

The logo for OLADE (Organización Latinoamericana de Energía) features the word "olade" in a bold, lowercase, blue sans-serif font. The letters are closely spaced, and the 'o' and 'a' have a slight shadow effect.

Organización Latinoamericana de Energía  
Latin American Energy Organization  
Organisation Latino-américaine d'Énergie  
Organização Latino-Americana de Energia

*Formulación de una Propuesta para una Acción de Mitigación Nacionalmente  
Apropiada (NAMA) para las Zonas No Interconectadas (ZNI) de Colombia*

Informe Final Consolidado

Mayo de 2016

**Humberto Rodríguez Murcia**

Consultor

Este documento fue preparado bajo la dirección de:

Organización Latinoamericana de Energía (OLADE)

**Fernando César Ferreira**

Secretario Ejecutivo

**Lennys Rivera**

Directora de Integración

**Jorge Asturias**

Director de Estudios y Proyectos

**Erika García**

Coordinadora de Desarrollo Energético Sostenible y Eficiencia Energética

Con el apoyo financiero de:

**Cooperación Canadiense**

El autor de este documento es:

**Humberto Rodríguez Murcia**

**Consultor**

*Las ideas expresadas en este documento son responsabilidad del autor y no comprometen a las organizaciones arriba mencionadas. Se autoriza la utilización de la información contenida en este documento con la condición de que se cite la fuente.*

### **Agradecimientos**

*El consultor expresa sus más sinceros agradecimientos a Erika García Galena, Coordinadora de Desarrollo Energético Sostenible y Eficiencia Energética de OLADE, por su permanente y valiosa asistencia durante el proyecto. También a los Ingenieros Giovanni Pabón, Coordinador de Mitigación de la Dirección de Cambio Climático del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, y Marco Murcia, Profesional Técnico de NAMAs y proyectos de desarrollo bajo en carbono del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo, por su valiosa cooperación en el desarrollo de este estudio, principalmente por sus observaciones, comentarios y focalización en todos los temas del estudio dado el conocimiento que tienen de la problemática de las Zonas No Interconectadas del país, por su dedicación y asistencia permanente en la consecución de información y establecimiento de contactos, sin los cuales no se hubiera podido haber realizado el estudio.*

**# Código del Proyecto** – mayo, 2016

Copyright © Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) 2016. Todos los derechos reservados.

## Tabla de Contenido

<b>ANTECEDENTES DEL PROYECTO .....</b>	<b>21</b>
<b>CARACTERIZACIÓN DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LAS ZNI .....</b>	<b>23</b>
GENERALIDADES DE LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS (ZNI).....	23
PLAN INDICATIVO DE EXPANSIÓN DE COBERTURA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	26
CARACTERÍSTICAS DE LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS (ZNI) BAJO GESTIÓN DEL IPSE.....	28
<i>Generalidades y fuentes de información.....</i>	<i>28</i>
<i>Localidades según el número de usuarios.....</i>	<i>30</i>
<i>Horas de servicio de energía eléctrica.....</i>	<i>31</i>
<i>Municipios No Interconectados y Municipios Mixtos.....</i>	<i>35</i>
<i>Prestadores del servicio de energía eléctrica .....</i>	<i>36</i>
<i>Usuarios del servicio de energía eléctrica.....</i>	<i>37</i>
<i>Generación de energía eléctrica .....</i>	<i>38</i>
Tipo de Generación.....	38
Caracterización de las Plantas Diésel.....	39
Generación de energía eléctrica y consumo de combustible Diésel .....	41
<i>Localidades con telemetría del Centro Nacional de Monitoreo.....</i>	<i>42</i>
<b>METAS Y PROYECTOS RELACIONADOS CON ZNI .....</b>	<b>46</b>
PLAN NACIONAL DE DESARROLLO 2014-2018.....	46
Metas sectoriales del PND 2014-2018.....	46
METAS DEL SECTOR ELÉCTRICO.....	47
METAS Y PROYECTOS DEL IPSE.....	47
<b>CARACTERIZACIÓN DE LAS CONDICIONES SOCIO-ECONÓMICAS EN LAS ZNI .....</b>	<b>48</b>
NBI- ICV .....	48

<b>POTENCIALES DE LAS FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE EN COLOMBIA.....</b>	<b>50</b>
POTENCIAL DE ENERGÍA SOLAR .....	50
<i>Atlas de Radiación Solar de Colombia</i> .....	50
Metodología.....	51
Resultados.....	51
<i>Información de Radiación Solar de SWERA</i> .....	53
<i>NASA Surface Meteorology and Solar Energy</i> .....	54
POTENCIAL DE ENERGÍA EÓLICA .....	55
<i>Atlas de Viento y Energía Eólica de Colombia</i> .....	55
Resultados.....	56
<i>NASA Surface Meteorology</i> .....	59
POTENCIAL DE ENERGÍA HIDRÁULICA .....	60
POTENCIAL DE BIOMASA.....	61
INFORMACIÓN DE ESTACIONES DEL IPSE.....	63
ACTUALIZACIÓN DE POTENCIALES DE FER .....	64
CONCLUSIONES .....	64
<b>POLÍTICAS Y NORMATIVIDAD PARA LA ENERGIZACIÓN DE LAS ZNI.....</b>	<b>65</b>
MARCO LEGAL Y REGULATORIO DE LAS ZNI.....	65
<i>Ley 143 de 1994</i> .....	65
<i>Decreto 847 de 2001</i> .....	66
<i>Ley 633 de 2000</i> .....	67
<i>Ley 788 de 2002</i> .....	68
<i>Ley 855 de 2003</i> .....	69
<i>Decreto 257 de 2004</i> .....	69
IPSE .....	69

<i>Resolución CREG-091 de 2007</i> .....	70
<i>Resolución MNMINAS 18 2138 de 2007</i> .....	71
<i>Resolución CREG-161 de 2008</i> .....	71
<i>Resolución CREG 057 de 2009</i> .....	71
<i>Ley 1715 de 2014</i> .....	71
Artículo 1. Objeto.....	71
Artículo 9°. Sustitución de generación con diésel en las Zonas No Interconectadas .....	72
Artículo 20. Desarrollo de la energía eólica.....	72
Artículo 34. Soluciones híbridas.....	73
Artículo 40. Instrumentos para la financiación de programas.....	73
<i>Resolución CREG 004 de 2014 (en consulta)</i> .....	73
<i>Ley 1753 de 2015 – Plan Nacional de Desarrollo 2014-2015</i> .....	74
<i>Decreto único reglamentario 1073 de 2015 de MINMINAS</i> .....	74
<i>Decreto 1623 de 2015 de MINMINAS</i> .....	75
<b>PEZNI</b> .....	75
<i>Visión del PEZNI</i> .....	77
<i>Objetivos</i> .....	78
<i>Objetivo 1. Fortalecer la coordinación intersectorial y sectorial, en torno a los programas y proyectos de energización, en Zonas No Interconectadas.</i> .....	79
Estrategia1: Planificación energética articulada.....	79
Estrategia 2: Articulación de Fuentes de Información .....	80
Estrategia 3: Articulación de Fuentes de financiación .....	80
<i>Objetivo 2. Desarrollar proyectos y programas de energización sostenible que impacten el desarrollo social</i> .....	80
Estrategia 1. Caracterización integral de las localidades a atender.....	81
Estrategia 2. Formulación de desarrollos integrales energético/productivos.....	82
Estrategia 3: Aplicación de la metodología de evaluación de proyectos .....	84

<i>Objetivo 3. Mejorar la gestión empresarial de la prestación del servicio en las Zonas No Interconectadas en un marco sostenible</i> .....	84
Estrategia 1: Implementación de estándares y seguimiento a la prestación del servicio .....	85
Estrategia 2: Definición de Criterios para el Diseño de Esquemas Empresariales Sostenibles .....	86
Estrategia 3: Diseño de incentivos para la viabilidad y buena gestión empresarial.....	86
<i>Objetivo 4. Mejorar el Acceso y Calidad de la Información De las ZNI</i> .....	87
Estrategia1: Fortalecimiento del Centro Nacional de Monitoreo.....	87
Estrategia 2: Definición de Metodologías de reporte y captura de información .....	87
Estrategia 3: Información de la calidad del servicio.....	88
<b>MARCO LEGAL Y REGULATORIO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES</b> .....	88
<i>Ley 143 de 1994</i> .....	88
<i>Ley 164 de 1994</i> .....	88
<i>Ley 629 de 2000</i> .....	89
<i>Ley 697 de 2001</i> .....	89
<i>Ley 788 de 2002</i> .....	90
<i>Decreto 3683 de 2003</i> .....	91
<i>Decreto 139 de 2005</i> .....	91
<i>Plan de Acción PROURE 2010</i> .....	92
<i>Conclusiones</i> .....	93
<b>LÍNEA BASE DE EMISIONES DE GEI DE LA LÍNEA BASE EN LAS ZNI</b> .....	94
GENERALIDADES.....	94
<i>Frontera del proyecto</i> .....	94
<i>Año base</i> .....	94
METODOLOGÍA DE LA LÍNEA BASE .....	94
<i>Modelo de cálculo</i> .....	94
Generación Diesel.....	95

