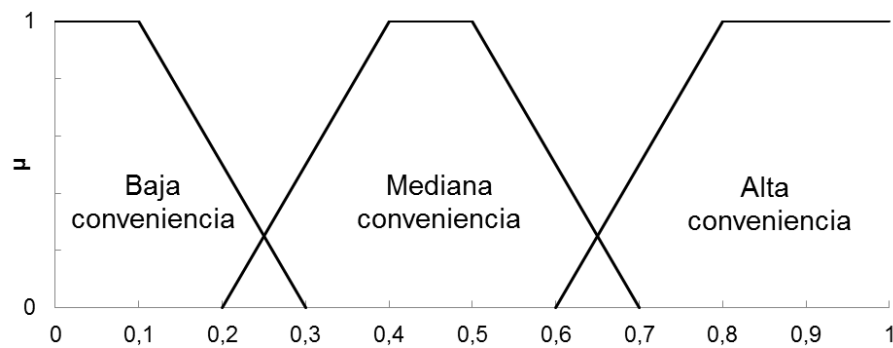
La selección debe obedecer los siguientes principios: reflejar el concepto de sostenibilidad, estar basado en información oportuna y confiable, proporcionar referencias sobre la clasificación y longevidad de los sistemas de sistemas [276].

Por lo tanto, la variable de salida o índice de sostenibilidad (*Out*) es clasificado con cuatro etiquetas de pertenencia (poco sustentable, medianamente sustentable, sustentable y muy sustentable). Figura 55.

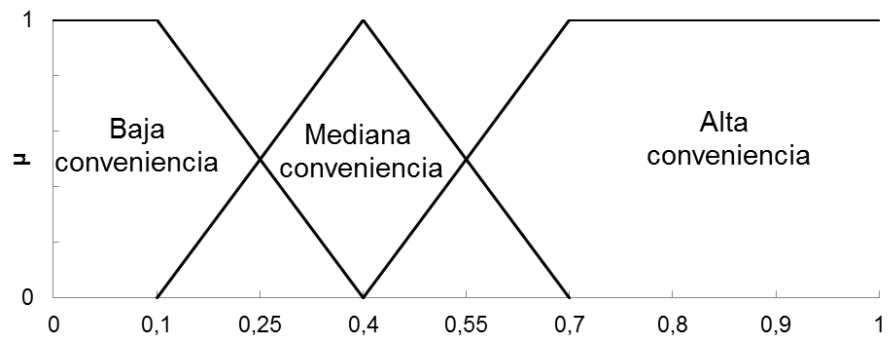
**Figura 52. Función de pertenencia de la variable de entrada C1**



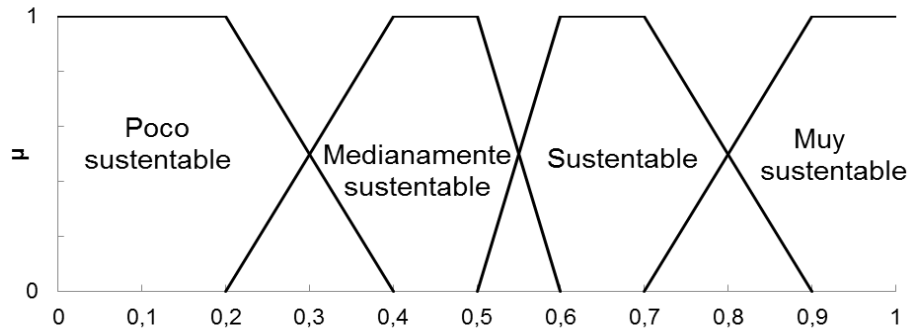
**Figura 53. Función de pertenencia de la variable de entrada C2 y C4**



**Figura 54. Función de pertenencia de la variable de entrada C3**



**Figura 55. Función de pertenencia de la variable de salida *Out***



**7.1.2.2 Inferencia difusa:** esta etapa permitió modelar y procesar la información de entrada para generar una salida difusa. Debido a que el modelo está basado en el conocimiento lingüístico de expertos tomadores de decisiones, se planteó un sistema difuso tipo Mandani [277].

Para esto el sistema de inferencia relaciona las variables de entrada ( $C_1, C_2, C_3, C_4$ ) con la de salida (*Out*) mediante reglas lógicas cercanas a la realidad, en forma si “condición”, entonces, “restricción”. Utilizando condiciones y restricciones lingüísticas como “y”, “o” y “además”. En este caso se plantearon  $h$  reglas con las siguientes cuatro proposiciones:

Regla <sup>$h$</sup> : Si  $C_1$  es  $\mu^{h_{C_1}}$  y  $C_2$  es  $\mu^{h_{C_2}}$  y  $C_3$  es  $\mu^{h_{C_3}}$  y  $C_4$  es  $\mu^{h_{C_4}}$  entonces *Out* es  $\mu^{h_{Out}}$ , donde  $\mu^{h_{C_1}}, \mu^{h_{C_2}}, \mu^{h_{C_3}},$  y  $\mu^{h_{Out}}$  denota las funciones de pertenencia de  $C_1, C_2, C_3, C_4,$  y *Out*, respectivamente;  $R^h, l= 1, 2 \dots L,$  es la  $h$ -ésima regla en la base de reglas.

Las cuatro partes o entras de la proposición se conectaron con “y” mientras que las funciones de membresía  $\mu_{R^h}$  de la regla difusa  $R^h$  se relacionaron usando el operador de intersección difuso (mínimo). Entonces, se obtuvieron un total de 81 reglas para cada posible combinación de etiquetas, ver Anexo X.

**7.1.2.3 Desfuzzificación:** como la salida del sistema de inferencia es un conjunto difuso, la desfuzzificación se empleó para convertir este resultado en una máquina

de valores numéricos que representan de forma nítida la variable de salida Out. El método del centro de gravedad de la herramienta *Fuzzy* de Matlab (R 2016b) fue aplicada para resolver este problema.

$$\text{Out} = \frac{\sum_q y_q \mu_{\text{Out}^*}(y_q)}{\sum_q \mu_{\text{Out}^*}(y_q)}, q = 1, 2, \dots, Q \quad \text{Ecu. (71)}$$

Donde  $y_q$  denota el centro del  $q$ -ésimo término del conjunto difuso de *Out*, y  $\mu_{\text{Out}}(y_q)$  denota la función de pertenencia del  $q$ -ésimo término de conjunto difuso de salida.

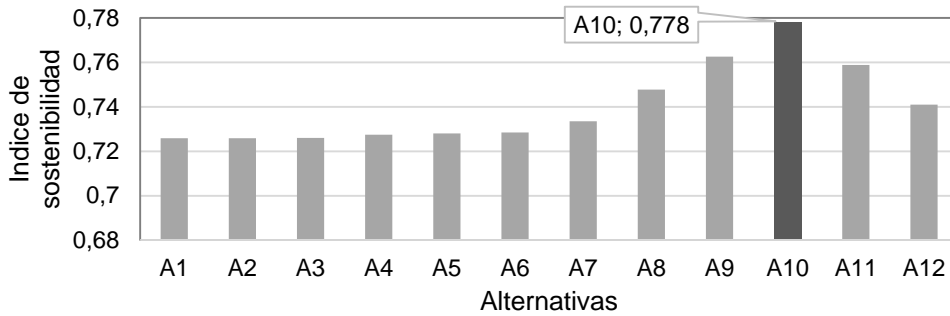
El índice de sostenibilidad permitió clasificar las alternativas de todos los casos de estudio, siendo consideradas como mejores o más sostenibles a las de mayor valor.

**7.1.3 Resultados del sistema de inferencia difuso** Las Figuras 56-59 muestran las clasificaciones de las alternativas según el índice de sostenibilidad obtenido con el AMAD difuso.

En el caso de la isla de San Andrés alternativa seleccionada fue la A10, con un nivel de sostenibilidad de 0,778; que consiste en la implementación de 5772,49 kW de SolarFV y 12891,66 kW de GenEól en el 2015, donde la capacidad instalada actual de DiéselGen continúa siendo operativa. La energía generada durante todo el horizonte de planeación se representa con una matriz de generación compuesta por 94,2% de DiéselGen, 4% de GenEól y 1,8% de SolarFV.

Estas proporciones en la canasta de generación se deben a que la capacidad instalada actual con diésel duplica la demanda máxima de potencia en la isla, además, estas plantas tienen una vida útil de 25 años y no serán desinstaladas, ya que se benefician con tarifas por la instalación de diésel acordadas en el PPA (*Power Purchase Agreement*) [278], por lo tanto, estas capacidades distorsionan y castigan la penetración de renovables en la isla.

**Figura 56. Clasificación de alternativas de generación de electricidad en SA**



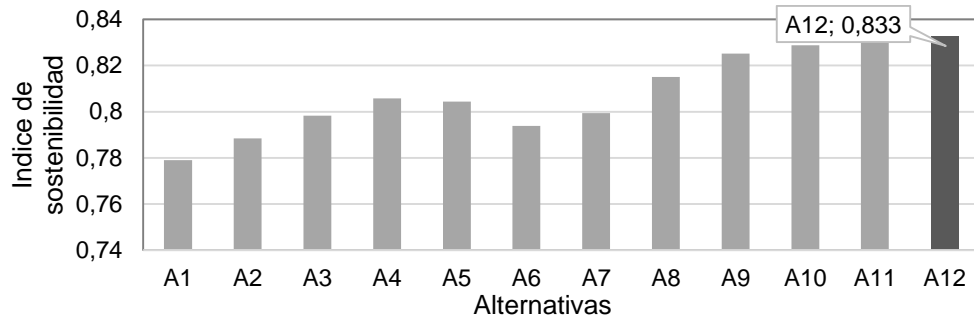
Por otra parte, el costo total presente del sistema equivale a 292,58 millones de USD, el cual se conforma en un 64% por el costo de combustible, en un 15% por el costo de inversión, en un 16% por el costo de O&M fijo y el resto por el costo de O&M variable.

Para las emisiones de CO<sub>2</sub> el valor es 1718,98 millones de kg, con un ahorro del 5,80% en la cantidad de combustible fósil consumido respecto al año base.

En el caso de Puerto Guzmán la mejor alternativa fue la A12 con un nivel de sostenibilidad de 0,833, que consiste en la implementación de 35,8 kW de PCHs, 49,12 kW de BioGen a ser instalados en 2015 y 37,5 kW de SolarFV instalados en 2016, donde las actuales plantas de diésel continúan siendo operativas para asegurar la confiabilidad del sistema. Estas capacidades se ven representadas por una matriz de generación compuesta por 31,2% de DiéselGen, 47,7% de BioGen, 7,9% de SolarFV y el resto con PCHs.

El costo total presente del sistema equivale a 0,56 millones de USD, el cual se conforma en un 1,7% por el costo de combustible, un 69,2% por el costo de inversión, un 22,2% por el costo de O&M fijo y el resto por el costo de O&M variable.

**Figura 57. Clasificación de alternativas de generación de electricidad en PG**



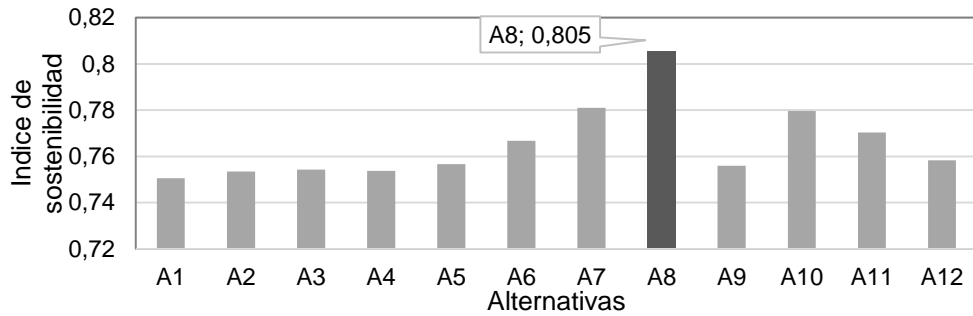
En lo referente a las emisiones de CO<sub>2</sub> el valor es de 0,40 millones de kg, con un consumo de biomasa residual agrícola proveniente del plátano equivalentes y un ahorro del 51,96% en la cantidad de combustible fósil consumido respecto al año base.

En el caso de Medio Atrato la mejor alternativa fue la A8, con un nivel de sostenibilidad de 0,805, que consiste en la implementación de 454,03 kW de PCHs, 60 kW de BioGen, 128,33 kW de DiéselGen a ser instalados en el 2015. Esta capacidades se ven representadas con una matriz de generación compuesta por 54,55% de DiéselGen, 39,3% de PCHs y el resto con BioGen.

El costo total presente del sistema equivale a 1,79 millones de USD, el cual se conforma en un 7,7% por el costo de combustible, 73,8% por el costo de inversión, 10,9% por el costo de O&M fijo y el resto por el costo de O&M variable.

Con relación a las emisiones de CO<sub>2</sub>, el valor es de 2,21 millones de kg y un ahorro del 42,85 % en la cantidad de combustible fósil consumido respecto al año base.

**Figura 58. Clasificación de alternativas de generación de electricidad en MA**

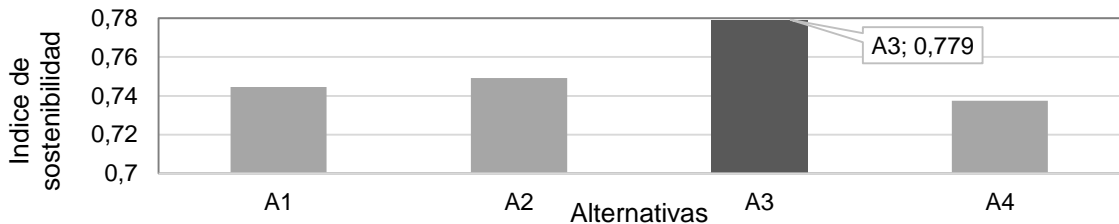


En el caso de La Macarena la mejor alternativa fue la A3, con un nivel de sostenibilidad de 0,779, que consiste en la implementación de 580 kW de redes de transmisión en el 2015, que empezarían a operar en el 2017 cuando las actuales plantas de DiéselGen dejarían de operar. La capacidad operativa está representada por una matriz de generación compuesta de 17,7% DiéselGen y el resto con redes de transmisión.

El costo total presente del sistema equivale a 8,32 millones de USD, el cual se conforma en un 5,6% por el costo de combustible, 1,4% por el costo de O&M fijo, 4,3% por el costo de O&M variable, 5,1% por el costo de inversión en redes de transmisión y un 83,6% por el costo de O&M de transmisión.

Con relación a las emisiones de CO<sub>2</sub>, el valor es de 3,36 millones de kg, resultando en un ahorro del 82,13 % en la cantidad de combustible fósil consumido respecto al año base.

**Figura 59. Clasificación de alternativas de generación de electricidad en LM**

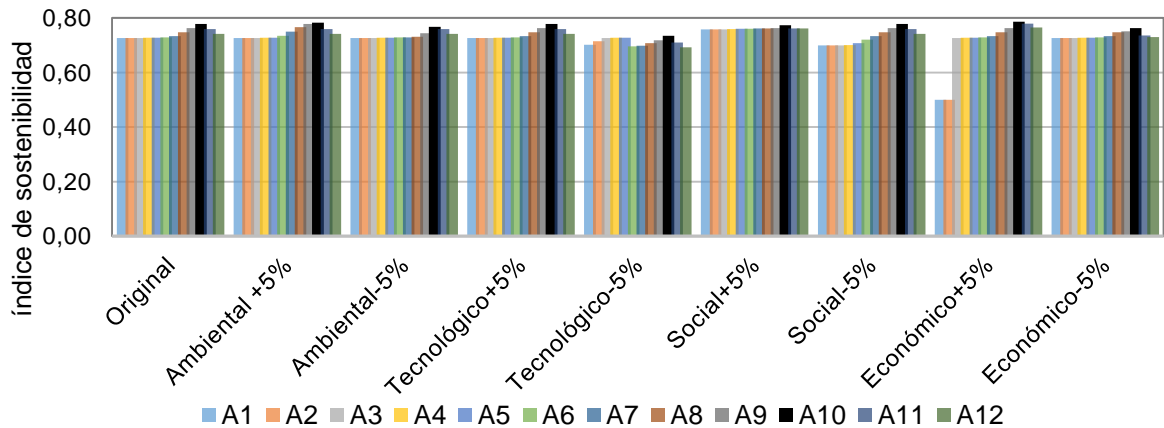


**7.1.4 Análisis de sensibilidad** Con el fin de observar la influencia del cambio sistemático de las variables de entrada en la variable de respuesta y examinar la racionalidad y la estabilidad del modelo propuesto, fue realizado un análisis de sensibilidad a través de la variación sistemática de los valores de las variables de entrada en  $\pm 5\%$ , con un total 36 simulaciones en la herramienta *Fuzzy* de Matlab.

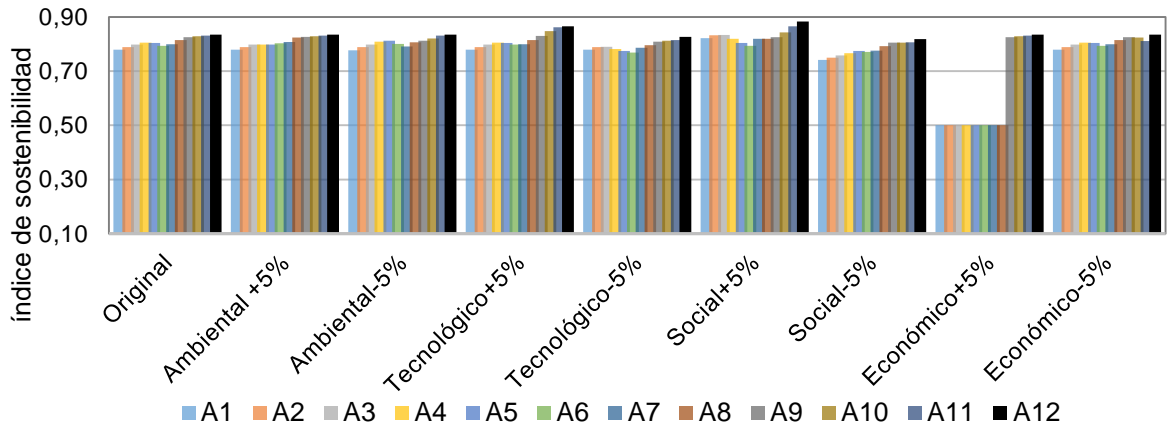
Se realizaron gráficas de las variaciones de todas las variables de entrada contra la variable de respuesta, Figuras 60-63. El orden de clasificación en todos los casos pone en primera posición a A3 en La Macarena, A10 en San Andrés, A12 Puerto Guzmán y A8 en Medio Atrato. Por lo tanto, este estudio puede confirmar que los resultados obtenidos utilizando el modelo propuesto son fiables y efectivos.

Asimismo, los resultados muestran que el criterio económico es el que representa mayor variabilidad al índice de sostenibilidad, principalmente ante su incremento.

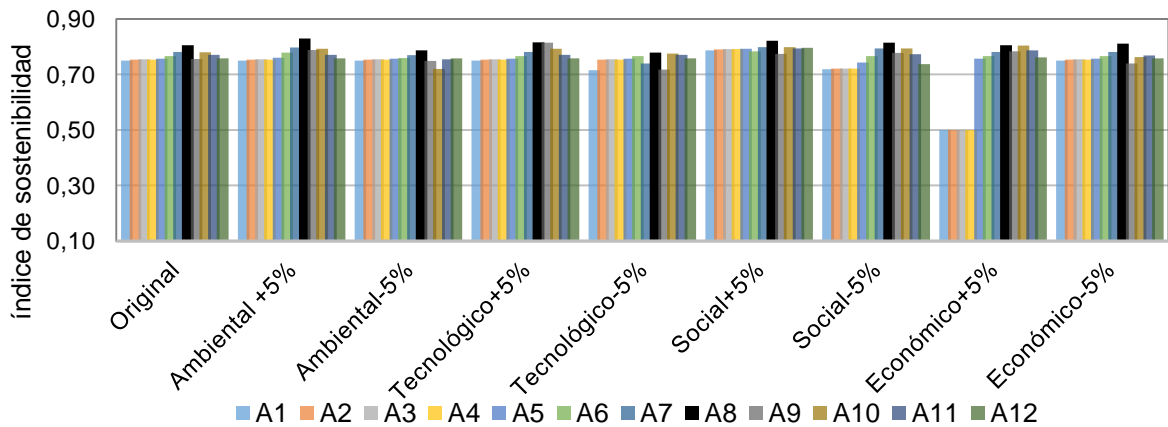
**Figura 60. Diagrama de la distribución del índice de sostenibilidad ante variaciones de las variables de entrada en SA**



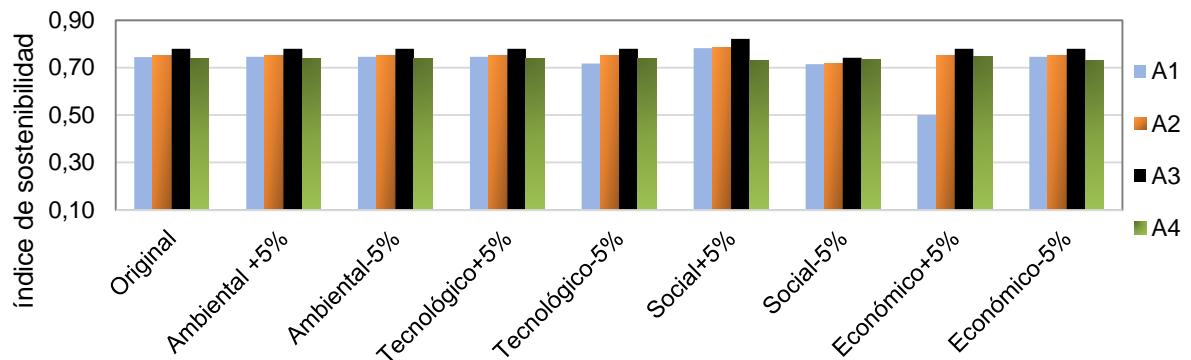
**Figura 61. Diagrama de la distribución del índice de sostenibilidad ante variaciones de las variables de entrada en PG**



**Figura 62. Diagrama la distribución del índice de sostenibilidad ante variaciones de las variables de entrada en MA**



**Figura 63. Diagrama de la distribución del índice de sostenibilidad ante variaciones de las variables de entrada en LM**



## 7.2 VALIDACIÓN

Los resultados obtenidos con el diseño metodológico se validaron con ayuda de simulaciones en uno de los sistemas actuales de planeación energética en Colombia para sistemas aislados. Para esto se evaluó si alternativa seleccionada previamente en el caso de San Andrés era viable mediante su evaluación con simulaciones en la herramienta HOMER, la cual permite la simulación y optimización técnico-económica de soluciones energéticas híbridas, en este caso SolarFV, GenEól y DiéselGen.

En los resultados de la simulación HOMER descarta la configuración del sistema si es inviable, esto es, si el sistema no satisface adecuadamente la carga dado el recurso disponible que se ha especificado.

Los datos de entrada de HOMER incluyen la configuración del sistema, el tamaño y los costos de componentes del sistema, curvas de carga, limitación de recursos y confiabilidad de energía, entre otros. Aquí vale la pena aclarar que las simulaciones en HOMER son hora a hora para un año en específico, a diferencia de la metodología propuesta, que se llevaron a cabo para un periodo de 10 años.

**7.2.1 Descripción del escenario de simulación** Con base en la alternativa sostenible en el caso de San Andrés se consideraron capacidades de 5772,49 kW de SolarFV, 12891,66 kW de GenEól y la capacidad al 2014 de plantas diésel, 57574 kW.

Para la simulación fueron consideradas las características de demanda y oferta de energía del sistema identificadas en el capítulo 5, las cuales fueron ingresadas al modelo en HOMER, seguido de su calibración para que el costo nivelado de energía, la participación de cada conjunto dentro de la generación total del sistema, el consumo de combustible, las emisiones de CO<sub>2</sub> debían coincidir o estar muy cercanos a los datos reales conocidos para la alternativa determinada previamente.

**7.2.2 Datos de entrada** Dentro de los datos de entrada necesarios para la simulación se encuentran:

**Demanda:** se utilizaron las curvas de carga diaria en la isla de San Andrés del Anexo J, para el 2024 cuando serían operativas todas las unidades de generación y además se asumió una variación horaria y estacional del 10% respecto a la curva típica disponible, conforme se presenta en [278].

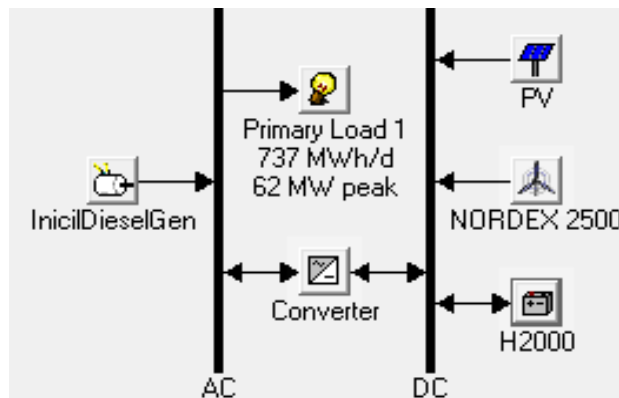
El exceso de electricidad en la restricción de confiabilidad del sistema se asumió en 6%, como en el modelo FMOMILP .

**Recursos energéticos:** se utilizaron las curvas de escenario medio de variaciones mensual de los recursos solar y eólico en la isla de San Andrés del Anexos 1-2. Coordenas 12° 35' 37" y 14° 42' de latitud norte y 81° 40' 49" y 81° 43' 13" de longitud oeste.

**Parámetros técnicos:** los parámetros técnicos considerados fueron el dimensionamiento del GenEól, el SolarFV, el banco de baterías, conversor, la

relación del rendimiento del DiéselGen y la profundidad máxima de descarga, y sus diferentes configuraciones. Se consideraron 5 aerogeneradores Nordex de potencia nominal equivalente a 2500 kW con la curva descrita en [279] y baterías Hoppecke 16OPzS de capacidad nominal de 2000 Ah y 24 V. La configuración del sistema simulado para San Andrés se muestra en la Figura 64.

**Figura 64. Configuración del sistema simulado para San Andrés**



**7.2.3 Supuestos generales** Como elementos y supuestos generales utilizados en el modelamiento y la simulación del escenario anteriormente descrito, se tomaron los siguientes:






















- Duración del proyecto de 10 años
- Una tasa de descuento de 7,8%.
- Precio base de diésel de 0,84 USD/l
- Precios constantes supuestos para el diésel a lo largo de la vida del proyecto.
- Para todas las unidades de generación se tomaron los costos unitarios utilizados en el capítulo 5.

En la Figura 65 se muestra la clasificación de las diferentes configuraciones hechas con HOMER, los resultados indican como mejores alternativas a aquellas que combinan 5772,5 kW de SolarFV, 12500 kW de GenEól, y capacidad actual de DiéselGen, por lo tanto, la alternativa de solución propuesta en San Andrés es

viable, ya que satisface adecuadamente la carga dados los recursos disponibles especificados. Dicha alternativa tiene valores de emisiones de CO<sub>2</sub> equivalentes a 169,66 millones de kg al año, un consumo de combustible de 70,72 millones de l por año, costo nivelado de energía de 0,249 USD/kWh y costo presente neto de 454,427 millones de USD.

Todas las demás salidas de la simulación se muestran en el Anexo Y.

**Figura 65. Clasificación de las configuraciones degeneración realizadas por el software HOMER**

    	PV (kW)	N2500	DiGen (kW)	H2000	Conv. (kW)	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Diesel 2 (L)	DiGen (hrs)
    	5772.5	5	57754	360	18500	67,113,496	\$ 454,427,904	0.249	0.19	70,718,616	8,760
   	5772.5	5	57754		18500	67,138,704	\$ 454,598,592	0.250	0.19	70,778,864	8,760
   		5	57754	360	18500	67,205,008	\$ 455,047,552	0.250	0.17	71,093,080	8,760
  		5	57754		18500	67,227,800	\$ 455,201,856	0.250	0.17	71,153,080	8,760

Además, estos resultados de la metodología coinciden con las conclusiones dadas por la UPME en [278] quienes simularon en HOMER varios escenarios del sistema eléctrico en San Andrés y donde se recomienda incluir por lo menos 4,6 MW de energía solar FV, o hasta el orden de 6,6 MW a 2020 y 12,5 MW de eólica. Asimismo, recomiendan evaluar nuevos sistemas de almacenamiento para aumentar la penetración de renovables, siempre y cuando se realicen análisis eléctricos más detallados (estabilidad de la red).

### 7.3 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO

En este capítulo propuso un método de AMAD basado en lógica difusa para obtener alternativas sostenibles de generación de electricidad en ZNI al evaluar los frentes de Patero del capítulo anterior.

La evaluación de las alternativas sostenibles se basó en criterios asociados al concepto extendido de sostenibilidad: sociales, económicos, ambientales y tecnológicos.

Actores expertos en el área de energías renovables evaluaron cada uno de los sub-criterios cualitativos asociados a los criterios de sostenibilidad, así como el peso relativo de cada uno de los factores (criterios y sub-criterios) mediante un método de análisis prospectivo cualitativo Delphi-difuso.

Para considerar la incertidumbre e imprecisión de dichos factores se construyó un segundo modelo de AMAD basado en un sistema de inferencia difuso que permitió la relación entre los cuatro criterios de sostenibilidad (variables de entrada representadas con conjuntos difusos) con un indicador de sostenibilidad (variable de salida) a partir de 81 reglas lógicas basadas en el conocimiento sobre las escalas de evaluación de sostenibilidad.

Los resultados de los casos de estudio mostraron como alternativas más sostenibles las que conforman una matriz de generación de 94,2% de DiéselGen, 4% de GenEól y 1,8% de SolarFV en San Andrés; 31,2% de Diésel, 47,7% de BioGen, 7,9% de SolarFV y el resto con PCHs en Puerto Guzmán; 54,55% de DiéselGen, 39,3% de PCHs y el resto con BioGen en Medio Atrato y 17,7% DiéselGen y el resto con redes de transmisión en La Macarena .

En el caso de San Andrés la matriz de generación es resultado de la capacidad instalada de diésel actual, la cual duplica la demanda máxima de potencia en la isla. Dichas plantas tienen una vida útil de 25 años y no serán desinstaladas, puesto que se benefician con tarifas por la instalación de diésel acordadas en el PPA (*Power Purchase Agreement*), por lo tanto, estas capacidades distorsionan y castigan la penetración de renovables en la isla.

Para evaluar la robustez y estabilidad del modelo propuesto se procedió a realizar un análisis de sensibilidad que mostro resultados estables de la variable de salida ante variaciones sistemáticas en las variables de entrada. Consecuentemente, se puede catalogar como una herramienta eficiente para facilitar la decisión de elegir una alternativa apropiada para la generación de energía en ZNI de Colombia.

Finalmente, para dar validez a los resultados obtenidos, la alternativa en San Andrés fue simulada en el software HOMER, donde resultó ser la alternativa más óptima y factible desde el punto de vista técnico-económico.

## **8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES GENERALES**

En este trabajo ha sido propuesto un nuevo marco metodológico híbrido para seleccionar alternativas sostenibles de generación de energía eléctrica en ZNI de Colombia a partir de criterios sociales, tecnológicos, ambientales y económicos.

Se contribuyó con la identificación de las barreras de penetración de sistemas de energía renovable en Colombia y con la determinación de los sistemas de mayor aceptación por parte de los actores involucrados en esta temática, siendo designados los sistemas de energía renovable solar, eólico, de biomasa e hídrico.

La aplicación del marco metodológico se llevó a cabo en cuatro casos de estudio con mayor demanda energética en las ZNI: Medio Atrato en Chocó, Puerto Guzmán en Putumayo, San Andrés en San Andrés, Providencia y Santa Catalina y por último La Macarena en Meta.

Se realizó la caracterización de las zonas de estudio, es decir la estimación del potencial energético solar, eólico, hídrico y de la biomasa residual agrícola para establecer los recursos propios con los que se cuenta cada zona. Para esto fueron consideradas herramientas de cartografía, bases de datos de la NASA, el IDEAM y restricciones sociales y ambientales.

La estimación del potencial energético de las zonas permitió la caracterización del problema de toma de decisiones, puesto que a partir de los recursos energéticos disponibles se definieron las alternativas tecnológicas evaluadas: solar fotovoltaica, generadores eólicos, gasificación de biomasa residual y los actuales generadores diésel.

Se definieron los criterios de sostenibilidad relevantes para la de toma de decisiones en el problema a tratar: residuos contaminantes, emisiones de CO<sub>2</sub>, tierra requerida, impacto del habitat, costo total presente, creación de empleo, aceptación social, eficiencia, madurez, confiabilidad y rutas de acceso.

Se desarrolló un modelo novedoso de AMOD difuso a partir de los criterios económicos y ambientales identificados previamente y, a su vez, del tratamiento de parámetros inciertos, claves en la temática de planificación energética para responder a preguntas de qué, dónde y cuándo construir alternativas de generación de energía eléctrica en ZNI y solventar el problema de planeación de la expansión de capacidad en generación de energía eléctrica,

A diferencia de otras investigaciones realizadas previamente en Colombia, fueron incorporadas herramientas de análisis de procesos (evaluación de costos y técnicas prospectivas) y termodinámica (balances de energía y la exergía asociada a los recursos) para la estimación de parámetros inciertos asociados a sistemas energéticos. Dichos parámetros estuvieron enmarcados en tres escenarios de proyección (medio, alto y bajo) e incluyeron el crecimiento de la demanda de energía; la variación de los costos de inversión, operación, mantenimiento y de combustibles; y los recursos energético futuros.

El modelo desarrollado permitió determinar alternativas de Pareto eficientes, simultáneamente, para todos los casos de estudio. Los objetivos fueron la minimización del costo total presente del sistema de generación y las emisiones de CO<sub>2</sub>. Además, se consideraron restricciones de operación, diseño y recursos necesarios para el funcionamiento de los sistemas durante un periodo de planeación de 10 años.

Para la solución matemática del modelo se propuso un procedimiento novedoso denominado  $\epsilon$  restricciones difuso, que funcionó de forma eficiente y con poco

tiempo computacional en el momento de resolver simultáneamente el problema en todos los casos de estudio.

Los valores de las emisiones de CO<sub>2</sub> y los costos totales actuales que conformaron las alternativas de Pareto, obtenidas con esta fase, fueron utilizados como datos de entrada para la siguiente fase, en la que se adicionaron criterios sociales, tecnológicos y ambientales, los cuales se evaluaron a partir de la opinión de expertos (de sectores, gubernamental, educativo, investigativo, oferta y comercialización) involucrados en el área de energías renovables mediante un método de análisis prospectivo Delphi.

Para tratar la información incierta o imprecisa asociada a estos criterios, se construyó un segundo modelo novedoso de AMAD difuso que involucró todos los criterios asociados a la sostenibilidad evaluados anteriormente. El modelo permitió la relación entre variables (criterios) a partir de 81 reglas de inferencia lógicas basadas en el conocimiento en el área con las que se obtuvo un nuevo indicador de sostenibilidad que permitió clasificar cada una de las alternativas de Pareto y seleccionar la mejor.

En San Andrés la alternativa seleccionada esta compuesta por 94,2% de DiéselGen, 4% de GenEól y 1,8% de SolarFV; en Puerto Guzmán por 31,2% de DiéselGen, 47,7% de BioGen, 7,9% de SolarFV y el resto con PCHs; en Medio Atrato por 54,55% de DiéselGen, 39,3% de PCHs y el resto con BioGen y en La Macarena por 17,7% DiéselGen y el resto con redes de transmisión.

Estas alternativas fueron sometidas a un análisis de sensibilidad para evaluar estabilidad de la variable de salida ante variaciones sistemáticas en las variables de entrada, suministrando valores favorables de robustez y estabilidad.