Coeficiente de Consumo Específico .....	95
Factor de Emisiones de CO <sub>2</sub> del combustible Diésel.....	96
<i>Fuentes de Información .....</i>	<i>96</i>
Sistema Único de Información de la SSPD.....	97
<b>EMISIONES DE CO<sub>2</sub> DE LAS ZNI.....</b>	<b>98</b>
<i>Emisiones del Sistema de Generación Eléctrica de las ZNI .....</i>	<i>98</i>
Factor de emisiones para las ZNI.....	105
<i>Emisiones de Usuarios Sin Servicio de EE No Interconectables.....</i>	<i>105</i>
<i>Incertidumbres.....</i>	<i>111</i>
<b>POTENCIAL DE REDUCCIÓN DE EMISIONES DE CO<sub>2</sub> EN LAS ZNI.....</b>	<b>112</b>
POTENCIAL DE REDUCCIÓN DE EMISIONES DE LA HIBRIDIZACIÓN DE PROYECTOS ACTUALMENTE EN OPERACIÓN .....	112
<b>APROXIMACIÓN AL ANÁLISIS DE CO-BENEFICIOS DE LA ELECTRIFICACIÓN EN ZONAS NO INTERCONECTADAS.....</b>	<b>115</b>
GENERALIDADES.....	115
COBENEFICIOS .....	116
ESTIMACIÓN DE COBENEFICIOS POR USO DE ELECTRICIDAD EN HOGARES SIN SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA .....	118
<i>Mejoramiento de la calidad del servicio de iluminación.....</i>	<i>118</i>
<i>Reducción de costos por desplazamiento de pilas y baterías.....</i>	<i>120</i>
Pilas.....	120
Baterías.....	122
<i>Costos de generación de la energía de un SFV .....</i>	<i>123</i>
ESTIMACIÓN DE COBENEFICIOS POR SISTEMAS HÍBRIDOS .....	123
<i>Aumento del tiempo de servicio diario .....</i>	<i>123</i>
<i>Aumento de la oferta de energía .....</i>	<i>124</i>
<i>Porcentaje de energía renovable utilizada.....</i>	<i>125</i>

*Reducción de emisiones por energía renovable generada* .....126

**METODOLOGÍA SUGERIDA DE PRIORIZACIÓN DE PROYECTOS PILOTO Y REGIONES**  
**..... 128**

MCDM EN ENERGÍA RENOVABLE ..... 128

ASPECTOS A CONSIDERAR PARA LA SELECCIÓN DE PROYECTOS PILOTO Y REGIONES..... 130

*Regiones*.....132

*Tecnologías*.....132

*Modelo de Negocio* .....133

*Evaluación de beneficios* .....134

*Evaluación de cobeneficios*.....135

CRITERIOS DE SELECCIÓN DE REGIONES Y PROYECTOS ..... 135

Criterio 1. Índice de NBI ..... 136

Criterio 2. Índice de Cobertura de Energía Eléctrica Resto ..... 136

Criterio 3. Número de VSS ..... 137

Criterio 4. Plantas Diésel a hibridizar ..... 141

Criterio 5. Sistema de telemetría ..... 141

Criterio 6. Tecnologías y potencial de energía renovable ..... 142

Criterio 7. Localidades con los mayores costos de combustible y costos de usuarios aislados ..... 143

Criterio 8. Localidades con el mayor número de habitantes ..... 143

Criterio 9. Apalancamiento financiero ..... 143

TABLA RESUMEN ..... 144

**ANÁLISIS PRELIMINAR DE PROYECTOS PILOTOS SUGERIDOS ..... 146**

MODELOS DE EVALUACIÓN ..... 146

MODELOS DE NEGOCIOS ..... 147

PROYECTO PILOTO SUGERIDO NO. 1: GENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA ..... 149

VIVIENDAS SIN SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA ..... 149



USUARIOS POTENCIALES DE PSFV .....	150
DEMANDA ACTUAL Y SUMINISTRO DE SERVICIOS .....	154
LOS PSFV .....	155
<i>Descripción del PSFV</i> .....	155
<i>Composición del kit</i> .....	156
<i>Costos del PSFV</i> .....	156
EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE LOS PSFV PARA EL VICHADA .....	157
<i>Datos de entrada</i> .....	157
Arquitectura del sistema.....	157
Parámetros de evaluación.....	157
Carga eléctrica del sistema.....	158
Localización del Proyecto y Recurso solar .....	158
<i>Evaluación económica del PSFV</i> .....	159
<i>Evaluación energética del PSFV</i> .....	161
BENEFICIOS DEL PROYECTO.....	163
<i>Reducción de costos para el usuario</i> .....	163
<i>Reducción de emisiones</i> .....	164
<i>Cobeneficios</i> .....	165
DIFICULTADES .....	165
GENERACIÓN CON PSFV EN OTRAS REGIONES DEL PAÍS .....	165
MAGNITUD DEL PROYECTO .....	165
<i>Monto del proyecto</i> .....	166
ASPECTOS ORGANIZACIONALES .....	166
<i>Análisis FODA</i> .....	166
MONITOREO Y REPORTE EMISIONES.....	166

EXPANSIÓN DEL PROYECTO A OTROS DEPARTAMENTOS .....	167
PROYECTO PILOTO SUGERIDO NO. 2: HIBRIDIZACIÓN DE PLANTAS DIESEL.....	167
PLANTAS DIÉSEL A HIBRIDIZAR .....	168
CRITERIO 5. SISTEMA DE TELEMETRÍA .....	171
SISTEMAS HÍBRIDOS .....	171
<i>Configuración híbrida en paralelo por barraje AC .....</i>	<i>172</i>
TECNOLOGÍAS Y POTENCIAL DE ENERGÍA RENOVABLES .....	173
ANÁLISIS DE CENTRALES DE GENERACIÓN DEL CNM.....	174
<i>Capacidad de los SFV .....</i>	<i>175</i>
<i>Centrales con 15 a 24 horas de servicio .....</i>	<i>175</i>
Nuquí - Chocó .....	175
Miraflores - Guaviare .....	177
Mosquera - Nariño .....	180
Salahonda - Nariño.....	182
<i>Centrales con 6 a 16 horas de servicio .....</i>	<i>184</i>
<i>Centrales con servicio de 6 pm a 12 pm - .....</i>	<i>186</i>
Taraira - Vaupés .....	186
<i>Conclusiones.....</i>	<i>188</i>
Localidades con Servicio de 16 a24 horas.....	188
Localidades con Servicio entre 6 y 16 horas .....	189
Localidades con Servicio inferior a 6 horas.....	189
Consideraciones sobre el diseño de los SH .....	189
POTENCIAL DE LOS SFV EN LOS SH .....	190
SISTEMA FOTOVOLTAICO TIPO .....	192
COSTO DE GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA .....	192
<i>Costo Nivelado de Energía Eléctrica.....</i>	<i>194</i>

<i>Costo Nivelado de Energía en Diferentes Regiones del País</i> .....	196
EVALUACIÓN DE BENEFICIOS.....	197
<i>Mejoramiento del servicio</i> .....	197
<i>Reducción de la dependencia de los combustibles fósiles</i> .....	197
<i>Beneficios económicos</i> .....	197
<i>Beneficios ambientales</i> .....	198
<i>Reducción de emisiones de CO<sub>2</sub></i> .....	198
EVALUACIÓN DE COBENEFICIOS .....	199
GESTIÓN DE BATERÍAS Y EQUIPOS ELECTRÓNICOS REEMPLAZADOS.....	200
MONITOREO Y SEGUIMIENTO .....	200
CENTRALES DIÉSEL A HIBRIDIZAR EN EL PROYECTO PILOTO 2 .....	200
<i>Criterio 4. Plantas Diésel a hibridizar</i> .....	201
<i>Criterio 5. Sistema de telemetría</i> .....	201
<i>Criterio 6. Tecnologías y potencial de energía renovable</i> .....	201
<i>Criterio 7. Localidades con los mayores costos de combustible y costos para los usuarios aislados</i> .....	202
<i>Criterio 8. Localidades con el mayor número de habitantes</i> .....	202
<i>Criterio 9. Apalancamiento financiero</i> .....	202
<i>Criterio 10. Uso de equipos estándar</i> .....	202
<i>Cumplimiento de criterios</i> .....	202
<b>ANEXO 1. CONCEPTOS BÁSICOS DIVISIONES TERRITORIALES</b> .....	<b>204</b>
<b>ANEXO 2. EL ROL DE LA ENERGÍA EN EL MEJORAMIENTO DE LA CONDICIONES DE VIDA</b> .....	<b>207</b>
<b>ANEXO 3. ACCIONES PREVIAS SUGERIDAS PARA LA FORMULACIÓN DE UNA NAMA</b> .....	<b>209</b>
<i>Consolidación de Información</i> .....	209

<i>Evaluación técnico económica y operativa de los Sistemas de Energía Renovable</i> .....	209
<i>Desarrollo de normas técnicas y de calidad de productos</i> .....	210

**ANEXO 4. FORMATO BORRADOR SUGERIDO PARA LA NAMA ..... 211**

## Tablas

Tabla 1. Regiones de las ZNI.....	25
Tabla 2. Viviendas rurales sin servicio de energía eléctrica en Colombia – PIEC (UPME) .....	25
Tabla 3. Viviendas interconectables y no interconectables. ....	27
Tabla 4. Información servicio de energía eléctrica en ZNI bajo gestión del IPSE (junio 2015, SSPD, IPSE)	28
Tabla 5. Tipo de localidad por número de usuarios .....	30
Tabla 6. Número de Usuarios por departamento y tipo de localidad.....	31
Tabla 7. Cantidad de localidades y usuarios por tiempo de servicio de EE .....	32
Tabla 8. Localidades y usuarios por departamento y horas de servicio .....	33
Tabla 9. Localidades de Municipios No Interconectados y Municipios Mixtos (SIN-ZNI) .....	35
Tabla 10. Localidades y usuarios de localidades en Municipios No Interconectados. ....	36
Tabla 11. Usuarios residenciales y no residenciales (diciembre 2014, SSPD) .....	38
Tabla 12. Usuarios no residenciales (diciembre 2014, SSPD).....	38
Tabla 13. Número de plantas Diésel y capacidades por rango de potencia (SSPD, diciembre 2014).....	39
Tabla 14. Capacidad operativa en las ZNI por departamento .....	40
Tabla 15. Capacidad instalada con renovables y plantas Diésel.....	41
Tabla 16. Consumo específico de combustible .....	42
Tabla 17. Generación de energía eléctrica por rango de potencia de las plantas Diésel (diciembre 2014).	42
Tabla 18. Lugares con telemetría .....	43
Tabla 19. Localidades con telemetría del CNM en Municipios No Interconectados. ....	44
Tabla 20. Número de localidades y de usuarios en Municipios Mixtos (SIN-ZNI) con telemetría del CNM.	44

Tabla 21. Nombre de las localidades y número de usuarios en Municipios Mixtos (SIN-ZNI) con telemetría del CNM.....	45
Tabla 22. Metas sectoriales e institucionales del PND 2014-2018.....	46
Tabla 23. NBI por resto de población en municipios ZNI (diciembre 2011) .....	49
Tabla 24. Estaciones meteorológicas instaladas por el IPSE .....	63
Tabla 25. Estudios realizados por el PEZNI para elaboración de recomendaciones .....	76
Tabla 26. Hallazgos del PEZNI sobre el servicio de energía en las ZNI .....	77
Tabla 27. Problemas específicos identificados de desarticulación de programas y proyectos.....	80
Tabla 28. Conclusiones a partir del diagnóstico.....	81
Tabla 29. Decretos reglamentarios de la Ley 697 de 2001.....	90
Tabla 30. Coeficiente de Consumo Específico y emisiones por rango de potencia de las plantas Diésel.....	96
Tabla 31. Estructura base datos y su descripción .....	98
Tabla 32. Generación Diesel en las ZNI – Octubre 2014 .....	99
Tabla 33. Consumo de Diesel y Emisiones CO <sub>2</sub> en las ZNI – octubre 2014.....	99
Tabla 34. Generación Diesel en las ZNI – Noviembre 2014.....	100
Tabla 35. Consumo de Diesel y Emisiones CO <sub>2</sub> en las ZNI – noviembre 2014 .....	100
Tabla 36. Generación Diesel en las ZNI – Diciembre 2014 .....	101
Tabla 37. Consumo de Diesel y Emisiones CO <sub>2</sub> en las ZNI – diciembre 2014.....	101
Tabla 38. Generación Diesel en las ZNI – Estimado 2014 .....	102
Tabla 39. Consumo de Diesel y emisiones CO <sub>2</sub> en las ZNI – Estimado 2014.....	102
Tabla 40. Capacidad con Otras Fuentes de Generación (diciembre 2014) y Generación 2014 .....	103
Tabla 41. Energía eléctrica transferida de países vecinos –2014 .....	104
Tabla 42. Emisiones de la energía importada de los países vecinos .....	104
Tabla 43. Factor de emisiones de las ZNI.....	105
Tabla 44. Tipo de localidad por número de usuarios.....	107
Tabla 45. Usuarios residenciales y no residenciales (diciembre 2014, SSPD) .....	108
Tabla 46. Supuestos para cálculo de emisiones .....	108

Tabla 47. Viviendas Sin Servicio de Energía Eléctrica No Interconectables.....	109
Tabla 48. Emisiones de CO2 (tCO2/año) de Viviendas Sin Servicio de Energía Eléctrica No Interconectables.....	110
Tabla 49. Fuentes renovables, y su disponibilidad y despachabilidad.....	113
Tabla 50. Servicios requeridos por habitantes rurales sin servicio de energía eléctrica .....	115
Tabla 51. Cobeneficios de la generación de energía eléctrica con sistemas híbridos .....	117
Tabla 52. Cambio de velas por lámparas LED.....	119
Tabla 53. Costo del kWh suministrado por una batería de Pb-Ácido de 1 kWh de capacidad .....	123
Tabla 54. Consumo específico de combustible .....	126
Tabla 55. Departamentos ordenados por ICEE resto en orden ascendente.....	138
Tabla 56. Viviendas Sin Servicio y Centros Poblados desarrollables con recursos FAZNI.....	139
Tabla 57. VSS y CP por departamento desarrollables con recursos FAZNI .....	139
Tabla 58. VSS y CP por fuente de financiamiento y categoría de número de VSS en CPs, desarrollables con recursos FAZNI y con recursos del prestador del servicio en las ZNI.....	140
Tabla 59. Nivel del recurso renovable tipo de recurso y región.....	142
Tabla 60. Criterios de selección de departamentos y localidades No Interconectables para VSS. ....	144
Tabla 61. Viviendas Sin Servicio y Centros Poblados desarrollables con recursos FAZNI.....	150
Tabla 62. VSS tipo T5* por departamento y su respectivo orden de NBI e ICEE resto.....	151
Tabla 63. VSS tipo T5* por departamento con ICEE resto inferior al Nacional .....	152
Tabla 64. Comparación de indicadores entre los departamentos de Vaupés y Vichada.....	153
Tabla 65. Productos actuales y sustitutos para servicios de usuarios NO interconectables.....	154
Tabla 66. Kit del PSFV .....	156
Tabla 67. Evaluación de ahorros y reducción de emisiones .....	164
Tabla 68. Generación solar de un PSFV en diferentes regiones del país.....	165
Tabla 69. Análisis FODA.....	166
Tabla 70. Características de generación de localidades reportadas por el CNM del IPSE.....	169
Tabla 71. Nivel del recurso renovable tipo de recurso y región.....	174

Tabla 72. Comportamiento de la curva de carga promedio diario Nuquí (Chocó) junio 2015.....	176
Tabla 73. Comportamiento de la curva de carga promedio diario Miraflores (Guaviare) junio 2015.....	179
Tabla 74. Comportamiento de la curva de carga promedio diario Mosquera (Nariño) junio 2015.....	181
Tabla 75. Comportamiento de la curva de carga promedio diario Salahonda (Nariño) junio 2015.....	183
Tabla 76. Centrales en intervalo 6 a 16 horas de servicio reportadas por el CNM del IPSE junio 2015 ....	184
Tabla 77. Estimación de capacidad de los SFV para incremento del servicio de energía.....	186
Tabla 78. Comportamiento de la curva de carga promedio diario Taraira (Vaupés) junio 2015.....	187
Tabla 79. Capacidad de SFV para varias centrales con 16 a 24 horas de servicio.....	189
Tabla 20. Capacidad del SFV en Taraira para duplicar la oferta de energía.....	189
Tabla 81. Potencial de SFV en las ZNI.....	191
Tabla 82. Estructura de costos de componente solar de sistemas híbridos.....	193
Tabla 83. Costo nivelado de la energía eléctrica – Caso proyectos Golfo de Morrosquillo.....	195
Tabla 84. Costo nivelado de la energía en diferentes regiones del país.....	197
Tabla 85. Reducción anual de emisiones por kWp de generador solar en un sistema híbrido Diésel-fotovoltaico.....	199
Tabla 86. Centrales seleccionadas para el programa piloto de hibridización de centrales Diésel.....	203

## Figuras

Figura 1. Localización de las ZNI.....	25
Figura 2. Localidades interconectables y no interconectables al SIN.....	25
Figura 3. Viviendas No Interconectables por departamento.....	27
Figura 4. Ubicación de las localidades de las ZNI bajo gestión exclusiva del IPSE.....	29
Figura 5. Número de localidades en las ZNI bajo gestión del IPSE y horas diarias de prestación del servicio de energía eléctrica (diciembre 2014 según información de la SSPD).....	31
Figura 6. Localidades con SPEE.....	34
Figura 7. Usuarios SPEE.....	34