La alternativa del caso de San Andrés fue validada mediante su simulación en el Software HOMER Energy. Los resultados de la optimización de la alternativa obtenida fueron consistentes con los gastos energéticos y los recursos disponibles en la zona.

Los hallazgos de esta investigación enriquecen las escasas bases de datos de sistemas de generación de energía en ZNI e ilustran la complejidad de la toma de decisiones en el sector energético, donde existen múltiples criterios de sostenibilidad y diferentes preferencias para cada uno de este trabajo. Los resultados también demuestran que, en tales situaciones, a menudo no hay una solución “mejor” que la otra y son necesario el consenso e intercambio de información con expertos que permitan identificar la opción "más sostenible".

Vale la pena resaltar que, aunque la aplicación la metodología desarrollada está enmarcada en las ZNI, es aplicable a sistemas energéticos de otras regiones. Por lo tanto, sería recomendable implementar la con otros enfoques. Los resultados que se obtengan podrían compararse con los hallazgos de este trabajo, y serían un posible esquema para una investigación futura.

Asimismo, para trabajos futuros sería recomendable implementar una plataforma integral que permita la relación sistemática de cada una de las etapas, nuevos sistemas de generación de energía, bases de datos y softwares utilizados en la metodología propuesta para agilizar la solución de los problemas tratados.

Finalmente, se espera que tanto la metodología propuesta como los resultados de la investigación de este trabajo sean utilizados como marco de apoyo para una toma de decisiones futuras por parte de los responsables del área de planificación energética en Colombia.

## 9. NOVEDAD CIENTÍFICA

### 9.1 GENERACIÓN DE NUEVO CONOCIMIENTO

Esta investigación contribuye con el diseño y aplicación de una metodología integral basada en lógica difusa para seleccionar alternativas sostenibles de generación eléctrica a largo plazo en ZNI de Colombia. La metodología incluyó múltiples criterios de sostenibilidad (sociales, económicos, ambientales y tecnológicos) medidos de forma cualitativa y cuantitativa, así como su interacción de con una variable de selección de alterativas o índice de sostenibilidad. Para ello se realizaron los siguientes aportes:

- La identificación de las barreras de penetración de sistemas de energía renovable en Colombia, así como con la caracterización de los sistemas de mayor aceptación por parte de los actores involucrados en esta temática.
- La estimación del potencial energético solar, eólico, hídrico y de la biomasa residual agrícola para establecer los recursos propios con los que se cuenta cada zona.
- Un modelo novedoso de AMOD difuso que incluye criterios económicos y ambientales y que permite responder a preguntas de qué, dónde y cuándo construir alternativas de generación de energía eléctrica en ZNI y solventar el problema de planeación de la expansión de capacidad en generación de energía eléctrica.
- La incorporación de herramientas de análisis de procesos (evaluación de costos y técnicas prospectivas) y termodinámica (balances de energía y la exergía asociada a los recursos) para la estimación de parámetros inciertos, necesarios en el modelo anterior.

- Un procedimiento matemático novedoso denominado  $\epsilon$  restricciones difuso para determinar alternativas de Pareto eficientes simultáneamente en todos los casos de estudio evaluados en el AMOD difuso.
- Un modelo novedoso de AMAD difuso para relacionar los criterios de sostenibilidad (variables de entrada) con un nuevo indicador de sostenibilidad (variable de salida) que permite clasificar cada una de las alternativas de Pareto.

Vale la pena resaltar que: (I) los hallazgos de esta investigación enriquecen las escasas bases de datos de sistemas de generación de energía en ZNI y (II) a pesar de que la aplicación la metodología desarrollada está enmarcada en las ZNI, es aplicable a sistemas energéticos de otras regiones.

## **9.2 FORTALECIMIENTO DE LA CAPACIDAD CIENTÍFICA Y TECNOLÓGICA**

El desarrollo de esta investigación promovió las relaciones entre universidad-empresa-estado en la medida en que participaron las siguientes entidades:

- Universidad Industrial de Santander.
- Universidad Nacional de Colombia-Sede Medellín.
- Universidad de Zagreb, Croacia, donde se llevó a cabo una pasantía de investigación que fue dirigida por el profesor *Neven Duic*, adscrito al Departamento de Energía, Ingeniería Eléctrica y Medio Ambiente de la Facultad de Ingeniería Mecánica y Arquitectura Naval.
- Universidad de Purdue, Estados Unidos, donde se realizó una pasantía de investigación que fue dirigida por el profesor *Gintaras Reklaitis*, adscrito al Departamento de Ingeniería Química y quien es experto en sistemas informáticos para apoyar decisiones complejas inherentes al diseño y operación de sistemas de procesamiento, así como metodologías para la planificación y optimización de plantas y empresas, con aplicaciones en la industria farmacéutica y la integración de sistemas energéticos.

- Unidad de Planificación Minero Energética (UPME) con la participación en las encuestas realizadas para los capítulos 1 y 7.
- Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas no Interconectadas (IPSE) con la participación en las encuestas realizadas para los capítulos 1 y 7.
- COLCIENCIAS como ente financiador con la beca de sostenimiento para doctorados nacionales de la convocatoria 567 y el proyecto titulado: “Estudio y caracterización de la combustión de los biocombustibles productivos con biomasa autóctona con el fin de aumentar la eco-eficiencia en los sistemas energéticos en los sectores residenciales e industriales con énfasis en las zonas no interconectadas de Colombia”.

La interdisciplinariedad de la tesis permitió la formación de un Doctor en Ingeniería Química, diez Ingenieros Químicos, dos Ingenieros Industriales y un Electricista.

### **9.3 APROPIACIÓN SOCIAL DEL CONOCIMIENTO**

Esta investigación permitió la publicación de 6 artículos en revistas indexadas por Colciencias en categorías A1 y A2 y la participación en 9 eventos científicos internacionales:

Artículos publicados:

- Barriers to social acceptance of renewable energy systems in Colombia. Rosso Cerón A. M., Kafarov V. *Current Opinion in Chemical Engineering*, vol.10 p.103-110, 2015, ISSN: 2211-339. Revista indexada en categoría A1.
- Potential Assessment of Renewable Energy Sources in Non-Interconnected Zones of Colombia, Using Geographic Information System-ArcGIS: Study of Cases. Rosso Cerón A. M., Blanco Patiño F, Araque Duarte J., Kafarov V.

*Chemical Engineering Transactions*, vol.57, p.1567-1572, 2017, ISSN: 2283-9216. Revista indexada en categoría A2.

- Generation of Electricity by Plant Biomass in Villages of the Colombian Provinces: Chocó, Meta and Putumayo. Rosso Cerón A. M., Weingärtner S., Kafarov V. *Chemical Engineering Transactions*, vol. 43, p.577-582, 2015, ISSN: 1974-9791. Revista indexada en categoría A2.
- Analysis on the Economic Feasibility of Power Generation from Renewable Energy Systems in Non-Interconnected Zones of Colombia: Study of Cases. Rosso Cerón A. M., Kafarov V. *Chemical Engineering Transactions*, vol. 43, p.1447-1452, 2015, ISSN: 1974-9791. Revista indexada en categoría A2.
- Assessment of Power Generation Alternatives through a Fuzzy Multiobjective Mixed Integer Long-Term Planning Model: Case Study of Non-Interconnected Areas of Colombia. Rosso Cerón A. M., Kafarov V., Latorre G., & Herrera Y. *Chemical Engineering Transactions*, vol.52, p.79-84, 2016, ISSN: 2283-9216. Revista indexada en categoría A2.
- A Fuzzy Logic Decision Support System for Assessing Sustainable Alternative for Power Generation in Non-Interconnected Areas of Colombia- Case of Study. Rosso Cerón A. M., Kafarov V., Latorre G. *Chemical Engineering Transactions*, vol. 57, p.421-426, 2017. Revista indexada en categoría A2.

Trabajos presentados en eventos científicos:

- Barriers to social acceptance of renewable energy systems in Colombia. Rosso Cerón A.M, Kafarov V. 9<sup>th</sup> Conference on Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems (SDEWES Conference). Sep. 20 -27, 2014.
- Generation of Electricity by Plant Biomass in Villages of the Colombian Provinces Chocó, Meta and Putumayo. Rosso Cerón A. M., Weingärtner S., Kafarov V. International Conference on Chemical & Process Engineering-12 (Icheap12). May. 19-22, 2015.
- Analysis on the Economic Feasibility of Power Generation from Renewable Energy Systems in Non-Interconnected Zones of Colombia: Study of Cases.

- Rosso Cerón A. M., Kafarov V. International Conference on Chemical & Process Engineering-12 (Icheap12). May. 19-22, 2015.
- Metodologías de estimación del potencial energético de recursos renovables en zonas no interconectadas de Colombia, utilizando sistemas de información geográfica, SIG - casos de estudio. Rosso Cerón A. M., Blanco Patiño F, Araque Duarte J., Kafarov V. V Congreso de Gestión y Eficiencia Energética (CIUREE), Feb. 3-5, 2016.
  - Assessment of Power Generation Alternatives through a Fuzzy Multiobjective Mixed Integer Long-Term Planning Model: Case Study of Non-Interconnected Areas of Colombia. Rosso Cerón A. M., Kafarov V., Latorre G., Herrera Y. 19<sup>th</sup> Conference: Process Integration, Modelling and Optimisation for Energy Saving and Pollution Reduction (PRES 2016). Ago. 27-31, 2016.
  - Potential Assessment of Renewable Energy Sources in Non-Interconnected Zones of Colombia, Using Geographic Information System - ArcGIS: Study of Cases. Rosso Cerón A. M., Blanco Patiño F, Araque Duarte J., Kafarov V. 19<sup>th</sup> Conference: Process Integration, Modelling and Optimisation for Energy Saving and Pollution Reduction (PRES 2016). Ago. 27-31, 2016.
  - A fuzzy decision-making approach for selecting sustainable alternatives of power generation in non-interconnected zones of Colombia. Rosso Cerón A. M., Kafarov V., Latorre G. 11<sup>th</sup> Conference on Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems (SDEWES Conference). Sep. 4-9, 2016.
  - A Fuzzy Logic Decision Support System for Assessing Sustainable Alternatives for Power Generation in Non-Interconnected Areas of Colombia- Case of Study. Rosso Cerón A. M., Kafarov V., Latorre G. International Conference on Chemical & Process Engineering-13 (Icheap13). May. 28-31, 2017.
  - Forecasting tool for assessing environmental, technical and economic parameters associated with power generation alternatives. León Esteban A.F., Rosso Cerón A. M., Montañez J.F., Kafarov V. 10<sup>th</sup> International Conference on Sustainable Energy & Environmental Protection (SEEP 2017). Jun. 27-30, 2017.

## CITAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] WORLD ENERGY OUTLOOK-IEA. [Citado el 18 de septiembre de 2012]. En:<<http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/weo2010.pdf>>, 2010.
- [2] MANZINI, F. L. & MACÍAS, P. Nuevas energías renovables: una alternativa sustentable para México (Análisis y propuesta). Centro de Investigaciones en Energía. UNAM. México, 2004.
- [3] WORLD ENERGY OUTLOOK-IEA. [Citado en 18 de septiembre de 2012]. En:<[http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/weo\\_2007\\_cpt20.pdf](http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/weo_2007_cpt20.pdf)>, 2007.
- [4] UNITED STATES AGENCY INTERNATIONAL DEVELOPMENT-USAID, Programa de Energía Limpia para Colombia – CCEP: Procesos y proyectos de apoyo a la inserción de las Energías Renovables (ER) en Colombia. En:<[www.ipse.gov.co/.../1228-presentacion-programa-energia-limpia-colombia-ccep](http://www.ipse.gov.co/.../1228-presentacion-programa-energia-limpia-colombia-ccep)>, 2014.
- [5] UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA-UPME, Sistema de información eléctrico colombiano en zonas no interconectadas. 13 de Octubre, de, 2016]. En: <<http://www.upme.gov.co/zni/>>.
- [6] ROJAS, J.C., Planning of power supply in rural areas of developing countries: a framework for decision-making, Universidad de Zaragoza, Zaragoza España, PhD. Tesis, 2012.
- [7] SILVA, D., & NAKATA, T., Multi-objective assessment of rural electrification in remote areas with poverty considerations. En: Energy Policy, Vol. 37, pp 3096–31080, 2009.
- [8] MEZA, J.C., YILDIRIM, M.B., & MASUD, A.S.M., A Model for the Multiperiod Multiobjective Power Generation Expansion Problem. En: IEEE Transactions On Power Systems, Vol. 22, pp 871-878, 2007.
- [9] QUIJANO HURTADO, R., Diseño e implementación de una plataforma integrada de modelación para la planificación energética sostenible – MODERGIS – Estudio de caso Colombia. Tesis de Doctorado en Ingeniería Sistemas Energéticos, Universidad Nacional de Colombia, Medellín, 2012.
- [10] WANG J.J., JING Y.Y., ZHANG C.F. & ZHAO J.H.. Review on multi-criteria decision analysis aid in sustainable energy decision-making. En: Renewable and Sustainable Energy Reviews. Vol. 13, pp 2263–22, 2009.
- [11] ZENG J., AN M., & SMITH, N.J, Application of a fuzzy based decision making methodology to construction project risk assessment. En: International Journal of Project Management , Vol.25, pp 589–600, 2007.
- [12] SILVERIO MILANESI G., Probabilistic versus fuzzy valuation, real options and the binomial model. Application for investment projects in ambiguity conditions. En: Estudios Gerenciales, Vol.30, pp 211-219, 2014.

- [13] UPME. Balance energético Colombiano. [17 de marzo, de, 2017]. En: <<http://www1.upme.gov.co/balance-energetico-colombiano-1975-2015>>, 2016.
- [14] GARCÍA, H. Modelación de la gasificación de biomasa en un reactor de lecho fijo. Tesis de Maestría en Ingeniería Mecánica, Universidad Nacional de Colombia, Bogotá, 2011.
- [15] GRYNSPAN R., Bloomberg New Energy Summit. [18 de septiembre de 2014]. [Citado en 2 de agosto de 2014]. En: <<http://content.undp.org/go/newsroom/2011/april/grynspar-.en>, 2011>, 2011.
- [16] PIETROSEMOLI, L.; MONROY, C.R. The impact of sustainable construction and knowledge management on sustainability goals. A review of the Venezuelan renewable energy sector. En: *Renew. Sustain. Energy Rev.* Vol. 27, pp. 683–691, 2013.
- [17] BOTERO, B. S., Energy Efficiency Business Options for Industrial end Users in Latin American Competitive Energy Markets: The Case of Colombia. En: *Energy Engineering: Journal of the Association of Energy Engineers* , Vol. 100, pp 58-79, 2002.
- [18] XM, Demanda de energía nacional. [20 de octubre de 2016]. En: <<http://informesanuales.xm.com.co/2015/SitePages/operacion/3-1-Demanda-de-energia-nacional.aspx>>, 2015.
- [19] UPME, Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica 2013 –2017. [20 de octubre de 2014]. En: <[http://www.siel.gov.co/Siel/Portals/0/Piec/Libro\\_PIEC.pdf](http://www.siel.gov.co/Siel/Portals/0/Piec/Libro_PIEC.pdf)>, 2013.
- [20] NARVÁEZ, P. C., Conventional and unconventional energy sources: status, perspectives. En: *Engineering, and Research*, Vol. 30, pp 165-173, 2010.
- [21] QUIJANO, R., BOTERO, S., & DOMÍNGUEZ J. MODERGIS application: Integrated simulation platform to promote and develop renewable sustainable energy plans, Colombian case study. En: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 16, pp. 5176-5187, 2012.
- [22] RODRIGUEZ, M. & BERROCAL, L. La producción de energía hidroeléctrica en Extremadura. Dpto. de Arte y Ciencias del Territorio, Universidad de Extremadura, [7 de octubre de 2014]. En: <[http://www.academia.edu/5124790/LA\\_PRODUCION\\_DE\\_ENER\\_GIA\\_HIDROELCTRICA\\_EN\\_EXTREMADURA](http://www.academia.edu/5124790/LA_PRODUCION_DE_ENER_GIA_HIDROELCTRICA_EN_EXTREMADURA) 2010>, 2010.
- [23] UPME, Hagler Bailly Services, AENE, Establecimiento de un Plan Estructural, Institucional y Financiero, que Permita el Abastecimiento Energético de las Zonas No Interconectadas con Participación de las Comunidades y el Sector Privado, Bogotá D.C, 2001.
- [24] Subdirección de Planificación Energética, IPSE, Minminas. [7 de febrero de 2014] En: <[www.ipse.gov.co/subdireccion\\_de\\_planificacion\\_energetica/2007](http://www.ipse.gov.co/subdireccion_de_planificacion_energetica/2007)>, 2007.

- [25] Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para ZNI – IPSE. Centro de innovación tecnológica con énfasis en Poligeneración. ISBN: 978-958-99713-6-9, 2011.
- [26] IPSE. Soluciones energéticas para ZNI de Colombia [7 de noviembre de 2015]. En: <<https://www.minminas.gov.co/documents/10180/742159/09C-SolucionesEnergeticasZNI-IPSE.pdf/2871b35d-eaf7-4787-b778-ee73b18dbc0e>>, 2014.
- [27] BHATTACHARYYA B. Review of Alternative Methodologies for Analysing Off grid Electricity Supply. En: Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 16, pp. 677-94, 2012.
- [28] CARO, R., SALVADOR, A. & ALFONSO, S. Método matemático para evaluar la sostenibilidad utilizando lógica borrosa. Jornada Internacional: Matemáticas Everywhere. Universidad Politécnica de Madrid. España, 2010.
- [29] DINCER, I. & ROSEN, M. Exergy, Energy, Environment and Sustainable Development. Elsevier, 2007.
- [30] VAN BEECK, N. A New Decision Support Method for Local Energy Planning in Developing Countries. CentER, Tilburg University. En línea: <<http://arno.uvt.nl/show.cgi?fid=2450>> , 2003.
- [31] KAHRAMAN, C., & KAYA, I., A fuzzy multicriteria methodology for selection among energy alternatives. En: Expert Systems with Applications, Vol. 37, pp 6270–6281, 2010.
- [32] MEZA, J.C., YILDIRIM, M.B., & MASUD, A.S.M., A Model for the Multiperiod Multiobjective Power Generation Expansion Problem. En: IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, pp. 871-878, 2007.
- [33] TEKINER, H., COIT, D. W., & FELDER, F. A. Multi-period multi-objective electricity generation expansion planning problem with Monte-Carlo simulation. En: Electric Power Systems Research, Vol. 12, pp. 1394-1405, 2010.
- [34] ALIZADEH, B., & JADID, S. Reliability constrained coordination of generation and transmission expansion planning in power systems using mixed integer programming. En: IET Generation, Transmission & Distribution, Vol. 5, p. 948, 2011
- [35] HUANGA, Z., YUA, H., PENG, Z., ZHAO, M. Methods and tools for community energy planning: A review. En: Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 42, pp. 1335-1348, 2015.
- [36] GONZALEZ, E. *et al.* Making real progress toward more sustainable societies using decision support models and tools: introduction to the special volume. En: Journal of Cleaner Production, Vol. 105 , pp.1-13, 2015
- [37] RAMIREZ CASTAÑO, S. Redes de Distribución de Energía, Universidad Nacional de Colombia, Tercera Edición, Manizales-Colombia. En:<<http://www.bdigital.unal.edu.co/3393/>>, 2009.
- [38] BARGUR J, MANDEL A. Energy consumption and economic growth in Israel: trend analysis (1960–1979). En: Proceedings of the third international conference on energy use management; 1981.

- [39] GONZALES C, XIBERTA B, LLANEZA C. Forecasting of energy production and consumption in Asturias (Northern Spain). En: Energy, Vol 24, pp.183–98, 1999.
- [40] KREIDER J, HABERL J. Predicting hourly building energy use: the great energy predictor shoot-out overview and discussion of results. En: ASHRAE Trans, Vol.94, pp.1104–18, 1994.
- [41] MUHAMMAD T, MARWAN M, PETER A. A cooling change-point model of community-aggregate electrical load. En: Energy Build, Vol. 43, pp. 28–37, 2011.
- [42] KREIDER J, *et al.* Building energy use prediction and system identification using recurrent neural networks. En: J Sol Energy Eng, Vol. 117, pp.161–6, 1995.
- [43] MUSELLI, M., NOTTON, G., POGGI, P. & LOUCHE, A. Computer-aided analysis of the integration of renewable-energy systems in remote areas using a geographical-information system. En: Applied Energy, Vol. 63, p.141–160, 1999.
- [44] SORENSEN, B. E., & MEIBOM, P. GIS Tools for Renewable Energy Modelling. En: Renewable Energy, Vol. 16, pp. 1262-1267, 1999.
- [45] AMADOR, J. & DOMINGUEZ, J. Spatial Analysis Methodology Applied to Rural Electrification Renewable. En: Energy, Vol. 31, pp. 1505-1520, 2006.
- [46] DOMÍNGUEZ BRAVO J; PINEDO PASCUA I & AUGUSTO GONZÁLEZ J. Herramientas SIG para la integración de recursos de energías renovables en electrificación rural. INTIS-GIS. En: Hernández, L. y Parreño, J. M. (Eds.), Tecnologías de la Información Geográfica para el Desarrollo Territorial. Servicio de Publicaciones y Difusión Científica de la ULPGC. Las Palmas de Gran Canaria. pp. 552-563. ISBN: 978-84-96971-53-0, 2008.
- [47] SCHNEIDER D, DUIC N, Bogdan I. Mapping the potential for decentralized energy generation based on renewable energy sources in the Republic of Croatia. En: Energy, Vol. 32, pp. 1731–1744, 2007.
- [48] ANGELIS-DIMAKIS A, *et al.* Methods and tools to evaluate the availability of renewable energy sources. En: Renew Sustain Energy Rev, Vol. 15, pp. 1182–1200, 2011.
- [49] CONNOLLY D, LUND H, MATHIESON B, & LEAHY M. A review of computer tools for analyzing the integration of renewable energy into various energy systems. En: Appl Energy, Vol. 87, pp.1059–1082, 2010.
- [50] ALFSTAD, T.. Applications of energy Models in the South. Energy Research Centre. LEAP & MARKAL. En Recommend. Vol.1, Ed. 2, 2004.
- [51] HOWELLS M., *et al.* A model of household energy services in a low-income rural African village. En: EnergyPolicy; Vol. 33, pp. 1833–51, 2005.
- [52] LABRIET M. MARKAL/TIMES Modeling of Greenhouse Gas Abatement Strategies: Canadian Case Study and World Coalition Analysis. En: <<http://www.gerad.ca/fichiers/cahiers/G0151.ps>>.
- [53] RETScreen Train Materials. En: <<http://www.retscreen.net/ang/dtinfo.php>>.

- [54] LENG G.J., *et al.* RETScreen International: results and impacts 1996–2012. Minister of Natural Resources Canada; <<http://www.etscreen.net/ang/impact.php>>, 2004.
- [55] BAČELIĆ MEDIĆ Z., ĆOSIĆ B., & DUIĆ N. Sustainability of remote communities: 100% renewable island of Hvar. En: J. Renewable Sustainable Energy, Vol. 5, 2013.
- [56] INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY (IAE). Comparative assessment of energy options and strategies in Mexico until 2025. En: <<http://www.dis.anl.gov/news/MexicoEnergy.html>>, 2005.
- [57] CONZELMANN, G., & KORITAROV, V. Turkey energy and environmental review. Argonne National Laboratory. En: <<http://www.dis.anl.gov/news/TurkeyUndp.html>>, 2002.
- [58] LUND H., & KEMPTON, W. Integration of renewable energy into the transport and electricity sectors through V2G. En: Energy Policy, Vol. 36, pp. 3578–3587, 2008.
- [59] DUIĆ, N., KRAJAČIĆ, G., & CARVALHO, M. RenewIslands methodology for sustainable energy and resource planning for islands. En: Renew Sustain Energy Rev, Vol. 12, pp. 1032–1062, 2008.
- [60] BUSUTTIL A., KRAJAČIĆ, G & DUIĆ N. Energy scenarios for Malta. En: International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 33, pp. 4235-4246, 2008.
- [61] KRAJACIC, G., MARTINS, R., BUSUTTIL, A., DUIĆ, N. & DA GRAÇA CARVALHO, M. Hydrogen as an energy vector in the islands' energy supply. En: International Journal of Hydrogen Energy, Vol: 33, pp. 1091-1103, 2008.
- [62] ENERGYPLAN, Advanced energy systems analysis computer models. [11 de marzo de 2017] .En: <<http://www.energyplan.eu/othertools/island/h2res/>>.
- [63] LAMBERT, T., GILMAN, P., & LILIENTHAL, P. Micropower system modeling with HOMER. En: <<http://homerenergy.com/documents/MicropowerSystemModelingWithHOMER.pdf>>.
- [64] ROHIT SEN. Off-Grid Electricity Generation with Renewable Energy Technologies in India; an application of HOMER. M.Tech.Tesis, University of Dundee -South Asia, 2011.
- [65] MUÑOZ, Y.A. Optimización de recursos energéticos en zonas aisladas mediante estrategias de suministro y consumo. Tesis Doctoral en Ingeniería Eléctrica, Universidad Politécnica de Valencia-España, 2012.
- [66] UPME. Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia. [19 de marzo de 2017]. En: <[http://www.upme.gov.co/Estudios/2015/Integracion\\_Energias\\_Renovables/INTEGRACION\\_ENERGIAS\\_RENOVANLES\\_WEB.pdf](http://www.upme.gov.co/Estudios/2015/Integracion_Energias_Renovables/INTEGRACION_ENERGIAS_RENOVANLES_WEB.pdf)>.
- [67] MENDES, G., IOAKIMIDIS, C., & FERRÃO, P. On the planning and analysis of integrated community energy systems: a review and survey of available tools. En: Renew and Sustain Energy Rev, Vol. 15, pp. 4836–4854, 2011.
- [68] MOUSA, K., ALZU'BI, H., & DIABAT, A. Design of a hybrid solar–wind power plant using optimization. En: Proceedings of the 2nd International Conference on Engineering Systems Management and its Applications.

- [69] AKELLA, A.K., SHARMA, M.P., & SAINI, R.P. Optimum utilization of renewable energy sources in a remote area. En: *Renew Sustain Energy Rev*, Vol. 11, pp. 894–908, 2007.
- [70] HE W. A simulation module for wind–diesel systems with multiple units. En: *Proceedings of the international conference on renewable energy-clean power*; pp. 171–176, 1993.
- [71] MORAIS, P., *et al.* Optimal scheduling of a renewable micro-grid in an isolated load area using mixed-integer linear programming. En: *Renewable Energy*; Vol. 35 pp. 151–156, 2010.
- [72] KOLTSAKLIS, N., *et al.* A spatial multi-period long-term energy planning model: A case study of the Greek power system. En: *Applied Energy*. Vol. 115, pp. 456–482, 2014.
- [73] STOYAN, S.J., & DESSOUKY, M.M. A Stochastic Mixed-Integer Programming approach to the energy-technology management problem. En: *Computers & Industrial Engineering*, Vol. 63, pp. 594–606, 2012.
- [74] TEKINERA, H., COITB, D.W., & FELDERC, F.A. Multi-period multi-objective electricity generation expansion planning problem with Monte-Carlo simulation. En: *Electric Power Systems Research*, Vol. 80, pp.1394–1405, 2010.
- [75] GUERRA, O., TEJADA, D.A., & REKLAITIS, G.V. An optimization framework for the integrated planning of generation and transmission expansion in interconnected power systems. En: *Applied Energy*, Vol. 170, pp. 1–21, 2016.
- [76] SILVA HERRAN, D. & NAKATA, T. Design of decentralized energy systems for rural electrification in developing countries considering regional disparity. En: *Applied Energy*. Vol. 91, pp.130–145, 2012.
- [77] BASTIDAS, M. J. Análisis multiobjetivo para la optimización en sistemas de energéticos Tesis Doctoral. Programa de Ingenierías. Área: Sistemas Energéticos. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Minas. Medellín, 2010.
- [78] BAI, C., & SARKIS, J. Green supplier development: analytical evaluation using rough set theory. En: *Journal of Cleaner Production*, Vol. 18, pp.1200-1210, 2010.
- [79] CHAI, J., LIU, J.N.K., & NGAI, E.W.T. Application of decision-making techniques in supplier selection: a systematic review of literature. En: *Expert Syst. Appl.* Vol.40, pp. 3872-3885, 2013 .
- [80] CAMPUZANO CANOVAS, A. Elección de una técnica de generación de energía mediante los métodos de superación Electre y Promethee, utilizando conjuntos difusos. Escuela técnica superior de ingenieros industriales. UPCT, 2013.
- [81] HEJAZI, W.G. DE OLIVEIRA FERNANDES, E., MOREIRA, C., & CONNORS, S. Multi-Criteria Decision Support Methods for Renewable Energy Systems on Islands C. En: *Journal of Clean Energy Technologies*, Vol. 3, 2015.
- [82] ZHOU, P., ANG, B.W., & POH, K.L. Decision analysis in energy and environmental modeling: An update. En: *Energy*, Vol. 31, pp 2604–2622, 2006.

- [83] SAATY TL. The analytic hierarchy process. New York: McGraw-Hill; 1980.
- [84] SAATY TL. Decision making for leaders. Pittsburgh: RWS Publications; 1992.
- [85] ZANGENEH, A., JADID S. & RAHIMI-KIAN, A. A hierarchical decision-making model for the prioritisation of distributed generation technologies: A case study for Iran. En: Energy Policy, Vol. 37, pp. 5752-5763, 2009.
- [86] ULUTAS, B. H. Determination of the appropriate energy policy for Turkey. En: Energy. Vol. 30, pp.1146–1161, 2005.
- [87] DEMIRTAS, O. Evaluating the Best Renewable Energy Technology for Sustainable Energy Planning. En: International Journal of Energy Economics and Policy. Vol. 3, Special Issue, pp.23-33, 2013.
- [88] KÖNE, A., & BÜKE, T. An analytical network process (AHP) evaluation of alternative fuels for electricity generation in Turkey. En: Energy Policy. Vol. 35, pp. 5220–5228, 2007.
- [89] ÖNÜT, S., TUZKAYA, U. R. & SAADET, N. Multiple criteria evaluation of current energy resources for Turkish manufacturing industry. En: Energy Convers Manage. Vol. 49, pp.1480–1492, 2008.
- [90] POHEKAR, S. D. & RAMACHANDRAN, M. Application of multi-criteria decision making to sustainable energy planning—A review. En: Renewable and Sustainable Energy Reviews, pp.365–381, 2004.
- [91] HARALAMBOPOULOS, D., & POLATIDIS, H. Renewable energy projects: structuring a multi-criteria group decision-making framework. En: Renewable Energy, Vol.28, pp.961–73, 2003.
- [92] BECCALI M., CELLURA M. & MISTRETTA, M. Decision-making in energy planning. Application of the Electre method at regional level for the diffusion of renewable energy technology .En: Renewable Energy, Vol. 28, p.2063–2087, 2003.
- [93] TOPCU, Y. & ULENGIN F. Energy for the future: an integrated decision aid for the case of Turkey. En: Energy, Vol. 29, pp.137–154, 2004.
- [94] KAYA, T. & KAHRAMAN, C. Multicriteria decision making in energy planning using a modified fuzzy TOPSIS methodology. En: Expert Syst. Appl. Vol. 38, pp. 6577-6585, 2011.
- [95] OPRICOVIC, S. & TZENG, G.-H. Compromise solution by MCDM methods: A comparative analysis of VIKOR and TOPSIS. En: Eur. J. Oper. Res., pp. 445–455, 2004.
- [96] TZENG, G.-H.; LIN, C.-W.; & OPRICOVIC, S. Multi-criteria analysis of alternative-fuel buses for public transportation. En: Energy Policy, Vol. 33, pp.1373–1383, 2005.
- [97] SAN CRISTÓBAL, J. Multi-criteria decision-making in the selection of a renewable energy project in spain: the Vikor method. En: Renew Energy. Vol. 36, pp.498–502, 2011.
- [98] ANSARI, A. J., ASHRA, I. & GOPAL, B. . Integrated Fuzzy VIKOR and AHP Methodology for Selection of Distributed Electricity Generation through Renewable Energy in India. En: International Journal of Engineering Research and Applications (IJERA) ISSN: 2248-9622. Vol. 1, pp.1110-1113, 2006.

- [99] TSOUTSOS, T., *et al.* Multicriteria renewable energy planning using an integrated fuzzy VIKOR & AHP methodology: The case of Istanbul. En: Energy, pp. 2517-2527, 2010.
- [100] ROJAS-ZERPA, J.C., & YUSTA, J.M. Application of multicriteria decisión methods for electric supply planning in rural and remote areas. Application to a remote rural village in Venezuelan Andes. En: Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 52, pp. 557–571, 2015.
- [101] LEE, S. K., MOGI, G., KIM, J. W. & GIM, B. J. . A fuzzy analytic hierarchy process approach for assessing national competitiveness in the hydrogen technology sector. En: Int J Hydrogen Energy, Vol.33, pp.6840–6848, 2008.
- [102] KAHRAMAN, C., KAYA, I., & CEBI, S. A comparative analysis for multiattribute selection among renewable energy alternatives using fuzzy axiomatic design and fuzzy analytic hierarchy process. En: Energy. Vol. 34, pp.1603–1616, 2009.
- [103] ABOUENAGA, A.E., METWALLY, A., NAGY, M.E., & AGAMY, S. Optimum selection of an energy resource using fuzzy logic. En: Nuclear Engineering and Design, Vol. 239, pp. 3062–3068, 2009.
- [104] ZHANG, L., ZHOU, D. Q., ZHOU, P., CHEN, Q. T. Modelling policy decision of sustainable energy strategies for Nanjing city: A fuzzy integral approach. En: Renewable Energy, pp. 197-203, 2014.
- [105] ZADEH, L. A. Fuzzy sets. En: Information and Control. Vol. 8, pp. 338-358, 1965.
- [106] CARVAJAL SERNA L.F. Un modelo de gestión de la calidad y cantidad de agua con lógica difusa gris para el río Aburrá. En: Revista Ingenierías Universidad de Medellín, Vol. 12, pp. 59 - 74 - ISSN 1692 – 3324, 2013.
- [107] IBIAS, A., *et al.* Programación multiobjetivo lineal en ambiente difuso. En <[http://www.uv.es/asepuma/recta/extraordinarios/Vol\\_01/05t.pdf](http://www.uv.es/asepuma/recta/extraordinarios/Vol_01/05t.pdf)>.
- [108] TORABI, S.A, & HASSINI, E., An interactive possibilistic programming approach for multiple objective supply chain master planning. En: Fuzzy Sets and Systems, Vol. 159, pp193 – 214, 2008.
- [109] ESMAP. Best Practice Manual: Promoting decentralized electrification investment, World Bank, Washington D.C, 2001.
- [110] CHAHÍN, C. INFORME FINAL Estudio de Caso – Colombia, Proyecto: Planificación Energética. Canadian International Development Agency, Organización Lationoamericana de Energía- OLADE, University of Calgary. P:1-9, 2009
- [111] GUERRERO-LIQUET, G., *et al.* Decision-Making for Risk Management in Sustainable Renewable Energy Facilities: A Case Study in the Dominican Republic. En: Sustainability, Vol. 8, 2016.
- [112] PERERA T., *et.al.* A hybrid tool to combine multi-objective optimization and multi-criterion decision making in designing standalone hybrid energy systems En: Applied Energy, Vol. 107, pp. 412–425, 2013.
- [113] SANTOYO-CASTELAZO E. & AZAPAGIC A. Sustainability assessment of energy systems: integrating environmental, economic and social aspects. En: Journal of Cleaner Production, Vol. 80,119-138, 2014.