Figura 8. Número de localidades y usuarios versus tiempo de servicio de energía eléctrica.....	35
Figura 9. Distribución de las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica por departamento ..	36
Figura 10. Distribución de las empresas según su constitución mercantil.....	37
Figura 11. Energía entregada en las ZNI por tipo de planta de generación durante diciembre 2014 (kWh, participación) .....	39
Figura 12. Marca y número de plantas Diésel.....	40
Figura 13. Capacidad operativa del IPSE (junio de 2015).....	41
Figura 14. Porcentaje de personas que viven en pobreza por departamentos 2012 .....	49
Figura 15. Mapa de ubicación de las estaciones meteorológicas.....	51
Figura 16. Radiación solar global promedio multianual.....	53
Figura 17. Mapa de ubicación de las estaciones de referencia para el Atlas de Viento .....	57
Figura 18. Promedio multianual de la densidad de potencia eólica a 20 m de altura.....	58
Figura 19. Promedio multianual de la densidad de potencia eólica a 50 m de altura.....	58
Figura 21. Mapa del potencial hídrico (preliminar) .....	61
Figura 22. Tipos de biomasa residual.....	62
Figura 22. Viviendas Sin Servicio Energía Eléctrica (VSS) en Colombia .....	106
Figura 24. Tipos de pilas (D, C, AA, AAA, AAAA, 9 V).....	120
Figura 24. Costo de la energía eléctrica suministrada por las pilas.....	121
Figura 25. Costo de la energía eléctrica almacenada por una batería de Pb-Ácido.....	122
Figura 26. Aspectos a considerar para los criterios de selección de proyectos piloto.....	131
Figura 27. Modelo de evaluación con HOMER.....	147
Figura 28. PSFV con dos tipos diferentes de lámparas.....	155
Figura 29. Arquitectura del sistema PSFV .....	157
Figura 30. Carga eléctrica diaria .....	158
Figura 31. Departamento de Vichada – Centro de celda.....	159
Figura 32. Recurso solar en el departamento del Vichada – centro de celda.....	159
Figura 33. Resumen de costos .....	160

Figura 34. Costo anualizado del sistema .....	160
Figura 35. Flujo de efectivo.....	161
Figura 36. Generación eléctrica.....	161
Figura 37. Potencia entregada por el PSFV .....	162
Figura 38. Comportamiento de la batería .....	163
Figura 39. Generación (<1 millón kWh/mes) vs horas de servicio - Plantas reportadas por el CNM del IPSE .....	169
Figura 40. Esquema de sistema híbrido .....	172
Figura 41. Sistema Híbrido Solar-Diesel en paralelo por barraje AC .....	173
Figura 42. Curva de Carga Promedio Diaria Mensual de Nuquí (Chocó) .....	176
Figura 43. Carga Promedio Diaria Mensual de Nuquí (Chocó) .....	177
Figura 44. Generación fotovoltaica de SFV de 420 kWp en Nuquí.....	177
Figura 45. Curva de Carga Promedio Diaria Mensual de Miraflores (Guaviare) .....	178
Figura 46. Comportamiento de la curva de carga promedio diario junio 2015.....	178
Figura 47. Carga Promedio Diaria Mensual de Miraflores (Guaviare).....	179
Figura 48. Generación fotovoltaica de SFV de 220 kWp en Miraflores (Guaviare) .....	180
Figura 49. Curva de Carga Promedio Diaria Mensual de Mosquera (Nariño) .....	180
Figura 50. Carga Promedio Diaria Mensual de Mosquera (Nariño).....	181
Figura 51. Generación fotovoltaica de SFV de 310 kWp en Mosquera (Nariño).....	182
Figura 52. Curva de Carga Promedio Diaria Mensual de Salahonda (Nariño).....	182
Figura 53. Carga Promedio Diaria Mensual de Salahonda (Nariño).....	183
Figura 54. Generación fotovoltaica de SFV de 1020 kWp en Salahonda (Nariño).....	184
Figura 55. Curvas de carga de centrales con 6 a 16 horas de operación – CNM IPSE – junio 2015.....	185
Figura 56. Curva de Carga Promedio Diaria Mensual de Taraira (Vaupés).....	186
Figura 57. Carga Promedio Diaria Mensual de Taraira (Vaupés) .....	187
Figura 58. Generación fotovoltaica de SFV de 120 kWp en Taraira (Vaupés).....	188
Figura 59. Mercado spot de la Unión Europea para módulos cristalinos.....	193

Figura 60. Energía solar disponible en el Golfo de Morrosquillo.....	194
Figura 28. Relación entre IDH y el consumo per cápita de energía eléctrica 2003-2004.....	208

## Acrónimos

BAU	Business as Usual
CCEP	Colombian Clean Energy Program
CNM	Centro Nacional de Monitoreo del IPSE
DANE	Departamento Administrativo Nacional de Estadística
DCC	Dirección de Cambio Climático
ECDBC	Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono
EE	Energía Eléctrica
GEI	Gases de Efecto Invernadero
FAER	Fondo de Apoyo para la Electrificación Rural
FAZNI	Fondo de Apoyo para las Zonas No Interconectadas
FENOGE	Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía
FNCER	Fuentes No Convencionales de Energía Renovable
FOES	Fondo de Energía Social
IPSE	Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las ZNI
LB	Línea Base
MADS	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible
MME	Ministerio de Minas y Energía
NAMA	Acción de Mitigación Nacionalmente Apropriada
PAS	Planes de Acción Sectoriales
PCH	Pequeña Central Hidroeléctrica
PIEC	Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica

PERS	Planes de Energización Rural Sostenible
SPEE	Servicio Parcial de Energía Eléctrica
SSPD	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
SFV	Sistema Fotovoltaico
SIN	Sistema Interconectado Nacional
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética
ZNI	Zonas No Interconectadas

### Unidades

gal	galón, 3.785 litros
kWh	kilovatio hora

## ANTECEDENTES DEL PROYECTO

La Dirección de Cambio Climático (DCC) del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS) de Colombia inició en 2010 la estructuración de la Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono (ECDBC) que tiene como principal objetivo desligar el crecimiento económico de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI). Además, con esta Estrategia el gobierno nacional busca: (1) Aprovechar opciones de financiación internacional (cooperación bilateral y multilateral, financiación pública o privada, fondos climáticos y mercados de carbono), fortaleciendo la capacidad de los sectores para atraer recursos financieros y técnicos, que en el marco de sus prioridades de crecimiento, faciliten el desarrollo bajo en carbono, (2) Promover y facilitar la transferencia de tecnología a los sectores productivos del país, (3) Evitar futuras barreras no arancelarias y de frontera a los productos colombianos de exportación y (4) potencializar la competitividad de los sectores colombianos ante una economía global influenciada por estándares de intensidad de carbono.

A nivel nacional, en el marco de la ECDBC, el país ha estimado proyecciones de emisiones Business as Usual (BAU), ha construido curvas de costos de abatimiento sectoriales que permiten generar información acerca del potencial de reducción de emisiones y sus costos asociados, y se encuentra trabajando en la identificación de Acciones de Mitigación Nacionalmente Apropriadas (NAMAs). Las NAMAs deben estar alineadas con los objetivos de las políticas sectoriales del país y con los de la ECDBC. El gobierno nacional ya ha finalizado la etapa de formulación de la Estrategia, en la cual se han obtenido como producto principal las líneas estratégicas para 8 Planes de Acción Sectoriales de Mitigación (PAS) para los sectores de energía eléctrica; minería; hidrocarburos; vivienda; residuos sólidos y aguas residuales; industria; transporte; y agricultura. Estos PAS contienen lineamientos de políticas, acciones y programas con los que se determina la ruta de crecimiento bajo carbono de cada uno de los sectores productivos.

El PAS de Energía Eléctrica en su línea de política 3 se enfoca hacia las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) en el sistema energético nacional, y considera la promoción de las FNCER en las Zonas No Interconectadas (ZNI) con criterios de confiabilidad y sostenibilidad medioambiental, social y económica para reducir las emisiones de GEI generadas por el Diésel, mediante la utilización de FNCER para sustituir o complementar la generación con Diésel en las ZNI.

Para el Ministerio de Minas y Energía (MME), el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas (IPSE) y el MADS es conveniente reforzar el apoyo técnico humano destinado a la formulación de una Acción de Mitigación

Nacionalmente Apropiada (Nationally Appropriate Mitigation Action<sup>1</sup>, NAMA por sus siglas en inglés) en el sector de las ZNI. La ECDBC trabaja para formular e implementar acciones de mitigación en todos los sectores, dentro de los cuales se considera que el sector de ZNI es representativo para que se ejecuten acciones conjuntas y coordinadas de mitigación del Cambio Climático, estimuladas por la visibilidad del sector en materia de paz, equidad y educación para el país, por su importancia en aspectos de gestión frente a un posible postconflicto, por su replicabilidad, por la posibilidad de afianzar modelos apropiados de desarrollo sostenible para poblaciones aisladas, y por la posibilidad de sentar bases y señalar aprendizajes para la gestión de acciones de mitigación y de fomento de energía renovable en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

La NAMA en proceso de conceptualización busca la reducción de las emisiones de GEI en el suministro de energía eléctrica en las ZNI, mediante la disminución del consumo de combustible Diésel gracias al empleo de sistemas de generación híbridos que empleen energía renovable. Los sistemas que se propongan deben enmarcarse dentro del marco legal y reglamentario vigente en Colombia.

**Este documento muestra la recopilación y el análisis sobre la información disponible de las ZNI, para proponer soluciones tipo que puedan ser un insumo para los esquemas que a futuro el país determine para aumentar la cobertura del servicio de energía eléctrica al tiempo que se incentive la participación de las FNCER. Entre otros aspectos, la sostenibilidad de estos sistemas dependerá de la demanda actual y futura, la disponibilidad de energía renovable en la localidad, los costos de los energéticos, y de la eficiencia del suministro de energía, la distribución y comercialización de la misma.**

---

<sup>1</sup> Las NAMAs son políticas, programas y proyectos que los países en desarrollo acometen para contribuir al esfuerzo global de reducir las emisiones de GEI.

## CARACTERIZACIÓN DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LAS ZNI

### Generalidades de las Zonas No Interconectadas (ZNI)

De acuerdo con la Ley Colombiana (artículo 1 de la Ley 855 de 2003), las ZNI son los municipios, corregimientos, localidades y caseríos no conectados al Sistema Interconectado Nacional. Es necesario tener en cuenta que hay pequeños núcleos urbanos no conectados al SIN a pesar de que las cabeceras municipales si lo están, por lo que esos núcleos poblacionales son también ZNI. Las ZNI representan en extensión más de la mitad del territorio nacional (Ver Anexo 1, Conceptos Básicos Divisiones Territoriales).

Las ZNI se caracterizan además por tener baja calidad y baja continuidad del servicio de energía eléctrica, costos de prestación del servicio de energía elevados, prestación del servicio en poblaciones rurales con baja densidad poblacional y geográficamente aisladas, alto nivel de pobreza, alta informalidad laboral y presencia de grupos y actividades ilegales. La gestión del servicio por parte de las empresas prestadoras del servicio en las ZNI, municipios y gobernaciones ha sido considerada como deficiente<sup>2</sup>. En las ZNI también hay también deficiencias en la inspección, vigilancia y control del servicio, asistencia constante de la nación con recursos para el mantenimiento, reposición de la infraestructura eléctrica, abastecimiento de combustibles e inversión para la expansión del servicio, y dificultad para hacer seguimiento a los subsidios<sup>3</sup>.

En cuanto se refiere a la tecnología empleada para la generación de energía eléctrica en las ZNI, se emplea mayoritariamente plantas Diésel. Los generadores Diésel son ampliamente utilizados en todo el mundo para la generación de electricidad por su alta eficiencia en la conversión de los combustibles en energía eléctrica. Debido a la amplia difusión de esta tecnología, es también frecuente encontrar en zonas remotas personal familiarizado con la operación de estos generadores.

Los motores Diésel tienen otras ventajas como son su fácil consecución en el mercado, bajos costos iniciales por kW, facilidad del mantenimiento, red extendida de proveedores de componentes y servicios, y costos aceptables de operación y mantenimiento. Sin embargo, cuando la operación de estas plantas se realiza en zonas remotas como las ZNI, las dificultades del transporte y los costos

---

<sup>2</sup> Castro, J.J., O. Hernández. Definición de características técnicas y económicas de tres zonas no interconectadas de Colombia para la implementación de fuentes renovables de energía. Tesis. Universidad de La Salle (2010) Bogotá

<sup>3</sup> Desarrollo y aplicación piloto de la metodología de evaluación de los cobeneficios de acciones de mitigación del cambio climático. Elaborado por Econometría Consultores para MADS (Abril 2014) Bogotá

del mismo conllevan elevados costos de combustible, operación y mantenimiento que se traducen en elevados costos de generación eléctrica.

Además, el empleo de estas plantas producen gases de Efecto Invernadero (GEI) y otros productos de combustión que se emiten a la atmósfera, y además producen ruido (aunque es posible instalar generadores en cabinas insonorizadas) que resulta inconveniente para los usuarios próximos a ellas. Es entonces evidente que algunos de los problemas más sobresalientes en las ZNI son la dependencia del combustible y los resultantes elevados costos de generación, y los impactos ambientales que produce su utilización.

En la búsqueda de alternativas a la generación con Diésel, se han desarrollado proyectos de generación con PCHs, energía solar y energía eólica, pero la generación sigue predominantemente basada en generación con Diésel. Afortunadamente, las ZNI disponen de energía renovable y es entonces posible considerar la generación con estas fuentes ya sea para sistemas aislados y para micro-redes en las cuales se puede emplear sistemas híbridos que incluyen diferentes fuentes de generación renovable y almacenamiento de energía, y plantas Diésel. Las ventajas de emplear estas nuevas tecnologías renovables radica en que tienen el potencial de reducir los costos de generación al reducir la generación con Diésel, reducir la dependencia de la disponibilidad del combustible, aumentar las horas de servicio y aumentar la calidad del servicio, además de reducir las emisiones de CO<sub>2</sub>, el impacto ambiental del uso de combustibles, los potenciales efectos de las emisiones sobre la salud, entre otros.

Pero además, a partir del fenómeno del Cambio Climático, el impulso a las FNCER y la reducción de emisiones en las ZNI contribuyen al compromiso de reducción de emisiones del país y a reducir los impactos que sobre el medio ambiente y la salud tienen el uso de combustibles.

La Figura 1 y la Tabla 1 muestran la distribución regional y los departamentos comprendidos en cada una de las 9 Regiones en las que se agrupan las Localidades No Interconectadas, con base en características comunes del territorio y medio de transporte empleado para llevar el combustible a las unidades generadoras. (Fuente: Propuesta para remunerar la generación, distribución y comercialización de Energía Eléctrica en las ZNI. CREG (2014) Bogotá).

El Índice de Cobertura de Energía Eléctrica (ICEE) es la relación entre el número de usuarios<sup>4</sup> del servicio de energía eléctrica y el de viviendas. Al año 2012, el ICEE a nivel nacional era de 96.10%,

---

<sup>4</sup>La ley 143 de 1994, Artículo 11, establece dos tipos de usuarios. Usuario regulado: persona natural o jurídica cuyas compras de electricidad están sujetas a tarifas establecidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas. Usuario no-regulado: persona natural o jurídica, con una demanda máxima superior a 2 MW por instalación legalizada, cuyas compras de electricidad se realizan, a precios acordados libremente. La Comisión de Regulación de Energía y Gas podrá revisar dicho nivel, mediante resolución motivada. Actualmente un usuario no regulado es un consumidor

y desagregado a nivel urbano y rural, 99.59% y 84.84% respectivamente. Por lo tanto, el mayor déficit se encuentra en las zonas rurales.

La Tabla 2 muestra el número total de viviendas rurales sin servicio de energía eléctrica, según el *Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica 2014-2017 (PIEC)* que asciende a 470.243 en las 18.504 localidades del país, ubicados en 31 departamentos del país. Estas se han agrupado en viviendas interconectables al SIN y en viviendas no interconectables al SIN, así como centros poblados sobre los que aún falta información del número de viviendas y de su interconectabilidad al SIN.

Tabla 1. Regiones de las ZNI

Región	Departamentos
1: Orinoquía Oriental y Amazonía Norte	Guainía, Guaviare, Meta, Vichada
2: Amazonía centro y Orinoquía Occidental	Guaviare, Vaupés
3: Amazonía occidental	Caquetá, Putumayo
4: Pacífico sur	Cauca, Nariño, Valle del Cauca
5: Pacífico norte	Antioquia, Chocó
6: Atlántico	Antioquia, Bolívar, Chocó, La Guajira
7: Zonas aisladas cercanas al SIN (transporte terrestre)	Poblaciones que no pertenecen a las regiones propuestas y que no están conectadas al SIN
8: Zona insular	San Andrés, Providencia y Santa Catalina
9: Amazonas	Amazonas

Figura 1. Localización de las ZNI



con demandas, en promedio durante los últimos 6 meses, de energía superiores o iguales a 55 MWh /mes o demandas de potencia superiores o iguales a 0.1 MW (Resolución CREG-131-1998).

Puesto que cada usuario realiza compras de energía eléctrica y para cuantificar la energía comprada se emplea un contador, entonces cada vivienda debe tener un contador y por tanto el número de viviendas se equipara con número de usuarios, en el caso residencial.