- [114] SUBHES C B. Review of Alternative Methodologies for Analysing Offgrid Electricity Supply. En: Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 16, pp. 677-94, 2012.
- [115] DÍAZ MÉNDEZ, S. E., DELGADILLO, H. O., Vadillo Saenz, M. E., Rodríguez Lelis, J. M. & Hernández Guerrero, A. Medición de Impacto Ambiental con un Método Basado en Exergía. Memorias del XVI congreso internacional anual de la SOMIM, Monterey, Nuevo León, México, 2010.
- [116] KLEMES, J.J., VARBANOV, P.S., & Huisingh, D. Recent cleaner production advances in process monitoring and optimisation. En: J. Clean. Prod. Vol. 34, p 1e8, 2013.
- [117] JARAMILLO Á.P. & VINASCO T. L. Análisis multiobjetivo difuso espacial: Una herramienta para localizar proyectos lineales con un enfoque de gestión ambiental Gestión y Ambiente. En: Red de Revistas Científicas de América Latina, el Caribe, España y Portugal, Vol. 8, núm. 1, pp 19-34, 2005.
- [118] TARAPUEZ ROA, J.C. & BARRERA ARDILA, G.S. GAMS Aplicado a las Ciencias económicas. En línea: <<http://www.fce.unal.edu.co/uifce/proyectos-deestudio/pdf/GAMS%2520aplicado%2520a%2520las%2520Ciencias%2520Economicas>>, Universidad Nacional de Colombia, 2010.
- [119] Design and simulate fuzzy logic systems. En línea:<<https://www.mathworks.com/products/fuzzy-logic.html>>.
- [120] ASSEFA G. & FROSTELL B., Social sustainability and social acceptance in technology assessment: a case study of energy technologies. En: Technology of Society, 2007, Vol. 29, p. 63–78.
- [121] MARK Z. J. & DELUCCHI A., Providing all global energy with wind, water, and solar power, Part I: Technologies, energy resources, quantities and areas of infrastructure, and materials. En: Energy Policy, 2011, Vol. 39, p. 1154-1169.
- [122] ECONOMOU A., Renewable energy resources and sustainable development in Mykonos (Greece). En: Renewable Sustainable Energy, 2010, Vol. 14, p.1496–1501.
- [123] EK K., Public and private attitudes towards “green” electricity: the case of Swedish wind power. En: Energy Policy, 2005, Vol. 33, p.1677-1689.
- [124] JOBERT A., LABORGNE P., & MIMLER S., Local acceptance of wind energy: factors of success identified in French and German case studies. En: Energy Policy, 2007, Vol. 35, p. 2751-2760.
- [125] VARUN S.K., & SINGAL K., Review of augmentation of energy needs using renewable energy sources in India. En: Renewable Sustainable Energy Review, 2007, Vol. 11, p.1607-1615.
- [126] BAKER K.J., & RYLATT R.M., Improving the prediction of UK domestic energy-demand using annual consumption-data. En: Apply Energy, 2008, Vol. 85, p.475-482.
- [127] DIMITROPOULOS A., & KONTOLEON A., Assessing the determinants of local acceptability of wind farm investment: a choice experiment in the Greek Aegean islands. En: Energy Policy, 2009, Vol.37, p.1842-1854.

- [128] ELENI K., STIGKA J.A., PARAVANTIS S., and MIHALAKAKOU GIOULI K.: Social acceptance of renewable energy sources: a review of contingent valuation applications. En: *Renew Sustain Energy Review*, 2014, Vol. 32, P. 100-106.
- [129] DEL RIO P. & BURGUILLO M., An empirical analysis of the impact of renewable energy deployment on local sustainability. En: *Renewable Sustainable Energy Review*, 2009, Vol.13, p.1314-1325.
- [130] CASTILLO RAMÍREZ A., Barreras para la implementación de generación distribuida: dos representantes de países desarrollados vs. un representante de país en desarrollo. En: *A. Tecnura*, 2011, Vol. 15, p. 62 – 75.
- [131] KALDELLIS J.K., Social attitude towards wind energy applications in Greece. En: *Energy Policy*, 2005, Vol. 33, p.595-602.
- [132] OIKONOMOU E.K., KILIAS V., GOUMAS A., RIGOPOULOS A., KARAKATSANI E., DAMASIOTIS M., *et al.*, Renewable energy sources (RES) projects and their barriers on a regional scale: the case study of wind parks in the Dodecanese islands Greece. En: *Energy Policy*, 2009, Vol.37, p.4874-4883.
- [133] MONDAL A.H., KAMP L.M., & PACHOVA N., Drivers, barriers, and strategies for implementation of renewable energy technologies in rural areas in Bangladesh—An innovation system analysis. En: *Policy*, 2010, Vol. 38, p. 4626–4634.
- [134] MOURELATOS D., ASSIMACOPOULOS L., PAPAGIANNAKIS A., ZERVOS A., Large-scale integration of renewable energy sources an action plan for Crete. En: *Energy Policy*, 1998, Vol. 26, p. 751-763.
- [135] VARUN S.K., Review of augmentation of energy needs using renewable energy sources in India. En: *Renewable Sustainable Energy Review*, 2007, Vol. 11, p.1607-1615.
- [136] BAKOS G., Distributed power generation: a case study of small scale PV power plant in Greece. En: *Apply Energy*, 2008, Vol. 86, p. 1757-1766.
- [137] SOVACOOOL B.K., DHAKAL S., GIPNER O., & BAMBAAWALE M.J., Halting hydro: a review of the socio-technical barriers to hydroelectric power plants in Nepal. En: *Energy*, 2011, Vol. 36, p. 3468-3476.
- [138] PAINULY J.P., Barriers to renewable energy penetration; a framework for analysis. En: *Renewable Energy*, 2001, Vol. 24, p.73-89.
- [139] ZOELLNER J., SCHWEIZER-RIES P., & WEMHEUER C., Public acceptance of renewable energies: results from case studies in Germany. En: *Energy Policy*, 2008, Vol.36, p. 4136-4141.
- [140] MARUYAMA Y., NISHIKIDO M., & IIDA T., The rise of community wind power in Japan: enhanced acceptance through social innovation. En: *Energy Policy*, 2007, Vol. 35, p. 2761-2769.
- [141] ROGERS J.C., SIMMONS E.A., CONVERY I., & WEATHERALL A., Public perceptions of opportunities for community-based renewable energy projects. En: *Energy Policy*, 2008, Vol.36, p.4217-4226.

- [142] WUSTENHAGEN R., MAARTEN W., & BURER M.J. Social acceptance of renewable energy innovation: An introduction to the concept. En: Energy Policy, 2007, Vol.35, p. 2683-2691.
- [143] CORPOEMA, Formulación de un plan de desarrollo para las fuentes no convencionales de energía en Colombia (PDFNCE), VOLUMEN 1 plan de desarrollo para las fuentes no convencionales de energía en Colombia (PDFNCE), 2010. [Citado en 13 noviembre de 2014]. En:< [http://www.upme.gov.co/Sigic/DocumentosF/Vol\\_1\\_Plan\\_Desarrollo.pdf](http://www.upme.gov.co/Sigic/DocumentosF/Vol_1_Plan_Desarrollo.pdf)>.
- [144] REDDY S., and PAINULY J.P., Diffusion of renewable energy technologies – barriers and stakeholders’ perspectives. En: Renewable Energy, 2004, Vol. 29, p.1431-1447.
- [145] GREEN P., & CARMONE F., Multidimensional scaling and related techniques in marketing analysis. En: Boston: Allyn and Boston Press; 1970.
- [146] R DEVELOPMENT CORE TEAM. R: A Language and Environment for Statistical Computing. R Foundation for Statistical Computing, 2008. ISBN 3-900051-07-0, Last accessed 08.29.14. En: <[http:// www.R-project.org](http://www.R-project.org)>.
- [147] RUIZ-MENDOZA, B., Fuentes de energía renovable en el subsector eléctrico colombiano, análisis y perspectivas. III Congreso CIER de la Energía-CONCIER, 2007
- [148] ROSSO-CERON A. KAFAROV V. Barriers to social acceptance of renewable energy systems in Colombia. En Current Opinion in Chemical Engineering, 2015, Vol. 10, P. 103–110.
- [149] GSTRIATUM, Energía solar, 2006. [Citado en 14 de Marzo de 2015]. En: <<http://www.gstriatum.com/energiasolar/>>.
- [150] UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA-UPME. Atlas de Radiación Solar de Colombia, 2005. En: <<https://documentacion.ideam.gov.co/openbiblio/Bvirtual/019649/019649.htm>>.
- [151] UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA-UPME, 2007. PLAN ENERGÉTICO NACIONAL 2006-2025 Contexto y Estrategias. ISBN 978-958-97855-7-7.
- [152] JARA, T., Introducción a las Energías Renovables No Convencionales. Leaders S.A, 2006. S.B.N.N. 956-8191-07-0.
- [153] UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA-UPME *et al.*, Atlas de viento y energía eólica en Colombia, 2006, [Citado en 21 de Octubre de 2014]. En: <[http://www.upme.gov.co/Atlas\\_Viento.htm](http://www.upme.gov.co/Atlas_Viento.htm)>.
- [154] UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA-UPME, *et al.*, Atlas de biomasa residual, 2010. En: <[http://www1.upme.gov.co/sites/default/files/article/1768/files/Atlas%20de%20Biomasa%20Residual%20Colombia\\_.pdf](http://www1.upme.gov.co/sites/default/files/article/1768/files/Atlas%20de%20Biomasa%20Residual%20Colombia_.pdf)>.
- [155] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS-CREG. Metodología para remunerar las actividades de generación y generación de energía eléctrica en ZNI, documento CREG-002, enero 2014.
- [156] RETScreen® Software, 2005-2014. Canada: NASA Langley Research Center Science Directorate and Minister of Natural Resources Canada.

- [Citado en 10 de Noviembre de 2014].  
En:<<http://www.retscreen.net/ang/home.php>>.
- [157] IGAC (Instituto Geográfico Agustín Codazzi), Sistema de información geográfica para la planeación y el ordenamiento territorial, 2010. [Citado en 5 de Noviembre de 2014]. En: <<http://sigotn.igac.gov.co/sigotn/>>.
- [158] ArcGIS, ArcGISresource center, desktop 10.1, 2012, En: <<http://help.arcgis.com/es/arcgisdesktop/10.0/help/index.html#/009z00000076000000>>.
- [159] ESTEVE, N., Energización de las ZNI a partir de las energías renovables solar y eólica, Tesis, Pontificia Universidad Javeriana, Bogotá, 2011. En:<<http://www.javeriana.edu.co/biblos/tesis/eambientales/tesis121.pdf>>.
- [160] NEOTEO, ASTER GDEM: El mapa topográfico más exacto, [Citado en 5 de abril de 2015]. En: <<http://www.neoteo.com/aster-gdem-el-mapa-topografico-mas-exacto/>>.
- [161] ARAQUE, J. & BLANCO, F., Estimación del potencial técnico energético de recursos renovables en Zonas No Interconectadas de Colombia, utilizando sistemas de información geográfica, SIG – casos de estudio, 2015. Tesis Universidad Industrial de Santander.
- [162] IDEAM (Instituto De Hidrología, Meteorología Y Estudios Ambientales), promedios 81 – 10.XLSX, [Citado en 25 de enero de 2015] En: <<http://www.ideam.gov.co/documents/21021/21789/promedios+81-10.xlsx/0f4e516b-84ab-4c91-9549-180e62b693ee>>.
- [163] CHAVES, B., JARAMILLO, B., Regionalización de la temperatura del aire en Colombia. En: Cenicafe, 1998.
- [164] BARUAH, D., DAS, D., & HILOIDHARI, M., Bioenergy potential from crop residue biomass in India. En: Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2014, p. 504–512.
- [165] DONG, J., DAFANG, Z., JINYING, F., KEGE, W., & YAOHUAN, H., Bioenergy potential from crop residues in China: Availability and distribution. En: Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2014, p. 1377– 1382
- [166] AGRONET, Base agrícola, Ministerio de agricultura 2007-2013, 2014, [Citado en 12 de Noviembre de 2014]. En: <<http://www.agronet.gov.co/www/htm3b/public/Anuario/>> 2014.
- [167] BOCCIA, L., FAUGNO, S., OKELLO, C., PINDOZZI, S., Bioenergy potential of agricultural and forest residues in Uganda. En: Biomass and Bioenergy, 2013, p.515-525.
- [168] CARDONA, M., DUARTE, M., ESCALANTE, H., ORDUZ, J., ZAPATA, H., Atlas del potencial energético de la biomasa residual en Colombia. En: División de Publicaciones - Universidad Industrial de Santander, 2010.
- [169] CERAC, Riesgo por presencia de grupos armados ilegales en Colombia, En:<[http://moe.org.co/home/doc/moe\\_mre/2011/mre2011/12\\_armadosilegal.es.pdf](http://moe.org.co/home/doc/moe_mre/2011/mre2011/12_armadosilegal.es.pdf)>, 2010.
- [170] ECENERGY, 2012. [Citado en 14 de Marzo de 2015]. En: <<http://www.ecenergy.jp/es/japans-fit-scheme/>>.

- [171] CEIBAL, Escala de Beaufort. [Citado en 23 de febrero de 2015]. En: <[http://www.ceibal.edu.uy/contenidos/areas\\_conocimiento/cs\\_naturales/230709\\_riesgo\\_naranja/escala\\_de\\_beaufort.html](http://www.ceibal.edu.uy/contenidos/areas_conocimiento/cs_naturales/230709_riesgo_naranja/escala_de_beaufort.html)>.
- [172] FIGUEROA, J. L., Análisis de alternativas de expansión de la matriz energética de Endesa Chile mediante generación eólica. En: Repositorio académico. Universidad de Chile, 2007.
- [173] INSTITUTO DE INVESTIGACIONES AMBIENTALES DEL PACÍFICO- IIAP, Plan estrategico de la macrocuenca del Pacífico, 2013. [citado en 23 de noviembre de 2015] En: < <http://siatpc.iiap.org.co/docs/avances/pemp.pdf>>.
- [174] ArcGISResources, Vista general del conjunto de herramientas de Hidrología, [citado en 5 de abril de 2015]. En: <<http://resources.arcgis.com/es/help/main/10.1/index.html#na/009z0000004w000000/>>.
- [175] GONZÁLEZ, J., RONDÓN, J., Caracterización fisicoquímica de biomasa agrícola representativa en Santander: “Papa, yuca, mora, papaya, cebolla junca”. En: Escuela de Ingeniería Química, UIS, 2013.
- [176] MENDOZA, C., SOLANO, A., Caracterización de los residuos de cultivos agrícolas de aguacate, arracacha, frijol, guayaba y piña producidos en Santander, Colombia. En: Escuela de Ingeniería Química, UIS, 2014.
- [177] KOOPMANS, J., KOPPEJAN, J., Agricultural and forest residues – generation, utilization and availability. En: Regional Consultation on Modern Applications of Biomass Energy, 1997
- [178] UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA-UPME, Plan Energetico Nacional Colombia: Ideario Energético 2050, 2015. En: < [http://www.upme.gov.co/Docs/PEN/PEN\\_IdearioEnergetico2050.pdf](http://www.upme.gov.co/Docs/PEN/PEN_IdearioEnergetico2050.pdf)>.
- [179] STEIN, E. W. , A comprehensive multi-criteria model to rank electric energy production technologies, 2013. En: Renewable and Sustainable Energy Reviews. Vol. 22, p.640-654.
- [180] STREIMIKIENE, D. & BALEZENTIS, T., Prioritizing sustainable electricity production technologies: MCDM approach, 2012. En: Renewable and Sustainable Energy Reviews. Vol. 16, p.3302-3311.
- [181] KURKA, T. & BLACKWOOD, D., Participatory selection of sustainability criteria and indicators for bioenergy developments, 2013.En: Renewable and Sustainable Energy Reviews. Vol. 24, p. 92-102.
- [182] ONAT, N. & BAYAR, H.,The sustainability indicators of power production systems, 2010. En: Renewable and Sustainable Energy Reviews. Vol. 14, p. 3108-3115.
- [183] SAVVAS, C., FLORIDES, G. & SAVVAS, A., The Parameters used in Multiple Criteria Decision Making Methodologies for Drafting out Renewable Energy Sources Support Schemes, 2011. En: World Renewable Energy Congress. Sweden. P. 2618-2625.
- [184] ROSSO CERÓN A.M., KAFAROV V. Analysis on the Economic Feasibility of Power Generation from Renewable Energy Systems in Non-Interconnected Zones of Colombia, Study of Cases. En: Chemical Engineering Transactions, Vol. 43, pp. 1447-1452, 2015.

- [185] UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA-UPME, Costos indicativos de generación eléctrica en Colombia, 2005. En:<[http://www.siel.gov.co/siel/documentos/documentacion/generacion/costos\\_indicativos\\_generacion\\_ee.pdf](http://www.siel.gov.co/siel/documentos/documentacion/generacion/costos_indicativos_generacion_ee.pdf)>.
- [186] NIKOLAOS E. K., ATHANASIOS S.D., GEORGIOS M. K., EFSTRATIOS N. P., & MICHAEL C. G. A spatial multi-period long-term energy planning model: A case study of the Greek power system. En: Applied Energy, vol. 115, pp 456–482, 2014.
- [187] ANURAG CHAUHA, N. & SAINI, R. A review on Integrated Renewable Energy System based power generation for stand-alone applications: Configurations, storage options, sizing methodologies and control. En: Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 38, p. 99–120, 2014.
- [188] CONTRERAS FLOREZ D.Y.& HERNÁNDEZ PINEDA A.P.. Análisis exergético de sistemas de generación de energía eléctrica con potencial para uso en zonas no interconectadas de Colombia. Estudio de Casos, 2016. Tesis Universidad Industrial de Santander.
- [189] BAUEN A, SLADE R, & PANOUTSOU, C. Reconciling bio-energy policy and delivery in the UK: Will UK policy initiatives lead to increased deployment. En: Biomass & Bioenergy, Vol:33, ISSN:0961-9534, pp 679-688, 2009.
- [190] RAMOS, A. Mecanismo de desarrollo limpio estudio de biodigestores.Universidad Nacional de Ingeniería Facultad de Ingeniería Mecánica, Lima, Perú, 2006.
- [191] ROSSO CERÓN A., WEINGÄRTNER S., KAFAROV V. Generation of Electricity by Plant Biomass in Villages of the Colombian Provinces: Chocó, Meta and Putumayo, En: Chemical Engineering Transactions, Vol. 43, pp 577-582, 2015.
- [192] SILVA LORA E., ROMÁN QUINTERO Q., ESCOBAR PALACIOS J.C. Bioenergía: fuentes, conversión y sustentabilidad. En: CYTED Red Iberoamericana de Aprovechamiento de Residuos Orgánicos en Producción de Energía, 1 Ed. Bogotá Colombia, 2015.
- [193] ARTEAGA MEDINA H.L., MANRIQUE PÉREZ C.L., Planeacion de la expansion de la capacidad de generacion de energia electrica, Tesis Universidad Insutrial de Santander, 2015.
- [194] TAGUE-SUTCLIFFE, J. Introducción a la Informetría. ACIMED, 1994. [Recuperado el 6 de junio de 2012] En:<[http://bvs.sld.cu/scielo.php?pid=S102494351994000300005&scrip=sci\\_arttext](http://bvs.sld.cu/scielo.php?pid=S102494351994000300005&scrip=sci_arttext)>.
- [195] MONSALVE CAMARGO M.C. & NOBZA VILLARREAL M.A. Aplicación del método Delphi con enfoque difuso para seleccionar alternativas de generación de energía - Estudio de caso de seis municipios no interconectados de Colombia, Universidad Industrial de Santander,Tesis, 2016.
- [196] CAICEDO PABON L. & RODRIGEZ BOHORQUEZ R. Analisis de sostenibilidad de tecnologias de generacion electrica a partir de fuentes convencionales y no convencionales de energia en el Archipiélago de San

- Andres, Providencia y Santa Catalina utilizando el metodo multicriterio de analisis jerarquico, Universidad Industrial de Santander, Tesis, 2014.
- [197] PARODI de CAMARGO V.. Propuesta metodológica para la evaluación integral de proyectos en el sector energético. Universidad Politécnica de Valencia. Tesis doctoral. Valencia España, 2013.
- [198] KAYA, I., & KAHRAMAN, C. A fuzzy multicriteria methodology for selection among energy alternatives. En: Expert Systems with Applications, Vol. 37, pp 6270–6281, 2010.
- [199] TASRIA, A., & SUSILAWATIB A. Selection among renewable energy alternatives based on a fuzzy analytic hierarchy process in Indonesia. En: Sustainable Energy Technologies and Assessments, Vol.7, pp 34–44, 2014.
- [200] TSOUTSOS T. Sustainable energy planning by using multi-criteria analysis application in the island of Crete. En: Energy Policy, Vol. 37, pp 1587–1600, 2009.
- [201] CAVALLARO F. & CIRAOLO L. A multicriteria approach to evaluate wind energy plants on an Italian island. En: Energy Policy, Vol. 44, pp 235–44, 2005.
- [202] BARIN A. , NEVES CANHA L., DA ROSA ABAIDE A., FAVERZANI MAGNAGO K. & WOTTRICH B. Multicriteria Analysis of the Operation of Renewable Energy Sources taking as basis the AHP Method and Fuzzy Logic concerning Distributed Generation Systems. En: The Online Journal on Electronics and Electrical Engineering (OJEEE). Vol. 1, p. 52-57, 2009.
- [203] DESTER M. Reliability of Electricity Supply Regarding the Integration of Intermittent Sources in Brazil's Power Mix. En: IEEE LATIN AMERICA TRANSACTIONS, Vol. 14, 3, 2016.
- [204] CHERNIA J. A., DYNER I., HENAO F., JARAMILLO P., SMITH R., & OLALDE R. Energy supply for sustainable rural livelihoods. A multi-criteria decision-support system. En: Energy Policy, Vol. 35, p. 1493–1504, 2007.
- [205] AVILA ROJAS S.L. Formulación de un modelo de programación multiobjetivo fuzzy para la selección de proveedores. Universidad del Valle Facultad de Ingeniería Escuela de Ingeniería Industrial y Estadística, Tesis, 2011
- [206] FRASER, C. Business Statistics for Competitive Advantage with Excel 2007: Basics, Model Building and Cases. Springer Science & Business Media, 2008.
- [207] ESCALANTE ANGULO C. Prueba de hipótesis frente a intervalos de confianza. En: Ciencia & Tecnología para la Salud Visual y Ocular, Vol. 8, No. 2, pp.153-157, 2010.
- [208] ACQUATELLA J. Energía y cambio climático: oportunidades para una política energética integrada. En América Latina y el Caribe Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL). En: <[http://www.cepal.org/ilpes/noticias/paginas/8/35988/cepal\\_lcw218jacquately\\_dic2008.pdf](http://www.cepal.org/ilpes/noticias/paginas/8/35988/cepal_lcw218jacquately_dic2008.pdf) 2008>.
- [209] APEL MAHMUD. Isolated Area Load Forecasting Using Linear Regression Analysis: Practical Approach. En: Energy and Power Engineering, Vol. 3, p. 547-550, 2011.

- [210] TORABI S.A. & HASSINI E. Multi-site production planning integrating procurement and distribution plans in multiechelon supply chains: an interactive fuzzy goal programming approach. En: *International Journal of Production Research*, Vol. 47, p. 1 5475–5499, 2009.
- [211] ARANDA, J. A. Y ORJUELA, J. A. Optimización multiobjetivo en la gestión de cadenas de suministro de biocombustibles. Una revisión de la literatura. En: *Ingeniería*, Vol. 20, p. 21–47, 2015.
- [212] ÖZCAN E.C. & EROL S. A Multi-Objective Mixed Integer Linear Programming Model for Energy Resource Allocation Problem: The Case of Turkey. En: *Gazi University Journal of Science*, Vol. 27, p. 1157-1168, 2014.
- [213] ALVES M.J. & CLÍMACO J. A review of interactive methods for multiobjective integer and mixed-integer programming. En: *European Journal of Operational Research*, Vol. 180, p. 99–115, 2007.
- [214] FENG CHU Z.Z., CHE A., & ZHOU M.C.  $\epsilon$ -Constraint and Fuzzy Logic-Based Optimization of Hazardous Material Transportation via Lane Reservation. En: *IEEE Transactions on Intelligent Transportation Systems*, Vol. 14, 2013.
- [215] HAIMES Y. Y., LASDON L. S., & WISMER D. A., On a bicriterion formulation of the problems of integrated system identification and system optimization. En: *IEEE Trans. Syst., Man, Cybern*, Vol.1, p. 296–297, 1971.
- [216] BANCO DE LA REPÚBLICA. Tasas de captaciones semanales y mensuales. En: <<http://www.banrep.gov.co/es/dtf>>.
- [217] CORMIO C., DICORATO M., MINOIA A., & TROVATO M. A regional energy planning methodology including renewable energy sources and environmental constraints. En: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol 7. P 99–130, 2003.
- [218] LEZCANO OQUENDO D. Estudio exergético para identificar y evaluar potencialidades en energías renovables en el territorio colombiano, para planeamiento energético en periodos futuros, 2011. Tesis de Maestría en Ingeniería Administrativa, Facultad de minas, Universidad Nacional de Colombia.
- [219] JIMÉNEZ M., ARENAS M., BILBAO A., & RODRÍGUEZ M.V. Linear programming with fuzzy parameters: An interactive method resolution. En: *European Journal of Operational Research*, Vol. 177, p.1599–1609, 2007.
- [220] DAMGHAN K.K., TAVANA M., & AMIRKHAN M. A fuzzy bi-objective mixed-integer programming method for solving supply chain network design problems under ambiguous and vague conditions. En: *Int J Adv Manuf Technol*, Springer-Verlag London, Vol. 73, p. 1567–1595, 2014.
- [221] LAI, Y.J. & HWANG, C.L. A new approach to some possibilistic linear programming problems. *Fuzzy Sets and Systems*, Vol: 49, p. 121–133, 1992.
- [222] WANG, R.C. & LIANG, T.F. Applying possibilistic linear programming to aggregate production planning. En: *International Journal of Production Economics*, Vol. 98, p. 328–341, 2005.
- [223] LIANG, T.F. Distribution planning decisions using interactive fuzzy multi-objective linear programming. En: *Fuzzy Sets and Systems*, Vol: 157, p. 1303–1316, 2006.

- [224] UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA-UNAL. GAMS aplicado a las Ciencias Económicas, 2010. En: <<http://www.fce.unal.edu.co/uifce/proyectos-de-estudio/economia>>.
- [225] CENTRO NACIONAL DE MONITOREO-CNM. Información consolidada de la prestación de servicio de energía por localidad. En: <<http://190.216.196.84/cnm/historicos.php>>
- [226] SISTEMA ÚNICO DE INFORMACIÓN-SUI. Información comercial de los prestadores de la ZNI. En:<[http://reportes.sui.gov.co/fabricaReportes/frameSet.jsp?idreporte=ele\\_com\\_099](http://reportes.sui.gov.co/fabricaReportes/frameSet.jsp?idreporte=ele_com_099)>.
- [227] MONTAÑEZ ROJAS J. F. Parámetros Técnicos y Financieros de Sistemas de Generación de Energía Eléctrica para ZNI de Colombia: Herramienta de Cálculo, 2016. Tesis de Ingeniería Eléctrica, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.
- [228] RAMIREZ CASTAÑO S. Redes de Distribución de Energía, Universidad Nacional de Colombia, Tercera Edición, Manizales, 2004.
- [229] AVILA-ROJAS S.L. Formulación de un modelo de programación multi-objetivo fuzzy para la selección de proveedores: Caso de estudio, 2011. Tesis de Ingeniería Industrial, Universidad del Valle, Cali, Colombia.
- [230] LONG-RANGE ENERGY ALTERNATIVES PLANNING SYSTEM-LEAP. ModelingMethodologies.En:<<https://www.energycommunity.org/default.asp?action=introduction>>.
- [231] DEPARTAMENTO ADMINISTRATIVO NACIONAL DE ESTADÍSTICA – DANE. Series de Población. En: <<http://www.dane.gov.co/index.php/poblacion-y-demografia/series-de-poblacion>>
- [232] UPME. Proyección de Demanda de Energía Eléctrica en Colombia. [13 de septiembre de 2013]. En:<[http://www.siel.gov.co/siel/documentos/documentacion/Demanda/proyeccion\\_demanda\\_ee\\_Abr\\_2013](http://www.siel.gov.co/siel/documentos/documentacion/Demanda/proyeccion_demanda_ee_Abr_2013)>, 2012.
- [233] BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO-BID, División de Energía. Hacia la sostenibilidad eléctrica en el archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, Colombia: análisis de alternativas, 2016. En:<<https://publications.iadb.org/bitstream/handle/11319/7951/Hacia-la-sostenibilidad-electrica-en-el-Archipielago-de-San-Andres-Providencia-y-Santa-Catalina-Colombia-Analisis-de-alternativas.pdf?sequence=1>>.
- [234] UPME. Comparación de alternativas para la generación de energía eléctrica en la isla de San Andrés, Colombia, Bogotá, 2014. En:<<http://www1.upme.gov.co/sgic/?q=content/memorias-de-la-presentaci%C3%B3n-de-resultados-del-proyecto-upme-bid-para-la-promoci%C3%B3n-de-las>>
- [235] MUÑOZ TAPIA J.E., Modelo de representación de la demanda por bloques para la planificación de la transmisión, 2007. Tesis de Ingeniería Civil, Universidad de Chile, Santiago de Chile, Chile.

- [236] ARTEAGA MEDINA H.L. & MANRIQUE PÉREZ C.L. Planeación de la expansión en generación de la energía eléctrica: caso de aplicación a Zonas No Interconectadas En Colombia, 2015. Tesis de Ingeniería Eléctrica, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.
- [237] Catálogo De La Compañía Sonnenkraft. En: <<http://www.sonnenkraft.com/private-home/the-solutions/solar-electricity/>>
- [238] Catálogo De La Compañía Si Tecno. Disponible en:<<http://www.grupositecno.com%2f/RK=0/RS=rn2gbU294WozhMnRKbvdJ3ZKdRc->>
- [239] TORRES. Ernesto. Investigación en Pequeñas Centrales en Colombia. En: <<http://www.unilibre.edu.co/revistaingeniolibre/revista-12/ar9.pdf>>. p: 8
- [240] Catálogo Del Grupo Gertek En: <<http://grupogertek.com/gasificadores.html>>
- [241] CATÁLOGO DE LA COMPAÑÍA REPOWERING SOLUTIONS. En: <<http://www.repoweringsolutions.com/>>
- [242] SUI. Información comercial de los prestadores de las ZNI. En: <[http://reportes.sui.gov.co/fabricaReportes/frameSet.jsp?idreporte=ele\\_tec\\_073](http://reportes.sui.gov.co/fabricaReportes/frameSet.jsp?idreporte=ele_tec_073)>
- [243] PETERS, M & TIMMERHAUS, K. Plan design and economics for chemical engineers. New York: McGraw Hill, 1980.
- [244] BANCO DE LA REPÚBLICA. Índices de precios al consumidor-serie por año. En: <<http://www.banrep.gov.co/es/ipc>>.
- [245] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY-IEA. World Energy Investment Outlook 2014: Assumed investment costs, operation and maintenance costs and efficiencies in the IEA World Energy Investment Outlook 2014. Disponible en:<<http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebiste/2014/weio/WEIO2014AnnexA.xls>>
- [246] REN21. 2012. Renewables 2012 Global Status Report. En: <[http://www.ren21.net/Portals/0/documents/Resources/GSR2012\\_low%20res\\_FINAL.pdf](http://www.ren21.net/Portals/0/documents/Resources/GSR2012_low%20res_FINAL.pdf)>
- [247] IPSE. Inversión en fondos-FAZNI. En: <<http://www.ipse.gov.co/proyectos-ipse/fazni>>
- [248] IDEAM. Anuario climatológico 2015. En: <[http://www.ideam.gov.co/web/tiempo-y-clima/climatologico-mensual/-/document\\_library\\_display/xYvIPc4uxk1Y/view/299660?\\_110\\_INSTANCE\\_xYvIPc4uxk1Y\\_redirect=http%3A%2F%2Fwww.ideam.gov.co%2Fweb%2Ftiempo-y-clima%2Fclimatologico-mensual%3Fp\\_p\\_id%3D110\\_INSTANCE\\_xYvIPc4uxk1Y%26p\\_p\\_lifecycle%3D0%26p\\_p\\_state%3Dnormal%26p\\_p\\_mode%3Dview%26p\\_p\\_col\\_id%3Dcolumn-1%26p\\_p\\_col\\_count%3D1](http://www.ideam.gov.co/web/tiempo-y-clima/climatologico-mensual/-/document_library_display/xYvIPc4uxk1Y/view/299660?_110_INSTANCE_xYvIPc4uxk1Y_redirect=http%3A%2F%2Fwww.ideam.gov.co%2Fweb%2Ftiempo-y-clima%2Fclimatologico-mensual%3Fp_p_id%3D110_INSTANCE_xYvIPc4uxk1Y%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-1%26p_p_col_count%3D1)>. Anuario climatológico 2015>
- [249] ACADEMIA COLOMBIANA DE CIENCIAS EXACTAS, FÍSICAS Y NATURALES -ACCEFY .Factores de emisión de los combustibles colombianos informe final, 2003. En: <[www.siame.gov.co/siame/documentos/documentacion/mdl/DOC/18\\_FECO C.doc](http://www.siame.gov.co/siame/documentos/documentacion/mdl/DOC/18_FECO C.doc)>

- [250] PULLES T., & HESLINGA D. On the variability of air pollutant emissions from gas-fired industrial combustion plants. En: Atmospheric Environment, Vol 38, p. 3829 – 3840, 2004.
- [251] COMISIÓN NACIONAL PARA EL USOS EFICIENTE DE LA ENERGÍA-CONUEE. Metodología para la cuantificación de las emisiones de gases de efecto invernadero y de consumos energéticos evitados por el aprovechamiento sustentable de la energía. 2009. En: <[http://www.conuee.gob.mx/work/files/metod\\_gei\\_cons\\_evit.pdf](http://www.conuee.gob.mx/work/files/metod_gei_cons_evit.pdf)>
- [252] SOMMA M.D., et. al. Exergy-efficient Management of Energy Districts. En: Proceeding of the 11th World Congress on Intelligent Control and Automation, Shenyang, China, 2014
- [253] MARTÍNEZ A. & CASALS M. Cálculo de la exergía química específica de combustibles sólidos, líquidos y gaseosos. En: Revista cubana de química, Vol. 14, p. 67-75, 2002.
- [254] HEPBASLI A. A key review on exergetic analysis and assessment of renewable energy resources for a sustainable future. En: Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol.12, p. 593–661, 2008.
- [255] BILGEN S., *et al.* Second law analysis of various types of coal and woody biomass in Turkey. En: Energy Sources, Vol. 26, p. 1083–1094, 2004.
- [256] UPME. Comparación de alternativas para la generación de energía eléctrica en la isla de San Andrés, Colombia. 2014. Disponible en: <[http://www1.upme.gov.co/sgic/sites/default/files/San%20Andres-%20Nov%2024%20\(2\).pdf](http://www1.upme.gov.co/sgic/sites/default/files/San%20Andres-%20Nov%2024%20(2).pdf)>
- [257] DEPARTAMENTO DE ECONOMÍA APLICADA, Universidad Autónoma de Madrid. Series temporales [Citado en 17 de Noviembre de 2015]. En: <<http://www.fuenterrebollo.com/Economicas/TEORICA-I/3-temporales.pdf>>
- [258] DEPARTAMENTO DE MATEMÁTICAS, UNIVERSIDAD DE SONORA. Series de tiempo [Citado en 17 de Noviembre de 2015]. En: <<http://www.estadistica.mat.uson.mx/Material/seriesdetiempo.pdf>>.
- [259] UNIVERSIDAD DE VALLADOLID. Tecnología de la combustión. [Citado el 08 de enero de 2016]. Disponible en: <<http://www.sistemamid.com/download.php?a=1733>>
- [260] LIFE FINANCIAL INSTRUMENT OF THE EUROPEAN COMMUNITY. Road Map Document for a Sustainable Chemical Industry. 2013. [Citado el 9 de agosto de 2016]. En: <[http://ec.europa.eu/environment/life/project/Projects/index.cfm?fuseaction=home.showFile&rep=file&fil=ENERG\\_ICE\\_Road\\_Map.pdf](http://ec.europa.eu/environment/life/project/Projects/index.cfm?fuseaction=home.showFile&rep=file&fil=ENERG_ICE_Road_Map.pdf)>
- [261] LIU G. General sustainability indicator of renewable energy system based on Grey relation analysis. En: International Journal of Energy Research, Vol. 37, p. 1928-1936 , 2013.
- [262] PHILLIS Y., & Andriantiatsaholiniaina L. Sustainability: an ill defined concept and its assessment using fuzzy logic. En: Ecological Economics, Vol.37, p. 435–56, 2001.
- [263] PHILLIS Y., & DAVIS B. Assessment of corporate sustainability via fuzzy logic. En: Journal of Intelligent and Robotic Systems, Vol. 55, p. 3-20, 2009.