Tabla 2. Viviendas rurales sin servicio de energía eléctrica en Colombia – PIEC (UPME)

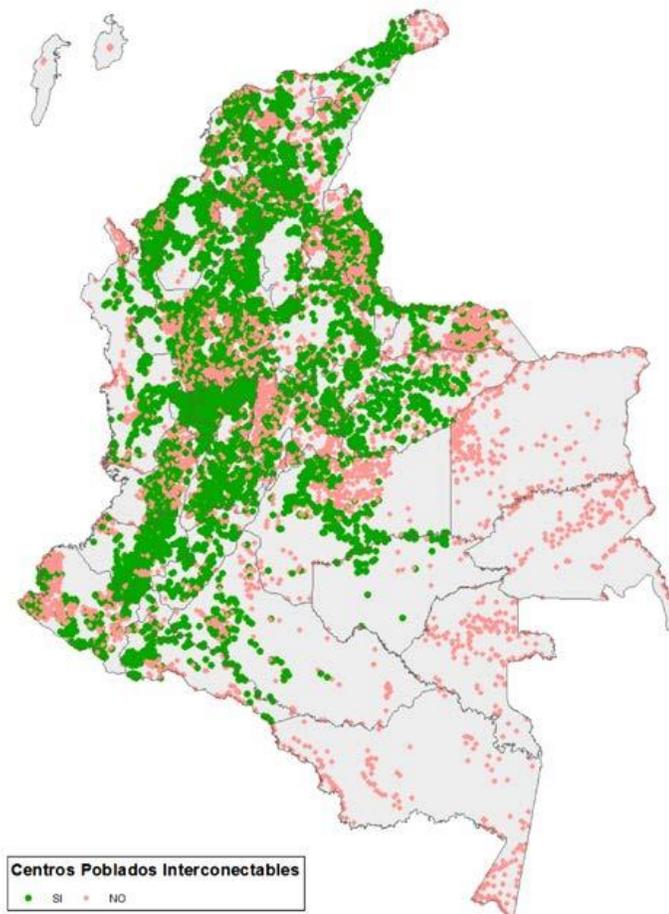
Interconectabilidad	Localidades	Viviendas (usuarios)	Personas (habitantes)
<b>Interconectables al SIN</b>	12,106	414,435	2,072,175
<b>No Interconectables al SIN</b>	2,913	55,809	279,045
<b>Centros poblados sin información</b>	3,485	ND	ND
<b>Total</b>	<b>18,504</b>	<b>470,244</b>	<b>2,351,220</b>

Nota: Número de habitantes es viviendas por 5 habitantes por vivienda

Fuente: Elaboración propia a partir del *Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica 2014-2017(PIEC)* de la UPME

La Figura 2 muestra la ubicación de las localidades de las ZNI del territorio nacional clasificados en interconectables al SIN y no interconectables al SIN.

Figura 2. Localidades interconectables y no interconectables al SIN



## Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica

La UPME en cumplimiento de la normatividad vigente, elabora el Plan Indicativo de Expansión de la Cobertura de Energía Eléctrica (PIEC) en el país para estimar las inversiones públicas que deben ejecutarse y las privadas que deben estimularse en búsqueda de la universalización de este servicio público<sup>5</sup>. Como resultado del proceso para el periodo 2013-2017, la cuantificación de las necesidades de servicio a 31 de diciembre de 2012 arrojó un número total de viviendas de 12.064.452, el número de usuarios del servicio de energía eléctrica era de 11.594.208, por lo que el número de Viviendas Sin Servicio (VSS) era de 470.244. Por tanto, la cobertura del servicio alcanzaba en 2012 el 96.1% y el déficit de cobertura era de 3.90%. De estos usuarios con servicio de energía eléctrica, 180.665 reciben actualmente el servicio de energía eléctrica sin hacer parte del SIN en localidades remotas y aisladas del SIN.

Empleando esta metodología, se determinó que de las 470,244 VSS, 414,435 VSS son interconectables (88.13%) quedando 55,809 (11.87%) como NO Interconectables. La Tabla 3 muestra la distribución de estas viviendas por departamento, e indica de las no interconectables cuantas requerirían recursos FAZNI y cuantas de los prestadores del servicio de energía eléctrica en las ZNI.

En los 32 departamentos de Colombia existen Localidades o Zonas No Interconectadas (ZNI), de los cuales, con base en el criterio cobertura rural, 17 se encuentran bajo priorización del Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas (IPSE), bien sea parcial o totalmente. Esto quiere decir que 26 departamentos son cobijados por el Sistema Interconectado Nacional (SIN), 11 departamentos tienen áreas del SIN y tienen áreas bajo gestión del IPSE simultáneamente, y 6 departamentos reciben gestión exclusiva de parte del IPSE.

A partir de la información del Sistema Único de Información de Servicios Públicos (SUI) de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), en las ZNI de las áreas que no se encuentran bajo gestión del IPSE existen 1,877,415 usuarios residenciales (viviendas) y 105,012 No Residenciales, para un total de 1,982,427 usuarios, correspondiente a 9,387,075 personas.

Si se toma como referencia la información del IPSE, el número total de usuarios en las ZNI de Colombia (tanto las áreas bajo gestión del IPSE como las que no) es de 2,184,169 para un total de 10,395,785 personas. Si se toma como referencia la información de la SSPD, el número total de usuarios en las ZNI de Colombia es de 2,133,974 para un total de 10,103,338 personas.

---

<sup>5</sup> **Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica 2014 – 2017**. UPME ISBN: 978-958-8363-24-0 (2014) Bogotá

La Figura 3 muestra la distribución de las viviendas No Interconectables por departamento en donde se observa que una gran número corresponde a los departamentos de Guajira, Amazonas, Chocó y Vichada.

*Tabla 3. Viviendas interconectables y no interconectables.*

Departamento	Interconectables	No Interconectable		Inversionista	
		No Interconectables	Participación	FAZNI	Prestador ZNI
AMAZONAS		6,375	11.4%	4,817	1,558
ANTIOQUIA	34,854	527	0.9%	527	
ARAUCA	2,979	518	0.9%	518	
ATLANTICO	3,108	90	0.2%	90	
BOLIVAR	25,517	602	1.1%	602	
BOYACÁ	13,021	632	1.1%	632	
CALDAS	1,965				
CAQUETÁ	7,368	1,704	3.1%	1,584	120
CASANARE	19,592	1,243	2.2%	1,243	
CAUCA	45,929	472	0.8%	395	77
CESAR	12,277	749	1.3%	749	
CHOCO	18,106	6,413	11.5%	6,081	332
CORDOBA	31,854	2,176	3.9%	2,176	
CUNDINAMARCA	4,467	594	1.1%	594	
GUAINIA		2,686	4.8%	2,290	396
GUAJIRA	24,062	11,911	21.3%	11,911	145
GUAVIARE	4,332	2,006	3.6%	1,862	
HUILA	10,228	157	0.3%	157	
MAGDALENA	26,642	2,938	5.3%	2,938	
META	13,334	1,425	2.6%	1,334	92
NARIÑO	14,424	1,261	2.3%	1,058	203
NORTE DE SANTANDER	11,308	825	1.5%	825	
PUTUMAYO	35,998	194	0.3%	194	
QUINDIO	254	6	0.0%	6	
RISARALDA	1,800				
SANTANDER	20,407	422	0.8%	422	
SUCRE	3,739	209	0.4%	209	
TOLIMA	16,917	117	0.2%	117	
VALLE	9,956	1,175	2.1%	1,130	45
VAUPES		2,667	4.8%	1,901	766
VICHADA		5,714	10.2%	4,796	918
<b>Total general</b>	<b>414,435</b>	<b>55,809</b>	<b>100.0%</b>	<b>51,159</b>	<b>4,650</b>
<b>Participación</b>	<b>88.1%</b>	<b>11.9%</b>		<b>91.67%</b>	<b>8.33%</b>

Fuente: Elaboración propia a partir de: CP\_piec2013-2017\_vNov8\_AlejandraCorredor HR.xlsx, UPME

*Figura 3. Viviendas No Interconectables por departamento*



Fuente: Elaboración propia a partir de: CP\_piec2013-2017\_vNov8\_AlejandraCorredor HR.xlsx, UPME

Para la universalización del servicio, el monto de los recursos de inversión se estimó en \$4.32 Billones, de los cuales \$0.49 Billones corresponden a soluciones para los no interconectables y \$3.83 Billones para los interconectables. Para los interconectables se estimó la inversión de los Operadores de Reed (OR) en \$0.46 Billones y se propuso que el FAER aportara los restantes \$3.37 Billones.

## Características de las Zonas No Interconectadas (ZNI) bajo gestión del IPSE

### Generalidades y fuentes de información

De acuerdo con la información del IPSE, el número total de localidades en las ZNI bajo gestión del IPSE es de 1,450, correspondiente a 110 municipios, que incluyen 39 cabeceras municipales, y el número de usuarios alcanza los 201,742, en 17 departamentos de las ZNI.

Respecto a la información de las ZNI en las áreas que se encuentran bajo gestión exclusiva del IPSE, esta se encuentra resumida en la Tabla 4 tomando como fuentes la reportada por el IPSE y la reportada por el SUI de la SSPD.

*Tabla 4. Información servicio de energía eléctrica en ZNI bajo gestión del IPSE (junio 2015, SSPD, IPSE)*

	Información IPSE	Información SSPD
<b>Localidades ubicadas en municipios mixtos</b>	534	1,372
<b>Localidades ubicadas en municipios no interconectados</b>	916	
<b>Usuarios<sup>6</sup> residenciales municipios mixtos</b>	49,649	143,253
<b>Usuarios residenciales municipios no interconectados</b>	152,093	
<b>Usuarios no residenciales municipios mixtos</b>	No desagregado	8,294
<b>Usuarios no residenciales municipios no interconectados</b>	No desagregado	
<b>Total localidades</b>	<b>1,450</b>	<b>1,372</b>
<b>Total usuarios residenciales</b>	201,742	143,253
<b>Total usuarios no residenciales</b>	No desagregado	8,294
<b>Total usuarios</b>	<b>201,742</b>	<b>151,547</b>
<b>Total personas municipios mixtos</b>	248,245	716,263
<b>Total personas municipios no interconectados</b>	760,465	
<b>Total personas</b>	<b>1,008,710</b>	<b>716,263</b>

Puede observarse que la información del IPSE desagrega la información en municipios mixtos y en municipios no interconectados<sup>7</sup>, y no la desagrega en usuarios residenciales y en usuarios no

<sup>6</sup> Usuario es equivalente a vivienda

<sup>7</sup> Municipios mixtos son aquellos que la cabecera municipal se encuentra conectada al SIN pero su zona rural no. Municipios no interconectados son aquellos que ni la cabecera municipal ni su zona rural se encuentran conectadas al SIN.

residenciales. En cuanto a la información de la SSPD ocurre lo opuesto. En cuanto a la información totalizada, se observan diferencias en el número de localidades (1,450 según el IPSE y 1,372 según la SSPD) y en el número de usuarios (201,742 según el IPSE y 151,547 según la SSPD)<sup>8</sup>. De la comparación de estas dos tablas surge la necesidad de consolidar la información entre el IPSE y la SSPD.

A continuación se muestran las áreas de las ZNI bajo gestión exclusiva del IPSE (en color verde en el mapa) y la ubicación de las localidades correspondientes.

Figura 4. Ubicación de las localidades de las ZNI bajo gestión exclusiva del IPSE



Fuente: Centro Nacional de Monitoreo -IPSE (Julio 2015) ppt

<sup>8</sup> Debe observarse que el número de usuarios ZNI de la SSPD a junio de 2015 corresponde a un promedio de seis meses y es inferior al número total de usuarios del mes de diciembre de 2014 de 175.565.

Se puede observar la alta concentración de localidades en la región pacífica.

La información sobre el servicio de energía eléctrica de las Zonas No Interconectadas (ZNI) bajo gestión del IPSE que se presenta en esta sección proviene de dos fuentes:

- La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) como ente supervisor de la prestación de los servicios públicos en Colombia, por delegación del Presidente de la República, cuenta con la Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible como el área encargada del análisis, dirección, evaluación, formulación y orientación de políticas y planes concernientes al accionar, desarrollo e implementación de los aspectos técnicos, jurídicos y financieros de las empresas prestadoras de los servicios de energía, gas natural y gas licuado de petróleo (gas de pipeta), con presencia en todo el país.
- El Instituto de Planificación y Promoción de las Soluciones Energéticas (IPSE), institución adscrita al Ministerio de Minas y Energía, tiene como objetivo identificar, promover, fomentar, desarrollar e implementar soluciones energéticas eficientes, viables financieramente y sostenibles en el largo plazo, procurando la satisfacción de las necesidades energéticas de las ZNI, apoyando técnicamente a las entidades definidas por el Ministerio de Minas y Energía.

Como se mencionó anteriormente, existe la necesidad de consolidar la información entre el IPSE y la SSPD. Es de observar que aunque ambas entidades reportan sobre la operación de sistemas de generación en las ZNI, NO existe información consolidada y única sobre las ZNI.

### Localidades según el número de usuarios

En la siguiente tabla se observa la clasificación de las localidades según el número de usuarios por localidad. La categoría T0 corresponde a localidades para las cuales se ha supuesto que tienen hasta 50 usuarios.

*Tabla 5. Tipo de localidad por número de usuarios*

Tipo Localidad
T0. Probable hasta 50 usuarios
T1. Más 300 usuarios y/o Cabecera
T2. Entre 151 y 300 usuarios
T3. Entre 51 y 150 usuarios.
T4. Hasta 50 usuarios

Con base en esta clasificación, en la

Tabla 6 se puede observar el número de usuarios por cada departamento de Colombia según el tipo de localidad en el que se encuentra.

**Tabla 6. Número de Usuarios por departamento y tipo de localidad**

DEPARTAMENTO	T0	T1	T2	T3	T4	TOTAL	PARTICIPACION
AMAZONAS	0	8,775	230	1,122	684	10,811	5.4%
ANTIOQUIA	0	964	512	1,179	874	3,529	1.7%
ARCHIPIÉLAGO SAN ANDRÉS		18,715				18,715	9.3%
BOLÍVAR			79	206	43	328	0.2%
CAQUETÁ	0	855	2,351	1,870	554	5,630	2.8%
CASANARE		1,213			54	1,267	0.6%
CAUCA	0	13,159	2,383	4,458	1,775	21,775	10.8%
CHOCÓ	450	17,828	4,362	11,008	4,150	37,798	18.7%
GUAINÍA	0	9,737	2,755	515	1,073	14,080	7.0%
GUAVIARE	0	5,082	156	487	374	6,099	3.0%
LA GUAJIRA	0			143		143	0.1%
META	0	2,885	220	491	362	3,958	2.0%
NARIÑO	0	15,550	9,670	23,196	7,211	55,627	27.6%
PUTUMAYO	2,140	1,420	691	1,085	431	5,767	2.9%
VALLE DEL CAUCA		458	359	1,658	380	2,855	1.4%
VAUPES	0	3,339		410	1,117	4,866	2.4%
VICHADA	0	7,408	186	489	411	8,494	4.2%
<b>TOTAL</b>	<b>2,590</b>	<b>107,388</b>	<b>23,954</b>	<b>48,317</b>	<b>19,493</b>	<b>201,742</b>	<b>100.0%</b>
Participación	1.3%	53.2%	11.9%	23.9%	9.7%	100.0%	

Fuente: Elaboración propia a partir de “Localidades Zonas No Interconectadas.xlsx”, IPSE

La mayor parte de los usuarios se encuentra en Nariño con 55.627 (27.5%), seguidos por los departamentos de Chocó, Cauca y el Archipiélago de San Andrés. Si se tiene en cuenta a todos los departamentos del litoral pacífico, estos departamentos tienen 118.055 (58.5%) con Servicio Parcial de Energía Eléctrica (SPEE). Regionalmente, la Amazonía (Putumayo, Caquetá, Amazonas, Guainía, Guaviare y Vaupés), acumula 47.253 usuarios (23.4%).

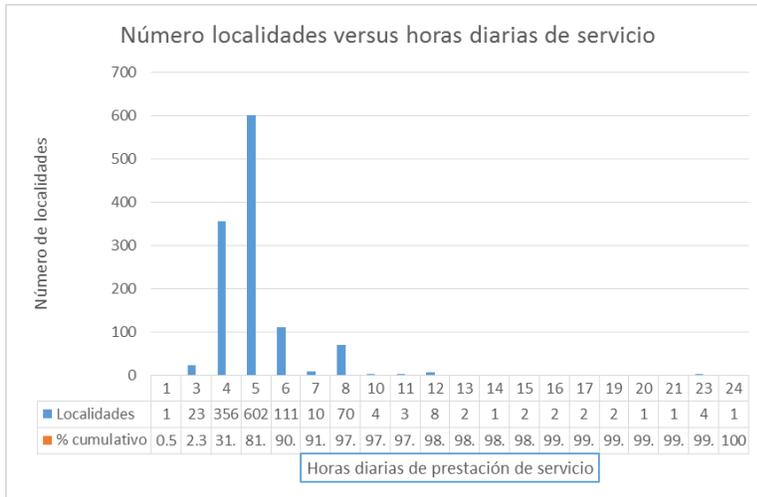
El 53% de los usuarios en encuentran en localidades de Tipo 1 y el 23.9% en localidades Tipo 3.

### Horas de servicio de energía eléctrica

De acuerdo con la información de la SSPD, existen 1,211 localidades de las ZNI bajo gestión del IPSE con información sobre las horas de suministro de energía eléctrica. La información al respecto se puede observar en la siguiente figura, de la cual sobresale que en diciembre de 2014 602 localidades (el 49.7% de las que se tiene información) tuvieron 5 horas/día de servicio de energía eléctrica y 356 (29.3%) tuvieron 4 horas/día. Se observa también que el 90% de las localidades tuvo 6 horas/día o menos de servicio de energía eléctrica; solamente 1 localidad tuvo 24 horas/día.

De acuerdo con la información del IPSE, el número total de localidades con Servicio Parcial de Energía Eléctrica (SPEE) (de algunas horas/día hasta de 24) es de 1,450 y el número de usuarios alcanza los 201,742, en 17 departamentos de las ZNI, tal como se indica en la Tabla 4.

*Figura 5. Número de localidades en las ZNI bajo gestión del IPSE y horas diarias de prestación del servicio de energía eléctrica (diciembre 2014 según información de la SSPD)*



Fuente: Elaboración propia a partir de: TOperativoDIESEL.xlsx y TOperativoOtrasFuentesdeGen.xlsx, SSPD

De acuerdo con la información del IPSE, las localidades se han clasificado también por el tiempo de servicio que reciben, en categorías de 6, 8, 10 y 24 hr/día, además de una categoría denominada ‘por definir’ que corresponde a información aún pendiente de consolidar.

Desde el punto de vista de localidades, el 7.2% cuentan con 24 hr/día de servicio de energía eléctrica, el 45% con 6 hr/día, el 38.9% con 8 hr/día, y el 8.3% con menos de 10 hr/día. Desde el punto de vista de usuarios, la Tabla 7 muestra que la mayoría de los usuarios (53.4%) tienen un tiempo de servicio de 24 horas y que el 35.6% de los usuarios aun solo recibe entre 8 y 10 horas de servicio al día.