- [264] PHILLIS Y., Kouikoglou V., & Manousiouthakis V. A review of sustainability assessment models as system of systems. En: IEEE Systems Journal; Vol. 4, p. 15–25, 2010.
- [265] CANIANI D., *et al.* Application of fuzzy logic and sensitivity analysis for soil contamination hazard classification. En: Waste Management, Vol. 31, p. 583–594, 2011.
- [266] GODÍNEZ LÓPEZ R. Modelo de un sistema experto a partir de la aplicación de la lógica difusa, para ayudar en las decisiones bursátiles. En: Revista Electrónica de Divulgación de la Investigación, ISSN 2007-3542, p. 1-19, 2011.
- [267] HUIRU Z. & NANA L. Optimal Siting of Charging Stations for Electric Vehicles Based on Fuzzy Delphi and Hybrid Multi-Criteria Decision Making Approaches from an Extended Sustainability Perspective. En: Energies, Vol. 9, doi:10.3390/en9040270, 2016.
- [268] NORMAN C., BROWN B. & COCHRAN S. The Delphi Method, III: Use of self rating to improve group estimates. En: Technological Forecasting and Social Change, Vol. 1, p. 283-291, 1970.
- [269] Joint Research Centre, European Commission: Delphi Survey, 2006. [Citado el 20 de noviembre de 2016]. En: <[http://forlearn.jrc.ec.europa.eu/guide/2\\_scoping/meth\\_delphi.htm](http://forlearn.jrc.ec.europa.eu/guide/2_scoping/meth_delphi.htm)>.
- [270] TURNEY D., & FTHENAKIS V. Environmental impacts from the installation and operation of large-scale solar power plants. En: Renewable and Sustainable Energy Reviews. Vol. 15, p. 3261–3270, 2011
- [271] EVRENDILEK F., & ERTEKIN C., Assessing the potential of renewable energy sources in Turkey Renewable. En: Energy, Vol. 28, p. 2303–2315, 2003.
- [272] RAMOS M., *et al.* Metodología para la evaluación integral de proyectos de reconversión azucarera en el concepto de biorrefinería con enfoque difuso En: ICIDCA. Sobre los Derivados de la Caña de Azúcar, Vol. 48, núm. 3, p. 3-10, 2014.
- [273] HSU, H.M., & CHEN, C.T., Aggregation of fuzzy opinions under group decision making. En: Fuzzy Sets and Systems, Vol.79, p. 279-285, 1996.
- [274] RAMOS M., *et al.* Modelo de decisión para seleccionar alternativas de inversiones de reconversión azucarera y biorrefinerías basado en el método DELPHI con enfoque difuso. En: ICIDCA. Sobre los Derivados de la Caña de Azúcar, Vol. 48, núm. 2, p. 42-49, 2014.
- [275] HAK T., MOLDAN B., & DAHL A.L. Sustainability indicator: a scientific assessment. Washington: Island Press;2007
- [276] AFGAN N., CARVALHO M., & HOVANOV N. Energy system assessment with sustainability indicators. En: Energy Policy, Vol. 28, p. 603–612, 2000.
- [277] AJA-FERNÁNDEZ, S. Introducción a la lógica Borrosa. En: IEEE Transaction Fuzzy Systems, p. 360-374, 2004.
- [278] UPME. Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia, CONVENIO ATN/FM-12825-CO, Componente del Proyecto inversiones catalizadoras para energía geotérmica Promoción de criterios de

mercado para las energías renovables no convencionales a través de la eliminación de barreras para su desarrollo. 2015. [Citado el 9 de marzo de 2017]. En:

<[http://www.upme.gov.co/Estudios/2015/Integracion\\_Energias\\_Renovables/INTEGRACION\\_ENERGIAS\\_RENOVANLES\\_WEB.pdf](http://www.upme.gov.co/Estudios/2015/Integracion_Energias_Renovables/INTEGRACION_ENERGIAS_RENOVANLES_WEB.pdf) >

[279] N90/2500KW [Citado el 25 de febrero de 2017]. En:<[http://www.nordex-online.com/en/produkte-service/wind-turbines/n100-25-mw.html?no\\_cache=1](http://www.nordex-online.com/en/produkte-service/wind-turbines/n100-25-mw.html?no_cache=1)>

## BIBLIOGRAFÍA

ABOUELNAGA, A.E., METWALLY, A., NAGY, M.E., & AGAMY, S. Optimum selection of an energy resource using fuzzy logic. En: Nuclear Engineering and Design, Vol. 239, pp. 3062–3068, 2009.

ACADEMIA COLOMBIANA DE CIENCIAS EXACTAS, FÍSICAS Y NATURALES - ACCEFY .Factores de emisión de los combustibles colombianos informe final, 2003. [en línea] disponible en: <[www.siame.gov.co/siame/documentos/documentacion/mdl/DOC/18\\_FECOC.doc](http://www.siame.gov.co/siame/documentos/documentacion/mdl/DOC/18_FECOC.doc)>

ACQUATELLA J. Energía y cambio climático: oportunidades para una política energética integrada. En América Latina y el Caribe Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL). [en línea] disponible en: <[http://www.cepal.org/ilpes/noticias/paginas/8/35988/cepal\\_lcw218jacquatella\\_dic\\_2008.pdf](http://www.cepal.org/ilpes/noticias/paginas/8/35988/cepal_lcw218jacquatella_dic_2008.pdf)> 2008>.

AFGAN N., CARVALHO M., & HOVANOV N. Energy system assessment with sustainability indicators. En: Energy Policy, Vol. 28, p. 603–612, 2000.

AGRONET, Base agrícola, Ministerio de agricultura 2007-2013, 2014, [Citado en 12 de Noviembre de 2014]. [en línea] disponible en: <<http://www.agronet.gov.co/www/htm3b/public/Anuario/>> 2014.

AJA-FERNÁNDEZ, S. Introducción a la lógica Borrosa. En: IEEE Transaction Fuzzy Systems, p. 360-374, 2004.

AKELLA, A.K., SHARMA, M.P., & SAINI, R.P. Optimum utilization of renewable energy sources in a remote area. En: Renew Sustain Energy Rev, Vol. 11, pp. 894–908, 2007.

ALFSTAD, T.. Applications of energy Models in the South. Energy Research Centre. LEAP & MARKAL. En Recommend. Vol.1, Ed. 2, 2004.

ALIZADEH, B., & JADID, S. Reliability constrained coordination of generation and transmission expansion planning in power systems using mixed integer programming. En: IET Generation, Transmission & Distribution, Vol. 5, p. 948, 2011

ALVES M.J. & CLÍMACO J. A review of interactive methods for multiobjective integer and mixed-integer programming. En: European Journal of Operational Research, Vol. 180, p. 99–115, 2007.

AMADOR, J. & DOMINGUEZ, J. Spatial Analysis Methodology Applied to Rural Electrification Renewable. En: Energy, Vol. 31, pp. 1505-1520, 2006.

ANGELIS-DIMAKIS A, *et al.* Methods and tools to evaluate the availability of renewable energy sources. En: Renew Sustain Energy Rev, Vol. 15, pp. 1182–1200, 2011.

ANSARI, A. J., ASHRA, I. & GOPAL, B. . Integrated Fuzzy VIKOR and AHP Methodology for Selection of Distributed Electricity Generation through Renewable Energy in India. En: International Journal of Engineering Research and Applications (IJERA) ISSN: 2248-9622. Vol. 1, pp.1110-1113, 2006.

ANURAG CHAUHA, N. & SAINI, R. A review on Integrated Renewable Energy System based power generation for stand-alone applications: Configurations,

storage options, sizing methodologies and control. En: Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 38, p. 99–120, 2014.

APEL MAHMUD. Isolated Area Load Forecasting Using Linear Regression Analysis: Practical Approach. En: Energy and Power Engineering, Vol. 3, p. 547-550, 2011.

ARANDA, J. A. Y ORJUELA, J. A. Optimización multiobjetivo en la gestión de cadenas de suministro de biocombustibles. Una revisión de la literatura. En: Ingeniería, Vol. 20, p. 21–47, 2015.

ARAQUE, J. & BLANCO, F., Estimación del potencial técnico energético de recursos renovables en Zonas No Interconectadas de Colombia, utilizando sistemas de información geográfica, SIG – casos de estudio, 2015. Tesis Universidad Industrial de Santander.

ArcGIS, ArcGISresource center, desktop 10.1, 2012, [en línea] disponible en: <<http://help.arcgis.com/es/arcgisdesktop/10.0/help/index.html#//009z000000760000000>>.

ArcGISResources, Vista general del conjunto de herramientas de Hidrología, [citado en 5 de abril de 2015]. [en línea] disponible en: <<http://resources.arcgis.com/es/help/main/10.1/index.html#na/009z0000004w000000/>>.

ARTEAGA MEDINA H.L. & MANRIQUE PÉREZ C.L. Planeación de la expansión en generación de la energía eléctrica: caso de aplicación a Zonas No Interconectadas En Colombia, 2015. Tesis de Ingeniería Eléctrica, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.

ARTEAGA MEDINA H.L., MANRIQUE PÉREZ C.L., Planeación de la expansión de la capacidad de generación de energía eléctrica, Tesis Universidad Insutrial de Santander, 2015.

ASSEFA G. & FROSTELL B., Social sustainability and social acceptance in technology assessment: a case study of energy technologies. En: Technology of Society, 2007, Vol. 29, p. 63–78.

AVILA ROJAS S.L. Formulación de un modelo de programación multiobjetivo fuzzy para la selección de proveedores. Universidad del Valle Facultad de Ingeniería Escuela de Ingeniería Industrial y Estadística, Tesis, 2011

AVILA-ROJAS S.L. Formulación de un modelo de programación multi-objetivo fuzzy para la selección de proveedores: Caso de estudio, 2011. Tesis de Ingeniería Industrial, Universidad del Valle, Cali, Colombia.

BAČELIĆ MEDIĆ Z., ČOSIĆ B., & DUIĆ N. Sustainability of remote communities: 100% renewable island of Hvar. En: J. Renewable Sustainable Energy, Vol. 5, 2013.

BAI, C., & SARKIS, J. Green supplier development: analytical evaluation using rough set theory. En: Journal of Cleaner Production, Vol. 18, pp.1200-1210, 2010.

BAKER K.J., & RYLATT R.M., Improving the prediction of UK domestic energy-demand using annual consumption-data. En: Apply Energy, 2008, Vol. 85, p.475-482.

BAKOS G., Distributed power generation: a case study of small scale PV power plant in Greece. En: Apply Energy, 2008, Vol. 86, p. 1757-1766.

BANCO DE LA REPÚBLICA. Índices de precios al consumidor-serie por año. [en línea] disponible en: < <http://www.banrep.gov.co/es/ipc>>.

BANCO DE LA REPÚBLICA. Tasas de captaciones semanales y mensuales. [en línea] disponible en: <<http://www.banrep.gov.co/es/df>>.

BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO-BID, División de Energía. Hacia la sostenibilidad eléctrica en el archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, Colombia: análisis de alternativas, 2016. [en línea] disponible en: < [https://publications.iadb.org/bitstream/handle/11319/7951/Hacia-la sostenibilidad-electrica-en-el-Archipielago-de-San-Andres-Providencia-y-Santa-Catalina-Colombia-Analisis-de-alternativas.pdf?sequence=1](https://publications.iadb.org/bitstream/handle/11319/7951/Hacia-la_sostenibilidad-electrica-en-el-Archipielago-de-San-Andres-Providencia-y-Santa-Catalina-Colombia-Analisis-de-alternativas.pdf?sequence=1)>.

BARGUR J, MANDEL A. Energy consumption and economic growth in Israel: trend analysis (1960–1979). En: Proceedings of the third international conference on energy use management; 1981.

BARIN A. , NEVES CANHA L., DA ROSA ABAIDE A., FAVERZANI MAGNAGO K. & WOTTRICH B. Multicriteria Analysis of the Operation of Renewable Energy Sources taking as basis the AHP Method and Fuzzy Logic concerning Distributed Generation Systems. En: The Online Journal on Electronics and Electrical Engineering (OJEEE). Vol. 1, p. 52-57, 2009.

BARUAH, D., DAS, D., & HILOIDHARI, M., Bioenergy potential from crop residue biomass in India. En: Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2014, p. 504–512.

BASTIDAS, M. J. Análisis multiobjetivo para la optimización en sistemas de energéticos Tesis Doctoral. Programa de Ingenierías. Área: Sistemas Energéticos. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Minas. Medellín, 2010.

BAUEN A, SLADE R, & PANOUTSOU, C. Reconciling bio-energy policy and delivery in the UK: Will UK policy initiatives lead to increased deployment. En: Biomass & Bioenergy, Vol:33, ISSN:0961-9534, pp 679-688, 2009.

BECCALI M., CELLURA M. & MISTRETTA, M. Decision-making in energy planning. Application of the Electre method at regional level for the diffusion of renewable energy technology .En: Renewable Energy, Vol. 28, p.2063–2087, 2003.

BHATTACHARYYA B. Review of Alternative Methodologies for Analysing Off grid Electricity Supply. En: Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 16, pp. 677-94, 2012.

BILGEN S., *et al.* Second law analysis of various types of coal and woody biomass in Turkey. En: Energy Sources, Vol. 26, p. 1083–1094, 2004.

BOCCIA, L., FAUGNO, S., OKELLO, C., PINDOZZI, S., Bioenergy potential of agricultural and forest residues in Uganda. En: Biomass and Bioenergy, 2013, p.515-525.

BOTERO, B. S., Energy Efficiency Business Options for Industrial end Users in Latin American Competitive Energy Markets: The Case of Colombia. En: Energy Engineering: Journal of the Association of Energy Engineers , Vol. 100, pp 58-79, 2002.

BUSUTTIL A., KRAJAČIĆ, G & DUIC N. Energy scenarios for Malta. En: International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 33, pp. 4235-4246, 2008.

CAICEDO PABON L. & RODRIGEZ BOHORQUEZ R. Analisis de sostenibilidad de tecnologias de generacion electrica a partir de fuentes convencionales y no convencionales de energia en el Archipelago de San Andres, Providencia y Santa

Catalina utilizando el metodo multicriterio de analisis jerarquico, Universidad Industrial de Santander, Tesis, 2014.

CAMPUZANO CANOVAS, A. Elección de una técnica de generación de energía mediante los métodos de superación Electre y Promethee, utilizando conjuntos difusos. Escuela técnica superior de ingenieros industriales. UPCT, 2013.

CANIANI D., *et al.* Application of fuzzy logic and sensitivity analysis for soil contamination hazard classification. En: Waste Management, Vol. 31, p. 583–594, 2011.

CARDONA, M., DUARTE, M., ESCALANTE, H., ORDUZ, J., ZAPATA, H., Atlas del potencial energético de la biomasa residual en Colombia. En: División de Publicaciones - Universidad Industrial de Santander, 2010.

CARO, R., SALVADOR, A. & ALFONSO, S. Método matemático para evaluar la sostenibilidad utilizando lógica borrosa. Jornada Internacional: Matemáticas Everywhere. Universidad Politécnica de Madrid. España, 2010.

CARVAJAL SERNA L.F. Un modelo de gestión de la calidad y cantidad de agua con lógica difusa gris para el río Aburrá. En: Revista Ingenierías Universidad de Medellín, Vol. 12, pp. 59 - 74 - ISSN 1692 – 3324, 2013.

CASTILLO RAMÍREZ A., Barreras para la implementación de generación distribuida: dos representantes de países desarrollados vs. un representante de país en desarrollo. En: A. Tecnura, 2011, Vol. 15, p. 62 – 75.

CATÁLOGO DE LA COMPAÑÍA REPOWERING SOLUTIONS. [en línea] disponible en: <<http://www.repoweringsolutions.com/>>

Catálogo De La Compañía Si Tecno. [en línea] disponible en: <<http://www.grupositecno.com%2f/RK=0/RS=rn2gbU294WozhMnRKbvdJ3ZKdRc->>  
Catálogo De La Compañía Sonnenkraft. En: <<http://www.sonnenkraft.com/private-home/the-solutions/solar-electricity/>>

Catálogo Del Grupo Gertek [en línea] disponible en:  
<<http://grupogertek.com/gasificadores.html>>

CAVALLARO F. & CIRAOLLO L. A multicriteria approach to evaluate wind energy plants on an Italian island. En: Energy Policy, Vol. 44, pp 235–44, 2005.

CEIBAL, Escala de Beaufort. [Citado en 23 de febrero de 2015]. [en línea] disponible en:  
<[http://www.ceibal.edu.uy/contenidos/areas\\_conocimiento/cs\\_naturales/230709\\_riesgo\\_naranja/escala\\_de\\_beaufort.html](http://www.ceibal.edu.uy/contenidos/areas_conocimiento/cs_naturales/230709_riesgo_naranja/escala_de_beaufort.html)>.

CENTRO NACIONAL DE MONITOREO-CNM. Información consolidada de la prestación de servicio de energía por localidad. [en línea] disponible en: <<http://190.216.196.84/cnm/historicos.php>>

CERAC, Riesgo por presencia de grupos armados ilegales en Colombia, [en línea] disponible en:  
<[http://moe.org.co/home/doc/moe\\_mre/2011/mre2011/12\\_armadosilegales.pdf](http://moe.org.co/home/doc/moe_mre/2011/mre2011/12_armadosilegales.pdf)>, 2010.

CHAHÍN, C. INFORME FINAL Estudio de Caso – Colombia, Proyecto: Planificación Energética. Canadian International Development Agency, Organización Latinoamericana de Energía- OLADE, University of Calgary. P:1-9, 2009

CHAI, J., LIU, J.N.K., & NGAI, E.W.T. Application of decision-making techniques in supplier selection: a systematic review of literature. En: Expert Syst. Appl. Vol.40, pp. 3872-3885, 2013 .

CHAVES, B., JARAMILLO, B., Regionalización de la temperatura del aire en Colombia. En: Cenicafe, 1998.

CHERNIA J. A., DYNER I., HENAO F., JARAMILLO P., SMITH R., & OLALDE R. Energy supply for sustainable rural livelihoods. A multi-criteria decision-support system. En: Energy Policy, Vol. 35, p. 1493–1504, 2007.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS-CREG. Metodología para remunerar las actividades de generación y generación de energía eléctrica en ZNI, documento CREG-002, enero 2014.

COMISIÓN NACIONAL PARA EL USOS EFICIENTE DE LA ENERGÍA-CONUEE. Metodología para la cuantificación de las emisiones de gases de efecto invernadero y de consumos energéticos evitados por el aprovechamiento sustentable de la energía. 2009. [en línea] disponible en: <[http://www.conuee.gob.mx/work/files/metod\\_gei\\_cons\\_evit.pdf](http://www.conuee.gob.mx/work/files/metod_gei_cons_evit.pdf)>

CONNOLLY D, LUND H, MATHIESON B, & LEAHY M. A review of computer tools for analyzing the integration of renewable energy into various energy systems. En: Appl Energy, Vol. 87, pp.1059–1082, 2010.

CONTRERAS FLOREZ D.Y.& HERNÁNDEZ PINEDA A.P.. Análisis exergético de sistemas de generación de energía eléctrica con potencial para uso en zonas no interconectadas de Colombia. Estudio de Casos, 2016. Tesis Universidad Industrial de Santander.

CONZELMANN, G., & KORITAROV, V. Turkey energy and environmental review. Argonne National Laboratory. En: <[http://www.dis.anl.gov/news/Turkey Undp.html](http://www.dis.anl.gov/news/TurkeyUndp.html)>, 2002.

CORMIO C., DICORATO M., MINOIA A., & TROVATO M. A regional energy planning methodology including renewable energy sources and environmental constraints. En: Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol 7. P 99–130, 2003.

CORPOEMA, Formulación de un plan de desarrollo para las fuentes no convencionales de energía en Colombia (PDFNCE), VOLUMEN 1 plan de desarrollo para las fuentes no convencionales de energía en Colombia (PDFNCE), 2010. [Citado en 13 noviembre de 2014]. [en línea] disponible en: <[http://www.upme.gov.co/Sigic/DocumentosF/Vol\\_1\\_Plan\\_Desarrollo.pdf](http://www.upme.gov.co/Sigic/DocumentosF/Vol_1_Plan_Desarrollo.pdf)>.

DAMGHAN K.K., TAVANA M., & AMIRKHAN M. A fuzzy bi-objective mixed-integer programming method for solving supply chain network design problems under ambiguous and vague conditions. En: Int J Adv Manuf Technol, Springer-Verlag London, Vol. 73, p. 1567–1595, 2014.

DEL RIO P. & BURGUILLO M., An empirical analysis of the impact of renewable energy deployment on local sustainability. En: Renewable Sustainable Energy Review, 2009, Vol.13, p.1314-1325.

DEMIRTAS, O. Evaluating the Best Renewable Energy Technology for Sustainable Energy Planning. En: International Journal of Energy Economics and Policy. Vol. 3, Special Issue, pp.23-33, 2013.

DEPARTAMENTO ADMINISTRATIVO NACIONAL DE ESTADÍSTICA –DANE. Series de Población. [en línea] disponible en: <<http://www.dane.gov.co/index.php/poblacion-y-demografia/series-de-poblacion>>

DEPARTAMENTO DE ECONOMÍA APLICADA, Universidad Autónoma de Madrid. Series temporales [Citado en 17 de Noviembre de 2015]. [en línea] disponible en: <<http://www.fuenterrebollo.com/Economicas/TEORICA-I/3-temporales.pdf>>

DEPARTAMENTO DE MATEMÁTICAS, UNIVERSIDAD DE SONORA. Series de tiempo [Citado en 17 de Noviembre de 2015]. [en línea] disponible en: <<http://www.estadistica.mat.uson.mx/Material/seriesdetiempo.pdf>>.

Design and simulate fuzzy logic systems. [en línea] disponible en: <<https://www.mathworks.com/products/fuzzy-logic.html>>.

DESTER M. Reliability of Electricity Supply Regarding the Integration of Intermittent Sources in Brazil's Power Mix. En: IEEE LATIN AMERICA TRANSACTIONS, Vol. 14, 3, 2016.

DÍAZ MÉNDEZ, S. E, DELGADILLO, H. O., Vadillo Saenz, M. E., Rodríguez Lelis, J. M. & Hernández Guerrero, A. Medición de Impacto Ambiental con un Método Basado en Exergía. Memorias del XVI congreso internacional anual de la SOMIM, Monterey, Nuevo León, México, 2010.

DIMITROPOULOS A., & KONTOLEON A., Assessing the determinants of local acceptability of wind farm investment: a choice experiment in the Greek Aegean islands. En: Energy Policy, 2009, Vol.37, p.1842-1854.

DINCER, I. & ROSEN, M. Exergy, Energy, Environment and Sustainable Development. Elsevier, 2007.

DOMÍNGUEZ BRAVO J; PINEDO PASCUA I & AUGUSTO GONZÁLEZ J. Herramientas SIG para la integración de recursos de energías renovables en electrificación rural. INTIS-GIS. En: Hernández, L. y Parreño, J. M. (Eds.), Tecnologías de la Información Geográfica para el Desarrollo Territorial. Servicio de Publicaciones y Difusión Científica de la ULPGC. Las Palmas de Gran Canaria. pp. 552-563. ISBN: 978-84-96971-53-0, 2008.

DONG, J., DAFANG, Z., JINYING, F., KEGE, W., & YAOHUAN, H., Bioenergy potential from crop residues in China: Availability and distribution. En: Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2014, p. 1377– 1382

DUIĆ, N., KRAJAČIĆ, G., & CARVALHO, M. RenewIslands methodology for sustainable energy and resource planning for islands. En: Renew Sustain Energy Rev, Vol.12, pp.1032–1062, 2008.

ECENERGY, 2012. [Citado en 14 de Marzo de 2015]. [en línea] disponible en: <<http://www.ecenergy.jp/es/japans-fit-scheme/>>.

ECONOMOU A., Renewable energy resources and sustainable development in Mykonos (Greece). En: Renewable Sustainable Energy, 2010, Vol. 14, p.1496–1501.

EK K., Public and private attitudes towards “green” electricity: the case of Swedish wind power. En: Energy Policy, 2005, Vol. 33, p.1677-1689.

ELENI K., STIGKA J.A., PARAVANTIS S., and MIHALAKAKOU GIOULI K.: Social acceptance of renewable energy sources: a review of contingent valuation applications. En: Renew Sustain Energy Review, 2014, Vol. 32, P. 100-106.

ENERGYPLAN, Advanced energy systems analysis computer models. [11 de marzo de 2017] . [en línea] disponible en: <<http://www.energyplan.eu/othertools/island/h2res/>>.

ESCALANTE ANGULO C. Prueba de hipótesis frente a intervalos de confianza. En: Ciencia & Tecnología para la Salud Visual y Ocular, Vol. 8, No. 2, pp.153-157, 2010.

ESMAP. Best Practice Manual: Promoting decentralized electrification investment, World Bank, Washington D.C, 2001.

ESTEVE, N., Energización de las ZNI a partir de las energías renovables solar y eólica, Tesis, Pontificia Universidad Javeriana, Bogotá, 2011. [en línea] disponible en: <<http://www.javeriana.edu.co/biblos/tesis/eambientales/tesis121.pdf>>.

EVRENDILEK F., & ERTEKIN C., Assessing the potential of renewable energy sources in Turkey Renewable. En: Energy, Vol. 28, p. 2303–2315, 2003.

FENG CHU Z.Z., CHE A., & ZHOU M.C.  $\epsilon$ -Constraint and Fuzzy Logic-Based Optimization of Hazardous Material Transportation via Lane Reservation. En: IEEE Transactions on Intelligent Transportation Systems, Vol. 14, 2013.

FIGUEROA, J. L., Análisis de alternativas de expansión de la matriz energética de Endesa Chile mediante generación eólica. En: Repositorio académico. Universidad de Chile, 2007.

FRASER, C. Business Statistics for Competitive Advantage with Excel 2007: Basics, Model Building and Cases. Springer Science & Business Media, 2008.

GARCÍA, H. Modelación de la gasificación de biomasa en un reactor de lecho fijo. Tesis de Maestría en Ingeniería Mecánica, Universidad Nacional de Colombia, Bogotá, 2011.

GODÍNEZ LÓPEZ R. Modelo de un sistema experto a partir de la aplicación de la lógica difusa, para ayudar en las decisiones bursátiles. En: Revista Electrónica de Divulgación de la Investigación, ISSN 2007-3542, p. 1-19, 2011.

GONZALES C, XIBERTA B, LLANEZA C. Forecasting of energy production and consumption in Asturias (Northern Spain). En: Energy, Vol 24, pp.183–98, 1999.

GONZALEZ, E. *et al.* Making real progress toward more sustainable societies using decision support models and tools: introduction to the special volume. En: Journal of Cleaner Production, Vol. 105 , pp.1-13, 2015

GONZÁLEZ, J., RONDÓN, J., Caracterización fisicoquímica de biomasa agrícola representativa en Santander: “Papa, yuca, mora, papaya, cebolla junca”. En: Escuela de Ingeniería Química, UIS, 2013.

GREEN P., & CARMONE F., Multidimensional scaling and related techniques in marketing analysis. En: Boston: Allyn and Boston Press; 1970.

GRYNSPAN R., Bloomberg New Energy Summit. [en línea] disponible en: <<http://content.undp.org/go/newsroom/2011/april/grynspar-.en>, 2011>, 2011.

GSTRIATUM, Energía solar, 2006. [en línea] disponible en: <<http://www.gstriatum.com/energiasolar/>>.

GUERRA, O., TEJADA, D.A., & REKLAITIS, G.V. An optimization framework for the integrated planning of generation and transmission expansion in interconnected power systems. En: Applied Energy, Vol. 170, pp. 1–21, 2016.

GUERRERO-LIQUET, G., *et al.* Decision-Making for Risk Management in Sustainable Renewable Energy Facilities: A Case Study in the Dominican Republic. En: Sustainability, Vol. 8, 2016.

HAIMES Y. Y., LASDON L. S., & WISMER D. A., On a bicriterion formulation of the problems of integrated system identification and system optimization. En: IEEE Trans. Syst., Man, Cybern, Vol.1, p. 296–297, 1971.

HAK T., MOLDAN B., & DAHL A.L. Sustainability indicator: a scientific assessment. Washington: Island Press;2007

HARALAMBOPOULOS, D., & POLATIDIS, H. Renewable energy projects: structuring a multi-criteria group decision-making framework. En: Renewable Energy, Vol.28, pp.961–73, 2003.

HE W. A simulation module for wind–diesel systems with multiple units. En: Proceedings of the international conference on renewable energy-clean power;. pp. 171–176, 1993.

HEJAZI, W.G. DE OLIVEIRA FERNANDES, E., MOREIRA,C., & CONNORS, S. Multi-Criteria Decision Support Methods for Renewable Energy Systems on Islands C. En: Journal of Clean Energy Technologies, Vol. 3, 2015.

HEPBASLI A. A key review on exergetic analysis and assessment of renewable energy resources for a sustainable future. En: Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol.12, p. 593–661, 2008.



26p\_p\_state%3Dnormal%26p\_p\_mode%3Dview%26p\_p\_col\_id%3Dcolumn-1%26p\_p\_col\_count%3D1. Anuario climatológico 2015>

IGAC (Instituto Geográfico Agustín Codazzi), Sistema de información geográfica para la planeación y el ordenamiento territorial, 2010. [Citado en 5 de Noviembre de 2014]. [en línea] disponible en: <<http://sigotn.igac.gov.co/sigotn/>>.

INSTITUTO DE INVESTIGACIONES AMBIENTALES DEL PACÍFICO- IIAP, Plan estrategico de la macrocuenca del Pacífico, 2013. [citado en 23 de noviembre de 2015] [en línea] disponible en: < <http://siatpc.iiap.org.co/docs/avances/pemp.pdf>>.

Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para ZNI –IPSE. Centro de innovación tecnológica con énfasis en Poligeneración. ISBN: 978-958-99713-6-9, 2011.

INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY (IAE). Comparative assessment of energy options and strategies in Mexico until 2025. [en línea] disponible en: <<http://www.dis.anl.gov/news/MexicoEnergy.html>>, 2005.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY-IEA. World Energy Investment Outlook 2014: Assumed investment costs, operation and maintenance costs and efficiencies in the IEA World Energy Investment Outlook 2014. [en línea] disponible en: < <http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebiste/2014/weio/WEIO2014AnnexA.xls>>

IPSE. Inversión en fondos–FAZNI. [en línea] disponible en: < <http://www.ipse.gov.co/proyectos-ipse/fazni>>

IPSE. Soluciones energéticas para ZNI de Colombia [7 de noviembre de 2015]. [en línea] disponible en: <<https://www.minminas.gov.co/documents/10180/742159/09C->

SolucionesEnergeticasZNI-IPSE.pdf/2871b35d-eaf7-4787-b778-ee73b18dbc0e >, 2014.

JARA, T., Introducción a las Energías Renovables No Convencionales. Leaders S.A, 2006. S.B.N.N. 956-8191-07-0.

JARAMILLO Á.P. & VINASCO T. L. Análisis multiobjetivo difuso espacial: Una herramienta para localizar proyectos lineales con un enfoque de gestión ambiental Gestión y Ambiente. En: Red de Revistas Científicas de América Latina, el Caribe, España y Portugal, Vol. 8, núm. 1, pp 19-34, 2005.

JIMÉNEZ M., ARENAS M., BILBAO A., & RODRÍGUEZ M.V. Linear programming with fuzzy parameters: An interactive method resolution. En: European Journal of Operational Research, Vol. 177, p.1599–1609, 2007.

JOBERT A., LABORGNE P., & MIMLER S., Local acceptance of wind energy: factors of success identified in French and German case studies. En: Energy Policy, 2007, Vol. 35, p. 2751-2760.

Joint Research Centre, European Commission: Delphi Survey, 2006. [Citado el 20 de noviembre de 2016]. [en línea] disponible en: <[http://forlearn.jrc.ec.europa.eu/guide/2\\_scoping/meth\\_delphi.htm](http://forlearn.jrc.ec.europa.eu/guide/2_scoping/meth_delphi.htm)>.

KAHRAMAN, C., & KAYA, I., A fuzzy multicriteria methodology for selection among energy alternatives. En: Expert Systems with Applications, Vol. 37, pp 6270–6281, 2010.

KAHRAMAN, C., KAYA, I., & CEBI, S. A comparative analysis for multiattribute selection among renewable energy alternatives using fuzzy axiomatic design and fuzzy analytic hierarchy process. En: Energy. Vol. 34, pp.1603–1616, 2009.

KALDELLIS J.K., Social attitude towards wind energy applications in Greece. En: Energy Policy, 2005, Vol. 33, p.595-602.

KAYA, I., & KAHRAMAN, C. A fuzzy multicriteria methodology for selection among energy alternatives. En: Expert Systems with Applications, Vol. 37, pp 6270–6281, 2010.

KAYA, T. & KAHRAMAN, C. Multicriteria decision making in energy planning using a modified fuzzy TOPSIS methodology. En: Expert Syst. Appl. Vol. 38, pp. 6577-6585, 2011.

KLEMES, J.J., VARBANOV, P.S., & Huisingsh, D. Recent cleaner production advances in process monitoring and optimisation. En: J. Clean. Prod. Vol. 34, p 1e8, 2013.

KOLTSAKLIS, N., *et al.* A spatial multi-period long-term energy planning model: A case study of the Greek power system. En: Applied Energy. Vol. 115, pp. 456–482, 2014.

KÖNE, A., & BÜKE, T. An analytical network process (AHP) evaluation of alternative fuels for electricity generation in Turkey. En: Energy Policy. Vol. 35, pp. 5220–5228, 2007.

KOOPMANS, J., KOPPEJAN, J., Agricultural and forest residues – generation, utilization and availability. En: Regional Consultation on Modern Applications of Biomass Energy, 1997

KRAJACIC, G., MARTINS, R., BUSUTTIL, A., DUIC, N. & DA GRAÇA CARVALHO, M. Hydrogen as an energy vector in the islands' energy supply. En: International Journal of Hydrogen Energy, Vol: 33, pp. 1091-1103, 2008.

KREIDER J, *et al.* Building energy use prediction and system identification using recurrent neural networks. En: J Sol Energy Eng, Vol. 117, pp.161–6, 1995.

KREIDER J, HABERL J. Predicting hourly building energy use: the great energy predictor shoot-out overview and discussion of results. En: ASHRAE Trans, Vol.94, pp.1104–18, 1994.

KURKA, T. & BLACKWOOD, D., Participatory selection of sustainability criteria and indicators for bioenergy developments, 2013.En: Renewable and Sustainable Energy Reviews. Vol. 24, p. 92-102.

LABRIET M. MARKAL/TIMES Modeling of Greenhouse Gas Abatement Strategies: Canadian Case Study and World Coalition Analysis. [en línea] disponible en: <<http://www.gerad.ca/fichiers/cahiers/G0151.ps>>.

LAI, Y.J. & HWANG, C.L. A new approach to some possibilistic linear programming problems. Fuzzy Sets and Systems, Vol: 49, p. 121–133, 1992.

LAMBERT, T., GILMAN, P., & LILIENTHAL, P. Micropower system modeling with HOMER. [en línea] disponible en: <<http://homerenergy.com/documents/MicropowerSystemModelingWithHOMER.pdf>>.

LEE, S. K., MOGI, G., KIM, J. W. & GIM, B. J. . A fuzzy analytic hierarchy process approach for assessing national competitiveness in the hydrogen technology sector. En: Int J Hydrogen Energy, Vol.33, pp.6840–6848, 2008.

LENG G.J., *et al.* RETScreen International: results and impacts 1996–2012. Minister of Natural Resources Canada; [en línea] disponible en: <<http://www.retscreen.net/ang/impact.php>>, 2004.

LEZCANO OQUENDO D. Estudio exergético para identificar y evaluar potencialidades en energías renovables en el territorio colombiano, para planeamiento energético en periodos futuros, 2011. Tesis de Maestría en Ingeniería Administrativa, Facultad de minas, Universidad Nacional de Colombia.

LIANG, T.F. Distribution planning decisions using interactive fuzzy multi-objective linear programming. En: Fuzzy Sets and Systems, Vol: 157, p. 1303–1316, 2006.

LIFE FINANCIAL INSTRUMENT OF THE EUROPEAN COMMUNITY. Road Map Document for a Sustainable Chemical Industry. 2013. [Citado el 9 de agosto de 2016]. [en línea] disponible en: <[http://ec.europa.eu/environment/life/project/Projects/index.cfm?fuseaction=home.showFile&rep=file&fil=ENERG\\_ICE\\_Road\\_Map.pdf](http://ec.europa.eu/environment/life/project/Projects/index.cfm?fuseaction=home.showFile&rep=file&fil=ENERG_ICE_Road_Map.pdf)>

LIU G. General sustainability indicator of renewable energy system based on Grey relation analysis. En: International Journal of Energy Research, Vol. 37, p. 1928-1936, 2013.

LONG-RANGE ENERGY ALTERNATIVES PLANNING SYSTEM-LEAP. [en línea] disponible en: ModelingMethodologies.En:<<https://www.energycommunity.org/default.asp?action=Introduction>>.

LUND H., & KEMPTON,W. Integration of renewable energy into the transport and electricity sectors through V2G. En: Energy Policy, Vol. 36, pp. 3578– 3587, 2008.

MANZINI, F. L. & MACÍAS, P. Nuevas energías renovables: una alternativa sustentable para México (Análisis y propuesta). Centro de Investigaciones en Energía. UNAM. México, 2004.

MARK Z. J. & DELUCCHI A., Providing all global energy with wind, water, and solar power, Part I: Technologies, energy resources, quantities and areas of infrastructure, and materials. En: Energy Policy, 2011, Vol. 39, p. 1154-1169.

MARTÍNEZ A. & CASALS M. Cálculo de la exergía química específica de combustibles sólidos, líquidos y gaseosos. En: Revista cubana de química, Vol. 14, p. 67-75, 2002.

MARUYAMA Y., NISHIKIDO M., & IIDA T., The rise of community wind power in Japan: enhanced acceptance through social innovation. En: Energy Policy, 2007, Vol. 35, p. 2761-2769.

MENDES, G., IOAKIMIDIS, C., & FERRÃO, P. On the planning and analysis of integrated community energy systems: a review and survey of available tools. En: Renew and Sustain Energy Rev, Vol. 15, pp. 4836–4854, 2011.

MENDOZA, C., SOLANO, A., Caracterización de los residuos de cultivos agrícolas de aguacate, arracacha, frijol, guayaba y piña producidos en Santander, Colombia. En: Escuela de Ingeniería Química, UIS, 2014.

MEZA, J.C., YILDIRIM, M.B., & MASUD, A.S.M., A Model for the Multiperiod Multiobjective Power Generation Expansion Problem. En: IEEE Transactions On Power Systems, Vol. 22, pp 871-878, 2007.

MONDAL A.H., KAMP L.M., & PACHOVA N., Drivers, barriers, and strategies for implementation of renewable energy technologies in rural areas in Bangladesh—An innovation system analysis. En: Policy, 2010, Vol. 38, p. 4626–4634.

MONSALVE CAMARGO M.C. & NOBZA VILLARREAL M.A. Aplicación del método Delphi con enfoque difuso para seleccionar alternativas de generación de energía -

Estudio de caso de seis municipios no interconectados de Colombia, Universidad Industrial de Santander, Tesis, 2016.

MONTAÑEZ ROJAS J. F. Parámetros Técnicos y Financieros de Sistemas de Generación de Energía Eléctrica para ZNI de Colombia: Herramienta de Cálculo, 2016. Tesis de Ingeniería Eléctrica, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.

MORAIS, P., *et al.* Optimal scheduling of a renewable micro-grid in an isolated load area using mixed-integer linear programming. En: *Renewable Energy*; Vol. 35 pp. 151–156, 2010.

MOURELATOS D., ASSIMACOPOULOS L., PAPAGIANNAKIS A., ZERVOS A., Large-scale integration of renewable energy sources an action plan for Crete. En: *Energy Policy*, 1998, Vol. 26, p. 751-763.

MOUSA, K., ALZU'BI, H., & DIABAT, A. Design of a hybrid solar–wind power plant using optimization. En: *Proceedings of the 2nd International Conference on Engineering Systems Management and its Applications*.

MUHAMMAD T, MARWAN M, PETER A. A cooling change-point model of community-aggregate electrical load. En: *Energy Build*, Vol. 43, pp. 28–37, 2011.

MUÑOZ TAPIA J.E., Modelo de representación de la demanda por bloques para la planificación de la transmisión, 2007. Tesis de Ingeniería Civil, Universidad de Chile, Santiago de Chile, Chile.

MUÑOZ, Y.A. Optimización de recursos energéticos en zonas aisladas mediante estrategias de suministro y consumo. Tesis Doctoral en Ingeniería Eléctrica, Universidad Politécnica de Valencia-España, 2012.

MUSELLI, M., NOTTON, G., POGGI, P. & LOUCHE, A. Computer-aided analysis of the integration of renewable-energy systems in remote areas using a geographical-information system. En: Applied Energy, Vol. 63, p.141–160, 1999.

N90/2500KW [Citado el 25 de febrero de 2017]. [en línea] disponible en: <[http://www.nordex-online.com/en/produkte-service/wind-turbines/n100-25-mw.html?no\\_cache=1](http://www.nordex-online.com/en/produkte-service/wind-turbines/n100-25-mw.html?no_cache=1)>

NARVÁEZ, P. C., Conventional and unconventional energy sources: status, perspectives. En: Engineering, and Research, Vol. 30, pp 165-173, 2010.

NEOTEO, ASTER GDEM: El mapa topográfico más exacto, [Citado en 5 de abril de 2015]. [en línea] disponible en: <<http://www.neoteo.com/aster-gdem-el-mapa-topografico-mas-exacto/>>.

NIKOLAOS E. K., ATHANASIOS S.D., GEORGIOS M. K., EFSTRATIOS N. P., & MICHAEL C. G. A spatial multi-period long-term energy planning model: A case study of the Greek power system. En: Applied Energy, vol. 115, pp 456–482, 2014.

NORMAN C., BROWN B. & COCHRAN S. The Delphi Method, III: Use of self rating to improve group estimates. En: Technological Forecasting and Social Change, Vol. 1, p. 283-291, 1970.

OIKONOMOU E.K., KILIAS V., GOUMAS A., RIGOPOULOS A., KARAKATSANI E., DAMASIOTIS M., *et al.*, Renewable energy sources (RES) projects and their barriers on a regional scale: the case study of wind parks in the Dodecanese islands Greece. En: Energy Policy, 2009, Vol.37, p.4874-4883.

ONAT, N. & BAYAR, H.,The sustainability indicators of power production systems, 2010. En: Renewable and Sustainable Energy Reviews. Vol. 14, p. 3108-3115.

ÖNÜT, S., TUZKAYA, U. R. & SAADET, N. Multiple criteria evaluation of current energy resources for Turkish manufacturing industry. En: Energy Convers Manage. Vol. 49, pp.1480–1492, 2008.

OPRICOVIC, S. & TZENG, G.-H. Compromise solution by MCDM methods: A comparative analysis of VIKOR and TOPSIS. En: Eur. J. Oper. Res., pp. 445–455, 2004.

ÖZCAN E.C. & EROL S. A Multi-Objective Mixed Integer Linear Programming Model for Energy Resource Allocation Problem: The Case of Turkey. En: Gazi University Journal of Science, Vol. 27, p. 1157-1168, 2014.

PAINULY J.P., Barriers to renewable energy penetration; a framework for analysis. En: Renewable Energy, 2001, Vol. 24, p.73-89.

PARODI de CAMARGO V.. Propuesta metodológica para la evaluación integral de proyectos en el sector energético. Universidad Politécnica de Valencia. Tesis doctoral. Valencia España, 2013.

PERERA T., et.al. A hybrid tool to combine multi-objective optimization and multi-criterion decision making in designing standalone hybrid energy systems En: Applied Energy, Vol. 107, pp. 412–425, 2013.

PETERS, M & TIMMERHAUS, K. Plan design and economics for chemical engineers. New York: McGraw Hill, 1980.

PHILLIS Y., & Andriantiatsaholiniaina L. Sustainability: an ill defined concept and its assessment using fuzzy logic. En: Ecological Economics, Vol.37, p. 435–56, 2001.

PHILLIS Y., & DAVIS B. Assessment of corporate sustainability via fuzzy logic. En: Journal of Intelligent and Robotic Systems, Vol. 55, p. 3-20, 2009.

PHILLIS Y., Kouikoglou V., & Manousiouthakis V. A review of sustainability assessment models as system of systems. En: IEEE Systems Journal; Vol. 4, p. 15–25, 2010.

PIETROSEMOLI, L.; MONROY, C.R. The impact of sustainable construction and knowledge management on sustainability goals. A review of the Venezuelan renewable energy sector. En: Renew. Sustain. Energy Rev. Vol. 27, pp. 683–691, 2013.

POHEKAR, S. D. & RAMACHANDRAN, M. Application of multi-criteria decision making to sustainable energy planning—A review. En: Renewable and Sustainable Energy Reviews, pp.365–381, 2004.

PULLES T., & HESLINGA D. On the variability of air pollutant emissions from gas-fired industrial combustion plants. En: Atmospheric Environment, Vol 38, p. 3829 – 3840, 2004.

QUIJANO HURTADO, R., Diseño e implementación de una plataforma integrada de modelación para la planificación energética sostenible –MODERGIS – Estudio de caso Colombia. Tesis de Doctorado en Ingeniería Sistemas Energéticos, Universidad Nacional de Colombia, Medellín, 2012.

QUIJANO, R., BOTERO, S., & DOMÍNGUEZ J. MODERGIS application: Integrated simulation platform to promote and develop renewable sustainable energy plans, Colombian case study. En: Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 16, pp. 5176-5187, 2012.

R DEVELOPMENT CORE TEAM. R: A Language and Environment for Statistical Computing. R Foundation for Statistical Computing, 2008. ISBN 3-900051-07-0, Last accessed 08.29.14. [en línea] disponible en: <[http:// www.R-project.org](http://www.R-project.org)>.

RAMIREZ CASTAÑO S. Redes de Distribución de Energía, Universidad Nacional de Colombia, Tercera Edición, Manizales, 2004.

RAMIREZ CASTAÑO, S. Redes de Distribución de Energía, Universidad Nacional de Colombia, Tercera Edición, Manizales-Colombia. [en línea] disponible en: <<http://www.bdigital.unal.edu.co/3393/>>, 2009.

RAMOS M., et. al. Metodología para la evaluación integral de proyectos de reconversión azucarera en el concepto de biorrefinería con enfoque difuso En: ICIDCA. Sobre los Derivados de la Caña de Azúcar, Vol. 48, núm. 3, p. 3-10, 2014.

RAMOS M., et. al. Modelo de decisión para seleccionar alternativas de inversiones de reconversión azucarera y biorrefinerías basado en el método DELPHI con enfoque difuso. En: ICIDCA. Sobre los Derivados de la Caña de Azúcar, Vol. 48, núm. 2, p. 42-49, 2014.

RAMOS, A. Mecanismo de desarrollo limpio estudio de biodigestores. Universidad Nacional de Ingeniería Facultad de Ingeniería Mecánica, Lima, Perú, 2006.

REDDY S., and PAINULY J.P., Diffusion of renewable energy technologies –barriers and stakeholders’ perspectives. En: Renewable Energy, 2004, Vol. 29, p.1431-1447.

REN21. 2012. Renewables 2012 Global Status Report. [en línea] disponible en: <[http://www.ren21.net/Portals/0/documents/Resources/GSR2012\\_low%20res\\_FINAL.pdf](http://www.ren21.net/Portals/0/documents/Resources/GSR2012_low%20res_FINAL.pdf)>

RETScreen Train Materials. [en línea] disponible en: <<http://www.retscreen.net/ang/dtinfo.php>>.

RETScreen® Software, 2005-2014. Canada: NASA Langley Research Center Science Directorate and Minister of Natural Resources Canada. [Citado en 10 de Noviembre de 2014]. [en línea] disponible en: <<http://www.retscreen.net/ang/home.php>>.

RODRIGUEZ, M. & BERROCAL, L. La producción de energía hidroeléctrica en Extremadura. Dpto. de Arte y Ciencias del Territorio, Universidad de Extremadura, [7 de octubre de 2014]. [en línea] disponible en: <[http://www.academia.edu/5124790/LA\\_PRODUCCI%C3%93N\\_DE\\_ENERG%C3%8DA\\_HIDROEL%C3%89CTRICA\\_EN\\_EXTREMADURA](http://www.academia.edu/5124790/LA_PRODUCCI%C3%93N_DE_ENERG%C3%8DA_HIDROEL%C3%89CTRICA_EN_EXTREMADURA) 2010>, 2010.

ROGERS J.C., SIMMONS E.A., CONVERY I., & WEATHERALL A., Public perceptions of opportunities for community-based renewable energy projects. En: Energy Policy, 2008, Vol.36, p.4217-4226.

ROHIT SEN. Off-Grid Electricity Generation with Renewable Energy Technologies in India; an application of HOMER. M.Tech.Tesis, University of Dundee -South Asia, 2011.

ROJAS, J.C., Planning of power supply in rural areas of developing countries: a framework for decision-making, Universidad de Zaragoza, Zaragoza España, PhD. Tesis, 2012.

ROJAS-ZERPA, J.C., & YUSTA, J.M. Application of multicriteria decisión methods for electric supply planning in rural and remote areas. Application to a remote rural village in Venezuelan Andes. En: Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 52, pp. 557–571, 2015.

ROSSO CERÓN A., WEINGÄRTNER S., KAFAROV V. Generation of Electricity by Plant Biomass in Villages of the Colombian Provinces: Chocó, Meta and Putumayo, En: Chemical Engineering Transactions, Vol. 43, pp 577-582, 2015.

ROSSO CERÓN A.M., KAFAROV V. Analysis on the Economic Feasibility of Power Generation from Renewable Energy Systems in Non-Interconnected Zones of Colombia, Study of Cases. En: Chemical Engineering Transactions, Vol. 43, pp. 1447-1452, 2015.

ROSSO-CERON A. KAFAROV V. Barriers to social acceptance of renewable energy systems in Colombia. En Current Opinion in Chemical Engineering, 2015, Vol. 10, P. 103–110.

RUIZ-MENDOZA, B., Fuentes de energía renovable en el subsector eléctrico colombiano, análisis y perspectivas. III Congreso CIER de la Energía- CONCIER, 2007

SAATY TL. Decision making for leaders. Pittsburgh: RWS Publications; 1992.

SAATY TL. The analytic hierarchy process. New York: McGraw-Hill; 1980.

SAN CRISTÓBAL, J. Multi-criteria decision-making in the selection of a renewable energy project in Spain: the VIKOR method. En: Renew Energy. Vol. 36, pp.498–502, 2011.

SANTOYO-CASTELAZO E. & AZAPAGIC A. Sustainability assessment of energy systems: integrating environmental, economic and social aspects. En: Journal of Cleaner Production, Vol. 80, 119-138, 2014.

SAVVAS, C., FLORIDES, G. & SAVVAS, A., The Parameters used in Multiple Criteria Decision Making Methodologies for Drafting out Renewable Energy Sources Support Schemes, 2011. En: World Renewable Energy Congress. Sweden. P. 2618-2625.

SCHNEIDER D, DUIC N, Bogdan I. Mapping the potential for decentralized energy generation based on renewable energy sources in the Republic of Croatia. En: Energy, Vol. 32, pp. 1731–1744, 2007.

SILVA HERRAN, D. & NAKATA, T. Design of decentralized energy systems for rural electrification in developing countries considering regional disparity. En: Applied Energy. Vol. 91, pp.130–145, 2012.

SILVA LORA E., ROMÁN QUINTERO Q., ESCOBAR PALACIOS J.C. Bioenergía: fuentes, conversión y sustentabilidad. En: CYTED Red Iberoamericana de Aprovechamiento de Residuos Orgánicos en Producción de Energía, 1 Ed. Bogotá Colombia, 2015.

SILVA, D., & NAKATA, T., Multi-objective assessment of rural electrification in remote areas with poverty considerations. En: Energy Policy, Vol. 37, pp 3096–31080, 2009.

SILVERIO MILANESI G., Probabilistic versus fuzzy valuation, real options and the binomial model. Application for investment projects in ambiguity conditions. En: Estudios Gerenciales, Vol.30, pp 211-219, 2014.

SISTEMA ÚNICO DE INFORMACIÓN–SUI. Información comercial de los prestadores de la ZNI. [en línea] disponible en: <[http://reportes.sui.gov.co/fabricaReportes/frameSet.jsp?idreporte=ele\\_com\\_099](http://reportes.sui.gov.co/fabricaReportes/frameSet.jsp?idreporte=ele_com_099)>.

SOMMA M.D., et. al. Exergy-efficient Management of Energy Districts. En: Proceeding of the 11th World Congress on Intelligent Control and Automation, Shenyang, China, 2014

SORENSEN, B. E., & MEIBOM, P. GIS Tools for Renewable Energy Modelling. En: Renewable Energy, Vol. 16, pp. 1262-1267, 1999.

SOVACOO B.K., DHAKAL S., GIPPNER O., & BAMBAWALE M.J., Halting hydro: a review of the socio-technical barriers to hydroelectric power plants in Nepal. En: Energy, 2011, Vol. 36, p. 3468-3476.

STEIN, E. W. , A comprehensive multi-criteria model to rank electric energy production technologies, 2013. En: Renewable and Sustainable Energy Reviews. Vol. 22, p.640-654.

STOYAN, S.J., & DESSOUKY, M.M. A Stochastic Mixed-Integer Programming approach to the energy-technology management problem. En: Computers & Industrial Engineering, Vol. 63, pp. 594–606, 2012.

STREIMIKIENE, D. & BALEZENTIS, T., Prioritizing sustainable electricity production technologies: MCDM approach, 2012. En: Renewable and Sustainable Energy Reviews. Vol. 16, p.3302-3311.

Subdirección de Planificación Energética, IPSE, Minminas. [7 de febrero de 2014] [en línea] disponible en: <[www.ipse.gov.co/ subdirección de planificación energética/2007](http://www.ipse.gov.co/subdirección_de_planificación_energética/2007)>, 2007.

SUBHES C B. Review of Alternative Methodologies for Analysing Offgrid Electricity Supply. En: Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 16, pp. 677-94, 2012.

SUI. Información comercial de los prestadores de las ZNI. [en línea] disponible en: < [http://reportes.sui.gov.co/fabricaReportes/frameSet.jsp?idreporte=ele\\_tec\\_073](http://reportes.sui.gov.co/fabricaReportes/frameSet.jsp?idreporte=ele_tec_073)>

TAGUE-SUTCLIFFE, J. Introducción a la Informetría. ACIMED, 1994. [en línea] disponible en: <[http://bvs.sld.cu/scielo.php?pid=S102494351994000300005&scrip=sci\\_arttext](http://bvs.sld.cu/scielo.php?pid=S102494351994000300005&scrip=sci_arttext)>.

TARAPUEZ ROA, J.C. & BARRERA ARDILA, G.S.GAMS Aplicado a las Ciencias económicas. Universidad Nacional de Colombia, 2010. [en línea] disponible en: <<http://www.fce.unal.edu.co/uifce/proyectos-deestudio/pdf/GAMS%2520aplicado%2520a%2520las%2520Ciencias%2520Economicas>>

TASRIA, A., & SUSILAWATIB A. Selection among renewable energy alternatives based on a fuzzy analytic hierarchy process in Indonesia. En: Sustainable Energy Technologies and Assessments, Vol.7, pp 34–44, 2014.

TEKINER, H., COIT, D. W., & FELDER, F. A. Multi-period multi-objective electricity generation expansion planning problem with Monte-Carlo simulation. En: Electric Power Systems Research, Vol. 12, pp. 1394-1405, 2010.

TEKINERA,H., COITB, D.W., & FELDERC, F.A. Multi-period multi-objective electricity generation expansion planning problem with Monte-Carlo simulation. En: Electric Power Systems Research, Vol. 80, pp.1394–1405, 2010.

TOPCU, Y. & ULENGIN F. Energy for the future: an integrated decision aid for the case of Turkey. En: Energy, Vol. 29, pp.137–154, 2004.

TORABI S.A. & HASSINI E. Multi-site production planning integrating procurement and distribution plans in multiechelon supply chains: an interactive fuzzy goal

programming approach. En: International Journal of Production Research, Vol. 47, p. 1 5475–5499, 2009.

TORABI, S.A, & HASSINI, E., An interactive possibilistic programming approach for multiple objective supply chain master planning. En: Fuzzy Sets and Systems, Vol. 159, pp193 – 214, 2008.

TORRES. Ernesto. Investigación en Pequeñas Centrales en Colombia. [en línea] disponible en: <<http://www.unilibre.edu.co/revistaingenioliberal/revista-12/ar9.pdf>>. p: 8

TSOUTSOS T. Sustainable energy planning by using multi-criteria analysis application in the island of Crete. En: Energy Policy, Vol. 37, pp 1587–1600, 2009.

TSOUTSOS, T., *et al.* Multicriteria renewable energy planning using an integrated fuzzy VIKOR & AHP methodology: The case of Istanbul. En: Energy, pp. 2517-2527, 2010.

TURNEY D., & FTHENAKIS V. Environmental impacts from the installation and operation of large-scale solar power plants. En: Renewable and Sustainable Energy Reviews. Vol. 15, p. 3261–3270, 2011

TZENG, G.-H.; LIN, C.-W.; & OPRICOVIC, S. Multi-criteria analysis of alternative-fuel buses for public transportation. En: Energy Policy, Vol. 33, pp.1373–1383, 2005.

ULUTAS, B. H. Determination of the appropriate energy policy for Turkey. En: Energy. Vol. 30, pp.1146–1161, 2005.

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA-UPME *et al.*, Atlas de viento y energía eólica en Colombia, 2006, [Citado en 21 de Octubre de 2014]. [en línea] disponible en: <[http://www.upme.gov.co/Atlas\\_Viento.htm](http://www.upme.gov.co/Atlas_Viento.htm)>.

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA-UPME, 2007. PLAN ENERGÉTICO NACIONAL 2006-2025 Contexto y Estrategias. ISBN 978-958-97855-7-7.

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA-UPME, Costos indicativos de generación eléctrica en Colombia, 2005. [en línea] disponible en: <[http://www.siel.gov.co/siel/documentos/documentacion/generacion/costos\\_indicativos\\_generacion\\_ee.pdf](http://www.siel.gov.co/siel/documentos/documentacion/generacion/costos_indicativos_generacion_ee.pdf)>.

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA-UPME, *et al.*, Atlas de biomasa residual, 2010. [en línea] disponible en: <[http://www1.upme.gov.co/sites/default/files/article/1768/files/Atlas%20de%20Biomasa%20Residual%20Colombia\\_\\_.pdf](http://www1.upme.gov.co/sites/default/files/article/1768/files/Atlas%20de%20Biomasa%20Residual%20Colombia__.pdf)>.

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA-UPME, Plan Energetico Nacional Colombia: Ideario Energético 2050, 2015. [en línea] disponible en: <[http://www.upme.gov.co/Docs/PEN/PEN\\_IdearioEnergetico2050.pdf](http://www.upme.gov.co/Docs/PEN/PEN_IdearioEnergetico2050.pdf)>.

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA-UPME, Sistema de información eléctrico colombiano en zonas no interconectadas. 13 de Octubre, de, 2016]. [en línea] disponible en: <<http://www.upme.gov.co/zni/>>.

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA-UPME. Atlas de Radiación Solar de Colombia, 2005. [en línea] disponible en: <<https://documentacion.ideam.gov.co/openbiblio/Bvirtual/019649/019649.htm>>.

UNITED STATES AGENCY INTERNATIONAL DEVELOPMENT-USAID, Programa de Energía Limpia para Colombia – CCEP: Procesos y proyectos de apoyo a la inserción de las Energías Renovables (ER) en Colombia. [en línea] disponible en: <[www.ipse.gov.co/.../1228-presentacion-programa-energia-limpia-colombia-ccep](http://www.ipse.gov.co/.../1228-presentacion-programa-energia-limpia-colombia-ccep)>, 2014.

UNIVERSIDAD DE VALLADOLID. Tecnología de la combustión. [en línea] disponible en: <<http://www.sistemamid.com/download.php?a=1733>>

UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA-UNAL. GAMS aplicado a las Ciencias Económicas, 2010. [en línea] disponible en: <<http://www.fce.unal.edu.co/uifce/proyectos-de-estudio/economia>>.

UPME, Hagler Bailly Services, AENE, Establecimiento de un Plan Estructural, Institucional y Financiero, que Permita el Abastecimiento Energético de las Zonas No Interconectadas con Participación de las Comunidades y el Sector Privado, Bogotá D.C, 2001.

UPME, Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica 2013 –2017. [20 de octubre de 2014]. [en línea] disponible en: <[http://www.siel.gov.co/Siel/Portals/0/Piec/Libro\\_PIEC.pdf](http://www.siel.gov.co/Siel/Portals/0/Piec/Libro_PIEC.pdf)>, 2013.

UPME. Balance energético Colombiano. [17 de marzo,de,2017]. [en línea] disponible en: <<http://www1.upme.gov.co/balance-energetico-colombiano-1975-2015>>, 2016.

UPME. Comparación de alternativas para la generación de energía eléctrica en la isla de San Andrés, Colombia, Bogotá, 2014. [en línea] disponible en: <<http://www1.upme.gov.co/sgic/?q=content/memorias-de-la-presentaci%C3%B3n-de-resultados-del-proyecto-upme-bid-para-la-promoci%C3%B3n-de-las>>

UPME. Comparación de alternativas para la generación de energía eléctrica en la isla de San Andrés, Colombia. 2014. [en línea] disponible en: <[http://www1.upme.gov.co/sgic/sites/default/files/San%20Andres-%20Nov%2024%20\(2\).pdf](http://www1.upme.gov.co/sgic/sites/default/files/San%20Andres-%20Nov%2024%20(2).pdf)>

UPME. Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia. [19 de marzo de 2017]. [en línea] disponible en: <[http://www.upme.gov.co/Estudios/2015/Integracion\\_Energias\\_Renovables/INTEGRACION\\_ENERGIAS\\_RENOVANLES\\_WEB.pdf](http://www.upme.gov.co/Estudios/2015/Integracion_Energias_Renovables/INTEGRACION_ENERGIAS_RENOVANLES_WEB.pdf)>.

UPME. Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia, CONVENIO ATN/FM-12825-CO, Componente del Proyecto inversiones catalizadoras para energía geotérmica Promoción de criterios de mercado para las energías renovables no convencionales a través de la eliminación de barreras para su desarrollo. 2015. [Citado el 9 de marzo de 2017]. [en línea] disponible en: <[http://www.upme.gov.co/Estudios/2015/Integracion\\_Energias\\_Renovables/INTEGRACION\\_ENERGIAS\\_RENOVANLES\\_WEB.pdf](http://www.upme.gov.co/Estudios/2015/Integracion_Energias_Renovables/INTEGRACION_ENERGIAS_RENOVANLES_WEB.pdf)>

UPME. Proyección de Demanda de Energía Eléctrica en Colombia. [en línea] disponible en: <[http://www.siel.gov.co/siel/documentos/documentacion/Demanda/proyeccion\\_de\\_manda\\_ee\\_Abr\\_2013](http://www.siel.gov.co/siel/documentos/documentacion/Demanda/proyeccion_de_manda_ee_Abr_2013)>, 2012.

VAN BEECK, N. A New Decision Support Method for Local Energy Planning in Developing Countries. CentER, Tilburg University. [en línea] disponible en: <<http://arno.uvt.nl/show.cgi?fid=2450>> , 2003.

VARUN S.K., & SINGAL K., Review of augmentation of energy needs using renewable energy sources in India. En: Renewable Sustainable Energy Review, 2007, Vol. 11, p.1607-1615.

VARUN S.K., Review of augmentation of energy needs using renewable energy sources in India. En: Renewable Sustainable Energy Review, 2007, Vol. 11, p.1607-1615.

WANG J.J., JING Y.Y., ZHANG C.F.& ZHAO J.H.. Review on multi-criteria decision analysis aid in sustainable energy decision-making. En: Renewable and Sustainable Energy Reviews. Vol. 13, pp 2263–22, 2009.

WANG, R.C. & LIANG, T.F. Applying possibilistic linear programming to aggregate production planning. En: International Journal of Production Economics, Vol. 98, p. 328–341, 2005.

WORLD ENERGY OUTLOOK-IEA. [Citado el 18 de septiembre de 2012]. [en línea] disponible en: <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/weo2010.pdf>, 2010.

WORLD ENERGY OUTLOOK-IEA. [Citado en 18 de septiembre de 2012]. [en línea] disponible en: [http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/weo\\_2007\\_cpt20.pdf](http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/weo_2007_cpt20.pdf) 2007.

WUSTENHAGEN R., MAARTEN W., & BURER M.J. Social acceptance of renewable energy innovation: An introduction to the concept. En: Energy Policy, 2007, Vol.35, p. 2683-2691.

XM, Demanda de energía nacional. [20 de octubre de 2016]. [en línea] disponible en: <http://informesanuales.xm.com.co/2015/SitePages/operacion/3-1-Demanda-de-energia-nacional.aspx>, 2015.

ZADEH, L. A. Fuzzy sets. En: Information and Control. Vol. 8, pp. 338-358, 1965.

ZANGENEH, A., JADID S. & RAHIMI-KIAN,A. A hierarchical decision-making model for the prioritisation of distributed generation technologies: A case study for Iran. En: Energy Policy, Vol. 37, pp. 5752-5763, 2009.

ZENG J., AN M., & SMITH, N.J, Application of a fuzzy based decision making methodology to construction project risk assessment. En: International Journal of Project Management , Vol.25, pp 589–600, 2007.

ZHANG, L., ZHOU, D. Q., ZHOU, P., CHEN, Q. T. Modelling policy decision of sustainable energy strategies for Nanjing city: A fuzzy integral approach. En: Renewable Energy, pp. 197-203, 2014.

ZHOU, P., ANG, B.W., & POH, K.L. Decision analysis in energy and environmental modeling: An update. En: Energy, Vol. 31, pp 2604–2622, 2006.

ZOELLNER J., SCHWEIZER-RIES P., & WEMHEUER C., Public acceptance of renewable energies: results from case studies in Germany. En: Energy Policy, 2008, Vol.36, p. 4136-4141.

## ANEXOS

### Anexo A. Radiación solar promedio diaria mensual 2005-2014

Tabla A.1 Radiación solar de La Macarena

Mes/año	Radiación (kWh/m <sup>2</sup> )									
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Enero</b>	4,93	4,52	4,98	5,25	4,45	5,46	5,50	5,27	5,30	5,35
<b>Febrero</b>	4,59	5,08	5,94	4,86	5,30	4,95	4,89	4,99	4,48	4,99
<b>Marzo</b>	4,50	4,22	3,78	4,99	4,80	5,06	4,91	4,31	4,41	4,63
<b>Abril</b>	3,88	4,28	3,75	4,81	4,16	4,70	4,62	4,20	4,63	4,49
<b>Mayo</b>	4,21	4,04	3,66	4,18	4,55	4,44	3,91	4,52	4,17	4,31
<b>Junio</b>	4,00	3,85	3,35	3,98	4,34	4,42	4,30	4,26	4,48	3,58
<b>Julio</b>	3,73	3,75	4,85	4,30	4,46	4,32	4,51	4,09	4,07	4,23
<b>Agosto</b>	4,13	4,45	4,44	4,98	4,86	4,28	4,81	4,40	4,03	4,13
<b>Septiembre</b>	4,78	4,86	5,24	5,10	5,24	5,13	4,91	4,98	4,75	5,04
<b>Octubre</b>	4,65	4,52	5,01	4,64	5,06	4,95	4,89	4,78	4,94	4,62
<b>Noviembre</b>	4,63	4,34	4,92	4,61	5,05	4,65	4,58	5,01	4,65	4,56
<b>Diciembre</b>	5,03	4,62	4,97	5,19	5,24	4,79	4,42	5,07	4,89	5,05

Fuente: RETScreen® Software, 2005-2014 [156]

Tabla A.2 Radiación solar de San Andrés

Mes/año	Radiación (kWh/m <sup>2</sup> )									
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Enero</b>	5,00	4,94	5,58	5,37	5,40	5,11	5,09	5,48	5,43	5,36
<b>Febrero</b>	6,42	5,98	6,33	6,23	5,90	5,96	5,90	6,14	6,11	6,23
<b>Marzo</b>	7,01	6,81	6,91	6,97	6,93	6,65	6,97	6,90	5,92	6,74
<b>Abril</b>	6,95	7,02	6,72	7,08	7,16	6,72	7,12	6,26	6,70	6,71
<b>Mayo</b>	5,66	6,45	5,91	5,97	6,83	6,14	6,29	6,31	5,98	6,49
<b>Junio</b>	5,87	5,26	5,63	5,55	5,75	5,01	4,98	6,37	5,41	4,95
<b>Julio</b>	5,51	5,34	6,31	5,03	5,65	5,35	5,74	5,89	5,72	5,93
<b>Agosto</b>	5,70	6,09	6,24	6,19	6,01	4,52	6,22	5,79	5,22	5,81
<b>Septiembre</b>	4,80	5,64	5,17	5,52	5,02	5,37	5,59	5,56	4,96	4,69
<b>Octubre</b>	4,56	4,94	4,91	4,48	4,62	4,37	4,40	5,15	4,77	4,56
<b>Noviembre</b>	4,00	4,41	3,90	3,77	4,69	4,27	4,84	3,78	4,79	4,77
<b>Diciembre</b>	4,90	5,02	5,01	4,72	5,39	4,51	4,38	5,19	4,94	4,30

Fuente: RETScreen® Software, 2005-2014 [156]

Tabla A.3 Radiación solar de Medio Atrato

Mes/año	Radiación (kWh/m <sup>2</sup> )									
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Enero</b>	3,89	3,60	3,66	3,84	3,60	4,29	3,86	3,73	3,83	3,46
<b>Febrero</b>	3,93	4,55	5,33	4,29	4,16	4,10	4,36	4,08	3,25	3,56
<b>Marzo</b>	3,89	4,10	3,67	4,33	4,03	4,15	4,61	4,44	3,60	3,83
<b>Abril</b>	3,99	3,99	4,04	4,21	4,02	4,09	4,43	4,37	3,66	3,65
<b>Mayo</b>	4,19	3,81	3,62	4,18	4,21	4,29	4,15	4,23	3,70	3,97
<b>Junio</b>	3,73	4,04	4,05	4,21	4,02	4,23	4,25	4,26	3,88	4,18
<b>Julio</b>	4,39	4,07	4,56	4,28	4,45	4,21	4,46	4,39	4,31	4,61
<b>Agosto</b>	4,21	4,62	4,50	4,44	4,37	4,35	4,76	4,37	4,09	4,48
<b>Septiembre</b>	4,10	4,44	4,49	4,40	4,41	4,52	4,81	4,27	3,99	4,20
<b>Octubre</b>	3,82	4,27	4,14	4,42	4,05	4,06	3,97	4,11	3,86	3,77
<b>Noviembre</b>	3,89	3,83	3,47	3,53	3,81	3,71	3,67	3,79	3,97	3,97
<b>Diciembre</b>	3,70	3,91	3,79	3,64	3,78	3,60	3,17	3,68	3,53	3,77

Fuente: RETScreen® Software, 2005-2014 [156]

Tabla A.4 Radiación solar de Puerto Guzmán

Mes/año	Radiación solar (kWh/m <sup>2</sup> )								
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Enero</b>	4,34	3,74	3,99	4,52	4,17	5,01	4,72	4,41	4,56
<b>Febrero</b>	3,69	4,08	4,87	4,16	4,69	4,32	4,47	3,65	3,95
<b>Marzo</b>	3,84	3,66	3,53	4,43	4,08	4,56	4,22	3,91	3,82
<b>Abril</b>	3,73	3,83	3,87	4,54	3,92	4,31	4,23	4,23	4,08
<b>Mayo</b>	3,82	3,51	3,59	3,93	4,29	4,07	4,18	3,86	4,12
<b>Junio</b>	3,51	3,52	3,27	3,92	3,97	3,79	4,29	3,92	3,69
<b>Julio</b>	3,53	3,76	4,50	4,03	4,17	4,08	4,08	3,71	3,79
<b>Agosto</b>	3,97	4,07	4,25	4,46	4,41	4,36	4,43	3,85	3,87
<b>Septiembre</b>	4,04	4,33	4,50	4,36	5,02	4,97	4,56	4,28	4,50
<b>Octubre</b>	4,08	4,40	4,49	4,52	4,85	4,75	4,48	4,60	4,39
<b>Noviembre</b>	4,21	3,86	4,44	4,21	4,78	4,22	4,82	4,46	4,41
<b>Diciembre</b>	3,94	3,60	4,40	4,48	4,63	4,23	4,38	4,45	4,41

Fuente: RETScreen® Software, 2005-2013 [156]

## Anexo B. Velocidad del viento promedio diaria mensual 2005-2014

Tabla B.1 Velocidad del viento de San Andrés, medida a 50m

Velocidad del viento m/s										
Mes/año	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Enero</b>	13,28	12,04	12,33	12,08	12,31	11,80	11,04	12,80	12,32	11,57
<b>Febrero</b>	10,90	11,71	9,72	10,70	13,47	10,11	11,67	11,47	10,54	10,67
<b>Marzo</b>	8,29	11,68	9,89	9,98	11,30	9,65	10,23	11,80	10,52	9,58
<b>Abril</b>	9,13	9,44	8,68	9,54	10,52	8,32	9,04	8,54	9,62	10,45
<b>Mayo</b>	7,54	8,24	6,71	8,26	8,21	8,80	7,65	7,11	8,59	9,61
<b>Junio</b>	6,16	8,86	9,43	9,51	6,99	6,33	7,14	7,52	8,75	10,80
<b>Julio</b>	8,36	11,20	10,47	8,82	11,33	6,18	7,76	11,65	9,78	11,89
<b>Agosto</b>	7,97	9,41	6,82	6,95	9,38	5,97	6,27	6,93	8,17	8,18
<b>Septiembre</b>	7,27	7,78	6,78	5,47	7,77	5,08	5,10	7,46	4,46	6,39
<b>Octubre</b>	7,49	6,54	5,02	6,77	7,82	7,14	6,84	6,52	6,44	6,36
<b>Noviembre</b>	8,79	9,08	10,03	9,84	9,23	9,94	9,64	11,98	7,54	9,94
<b>Diciembre</b>	9,28	10,68	11,12	12,10	9,90	12,40	12,07	11,16	11,58	11,26

Fuente: RETScreen® Software, 2005-2014 [156]

Tabla B.2 Velocidad del viento de La Macarena, medida a 50m

Velocidad del viento m/s										
Mes/año	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Enero</b>	2,79	2,46	3,01	1,51	1,15	1,33	1,58	1,50	1,45	1,35
<b>Febrero</b>	2,69	2,98	3,00	1,25	1,24	1,16	1,36	1,41	1,20	1,21
<b>Marzo</b>	2,19	2,18	2,13	1,22	1,20	1,25	1,38	1,23	1,03	1,08
<b>Abril</b>	2,33	2,08	2,02	1,20	1,18	1,20	1,27	1,18	1,13	1,06
<b>Mayo</b>	2,62	2,60	2,39	1,21	1,16	1,24	1,37	1,19	1,08	1,08
<b>Junio</b>	2,58	2,16	2,20	1,19	1,24	1,26	1,23	1,22	1,11	1,11
<b>Julio</b>	2,84	2,33	2,46	1,13	1,18	1,28	1,32	1,29	1,17	1,15
<b>Agosto</b>	2,90	2,46	2,10	1,16	1,10	1,43	1,23	1,33	1,17	1,19
<b>Septiembre</b>	3,34	2,12	2,12	1,27	1,15	1,25	1,21	1,32	1,15	1,13
<b>Octubre</b>	2,33	2,24	1,79	1,23	1,13	1,07	1,24	1,09	1,11	1,14
<b>Noviembre</b>	2,28	2,09	2,67	1,05	1,24	1,23	1,15	1,17	1,10	1,23
<b>Diciembre</b>	2,74	2,50	2,71	1,49	1,31	1,26	1,22	1,33	1,33	1,29

Fuente: RETScreen® Software, 2005-2014 [156]

Tabla B.3 Velocidad del viento de Medio Atrato, medida a 50m

Velocidad del viento m/s										
Mes/año	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Enero</b>	2,81	2,14	2,51	1,51	2,23	2,36	2,08	2,06	2,17	2,53
<b>Febrero</b>	2,70	2,56	2,21	1,25	2,30	2,36	2,15	2,05	2,15	2,34
<b>Marzo</b>	2,07	2,00	2,21	1,22	2,37	2,25	2,15	2,03	2,12	2,16
<b>Abril</b>	2,00	2,00	2,08	1,2	2,07	1,91	1,87	2,02	2,35	2,12
<b>Mayo</b>	2,41	1,93	1,98	1,21	2,01	2,28	2,14	1,87	2,76	2,26
<b>Junio</b>	2,02	1,93	1,92	1,19	2,07	2,36	2,21	1,98	2,52	2,15
<b>Julio</b>	2,31	2,05	2,08	1,13	2,14	2,35	2,27	1,90	2,37	2,05
<b>Agosto</b>	2,13	2,10	2,18	1,16	1,99	2,42	2,12	2,09	2,48	2,12
<b>Septiembre</b>	2,16	1,97	2,32	1,27	2,33	2,50	2,14	2,12	2,57	2,38
<b>Octubre</b>	2,17	2,17	2,49	1,23	2,42	2,87	2,94	2,52	2,47	2,50
<b>Noviembre</b>	2,24	2,08	2,84	1,05	2,25	2,90	2,73	2,39	2,86	2,67
<b>Diciembre</b>	2,21	2,09	2,47	1,49	1,96	2,60	2,49	2,41	2,83	2,54

Fuente: RETScreen® Software, 2005-2014 [156]

Tabla B.4 Velocidad del viento de Puerto Guzmán, medida a 50m

Velocidad del viento m/s										
Mes/año	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Enero</b>	2,09	2,01	2,30	2,11	1,89	1,95	2,09	1,99	1,55	1,48
<b>Febrero</b>	2,14	2,29	2,28	2,00	1,88	2,03	1,92	1,97	1,44	1,36
<b>Marzo</b>	1,96	1,86	2,17	1,94	1,78	2,03	2,07	2,24	1,42	1,44
<b>Abril</b>	2,43	2,00	1,98	2,05	2,02	1,93	1,93	1,92	1,50	1,65
<b>Mayo</b>	2,42	2,74	2,21	1,98	2,02	2,07	2,20	2,22	1,40	1,47
<b>Junio</b>	2,71	2,39	2,63	2,22	2,24	2,07	2,17	2,49	1,93	2,00
<b>Julio</b>	3,30	2,73	2,59	2,24	2,48	2,09	2,38	2,88	2,12	2,47
<b>Agosto</b>	2,87	2,64	2,37	2,11	2,27	2,48	2,57	2,75	1,95	2,25
<b>Septiembre</b>	3,22	2,32	2,30	2,29	2,42	2,19	2,54	2,72	1,94	1,84
<b>Octubre</b>	1,99	2,47	1,88	1,99	2,09	2,10	2,18	2,00	1,68	1,74
<b>Noviembre</b>	2,26	1,86	2,16	1,97	2,09	2,10	1,98	2,12	1,58	1,52
<b>Diciembre</b>	1,92	1,80	2,07	2,06	1,84	2,09	2,04	2,16	1,56	1,56

Fuente: RETScreen® Software, 2005-2014 [156]

## Anexo C. Metodología para determinar ríos estudiados, la cuenca hidrográfica y el salto neto

### 1. Selección de los ríos de estudio

Los ríos estudiados fueron seleccionados aplicando las herramientas de hidrología, disponibles en ArcGIS 10.1 al ASTER GDEM [174], de la siguiente manera<sup>8</sup>:

Se unieron los “*raster*” que conforman a cada caso, para tener un “*raster*” homogéneo, con un solo rango de valores.

Se rellenaron los sumideros o picos presentes en los DEM, es decir, los errores debido a la resolución de los datos o al redondeo de las elevaciones al valor entero más cercano, para evitar que la red de drenaje obtenida sea discontinua.

Se estimaron las direcciones de los flujos, determinadas por las diferencias entre las elevaciones de las celdas adyacentes.

Se calculó la acumulación de los flujos, es decir se localizaron los lugares donde el agua se acumulará con mayor probabilidad, teniendo como resultado la red de drenaje de la cuenca.

Los flujos resultantes se clasificaron por el método de “*Strahle*”. La clasificación de arroyos es un método para identificar y clasificar los tipos de arroyos basado en la cantidad de afluentes que se unen entre sí. En el método de “*Strahler*”, se asigna un orden de 1 a todos los flujos sin afluentes y se les conoce como de primer orden. La clasificación de arroyos aumenta cuando los arroyos del mismo orden se intersecan.

Se transformó la capa *raster* de la clasificación de los arroyos en una capa vector por medio de la capa de dirección de flujo. Esto se realizó para poder apreciar los ríos como líneas y ver la red de drenaje.

### 2. Estimación del perfil longitudinal de los ríos

Al conocer los ríos a estudiar fue necesario conocer el perfil longitudinal de los mismos, para determinar el posible punto donde se ubicaría la pequeña central hidroeléctrica y así estimar el salto neto, parámetro necesario para el cálculo del potencial.

Para conocer el perfil longitudinal, se extrajo el río a estudiar de cada zona en un “*shapefile*”, y se realizó una interpolación de este, con el “*raster*” que se obtuvo al

---

<sup>8</sup> ArcGISResources, Vista general del conjunto de herramientas de Hidrología, [citado en 5 de abril de 2015] En: <http://resources.arcgis.com/es/help/main/10.1/index.html#na/009z0000004w000000/>

hacer el relleno del DEM, con el fin de asignarle los valores de elevaciones correspondientes al río; después de la interpolación por medio de las herramientas de 3D “*analyst*”, se dibujó el perfil longitudinal, se extrajeron los puntos de toda la gráfica y se realizó la búsqueda del punto que cumpliera con la condición dada: La distancia recorrida sobre la diferencia de altura de los dos puntos debía ser menor a 25.

### 3. Estimación de la cuenca hidrográfica

Conociendo el *raster* de la dirección de los flujos y los puntos donde se realiza la toma del agua para cada río, determinados en el inciso anterior, se estimó la subcuenca de cada río por medio de las herramientas de hidrología. La cuenca obtenida en formato *raster*, se convirtió en formato vectorial para poder ser utilizada en el cálculo del balance hídrico.

Tabla C.1 Características de las fuentes hídricas en los casos de estudio

Departamento	Municipio	Elevación (m.s.n.m.)	Salto neto [m]	Ríos
Chocó	Medio Atrato	25	4,25	Atrato
Putumayo	Puerto Guzmán	351	4,40	Caquetá
Meta	La Macarena	500	7,0	Guayabero

Fuente: Araque & Blanco [161]

## Anexo D. Precipitación promedio mensual 2005-2014

Tabla D.1 Precipitaciones de Medio Atrato

	Precipitaciones mm										
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Enero</b>	634	230	978	722	89	446	363	403	569	152	406
<b>Febrero</b>	215	83	705	755	362	889	475	254	303	309	194
<b>Marzo</b>	430	354	594	20	113	688	455	365	175	299	445
<b>Abril</b>	1169	541	689	556	859	830	570	498	900	617	683
<b>Mayo</b>	878	489	661	698	760	832	783	929	706	966	569
<b>Junio</b>	859	395	887	459	591	654	786	588	569	786	589
<b>Julio</b>	794	445	744	727	1082	499	468,9	842	859	922	409
<b>Agosto</b>	1381	499	642	507	775	803	518	644	905	1055	999
<b>Septiembre</b>	457	416	787	451	625	622	872	536	619	544	771
<b>Octubre</b>	576	395	785	610	617	630	552	382	241	690	-
<b>Noviembre</b>	870	515	600	554	532	1379	673	-	739	719	-
<b>Diciembre</b>	391	499	720	417	528	878	950	554	784	592	-

Fuente: IDEAM, en: <http://www.ideam.gov.co/documents/21021/21789/promedios+81-10.xlsx/0f4e516b-84ab-4c91-9549-180e62b693ee>

Tabla D.2 Precipitaciones de La Macarena

	Precipitaciones mm										
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Enero</b>	-	8	11	0	69	139	20	6	32	0	0
<b>Febrero</b>	-	0	166	134	268	158	109	40	10	167	140
<b>Marzo</b>	-	105	89	131	364	251	193	250	223	-	-
<b>Abril</b>	-	371	228	333	501	457	443	337	211	475	290
<b>Mayo</b>	-	-	366	455	315	430	471	713	461	779	449
<b>Junio</b>	357,9	338	716	446	478	343	284	375	202	496	491
<b>Julio</b>	471	311	700	417	247	485	-	375	368	474	600
<b>Agosto</b>	201,8	118	210	374	231	183	-	301	339	231	318
<b>Septiembre</b>	299	266	230	309	142	85	291	199	301	112	283
<b>Octubre</b>	221	206	287	123	131	83	375	372	325	453	-
<b>Noviembre</b>	269	62	117	129	204	225	111	181	164	424	-
<b>Diciembre</b>	135	16	277	0	125	87	106	137	26	90	-

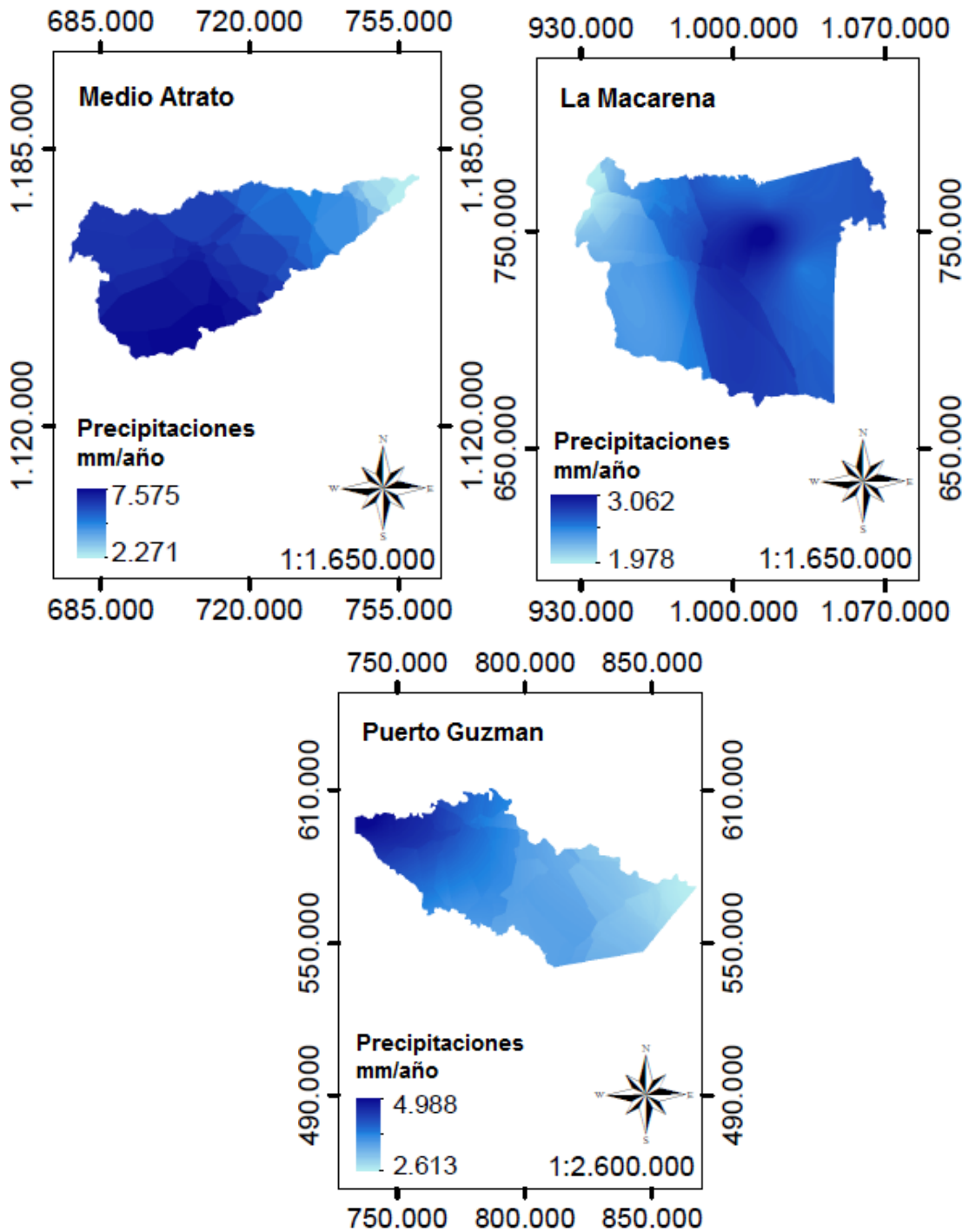
Fuente: IDEAM, en: <http://www.ideam.gov.co/documents/21021/21789/promedios+81-10.xlsx/0f4e516b-84ab-4c91-9549-180e62b693ee>

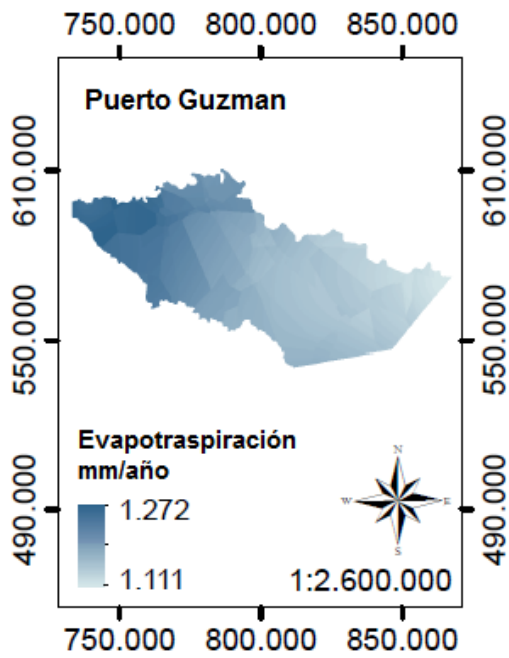
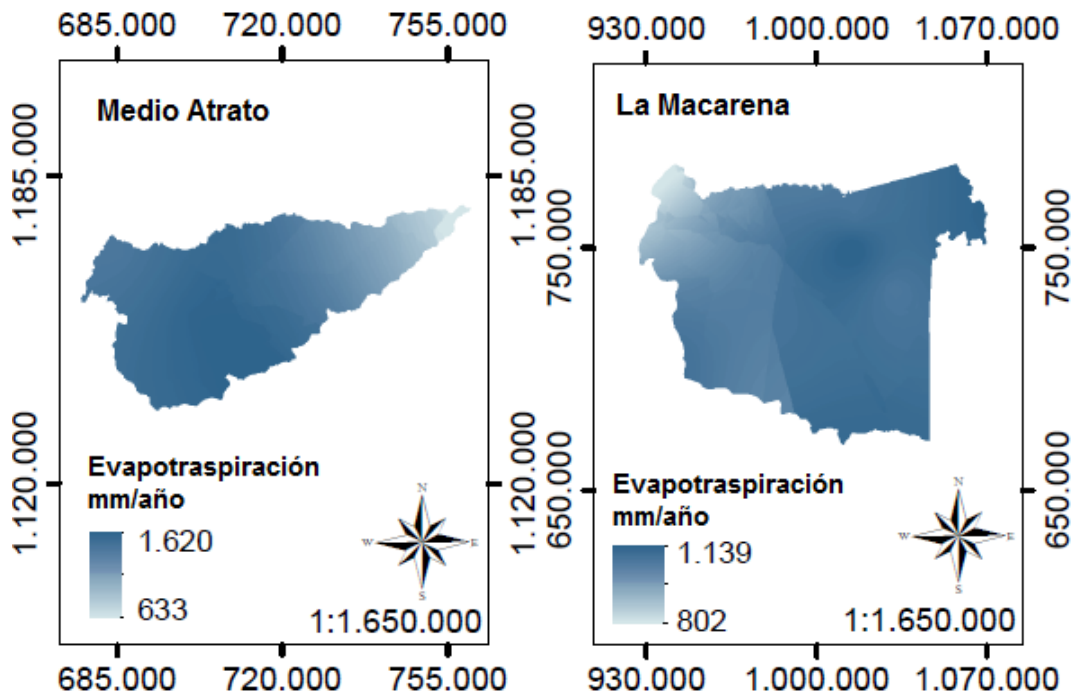
Tabla D.3 Precipitaciones de Puerto Guzmán

	Precipitaciones mm										
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Enero</b>	207	258	412	222	405	313	161	231	289	369	223
<b>Febrero</b>	224	470	303	58	590	400	320	304	350	465	417
<b>Marzo</b>	664	586	669	507	207	450	448	448	630	542	425
<b>Abril</b>	989	649,1	755	591	396	561	700	651	590	355	552
<b>Mayo</b>	568	442	357	533	654	620	349	442	270	601	678
<b>Junio</b>	380	540,5	325	657	546	566	437	418	427	379	560
<b>Julio</b>	528	286	331	326	408	456	542	429	477	575	679
<b>Agosto</b>	371	351	402	365	279	290	222	252	397	363	411
<b>Septiembre</b>	550	22,2	353	370	329	292	199	196	183	287	253
<b>Octubre</b>	296	599	430	456	376	428	254	324	411	451	-
<b>Noviembre</b>	238	526	712	543	653	336	486	306	273	474	-
<b>Diciembre</b>	424	521	510	576	-	401	316	571	658	204	-

Fuente: IDEAM, en: <http://www.ideam.gov.co/documents/21021/21789/promedios+81-10.xlsx/0f4e516b-84ab-4c91-9549-180e62b693ee>

**Anexo E. Mapas de precipitación y evapotranspiración promedio multianual**





## Anexo F. Caudales

Tabla F.1 Caudal de Medio Atrato

	Caudal m <sup>3</sup> /s									
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Enero</b>	679,3	956,9	728,1	471,4	1072,3	409,7	840,5	1054,4	439,6	365,9
<b>Febrero</b>	423,6	371,9	250,5	861,4	551,0	490,3	476,4	556,0	599,7	446,5
<b>Marzo</b>	949,0	657,4	952,9	429,6	388,8	1006,7	619,6	630,6	609,7	712,2
<b>Abril</b>	541,1	737,0	1004,7	551,0	579,8	795,7	576,9	618,6	555,0	613,7
<b>Mayo</b>	501,0	984,8	962,9	613,7	862,4	904,2	712,2	588,8	823,6	577,9
<b>Junio</b>	316,2	780,8	842,5	708,2	691,3	797,7	822,6	558,0	587,8	694,3
<b>Julio</b>	523,1	830,6	716,1	1178,8	922,1	769,9	685,3	668,4	838,5	518,2
<b>Agosto</b>	656,5	488,3	1006,7	666,4	1146,9	976,8	764,9	674,4	912,1	794,7
<b>Septiembre</b>	816,6	707,2	876,3	834,5	865,4	705,2	875,3	527,1	1019,6	364,9
<b>Octubre</b>	819,6	678,3	842,5	858,4	497,3	618,6	628,6	528,1	381,9	-
<b>Noviembre</b>	724,1	688,3	1122,1	563,9	810,7	938,0	-	780,8	437,6	-
<b>Diciembre</b>	993,7	862,4	827,6	986,8	626,6	1034,5	807,7	578,9	485,3	-

Tabla F.2 Caudal de La Macarena

	Caudal m <sup>3</sup> /s									
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Enero</b>	147,1	285,4	81,4	87,4	161,0	112,2	99,3	81,4	102,3	103,3
<b>Febrero</b>	283,4	178,9	150,1	115,2	98,3	249,5	99,3	137,1	180,9	169,9
<b>Marzo</b>	439,6	395,8	430,6	219,7	235,6	493,3	176,9	340,1	471,4	363,0
<b>Abril</b>	601,7	435,6	459,5	358,0	410,7	488,3	522,1	356,0	862,4	580,8
<b>Mayo</b>	568,9	249,5	579,8	538,1	467,4	267,4	705,2	278,4	458,5	407,7
<b>Junio</b>	489,3	356,0	685,3	619,6	501,3	533,1	609,7	581,8	367,9	483,8
<b>Julio</b>	434,6	322,2	263,5	401,8	336,1	358,0	336,1	398,8	564,9	512,2
<b>Agosto</b>	442,6	369,9	346,0	258,5	493,3	141,1	246,6	328,1	712,2	370,9
<b>Septiembre</b>	367,9	265,5	267,4	305,3	446,5	400,8	315,2	211,7	392,8	248,5
<b>Octubre</b>	275,4	321,2	277,4	494,3	278,4	413,7	229,6	238,6	526,1	-
<b>Noviembre</b>	295,3	321,2	284,4	357,0	215,7	402,8	332,1	284,4	283,4	-
<b>Diciembre</b>	82,4	274,4	131,1	-	127,2	159,0	181,9	165,0	169,0	-

Tabla F.3 Caudal de Puerto Guzmán

	Caudal m <sup>3</sup> /s									
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Enero</b>	338,1	491,3	302,3	484,3	392,8	241,6	311,2	368,9	448,5	303,3
<b>Febrero</b>	549,0	382,9	139,1	668,4	479,4	399,8	383,9	429,6	544,0	496,3
<b>Marzo</b>	664,4	747,0	585,8	287,3	529,1	527,1	527,1	708,2	620,6	504,2
<b>Abril</b>	727,2	832,6	669,4	475,4	639,5	777,8	729,1	668,4	434,6	630,6
<b>Mayo</b>	521,1	436,6	611,7	732,1	698,2	428,6	521,1	350,0	679,3	755,9
<b>Junio</b>	619,1	404,7	735,1	624,6	644,5	516,2	497,3	506,2	458,5	638,5
<b>Julio</b>	365,9	410,7	405,7	487,3	535,1	620,6	508,2	556,0	653,5	756,9
<b>Agosto</b>	430,6	481,4	444,5	359,0	369,9	302,3	332,1	476,4	442,6	490,3
<b>Septiembre</b>	103,5	432,6	449,5	408,7	371,9	279,4	276,4	263,5	366,9	333,1
<b>Octubre</b>	677,3	509,2	535,1	455,5	507,2	334,1	403,8	490,3	530,1	625,6
<b>Noviembre</b>	604,7	789,8	621,6	731,1	415,7	564,9	385,8	353,0	553,0	-
<b>Diciembre</b>	599,7	588,8	654,5	455,5	480,4	395,8	649,5	736,0	284,4	-

## Anexo G. Factor de residuo y poder calorífico inferior de cada tipo de residuo

Cultivo	Origen residuo	Tipo residuo	Factor residuo [t residuo/t producto principal]	PCI [MJ/t]
<b>Plátano</b> <sup>[154]</sup>	RAC	Raquis	1,0	7.671,5
		Vástago	5,0	10.400
	RA	Plátano de rechazo	0,15	8500
<b>Yuca</b> <sup>[175]</sup>	RAC	Cáscara	0,02	13.901,5
		Yuca de descarte	0,1	14.321,9
		Hojas	0,04	16.577,8
		Tallos	0,24	15.688,1
<b>Piña</b> <sup>[176]</sup>	RA	Piña de Descarte	0,02	10.205,1
		Cáscara	0,13	12.704
		Corazón	0,10	13.589,1
	RAC	Poda	3,1	38.059
<b>Caña panelera</b> <sup>[154]</sup>	RA	Bagazo	2,53	18.700
	RAC	Hojas - Cogollo	3,75	16.800
<b>Coco</b> <sup>[177]</sup>	RAC	Corteza	0,42	18.620
	RA	Cáscara	0,12	18.090

## Anexo H. Área cultivada, rendimiento y masa de residuo

	Cultivo	Área [ha] [154]	Rendimiento [t/ha] [154]	Tipo de residuo	Masa de residuo [t/año] [142]	Potencial 30% [MWh/año]	
<b>Medio Atrato</b>	Plátano	495	5,2	Raquis	2574	1630,2	
				Vástago	386,1	273,5	
				Rechazo	12870	11154,1	
				Cáscara	6,6	7,6	
	Yuca	55	6	Fruto de descarte	32,9	39,3	
				Hojas	13,2	18,2	
				Tallos	79	103,3	
				Descarte	15,1	12,8	
	Piña	30,2	25	Cáscara	98,2	103,9	
				Corazón	75,5	85,5	
Poda				2340,5	7423,2		
Raquis				16896	10700,9		
<b>Puerto Guzmán</b>	Plátano	1760	9,6	Vástago	2534,4	1795,2	
				Rechazo	84480	73216,6	
				Cáscara	59,6	69	
				Fruto de descarte	297,9	355,5	
	Yuca	331	9	Hojas	119,2	164,6	
				Tallos	715	934,7	
				Caña panelera	51	2,2	
				Bagazo	278,7	434,3	
	<b>La Macarena</b>	Plátano	340	10	Hojas-cogollo	413,1	578,3
					Raquis	3400	2153,4
Vástago					510	361,3	
Rechazo					17000	14733,5	
Yuca		332	9,2	Cáscara	61,1	70,8	
				Fruto de descarte	305,4	364,5	
				Hojas	122,2	168,8	
				Tallos	733,1	958,4	
<b>San Andrés</b>		Papaya	0,2	0,6	Cáscara y semillas	0,036	0,04
					Fruto de descarte	0,007	0,01
	Hojas y tallos				0,002	0,003	
	Coco	3,2	2	Corteza	2,7	4,2	
				Cascara	0,8	1,2	
				Cáscara	0,1	0,2	
	Yuca	2,5	2,8	Fruto de descarte	0,7	0,8	
				Hojas	0,3	0,4	
				Tallos	1,7	2,2	

Fuente: elaborada a partir de [142], [154]

## Anexo I. Demanda de Energías de municipios preseleccionados

Figura I.1 Demanda de energía de municipios de Chocó

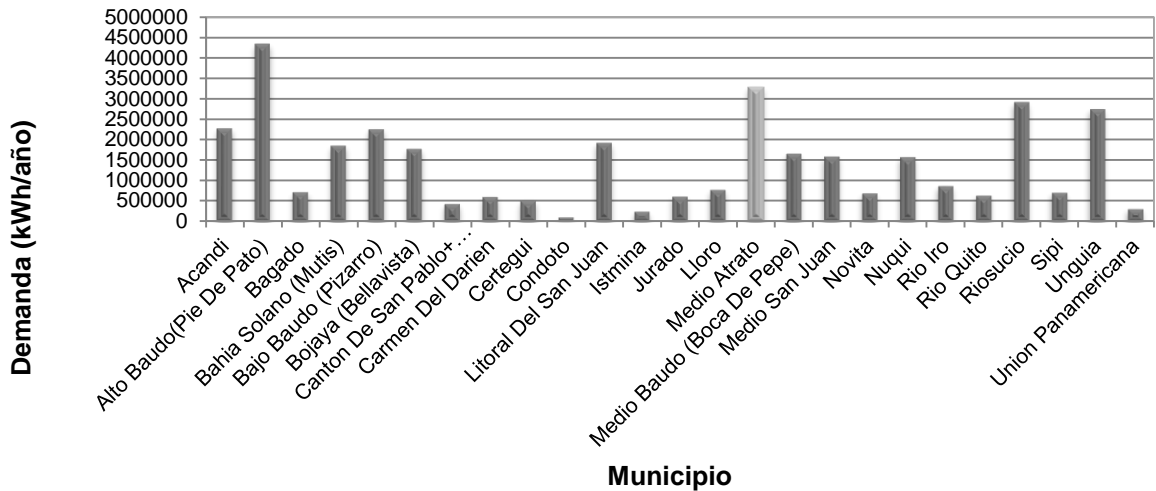


Figura I.2 Demanda de energía de municipios de Meta

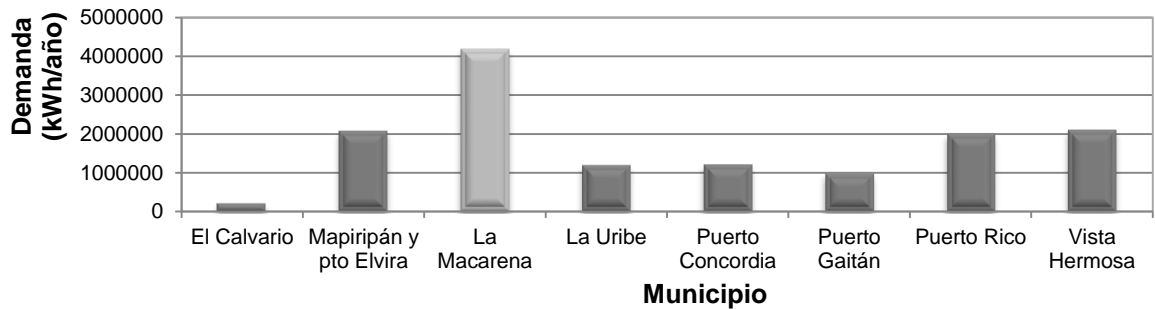
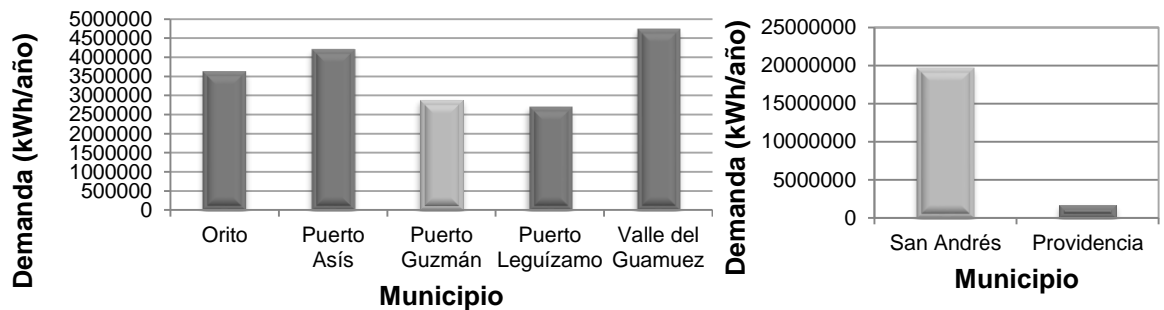
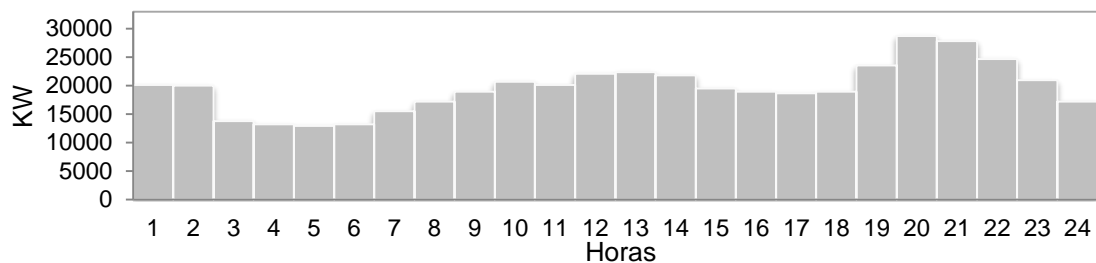


Figura I.3 Demanda de energía de municipios de Putumayo y San Andrés y Providencia



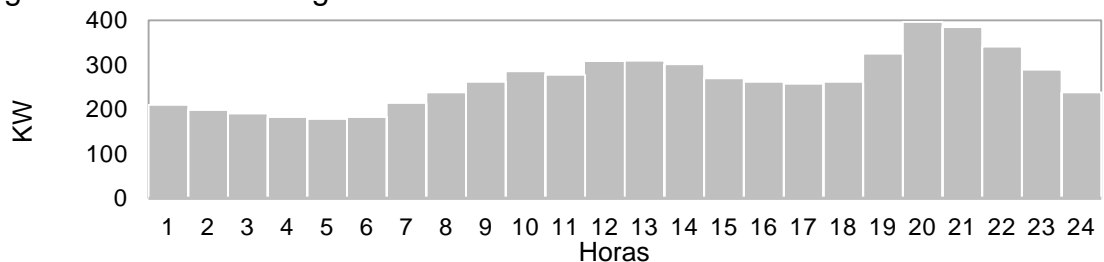
## Anexo J. Curva de carga diaria de los casos de estudio

Figura J.1 Curva de carga diaria de San Andrés



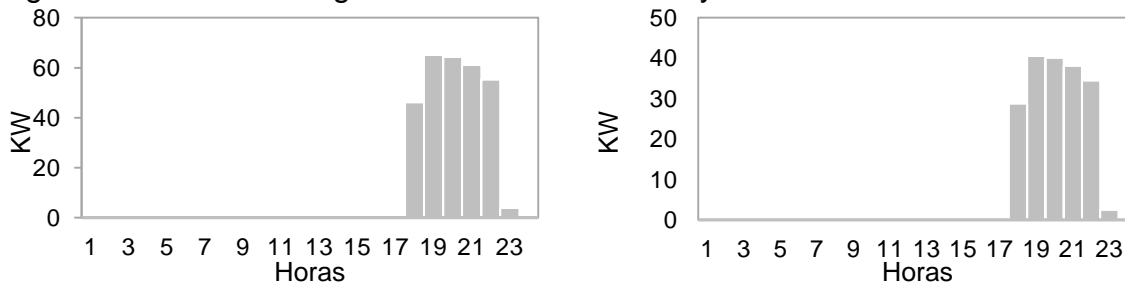
Fuente: UPME [256]

Figura J.2 Curva de carga diaria de La Macarena



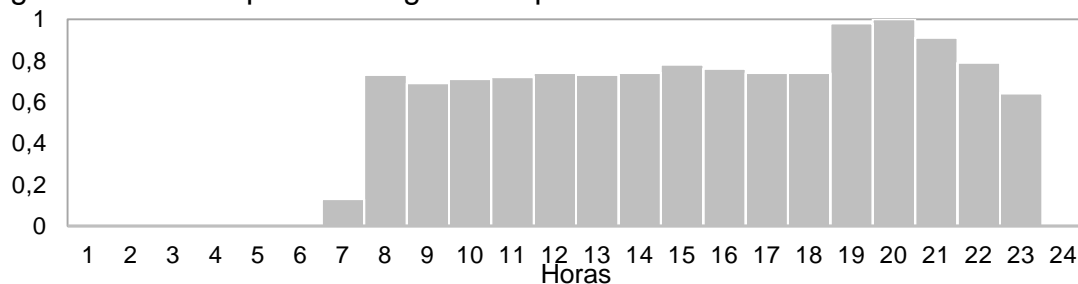
Fuente: CREG [155]

Figura J.3 Curva de carga diaria de Medio Atrato y Puerto Guzmán



Fuente: CREG [155]

Figura J.4 Curva típica de carga diaria para casos con de 16 a 18 h de servicio



Fuente: CREG [155]

**Anexo K. Demanda eléctrica por bloques [kWh/año], escenario alto, medio y bajo en SA, LM, PG y MA**

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
<b>Alto</b>										
<b>SA Pico</b>	16576979,6	17432969,5	18333160,4	19279834,7	20275392,7	21322358,5	22423386,8	23581269,2	24798941,5	26079491
<b>SA Valle</b>	182346775,7	191762664,8	201664764,6	212078181,7	223029319,3	234545943,7	246657255,1	259393961,4	272788356,5	286874401,5
<b>PG Pico</b>	64048,6	64048,	12314,6	13139,8	13968,1	14799,6	15634,3	16472,1	17313,2	13618,1
<b>PG Valle</b>	0	0	61573	65698,8	69840,4	73997,9	78171,3	82360,6	86566	95326,8
<b>MA Pico</b>	183790,3	183790,3	37418,5	45660,1	54552,3	64136,4	74456,1	85557,2	97488,7	110301,8
<b>MA Valle</b>	0	0	261929,7	319620,4	381866,1	448955,1	521192,5	598900,7	682420,6	772112,4
<b>LM Pico</b>	178366,6	184110,1	190038,4	196157,6	202473,9	208993,6	215723,2	222669,5	229839,4	237240,2
<b>LM Valle</b>	1962033,1	2025210,6	2090422,4	2157734	2227213	2298929,3	2372954,8	2449364	2528233,5	2609642,6
<b>Medio</b>										
<b>SA Pico</b>	16375849,1	17015069,6	17681907,3	18377647,6	19103638,4	19861293,6	20652096,2	21477601,7	22339441,8	23239328,6
<b>SA Valle</b>	180134340,1	187165765,1	194500980,1	202154123,3	210140022,6	218474230,1	227173058,3	236253618,4	245733860,1	255632614,3
<b>PG Pico</b>	63998,4	63998,4	12287,1	13100,6	13916,1	14733,5	15552,8	16374,1	17197,3	13516,9
<b>PG Valle</b>	0	0	61435,3	65503	69580,3	73667,4	77764,1	81870,5	85986,7	94618,2
<b>MA Pico</b>	183265,8	183265,8	37165,1	45248,2	53937,9	63270,6	73284,7	84020,7	95521,2	107831,1
<b>MA Valle</b>	0	0	260155,6	316737,3	377565,2	442894,1	512992,9	588144,7	668648,2	754818
<b>LM Pico</b>	177986,5	183326,1	188825,9	194490,6	200325,4	206335,1	212525,2	218900,9	225468	232232
<b>LM Valle</b>	1957851,3	2016586,9	2077084,5	2139397	2203578,9	2269686,3	2337776,9	2407910,2	2480147,5	2554551,9
<b>Bajo</b>										
<b>SA Pico</b>	16174718,6	16597169,6	17030654,1	17475460,4	17931884,2	18400228,8	18880805,6	19373934,1	19879942,2	20399166,1
<b>SA Valle</b>	177921904,5	182568865,4	187337195,5	192230064,8	197250725,9	202402516,6	207688861,6	213113275,3	218679363,7	224390827,1
<b>PG Pico</b>	63948,2	63948,2	12259,6	13061,5	13864,2	14667,6	15471,7	16276,6	17082,2	13416,3
<b>PG Valle</b>	0	0	61297,8	65307,7	69321,1	73338,1	77358,7	81383	85410,8	93914,4
<b>MA Pico</b>	182742,4	182742,4	36912,8	44839,1	53329	62414,5	72129,2	82508,3	93589,1	105410,4
<b>MA Valle</b>	0	0	258389,6	313873,7	373303,1	436901,5	504904,1	577558,1	655123,4	737873,1
<b>LM Pico</b>	177606,3	182543,8	187618,5	192834,3	198195,1	203704,9	209367,9	215188,3	221170,6	227319,1
<b>LM Valle</b>	1953669,5	2007981,5	2063803,4	2121177,1	2180145,9	2240753,9	2303046,9	2367071,6	2432876,2	2500510,1

## Anexo L. Proyección del IPC

Inicialmente se recolectaron los valores mensuales de IPC total nacional de la base de datos del Banco de la República [244] para un lapso de 10 años, entre 2005 y 2014. Posteriormente, se buscó línea de tendencia mediante la herramienta de regresión lineal múltiple Excel. Los resultados estadísticos de la regresión se observan en la siguiente tabla, indican un coeficiente de determinación y el  $R^2$  equivalen a 0,98 lo que indica que las variables tienen una alta relación entre sí, ósea que el IPC tiene una clara dependencia del tiempo y el modelo es confiable para realizar pronósticos.

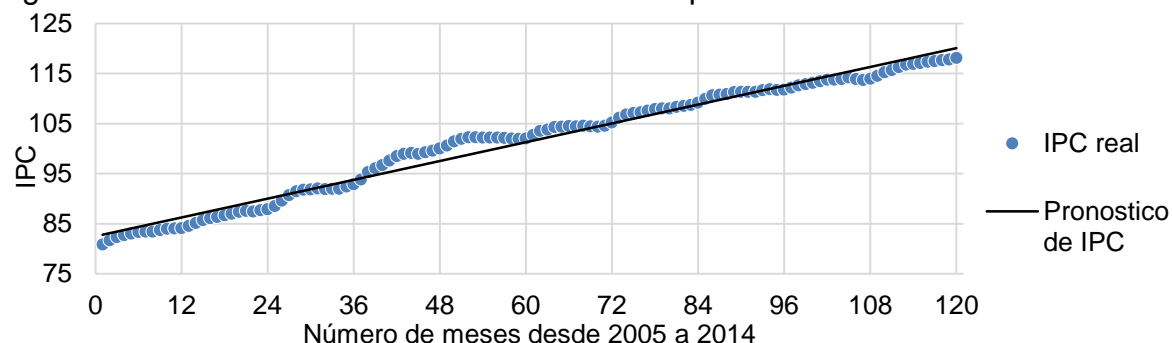
Tabla L.1 Estadísticas de la regresión

Coeficiente de correlación múltiple	0,99
Coeficiente de determinación $R^2$	0,98
$R^2$ ajustado	0,98
Error típico	1,56
Observaciones	120

La ecuación ajustada según los coeficientes de regresión es:  $IPC=0,31t+82,46$

La siguiente figura muestra los IPC reales y pronosticados con la línea de tendencia

Figura L.1 Pronósticos de IPC histórico mensual para Colombia



Con esta ecuación  $IPC=0,31t+82,46$

Se proyectaron los datos de los periodos mensuales en el escenario medio. Posteriormente los escenarios alto y bajo son estimados usando las ecuaciones:

$$IPC_{bajo} = IPC_{prom} - Desvest\ IPC$$

$$IPC_{alto} = IPC_{prom} + Desvest\ IPC$$

$PC_{alto}$ : IPC escenario alto

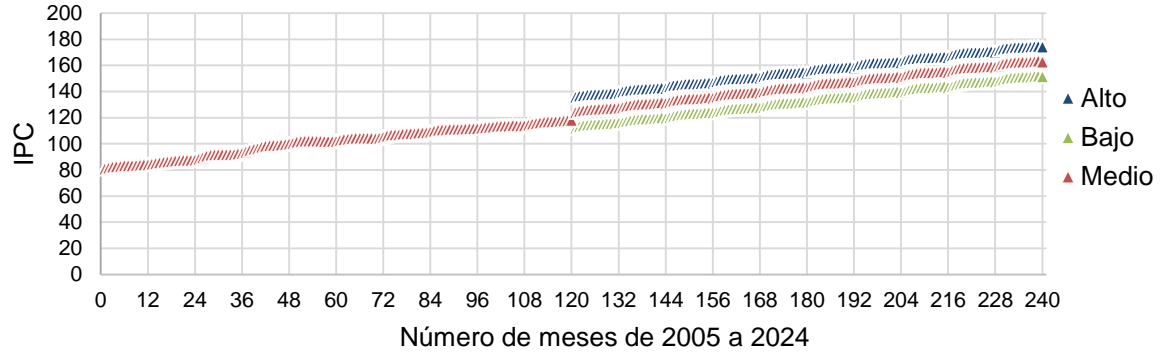
$IPC_{bajo}$ : IPC escenario bajo

$IPC_{prom}$ : IPC promedio

$Desvest$ : IPC Desviación estándar por mes de los datos histórico

La siguiente figura muestra las proyecciones mensuales para los tres escenarios.

Figura L.2 Proyección de IPC nacional mensual, escenarios alto, medio y bajo



## Anexo M. Herramienta de series de tiempo

Las series de tiempo son una sucesión de observaciones de determinada variable que se registran en intervalos regulares de tiempo (diario, semanal, semestral, anual, entre otros), El análisis de las series de tiempo busca explicar variaciones observadas de la serie en el pasado y responder a un patrón de comportamiento, Dicho comportamiento se puede representar por 4 componentes [257], [258]:

- **Tendencia:** Caracteriza el patrón gradual y consistente de las variaciones de la propia serie, en un intervalo de tiempo largo.
- **Variación estacional:** Esta variación corresponde a los movimientos de la serie que recurren año tras año en los mismos meses (o en los mismos trimestres) del año poco más o menos con la misma intensidad.
- **Variación cíclica:** Con frecuencia las series de tiempo presentan secuencias alternas de puntos abajo y arriba de la línea de tendencia que duran más de un año, esta variación se mantiene después de que se han eliminado las variaciones o tendencias estacional e irregular.
- **Variación Irregular:** Esta se debe a factores a corto plazo, imprevisibles y no recurrentes que afectan a la serie de tiempo, Como este componente explica la variabilidad aleatoria de la serie, es impredecible, es decir, no se puede esperar predecir su impacto sobre la serie de tiempo.

Estos 4 componentes de comportamiento de una serie de tiempo no siempre están presentes, por ejemplo, al trabajar con datos anuales no se presenta estacionalidad o las variaciones cíclicas están ligadas a variables de tipo económico y pueden no evidenciarse en variables de otra naturaleza [257]. Si se consigue definir el patrón o modelo, se puede intentar predecir el comportamiento futuro de la serie. Para alcanzar este objetivo se utilizan métodos bastante consolidada [257].

Los métodos de estimación más comunes con series de tiempo son: promedio simple, promedio móvil, línea de tendencia (lineal y logarítmica), exponencial simple, exponencial doble, exponencial triple. La tabla siguiente muestra los componentes que debe tener una serie de tiempo para usar determinado tipo de modelo predictor.

Tabla M.1 Modelos de predicción según los componentes de una serie de tiempo

	Tendencia	Variabilidad	Estacionalidad	Cantidad mínima de datos
<b>Promedio simple</b>	x	x	x	3
<b>Promedio móvil</b>	x	✓	x	3
<b>Línea de tendencia</b>	✓	x	x	3
<b>Exponencial simple</b>	✓	✓	x	5 a10
<b>Exponencial doble</b>	✓	✓	x	10 a 15
<b>Exponencial triple</b>	✓	✓	✓	3 estaciones

Fuente: Departamento de economía aplicada, Universidad Autónoma de Madrid [257].

La herramienta en Excel desarrollada por el profesor de Ingeniería Química: Iván Ordoñez que emplea modelos de estimación como: promedio simple, promedio móvil, estimación lineal, estimación logarítmica, exponencial simple, exponencial doble, exponencial triple.

El método que utiliza la herramienta para escoger el mejor modelo de predicción es comparar y seleccionar el menor RMSE (*Root Mean Squared Error* que es la raíz cuadrada de la varianza del conjunto de los datos históricos tomados) de todos los modelos de predicción.

Figura M.1 Herramienta de series de tiempo en Excel

Métodos estadísticos para pronóstico de datos								
Copiar Hoja		Pronosticar						
<b>Estadísticas con los datos históricos</b>								
Mínimo	2.505	4.332	2.505	1.653	2.214	2.505	2.505	2.505
Promedio	4.332	4.332	4.098	4.332	4.264	4.139	4.194	4.201
Máximo	4.332	4.332	7.157	7.011	7.230	7.595	7.674	7.672
Desviación estándar	-	-	1.711	1.668	1.551	1.811	1.872	1.812
Coefficiente Variación	43,06	-	41,76	38,51	36,38	43,74	44,64	43,14
RMSE	-	1.818,21	508,80	813,16	698,28	530,74	582,13	541,39
<b>Estadísticas con los datos pronosticados</b>								
Mínimo	4.332,15	7.188,44	7.293,41	7.694,45	7.478,99	7.624,51	7.716,42	
Promedio	4.332,15	7.209,45	12.228,84	27.990,91	15.466,21	11.234,40	15.712,88	
Máximo	4.332,15	7.240,93	17.164,28	68.086,10	23.453,43	14.844,29	23.709,33	
Desviación estándar	0,00	6,90	2.971,32	17.665,73	4.808,61	2.173,29	4.814,16	
Coefficiente Variación	0,00	0,10	24,30	63,11	31,09	19,34	30,64	
<b>Parámetros del modelo</b>								
Pendiente (m)			282,02	1,06				
Intercepto (b)			1.370,89	2.079,93				
Tendencia Alfa (a)					1,29	1,21	7,54	
Sesgo Beta (b)						0,06	0,24	
Estacionalidad Gamma (g)							1,04	
Periodos de estacionalidad (pe)							1,00	
<b>Gráficas</b>								
Datos (Marque con una "x" los modelos que quiere aplicar)								
Año	Datos históricos	Promedio Simple	Promedio Móvil	Estimación Lineal	Estimación Log	Exponencial Simple	Exponencial Doble	Exponencial Triple
		x	x	x	x	x	x	x

## Anexo N. Series de tiempo para proyección de recursos energéticos

Teniendo en cuenta la descripción dada de series de tiempo hecha en el anexo anterior, el proceso de proyección de recursos considera:

**Suavización de los datos históricos:** antes de determinar la tendencia de una serie de tiempo se requieren llevar a cabo procesos para evitar los picos que puede tener los datos históricos, Para este paso se utilizó el método de suavización de medias móviles, como se descrito a continuación:

Dada una serie temporal:

$$y_{it}, t = (t_1, t_2, \dots, t_k), i = 1, 2, \dots, k$$

El método consiste en promediar cada valor de la serie con alguna de las observaciones que le preceden y le sigue, Posteriormente, cada  $y_t$  es sustituido por la media móvil  $\bar{y}_t$ .

Al aplicar este método el principal problema es conocer el número adecuado de datos a promediar, es necesario elegir un número suficiente para obtener el mayor suavizado posible, pero teniendo en cuenta que se pierda la menor cantidad de información posible. Por esto se recomienda que, para datos mensuales, el número sea 12, es decir, las observaciones totales en un año [257].

Estos valores de la serie fueron centrados calculando la media aritmética entre dos valores consecutivos de las medias móviles anteriormente calculadas.

**Desestacionalización de los datos históricos<sup>9</sup>:** este proceso consiste en determinar el índice de variación estacional.

Para esto se requiere determinar el porcentaje del valor real con respecto al promedio móvil, que fue hallado dividiendo cada valor de la serie real con su correspondiente valor centrado y multiplicándolo por cien.

Para calcular el índice de variación estacional se sumaron todos los valores de la serie por mes (un total de 12 valores), eliminando el valor más grande y más pequeño que se tenga de cada mes. Esto se hace para evitar los valores en la serie que aumenten o disminuyan de forma inusitada.

Estos resultados son llamados sumas modificadas, que posteriormente se dividieron entre dos para obtener la media modificada o índice estacional

---

<sup>9</sup> Si la serie de datos es mensual lo normal es que presente variaciones estacionales y si es trimestral que presente variaciones estacionales de repetición anual.

desajustado. Este índice estacional se ajusta mediante un factor obtenido de dividir el número de índices por cien (1200) entre la sumatoria de las medias modificadas.

Finalmente, este factor de ajuste se multiplica por las medias modificadas y se tiene el índice de variación estacional. Este índice fue usado para desestacionalizar la serie dividiendo cada valor de la serie original entre el correspondiente índice calculado.

**Pronóstico:** este paso consiste en hacer las predicciones a partir de una línea de tendencia, En primer lugar, con los datos desestacionalizados se busca una línea de tendencia logarítmica mediante las herramientas de regresión en Excel. Con esta ecuación se calculan los datos de los periodos futuros (pronóstico desestacionalizado).

Como se están considerando datos mensuales, en lapsos de tiempo anuales, se puede suponer que la componente cíclica se encuentra incluida en la línea de tendencia [257]. Por lo tanto, para determinar la existencia de la variación cíclica de los datos se calculó el porcentaje de la tendencia dividiendo cada valor de la serie desestacionalizada entre su correspondiente valor pronosticado con la ecuación.

Posteriormente se determinó el residuo cíclico relativo (porcentaje de la tendencia - 100) como porcentaje de variación desde la tendencia, cuyos valores en todos los casos son menores al 10% y según [258] estos pronósticos son aceptables.

Finalmente, el pronóstico real se obtuvo multiplicando el índice estacional y el pronóstico desestacionalizados, mientras que los escenarios, se obtuvieron con un método semejante al aplicado para el IPC (promedio y desviación estándar).

Las siguientes figuras muestran los pronósticos obtenidos para los recursos solar, eólico e hídrico en las zonas de estudio. Como se puede observar estas series tanto en los datos históricos como en los escenarios proyectados muestran comportamientos tendenciales, estacionales y cíclicos.

Figura N.1 Proyección de tres escenarios de recurso solar mensual en SA.

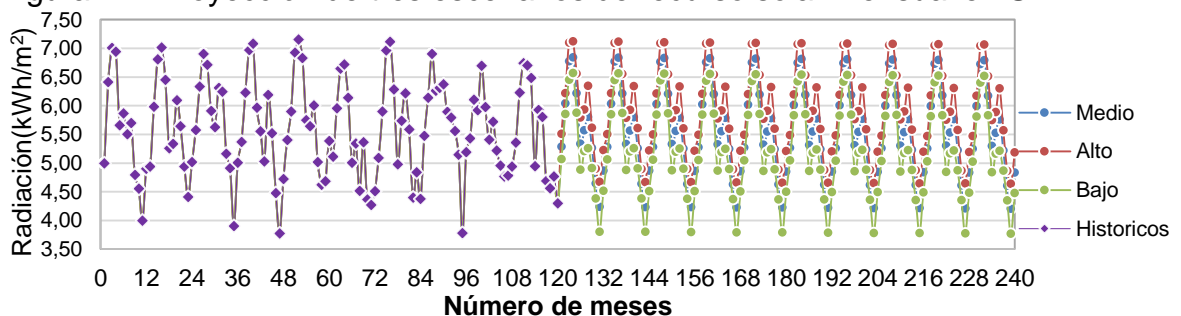


Figura N.2 Proyección de tres escenarios de recurso solar mensual en LM

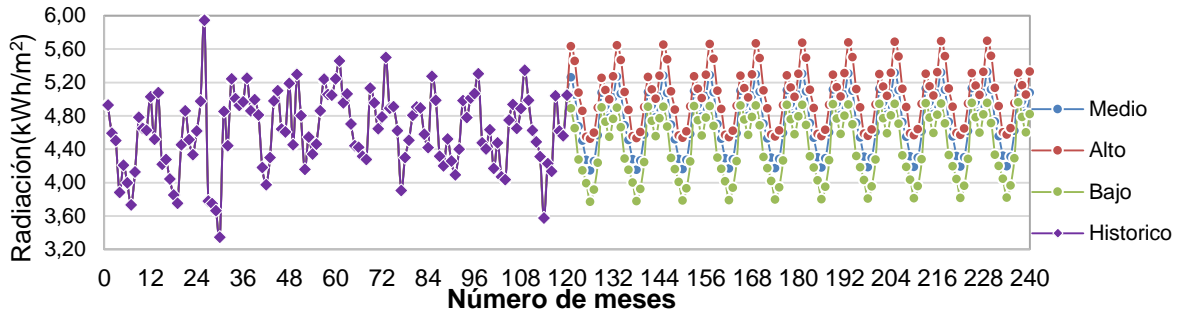


Figura N.3 Proyección de tres escenarios de recurso solar mensual en MA

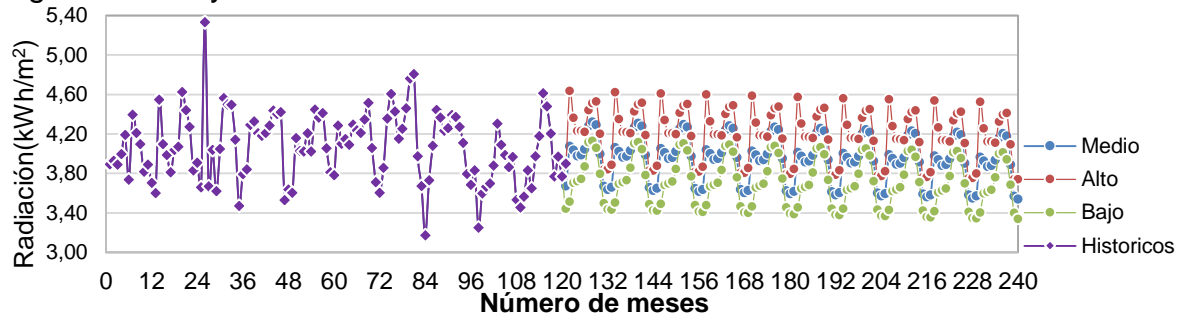


Figura N.4 Proyección de tres escenarios de recurso solar mensual en PG

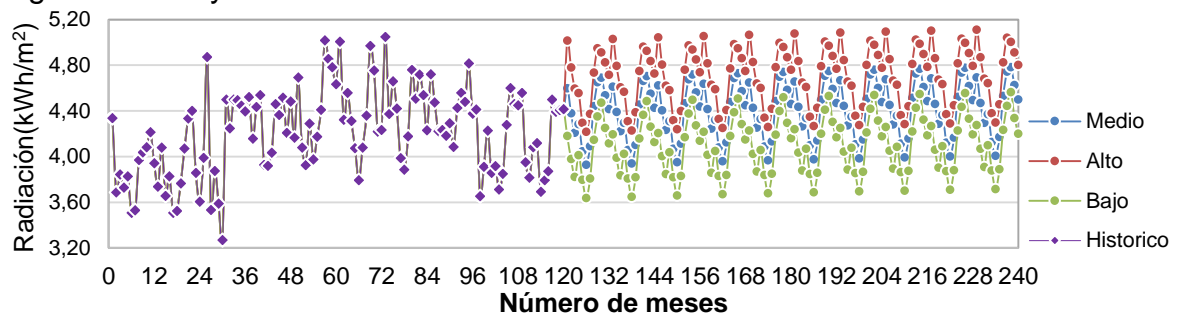


Figura N.5 Proyección de tres escenarios de recurso eólico mensual en SA

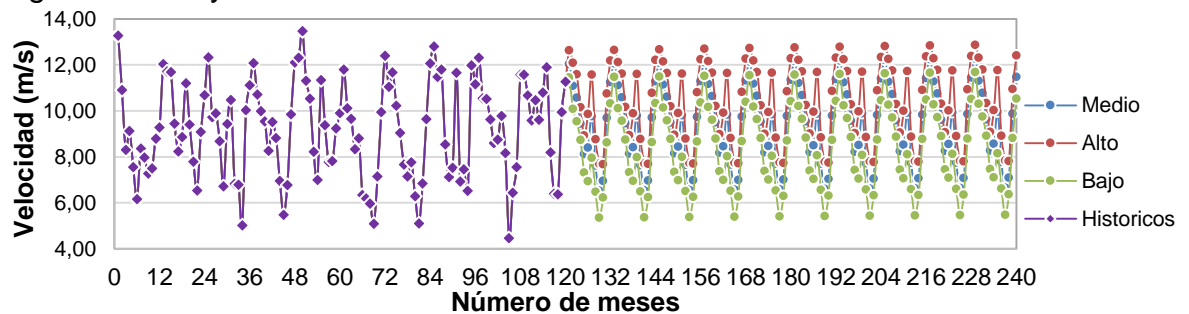


Figura N.6 Proyección de tres escenarios de recurso hídrico mensual en LM

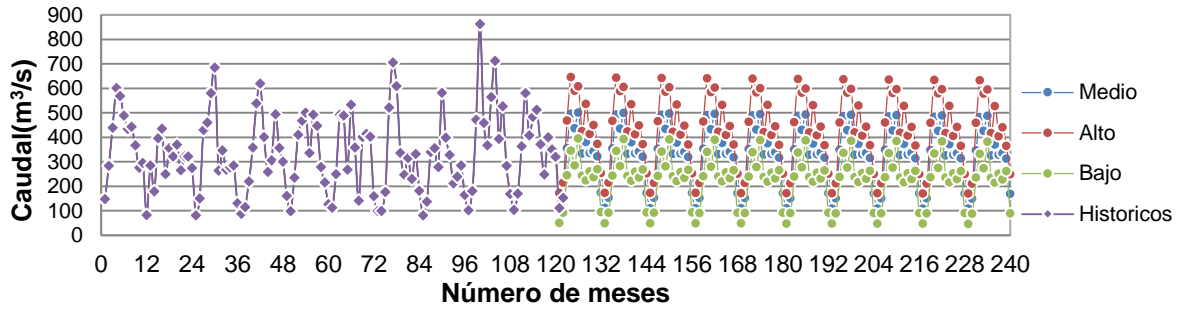


Figura N.7 Proyección de tres escenarios de recurso hídrico mensual en MA

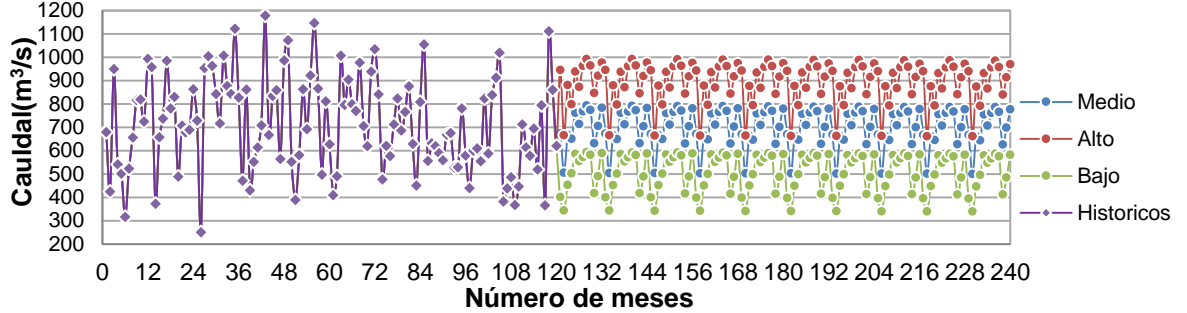
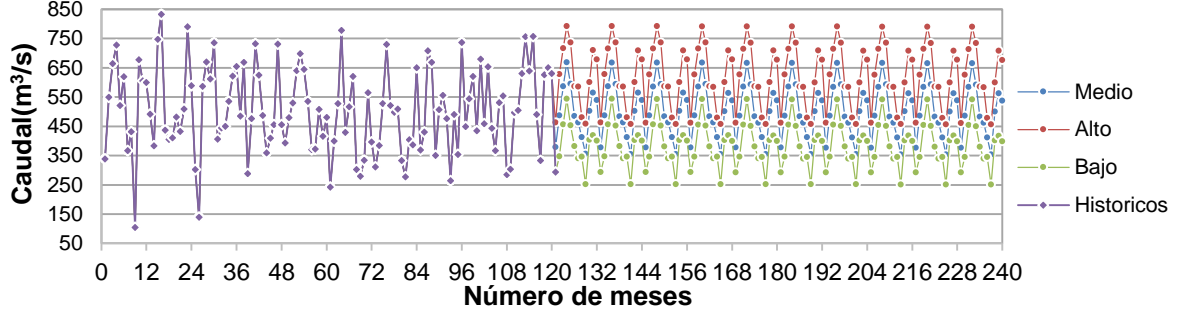


Figura N.8 Proyección de tres escenarios de recurso hídrico mensual en PG



## Anexo O. Composición química y poder calorífico de los combustibles usados

Tabla O.1 Poder calorífico del diésel y el raquis de plátano (tres escenarios)

<b>Combustible</b>	<b>Alto</b>	<b>Medio</b>	<b>Bajo</b>	<b>Unidades</b>
<b>Diésel</b>	46899,51	39515,3	38145,84	kJ/kg de combustible
<b>Raquis de plátano base seca</b>	8679,49	7671,5	6663,51	

Fuente: UPME [154] y Contreras & Hernández [188]

Tabla O.2 Composición química del diésel y el raquis de plátano en base seca

<b>Diésel</b>		<b>Raquis de plátano</b>	
Componente	Composición (% másico) [259]	Componente	Composición (% másico)[154]
<b>Carbono</b>	83,7	<b>Carbono</b>	30,64
<b>Hidrógeno</b>	9,2	<b>Hidrogeno</b>	3,50
<b>Azufre</b>	3,6	<b>Oxigeno</b>	48,54
<b>Nitrógeno</b>	1	<b>Nitrógeno</b>	0,97
<b>Agua</b>	2	<b>Azufre</b>	0,25
<b>Cenizas</b>	0,5	<b>Cenizas</b>	16,1

Fuente: CREG [154] y Universidad de Valladolid [259]

### Anexo P. Factor de consumo de energía primaria

Escenario	Zona	Recurso/planta	DiéselGen	BioGen	SolarFV	GenEól	PCHs
Alto	SA	Diésel (Gal)/kWh	0,0260	-	-	-	-
	SA	Solar (kWh/m <sup>2</sup> )/kWh	-	-	1,189E-07	-	-
	SA	Eólico(m/s)/kWh	-	-	-	3,633E-07	-
	MA	Diésel(Gal)/kWh	0,01457	-	-	-	-
	MA	Biomasa(kg)/kWh	-	0,08200	-	-	-
	MA	Solar (kWh/m <sup>2</sup> )/kWh	-	-	1,67E-06	-	-
	MA	Hídrico (m <sup>3</sup> /s)/kWh	-	-	-	-	1,82E-03
	PG	Diésel(Gal)/kWh	0,00660	-	-	-	-
	PG	Biomasa(kg)/kWh	-	0,033	-	-	-
	PG	Solar (kWh/m <sup>2</sup> )/kWh	-	-	1,84E-05	-	-
	PG	Hídrico (m <sup>3</sup> /s)/kWh	-	-	-	-	1,29E-02
	LM	Diésel(Gal)/kWh	0,0120	-	-	-	-
	LM	Biomasa(kg)/kWh	-	0,0728	-	-	-
	LM	Solar (kWh/m <sup>2</sup> )/kWh	-	-	2,91E-06	-	-
	LM	Hídrico (m <sup>3</sup> /s)/kWh	-	-	-	-	1,82E-03
	Medio	SA	Diésel (Gal)/kWh	0,0210	-	-	-
SA		Solar (kWh/m <sup>2</sup> )/kWh	-	-	7,381E-08	-	-
SA		Eólico(m/s)/kWh	-	-	-	2,502E-07	-
MA		Diésel(Gal)/kWh	0,0135	-	-	-	-
MA		Biomasa(kg)/kWh	-	0,079	-	-	-
MA		Solar (kWh/m <sup>2</sup> )/kWh	-	-	1,618E-06	-	-
MA		Hídrico (m <sup>3</sup> /s)/kWh	-	-	-	-	1,751E-03
PG		Diésel(Gal)/kWh	0,00580	-	-	-	-
PG		Biomasa(kg)/kWh	-	0,0287	-	-	-
PG		Solar (kWh/m <sup>2</sup> )/kWh	-	-	1,44E-05	-	-
PG		Hídrico (m <sup>3</sup> /s)/kWh	-	-	-	-	1,17E-02
LM		Diésel(Gal)/kWh	0,0110	-	-	-	-
LM		Biomasa(kg)/kWh	-	0,0660	-	-	-
LM		Solar (kWh/m <sup>2</sup> )/kWh	-	-	2,61E-06	-	-
LM		Hídrico (m <sup>3</sup> /s)/kWh	-	-	-	-	1,80E-03
Bajo		SA	Diésel (Gal)/kWh	0,016	-	-	-
	SA	Solar (kWh/m <sup>2</sup> )/kWh	-	-	5,025E-08	-	-
	SA	Eólico(m/s)/kWh	-	-	-	2,233E-07	-
	MA	Diésel(Gal)/kWh	0,0120	-	-	-	-
	MA	Biomasa(kg)/kWh	-	0,076	-	-	-
	MA	Solar (kWh/m <sup>2</sup> )/kWh	-	-	1,503E-06	-	-
	MA	Hídrico (m <sup>3</sup> /s)/kWh	-	-	-	-	1,618E-03
	PG	Diésel(Gal)/kWh	0,0054	-	-	-	-
	PG	Biomasa(kg)/kWh	-	0,0230	-	-	-
	PG	Solar (kWh/m <sup>2</sup> )/kWh	-	-	1,22E-05	-	-
	PG	Hídrico (m <sup>3</sup> /s)/kWh	-	-	-	-	9,12E-03
	LM	Diésel(Gal)/kWh	0,0980	-	-	-	-
	LM	Biomasa(kg)/kWh	-	0,0630	-	-	-
	LM	Solar (kWh/m <sup>2</sup> )/kWh	-	-	2,54E-06	-	-
	LM	Hídrico (m <sup>3</sup> /s)/kWh	-	-	-	-	1,43E-03

Fuente: Araque & Blanco [161]

## Anexo Q. Ecuaciones de la potencia técnica de plantas de generación

- Potencia técnica de plantas solares

$$P_s = \text{Rad Area} \#PFV n$$

Donde:

Rad: Radiación solar [kWh/m<sup>2</sup>]

Área: Área del panel solar [m<sup>2</sup>]

#PFV: Número de paneles solares

n: Eficiencia del panel solar

- Potencia técnica de plantas eólicas

$$P_e = \frac{1}{2} \rho v^3 \text{Area} n$$

Donde:

Área: Área de las aspas del aerogenerador [m<sup>2</sup>]

n: Eficiencia del aerogenerador

- Potencia técnica de plantas hídricas

$$P_h = 9,81 Q H_n e$$

- Potencia técnica de plantas de biomasa y diésel

$$P_b = mf H_c n$$

mf: Flujo másico de combustible [kg o Gal]

Hc: Poder calorífico del combustible [kJ/kg o Gal]

n: Rendimiento efectivo del Motor Alternativo de Combustión Interna (MACI)

## Anexo R. Actores expertos en el área de energías alternativas

Posición del experto	Institución/ Entidad	Sector/Área
Asesor de Energía Ingeniero Electricista	IPSE	
Coordinación Planeación energética Ingeniero Electrónico	IPSE	Gubernamental/Energía
Asesor de Energía Ingeniero Electricista Magister en Ingeniería Eléctrica Doctorado en Ingeniería	UPME	
Jefe de Oficina de Proyectos Economista	UPME	
Profesor UIS Doctorado en Ingeniería Industrial	UIS	Académico/investigativo Energías Renovables
Profesor UIS Especialización, Maestría, Doctorado	UIS	Académico/investigativo Energías Renovables
Sub Gerente Técnico y de Proyectos	CIDET	Comercialización
Sub Gerente Técnico y de Proyectos Ingeniero Electricista	EEDAS S.A E.S.P	Oferta/público
Director -Ingeniero Electricista. -Especialista en Sistemas de Transmisión y Distribución. -Especialista en Derecho Minero Energético. -Especialista en Gerencia de Proyectos. -Aspirante al título de Magister en Administración de Empresas.	PROYECTOS Y SERVICIOS DE INGENIERÍA WMSAS	Financiación/privado

## Anexo S. Medición de factores en escala numérica

Tabla S.1 Factores de San Andrés

Tecnología	Criterios	Sub- criterios	E1	E2	E3	E4	E5	E6	E7	E8	E9
SolarFV	C2	C2.1	1	1	1	4	1	2	1	1	1
		C2.2	4	4	4	4	3	5	4	4	4
		C2.3	1	2	2	1	3	2	2	1	2
		C2.4	3	3	3	5	3	3	3	3	3
	C3	C3.1	4	4	3	4	4	4	3	4	3
		C3.2	3	1	3	2	3	3	2	3	1
		C3.3	3	3	4	2	4	5	4	3	4
	C4	C4.1	2	2	3	3	3	3	3	2	3
		C4.2	3	3	4	2	3	2	2	3	2
	GenEól	C2	C2.1	2	1	4	4	4	2	4	2
C2.2			4	5	5	5	4	4	4	4	4
C2.3			1	2	2	1	1	2	2	1	3
C2.4			3	3	3	5	3	3	3	3	2
C3		C3.1	4	4	3	4	4	4	3	4	3
		C3.2	3	1	3	1	1	4	2	4	2
		C3.3	3	3	3	2	2	3	2	4	3
C4		C4.1	2	2	3	2	3	2	3	2	3
		C4.2	4	4	4	4	4	4	2	3	3
DiéselGen		C2	C2.1	1	1	1	1	4	3	4	3
	C2.2		5	5	4	5	5	5	5	5	5
	C2.3		3	3	3	3	3	3	3	3	3
	C2.4		3	3	3	5	3	3	3	3	3
	C3	C3.1	1	2	2	1	2	1	2	2	2
		C3.2	4	3	4	4	4	3	4	4	3
		C3.3	2	3	3	2	2	2	2	3	2
	C4	C4.1	1	2	2	2	2	2	2	1	1
		C4.2	4	4	5	5	4	3	3	3	3

Tabla S.2 Factores de Puerto Guzmán

Tecnología	Criterio	Sub- criterios	E1	E2	E3	E4	E5	E6	E7	E8	E9
SolarFV	C2	C2.1	1	1	1	4	1	2	1	1	1
		C2.2	4	4	4	4	3	5	4	4	4
		C2.3	1	2	2	1	3	2	2	1	2
		C2.4	3	4	4	3	4	4	3	3	2
	C3	C3.1	4	4	3	4	4	4	3	4	3
		C3.2	3	1	3	2	3	3	2	3	1
		C3.3	3	3	4	2	4	5	4	3	4
	C4	C4.1	3	3	3	3	3	3	3	3	2
		C4.2	3	3	4	2	3	2	2	3	2
	BioGen	C2	C2.1	2	1	2	2	2	3	2	2
C2.2			4	4	4	3	3	4	4	4	4
C2.3			3	3	3	2	3	3	2	3	2
C2.4			3	4	4	3	4	4	3	3	2
C3		C3.1	3	2	3	2	4	2	2	3	2
		C3.2	3	3	3	3	3	2	3	3	3
		C3.3	3	2	4	3	4	2	4	3	3
C4		C4.1	3	2	2	3	2	2	2	2	2
		C4.2	5	4	5	5	4	4	3	4	5
PCHS		C2	C2.1	3	4	4	4	4	4	4	3
	C2.2		4	3	4	5	5	5	5	4	5
	C2.3		2	3	2	2	3	3	3	2	2
	C2.4		3	4	4	3	4	2	3	3	2
	C3	C3.1	4	4	3	3	4	3	4	4	4
		C3.2	4	3	4	4	4	2	3	3	3
		C3.3	4	3	4	3	4	2	3	4	4
	C4	C4.1	2	3	3	3	2	3	3	3	3
		C4.2	4	3	4	3	4	5	3	3	4
	DiéselGen	C2	C2.1	1	1	1	1	4	3	4	3
C2.2			5	5	4	5	5	5	5	5	5
C2.3			3	3	3	3	3	3	3	3	3
C2.4			3	4	4	3	4	4	3	3	2
C3		C3.1	1	2	2	1	2	1	2	2	2
		C3.2	4	3	4	4	4	3	4	4	3
		C3.3	2	3	3	2	2	2	2	3	2
C4		C4.1	1	1	2	2	1	2	3	1	2
		C4.2	4	4	5	5	4	3	3	4	3

Tabla S.3 Factores de Medio Atrato

Tecnología	Criterio	Sub- criterios	E1	E2	E3	E4	E5	E6	E7	E8	E9
SolarFV	C2	C2.1	1	1	1	4	1	2	1	1	1
		C2.2	4	4	4	4	3	5	4	4	4
		C2.3	1	2	2	1	3	2	2	1	2
		C2.4	2	4	2	2	3	4	3	2	2
	C3	C3.1	4	4	3	4	4	4	3	4	3
		C3.2	3	1	3	2	3	3	2	3	1
		C3.3	3	3	4	2	4	5	4	3	4
	C4	C4.1	2	3	3	3	3	3	3	2	2
		C4.2	3	3	4	2	3	2	2	3	2
	BioGen	C2	C2.1	2	1	2	2	2	3	2	2
C2.2			4	4	4	3	3	4	4	4	4
C2.3			3	3	3	2	3	3	2	3	2
C2.4			2	4	2	2	3	4	3	2	2
C3		C3.1	3	2	3	2	4	2	2	3	2
		C3.2	3	3	3	3	3	2	3	3	3
		C3.3	3	2	4	3	4	2	4	3	3
C4		C4.1	2	2	2	2	2	2	2	2	2
		C4.2	5	4	5	5	4	4	3	5	5
PCHS		C2	C2.1	3	4	4	4	4	4	4	3
	C2.2		4	3	4	5	5	5	5	4	5
	C2.3		2	3	2	2	3	3	3	2	2
	C2.4		2	4	2	1	3	2	3	2	2
	C3	C3.1	4	4	3	3	4	3	4	4	4
		C3.2	4	3	4	4	4	2	3	3	3
		C3.3	4	3	4	3	4	2	3	4	4
	C4	C4.1	2	3	3	2	2	3	3	2	1
		C4.2	4	3	4	3	4	5	3	3	4
	DiéselGen	C2	C2.1	1	1	1	1	4	3	4	3
C2.2			5	5	4	5	5	5	5	5	5
C2.3			3	3	3	3	3	3	3	3	3
C2.4			2	4	2	2	3	4	3	2	2
C3		C3.1	1	2	2	1	2	1	2	2	2
		C3.2	4	3	4	4	4	3	4	4	3
		C3.3	2	3	3	2	2	2	2	3	2
C4		C4.1	4	4	5	5	4	3	3	4	3
		C4.2	1	1	2	2	2	2	2	1	2

Tabla S.4 Factores de La Macarena

Tecnología	Criterio	Sub- criterios	E1	E2	E3	E4	E5	E6	E7	E8	E9	
SolarFV	C2	C2.1	1	1	1	4	1	2	1	1	1	
		C2.2	4	4	4	4	3	5	4	4	4	
		C2.3	1	2	2	1	3	2	2	1	2	
		C2.4	4	3	4	2	2	4	4	4	2	
	C3	C3.1	4	4	3	4	4	4	3	4	3	
		C3.2	3	1	3	2	3	3	2	3	1	
		C3.3	3	3	4	2	4	5	4	3	4	
	C4	C4.1	3	3	3	3	3	3	3	3	1	
		C4.2	3	3	3	2	3	2	2	3	2	
	BioGen	C2	C2.1	2	1	2	2	2	3	2	2	4
			C2.2	4	4	4	3	3	4	4	4	4
			C2.3	3	3	3	2	3	3	2	3	2
C2.4			4	3	4	2	2	4	4	4	2	
C3		C3.1	3	2	3	2	4	2	2	3	2	
		C3.2	3	3	3	3	3	2	3	3	3	
		C3.3	3	2	4	3	4	2	4	3	3	
C4		C4.1	3	2	2	2	2	2	2	2	2	
		C4.2	5	4	5	5	4	4	3	5	5	
PCHS		C2	C2.1	3	4	4	4	4	4	4	3	5
			C2.2	4	3	4	5	5	5	5	4	5
			C2.3	2	3	2	2	3	3	3	2	2
	C2.4		4	3	4	2	2	2	3	4	2	
	C3	C3.1	4	4	3	3	4	3	4	4	4	
		C3.2	4	3	4	4	4	2	3	3	3	
		C3.3	4	3	4	3	4	2	3	4	4	
	C4	C4.1	2	3	3	3	2	2	3	3	1	
		C4.2	4	3	4	3	4	5	3	4	4	
	DiéselGen	C2	C2.1	1	1	1	1	4	3	4	3	4
			C2.2	5	5	4	5	5	5	5	5	5
			C2.3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
C2.4			4	3	4	2	2	4	4	4	2	
C3		C3.1	1	2	2	1	2	1	2	2	2	
		C3.2	2	3	4	4	4	3	4	4	3	
		C3.3	2	3	3	2	2	2	2	3	2	
C4		C4.1	1	1	2	2	1	2	3	1	2	
		C4.2	4	4	5	5	4	2	3	5	3	
Transmisión		C2	C2.1	4	4	3	4	5	4	5	4	5
			C2.2	5	5	5	5	5	5	5	5	5
			C2.3	2	3	3	3	3	2	3	2	3
	C2.4		4	3	4	2	2	4	3	4	2	
	C3	C3.1	3	3	3	4	4	3	3	3	4	
		C3.2	2	1	3	3	3	2	3	3	3	
		C3.3	4	4	2	3	3	1	3	3	3	
	C4	C4.1	1	3	3	3	3	2	2	3	1	
		C4.2	4	3	4	4	3	3	4	4	2	

## Anexo T. Comparación de factores

		Sub-criterios												Criterios				
		Tecnológico				Ambiental				Social				C2	C3	C4	C1	
		C2.1	C2.2	C2.3	C2.4	C3.1	C3.2	C3.3	C3.4	C4.1	C4.2	C4.1	C4.2	C2	C3	C4	C1	
<b>E1</b>	C2.1	1,00	0,20	0,20	5,00	C3.1	1,00	3,00	3,00	1,00	C4.1	1,00	0,20	C2	1,00	0,20	0,20	0,20
	C2.2	5,00	1,00	0,20	5,00	C3.2	0,33	1,00	1,00	0,33	C4.2	5,00	1,00	C3	5,00	1,00	1,00	0,33
	C2.3	5,00	5,00	1,00	5,00	C3.3	0,33	1,00	1,00	0,33				C4	5,00	1,00	1,00	0,33
	C2.4	0,20	0,20	0,20	1,00	C3.4	1,00	3,00	3,00	1,00				C1	5,00	3,00	3,00	1,00
<b>E2</b>	C2.1	1,00	3,00	3,00	5,00	C3.1	1,00	3,00	1,00	1,00	C4.1	1,00	3,00	C2	1,00	0,20	0,20	1,00
	C2.2	0,33	1,00	1,00	3,00	C3.2	0,33	1,00	0,33	0,33	C4.2	0,33	1,00	C3	5,00	1,00	1,00	5,00
	C2.3	0,33	1,00	1,00	3,00	C3.3	1,00	3,00	1,00	1,00				C4	5,00	1,00	1,00	5,00
	C2.4	0,20	0,33	0,33	1,00	C3.4	1,00	3,00	1,00	1,00				C1	1,00	0,20	0,20	1,00
<b>E3</b>	C2.1	1,00	1,00	1,00	5,00	C3.1	1,00	7,00	1,00	1,00	C4.1	1,00	1,00	C2	1,00	0,14	0,20	0,33
	C2.2	1,00	1,00	1,00	5,00	C3.2	0,14	1,00	1,00	0,14	C4.2	1,00	1,00	C3	7,00	1,00	3,00	5,00
	C2.3	1,00	1,00	1,00	5,00	C3.3	1,00	1,00	1,00	1,00				C4	5,00	0,33	1,00	1,00
	C2.4	0,20	0,20	0,20	1,00	C3.4	1,00	7,00	1,00	1,00				C1	3,00	0,20	1,00	1,00
<b>E4</b>	C2.1	1,00	1,00	1,00	5,00	C3.1	1,00	3,00	1,00	1,00	C4.1	1,00	0,25	C2	1,00	1,00	0,33	1,00
	C2.2	1,00	1,00	1,00	5,00	C3.2	0,33	1,00	0,33	0,33	C4.2	4,00	1,00	C3	1,00	1,00	1,00	5,00
	C2.3	1,00	1,00	1,00	5,00	C3.3	1,00	3,00	1,00	1,00				C4	3,00	1,00	1,00	3,00
	C2.4	0,20	0,20	0,20	1,00	C3.4	1,00	3,00	1,00	1,00				C1	1,00	0,20	0,33	1,00
<b>E5</b>	C2.1	1,00	1,00	1,00	3,00	C3.1	1,00	3,00	3,00	3,00	C4.1	1,00	3,00	C2	1,00	0,20	0,33	0,33
	C2.2	1,00	1,00	3,00	3,00	C3.2	0,33	1,00	1,00	5,00	C4.2	0,33	1,00	C3	5,00	1,00	1,00	7,00
	C2.3	1,00	0,33	1,00	3,00	C3.3	0,33	1,00	1,00	5,00				C4	3,00	1,00	1,00	0,33
	C2.4	0,33	0,33	0,33	1,00	C3.4	0,33	0,20	0,20	1,00				C1	3,00	0,14	3,00	1,00
<b>E6</b>	C2.1	1,00	3,00	1,00	5,00	C3.1	1,00	3,00	1,00	1,00	C4.1	1,00	0,33	C2	1,00	0,33	0,50	0,50
	C2.2	0,33	1,00	1,00	5,00	C3.2	0,33	1,00	1,00	0,33	C4.2	3,00	1,00	C3	3,00	1,00	1,00	1,00
	C2.3	1,00	1,00	1,00	5,00	C3.3	1,00	1,00	1,00	0,33				C4	2,00	1,00	1,00	0,50
	C2.4	0,20	0,20	0,20	1,00	C3.4	1,00	3,00	3,00	1,00				C1	2,00	1,00	2,00	1,00
<b>E7</b>	C2.1	1,00	0,14	0,14	0,14	C3.1	1,00	7,00	0,20	7,00	C4.1	1,00	0,14	C2	1,00	7,00	7,00	0,20
	C2.2	7,00	1,00	7,00	7,00	C3.2	0,14	1,00	0,14	0,14	C4.2	7,00	1,00	C3	0,14	1,00	0,20	0,14
	C2.3	7,00	0,14	1,00	0,14	C3.3	5,00	7,00	1,00	7,00				C4	0,14	5,00	1,00	0,14
	C2.4	7,00	0,14	7,00	1,00	C3.4	0,14	7,00	0,14	1,00				C1	5,00	7,00	7,00	1,00
<b>E8</b>	C2.1	1,00	1,00	1,00	5,00	C3.1	1,00	3,00	3,00	5,00	C4.1	1,00	5,00	C2	1,00	0,20	0,33	0,33
	C2.2	1,00	1,00	3,00	3,00	C3.2	0,33	1,00	1,00	3,00	C4.2	0,2	1,00	C3	5,00	1,00	1,00	7,00
	C2.3	1,00	0,33	1,00	1,00	C3.3	0,33	1,00	1,00	5,00				C4	3,00	1,00	1,00	0,33
	C2.4	0,20	0,33	1,00	1,00	C3.4	0,20	0,33	0,20	1,00				C1	3,00	0,14	3,00	1,00
<b>E9</b>	C2.1	1,00	0,20	5,00	5,00	C3.1	1,00	5,00	5,00	1,00	C4.1	1,00	0,2	C2	1,00	0,20	0,20	0,20
	C2.2	5,00	1,00	0,20	5,00	C3.2	0,20	1,00	0,20	0,20	C4.2	5,00	1,00	C3	5,00	1,00	1,00	0,11
	C2.3	0,20	5,00	1,00	5,00	C3.3	0,20	5,00	1,00	0,20				C4	5,00	1,00	1,00	0,20
	C2.4	0,20	0,20	0,20	1,00	C3.4	1,00	5,00	5,00	1,00				C1	5,00	9,00	5,00	1,00

## Anexo U. Herramienta de cálculo para pesos criterios y sub-criterio

```
clc;
% PROGRAMA DE CALCULO PARA PESOS CRITERIOS Y SUBCRITERIOS
AHP de [196]
clc;
clear all;
% n es el tamaño de la matriz (n*n) y x=0.9 para n=2
n=2;
x=0.9;
% Matrices de calificación de cada experto
M1=[1.00 3.00 3.00 1.00
0.33 1.00 1.00 0.33
0.33 1.00 1.00 0.33
1.00 3.00 3.00 1.00
];
M2=[1.00 3.00 1.00 1.00
0.33 1.00 0.33 0.33
1.00 3.00 1.00 1.00
1.00 3.00 1.00 1.00
];
M3=[11.00 7.00 1.00 1.00
0.14 1.00 1.00 0.14
1.00 1.00 1.00 1.00
1.00 7.00 1.00 1.00
];
M4=[1.00 3.00 1.00 1.00
0.33 1.00 0.33 0.33
1.00 3.00 1.00 1.00
1.00 3.00 1.00 1.00
];
M5=[1.00 3.00 3.00 3.00
0.33 1.00 1.00 5.00
0.33 1.00 1.00 5.00
0.33 0.20 0.20 1.00
];
M6=[1.00 3.00 1.00 1.00
0.33 1.00 1.00 0.33
1.00 1.00 1.00 0.33
1.00 3.00 3.00 1.00
];
M7=[1.00 7.00 0.20 7.00
0.14 1.00 0.14 0.14
5.00 7.00 1.00 7.00
0.14 7.00 0.14 1.00
```

```

];
M8=[1.00 3.00 3.00 5.00
0.33 1.00 1.00 3.00
0.33 1.00 1.00 5.00
0.20 0.33 0.20 1.00
];
M9=[1.00 5.00 5.00 1.00
0.20 1.00 0.20 0.20
0.20 5.00 1.00 0.20
1.00 5.00 5.00 1.00
];
% Calculo de la matriz integrada puntuación (MIP)
for i=1:4
for j=1:4
% La MIPvaría dependiendo del número de expertos

MIP(i,j)=(M1(i,j)*M2(i,j)*M3(i,j)*M4(i,j)*M5(i,j)*M6(i,j)*M7(i,j)*M8(i,j)*M9(i,j))^(1/9);
end
end
% Cálculo del factor de peso
S = zeros(4,1);
for i=1:4
for j=1:4
S(i)=S(i)+ISM(j,i);
end
end
Sw = zeros(4,1);
W = zeros(4,1);
for i=1:4
for j=1:4
Sw(i)=Sw(i)+ISM(i,j)/S(j);
end
W(i)=Sw(i)/4;
end
W % Factor de peso
% Cálculo de lambda máximo
L = eig(ISM);
Lm = max(L)
% Cálculo de la razón de consistencia (CR)
CI = (Lm-n)/(n-1);
CR = abs(CI/x)

```

### Anexo V. Escala para normalización de factores

Escala 1-4		Escala 1-5		Escala 1-3	
1	2,5	1	2	1	3,3
2	5	2	4	2	6,7
3	7,5	3	6	3	10,0
4	10	4	8	-	-
-	-	5	10	-	-

## Anexo W. Herramienta para calcular el consenso de expertos con método Delphi

```
% Programa para determinar el consenso de expertos mediante el método Delphi
con enfoque difuso [272].
clear
clc
disp(' PROGRAMA PARA DETERMINAR EL CONSENSO DE EXPERTOS
MEDIANTE ')
disp(' EL MÉTODO DELPHI CON ENFOQUE DIFUSO ')
disp('*****')
disp(' Entrada de datos ')
disp('*****')
disp(' ');
disp('Entre el valor de beta para ponderar el nivel de acuerdo relativo y' )
disp('la importancia del experto. Los valores de beta están entre 0 y 1')
disp(' ');
beta=input('Beta = ');
disp(' ');
%% Módulo de entrada de datos.
[filename, pathname] = uigetfile( ...
{'*.xls; *.xlsx','Excel files (*.xls, *.xlsx)'; ...
'*. *', 'All Files (*.*)'}, ...
'Abrir libro excel con opiniones de expertos por caso', ...
'MultiSelect', 'off');
[Encuesta]=xlsread([pathname filename]);
%% Módulo de asociación con números difusos triangulares
% m es el número de la alternativa y n es el número del experto
[m,n]=size(Encuesta);
fprintf('Usted está solicitando opiniones para %3.0f alternativas\n', m)
fprintf('y está encuestando a %3.0f expertos\n', n)
disp('Declare el nivel de importancia de cada uno de los expertos')
disp(' ');
for l=1:n
fprintf('Experto(%2.0f)\n',l)
ri(l)=input('Importancia relativa del experto= ');
disp(' ');
end
paso=input('Paso de integración para calcular intersección y unión= ');
a=[];
cita=[];
lambda=[];
minimo_esc=min(Encuesta);
maximo_esc=max(Encuesta);
```

```

CITA=ones(m,n);
for k=1:m
for l=1:n
CITA(k,l)=minimo_esc(l);
LAMBDA(k,l)=maximo_esc(l);
A(k,l)=Encuesta(k,l);
end
end
%% Matriz de acuerdo
for k=1:m %k es cada alternativa
for l=1:n
a(l,:)=A(k,:);
cita(l,:)=CITA(k,:);
lambda(l,:)=LAMBDA(k,:);
end
for l=1:n

for g=1:n
miu1_interc=[];
miu2_interc=[];
miu1_union=[];
miu2_union=[];
x=(a(l,l)-cita(l,l)):paso:(a(l,g)+lambda(l,g));
%% Área de la intersección
X=length(x);
mu1=zeros(l,X);
for h=1:X
if x(h)<=a(l,l) && x(h)>(a(l,l)-cita(l,l))
mu1(l,h)=1-((a(l,l)-x(h))/cita(l,l));
elseif x(h)>a(l,l) && x(h)<=(a(l,l)+lambda(l,l))
mu1(l,h)=1-((x(h)-a(l,l))/lambda(l,l));
else
mu1(l,h)=0;
end
miu1_interc=[miu1_interc mu1(l,h)];
end
for h=1:X
if x(h)<=a(l,g) && x(h)>(a(l,g)-cita(l,g))
mu2(l,h)=1-((a(l,g)-x(h))/cita(l,g));
elseif x(h)>a(l,g) && x(h)<=(a(l,g)+lambda(l,g))
mu2(l,h)=1-((x(h)-a(l,g))/lambda(l,g));
else
mu2(l,h)=0;
end
miu2_interc=[miu2_interc mu2(l,h)];

```

```

end
miu_interc=min(miu1_interc,miu2_interc);
area_interc(l,g)=sum(miu_interc*paso);
%% Area de la unión
mu1=zeros(l,X);
for h=1:X
if x(h)<=a(l,l) && x(h)>(a(l,l)-cita(l,l))
mu1(l,h)=1-((a(l,l)-x(h))/cita(l,l));
elseif x(h)>a(l,l) && x(h)<=(a(l,l)+lambda(l,l))
mu1(l,h)=1-((x(h)-a(l,l))/lambda(l,l));
else
mu1(l,h)=0;
end
miu1_union=[miu1_union mu1(l,h)];
end
for h=1:X
if x(h)<=a(l,g) && x(h)>(a(l,g)-cita(l,g))
mu2(l,h)=1-((a(l,g)-x(h))/cita(l,g));
elseif x(h)>a(l,g) && x(h)<=(a(l,g)+lambda(l,g))
mu2(l,h)=1-((x(h)-a(l,g))/lambda(l,g));
else
mu2(l,h)=0;
end
miu2_union=[miu2_union mu2(l,h)];
end
miu_union=max(miu1_union,miu2_union);
area_union(l,g)=sum(miu_union*paso);
end
%% Nivel de acuerdo
%Matriz de acuerdo para cada caso.
E(k).S=area_interc./area_union;
%Nivel de acuerdo promedio de cada experto para cada caso k
AE(k).P=(1/(n-1))*(sum(E(k).S)-1);
%Nivel de acuerdo relativo por experto para cada caso k
NAR(k).R =AE(k).P/sum(AE(k).P);
%importancia relativa del experto
wi=ri/sum(ri);
%Coeficiente de nivel de consenso
CNC(k).C=beta*wi+(1-beta)*NAR(k).R;
end
end
%% Número difuso global para cada caso
a_global=[];
cita_global=[];
lambda_global=[];

```

```

for k=1:m
a_global=[a_global sum(CNC(k).C.*A(k,:))];
cita_global=[cita_global sum(CNC(k).C.*CITA(k,:))];
lambda_global=[lambda_global sum(CNC(k).C.*LAMBDA(k,:))];
end
R=[[1:m]' cita_global' a_global' lambda_global'];
%Orden de las alternativas por el consenso
Rord=ones(size(R));
Rord(:,3)=sort(R(:,3));
for k=1:length(R(:,3))
for l=1:length(R(:,3))
if Rord(k,3)==R(l,3)
Rord(k,1)=R(l,1);
Rord(k,2)=R(l,2);
Rord(k,4)=R(l,4);
end
end
end
disp('*****')
disp(' RESULTADOS ')
disp('*****')
disp('Número difuso integrado para cada alternativa por orden de prioridad ')
disp(' Alternativa a-cita a a+lambda ')
format bank
disp( Rord )

```

## Anexo X. Reglas para el problema de decisión según nivel de conveniencia

Proposición	Si	y	y	y	Entonces
Regla	C1	C2	C3	C4	Clasificación
1	Alta	Alta	Alta	Alta	Muy Sustentable
2	Alta	Alta	Alta	Media	Muy Sustentable
3	Alta	Alta	Alta	Baja	Sustentable
4	Alta	Alta	Media	Alta	Muy Sustentable
5	Alta	Alta	Media	Media	Sustentable
6	Alta	Alta	Media	Baja	Sustentable
7	Alta	Alta	Baja	Alta	Sustentable
8	Alta	Alta	Baja	Media	Sustentable
9	Alta	Alta	Baja	Baja	Medianamente Sustentable
10	Alta	Media	Alta	Alta	Muy Sustentable
11	Alta	Media	Alta	Media	Sustentable
12	Alta	Media	Alta	Baja	Sustentable
13	Alta	Media	Media	Alta	Sustentable
14	Alta	Media	Media	Media	Sustentable
15	Alta	Media	Media	Baja	Medianamente Sustentable
16	Alta	Media	Baja	Alta	Sustentable
17	Alta	Media	Baja	Media	Medianamente Sustentable
18	Alta	Media	Baja	Baja	Medianamente Sustentable
19	Alta	Baja	Alta	Alta	Sustentable
20	Alta	Baja	Alta	Media	Sustentable
21	Alta	Baja	Alta	Baja	Medianamente Sustentable
22	Alta	Baja	Media	Alta	Sustentable
23	Alta	Baja	Media	Media	Medianamente Sustentable
24	Alta	Baja	Media	Baja	Medianamente Sustentable
25	Alta	Baja	Baja	Alta	Medianamente Sustentable
26	Alta	Baja	Baja	Media	Medianamente Sustentable
27	Alta	Baja	Baja	Baja	Poco Sustentable
28	Media	Alta	Alta	Alta	Muy Sustentable
29	Media	Alta	Alta	Media	Sustentable
30	Media	Alta	Alta	Baja	Sustentable
31	Media	Alta	Media	Alta	Sustentable
32	Media	Alta	Media	Media	Sustentable
33	Media	Alta	Media	Baja	Medianamente Sustentable
34	Media	Alta	Baja	Alta	Sustentable
35	Media	Alta	Baja	Media	Medianamente Sustentable
36	Media	Alta	Baja	Baja	Medianamente Sustentable
37	Media	Media	Alta	Alta	Sustentable
38	Media	Media	Alta	Media	Sustentable
39	Media	Media	Alta	Baja	Medianamente Sustentable
40	Media	Media	Media	Alta	Sustentable
41	Media	Media	Media	Media	Medianamente Sustentable
42	Media	Media	Media	Baja	Medianamente Sustentable
43	Media	Media	Baja	Alta	Medianamente Sustentable
44	Media	Media	Baja	Media	Medianamente Sustentable
45	Media	Media	Baja	Baja	Poco Sustentable
46	Media	Baja	Alta	Alta	Sustentable
47	Media	Baja	Alta	Media	Medianamente Sustentable
48	Media	Baja	Alta	Baja	Medianamente Sustentable
49	Media	Baja	Media	Alta	Medianamente Sustentable

<b>Proposición</b>	<b>Si</b>	<b>y</b>	<b>y</b>	<b>y</b>	<b>Entonces</b>
<b>Regla</b>	C1	C2	C3	C4	Clasificación
50	Media	Baja	Media	Media	Medianamente Sustentable
51	Media	Baja	Media	Baja	Poco Sustentable
52	Media	Baja	Baja	Alta	Medianamente Sustentable
53	Media	Baja	Baja	Media	Poco Sustentable
54	Media	Baja	Baja	Baja	Poco Sustentable
55	Baja	Alta	Alta	Alta	Sustentable
56	Baja	Alta	Alta	Media	Sustentable
57	Baja	Alta	Alta	Baja	Medianamente Sustentable
58	Baja	Alta	Media	Alta	Sustentable
59	Baja	Alta	Media	Media	Medianamente Sustentable
60	Baja	Alta	Media	Baja	Medianamente Sustentable
61	Baja	Alta	Baja	Alta	Medianamente Sustentable
62	Baja	Alta	Baja	Media	Medianamente Sustentable
63	Baja	Alta	Baja	Baja	Poco Sustentable
64	Baja	Media	Alta	Alta	Sustentable
65	Baja	Media	Alta	Media	Medianamente Sustentable
66	Baja	Media	Alta	Baja	Medianamente Sustentable
67	Baja	Media	Media	Alta	Medianamente Sustentable
68	Baja	Media	Media	Media	Medianamente Sustentable
69	Baja	Media	Media	Baja	Poco Sustentable
70	Baja	Media	Baja	Alta	Medianamente Sustentable
71	Baja	Media	Baja	Media	Poco Sustentable
72	Baja	Media	Baja	Baja	Poco Sustentable
73	Baja	Baja	Alta	Alta	Medianamente Sustentable
74	Baja	Baja	Alta	Media	Medianamente Sustentable
75	Baja	Baja	Alta	Baja	Poco Sustentable
76	Baja	Baja	Media	Alta	Medianamente Sustentable
77	Baja	Baja	Media	Media	Poco Sustentable
78	Baja	Baja	Media	Baja	Poco Sustentable
79	Baja	Baja	Baja	Alta	Poco Sustentable
80	Baja	Baja	Baja	Media	Poco Sustentable
81	Baja	Baja	Baja	Baja	Poco Sustentable

## Anexo Y. Resultados de la simulación en HOMER

System	Replacement (USD)	O&M (USD)	Fuel (USD)	Salvage(USD)	Total (USD)
PV	0	2.227.888	0	-702.741	1.525.146
NORDEX 2500	0	6.815.050	0	-997.546	5.817.504
IniciilDiéselGen	30.134.320	15.110.314	402.224.288	-658.306	446.810.592
Hoppecke 16 OPzS 2000	140.681	47.971	0	-16.667	171.985
Converter	0	133.615	0	-30.844	102.771
<b>System</b>	<b>30.275.000</b>	<b>24.334.838</b>	<b>402.224.288</b>	<b>-2.406.105</b>	<b>454.428.032</b>

Pollutant	Emissions (kg/yr)
Carbon dioxide	169.660.896
Carbon monoxide	353.593
Unburned hydrocarbons	50.917
Particulate matter	34.652
Sulfur dioxide	357.997
Nitrogen oxides	4.101.680

Quantity	kWh/yr	%
Excess electricity	61.986.140	18,6
Unmet electric load	8.125	0,0
Capacity shortage	182.714	0,1
Quantity	Value	
Renewable fraction	0,193	