Se observa que en general en la medida en que la localidad tiene un menor de número de usuarios, menor es el tiempo de servicio.

Tabla 7. Cantidad de localidades y usuarios por tiempo de servicio de EE

Tiempo servicio	Localidades		Usuarios	
	Cantidad	Participación	Cantidad	Participación
6 hr	652	45.0%	19123	9.5%
8 hr	564	38.9%	48190	23.9%
10 hr	120	8.3%	23683	11.7%
24 hr	105	7.2%	107829	53.4%
Por definir	9	0.6%	2917	1.4%
Totales	1450	100.0%	201742	100.0%

Fuente: Elaboración propia a partir de “Localidades Zonas No Interconectadas.xlsx”, IPSE

La Tabla 8 muestra la información desagregada por departamento.

Tabla 8. Localidades y usuarios por departamento y horas de servicio

DEPARTAMENTO	HORAS DE SERVICIO										Subtotales		Participación	
	6 hr		8 hr		10 hr		24 hr		Por Definir		LOCALIDADES	USUARIOS	LOCALIDADES	USUARIOS
AMAZONAS	43	684	15	1,122	1	230	2	8,775			61	10,811	4.2%	5.4%
ANTIOQUIA	26	874	13	1,179	2	512	2	964			43	3,529	3.0%	1.7%
ARCHIPIÉLAGO SAN ANDRÉS							2	18,715			2	18,715	0.1%	9.3%
BOLIVAR			1	79	2	122	1	127			4	328	0.3%	0.2%
CAQUETÁ	14	514	19	1,870	10	2,351	3	855	1	40	47	5,630	3.2%	2.8%
CASANARE	2	54					1	1,213			3	1,267	0.2%	0.6%
CAUCA	50	1,775	50	4,458	13	2,383	15	13,159			128	21,775	8.8%	10.8%
CHOCÓ	121	3,963	138	11,008	20	4,048	25	18,142	4	637	308	37,798	21.2%	18.7%
GUAINIA	43	1,073	7	515	12	2,755	11	9,737			73	14,080	5.0%	7.0%
GUAVIARE	20	374	5	487	1	156	7	5,082			33	6,099	2.3%	3.0%
LA GUAJIRA	1	0	1	143							2	143	0.1%	0.1%
META	24	362	6	491	1	220	5	2,885			36	3,958	2.5%	2.0%
NARIÑO	213	7,111	266	23,196	52	9,670	20	15,550	1	100	552	55,627	38.1%	27.6%
PUTUMAYO	15	431	12	1,085	3	691	2	1,420	3	2,140	35	5,767	2.4%	2.9%
VALLE DEL CAUCA	10	380	20	1,658	2	359	1	458			33	2,855	2.3%	1.4%
VAUPES	47	1,117	4	410			3	3,339			54	4,866	3.7%	2.4%
VICHADA	23	411	7	489	1	186	5	7,408			36	8,494	2.5%	4.2%
<b>Total</b>	<b>652</b>	<b>19,123</b>	<b>564</b>	<b>48,190</b>	<b>120</b>	<b>23,683</b>	<b>105</b>	<b>107,829</b>	<b>9</b>	<b>2,917</b>	<b>1,450</b>	<b>201,742</b>	<b>100.0%</b>	<b>100.0%</b>
Participación	45%		38.9%		8.3%		7.2%		0.6%		100.0%			
Participación		9.5%		23.9%		11.7%		53.4%	1.4%		100.0%			

Fuente: Elaboración propia a partir de “Localidades Zonas No Interconectadas.xlsx”, IPSE

Existe por tanto una diferencia entre el número de localidades y horas de servicio que recibieron los usuarios en diciembre de 2014, reportadas por la SSPD, y el número de localidades y horas de servicio que se prestan habitualmente, reportados por el IPSE.

La gran mayoría de las localidades con un número limitado de horas de servicio se encuentra en gran parte de la región pacífica en los departamentos de Nariño (38%), Chocó (21%) y Cauca (9%) indicando un alto grado de concentración de estas localidad en esa región (1,021 localidades, 70% del total) (Figura 6, Figura 7).

Figura 6. Localidades con SPEE.



Fuente: Elaboración propia a partir de “Localidades Zonas No Interconectadas.xlsx”, IPSE

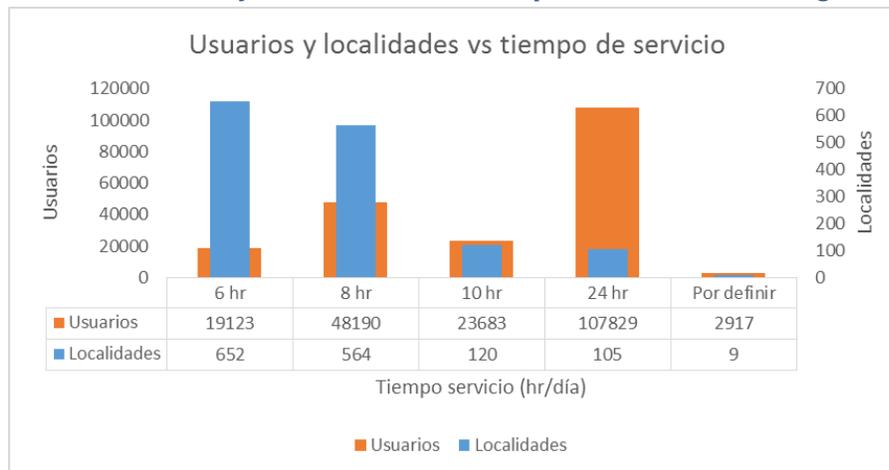
Figura 7. Usuarios SPEE



Fuente: Elaboración propia a partir de “Localidades Zonas No Interconectadas.xlsx”, IPSE

La siguiente figura muestra un resumen gráfico de lo mencionado anteriormente, es decir, la relación existente entre el número de localidades, el número de usuarios y el tiempo de servicio de energía eléctrica. Se observa nuevamente la cantidad significativa de usuarios que cuentan tan solo con 6 u 8 horas de servicio al día, y al mismo tiempo se observa que estos usuarios no se encuentran concentrados en pocas localidades, especialmente aquellos que reciben 6 horas de servicio al día.

Figura 8. Número de localidades y usuarios versus tiempo de servicio de energía eléctrica



Fuente: Elaboración propia a partir de “Localidades Zonas No Interconectadas.xlsx”, IPSE

### Municipios No Interconectados y Municipios Mixtos

La Tabla 9 muestra las localidades y su número de usuarios que se encuentran en Municipios No Interconectados al SIN y las localidades que se encuentran en Municipios Mixtos, es decir localidades cuya cabecera municipal está interconectada al SIN pero la localidad no lo está. En esta tabla se observa entonces que el 75.4 % de los usuarios (152.093) se encuentran en el 63.2% de las localidades cuyas cabeceras municipales NO se encuentran interconectadas al SIN (en departamentos como Amazonas, Guainía, Vaupés y Vichada, y obviamente San Andrés).

Tabla 9. Localidades de Municipios No Interconectados y Municipios Mixtos (SIN-ZNI)

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO NO INTERCONECTADO		MUNICIPIO MIXTO (SIN-ZNI)		SUBTOTAL	
	Localidades	Usuarios	Localidades	Usuarios	Localidades	Usuarios
AMAZONAS	61	10,811			61	10,811
ANTIOQUIA	42	3,406	1	123	43	3,529
ARCHIPIÉLAGO SAN ANDRÉS	2	18,715			2	18,715
BOLÍVAR	2	170	2	158	4	328
CAQUETÁ	9	1,547	38	4,083	47	5,630
CASANARE			3	1,267	3	1,267
CAUCA	126	21,541	2	234	128	21,775
CHOCÓ	167	23,595	141	14,203	308	37,798
GUAINIA	73	14,080			73	14,080
GUAVIARE	9	4,554	24	1,545	33	6,099
LA GUAJIRA			2	143	2	143
META	14	2,819	22	1,139	36	3,958
NARIÑO	312	35,408	240	20,219	552	55,627
PUTUMAYO	9	2,087	26	3,680	35	5,767
VALLE DEL CAUCA			33	2,855	33	2,855
VAUPES	54	4,866			54	4,866
VICHADA	36	8,494			36	8,494
<b>Total general</b>	<b>916</b>	<b>152,093</b>	<b>534</b>	<b>49,649</b>	<b>1,450</b>	<b>201,742</b>
Participación	63.2%		36.8%		100.0%	
Participación		75.4%		24.6%		100.0%

Fuente: Elaboración propia a partir de “Localidades Zonas No Interconectadas.xlsx”, IPSE

La Tabla 10 muestra las 226 localidades de Municipios No Interconectados en los departamentos donde solo existen Municipios No Interconectados, *municipios que probablemente permanecerán en los próximos años como NO Interconectados*, y en donde el aumento del tiempo de servicio podría conllevar energías renovables. Como era de esperarse, estas localidades se encuentran en los departamentos de Amazonas, Archipiélago de San Andrés, Guainía, Vaupés y Vichada, que son los departamentos más aislados del SIN.

Tabla 10. Localidades y usuarios de localidades en Municipios No Interconectados.

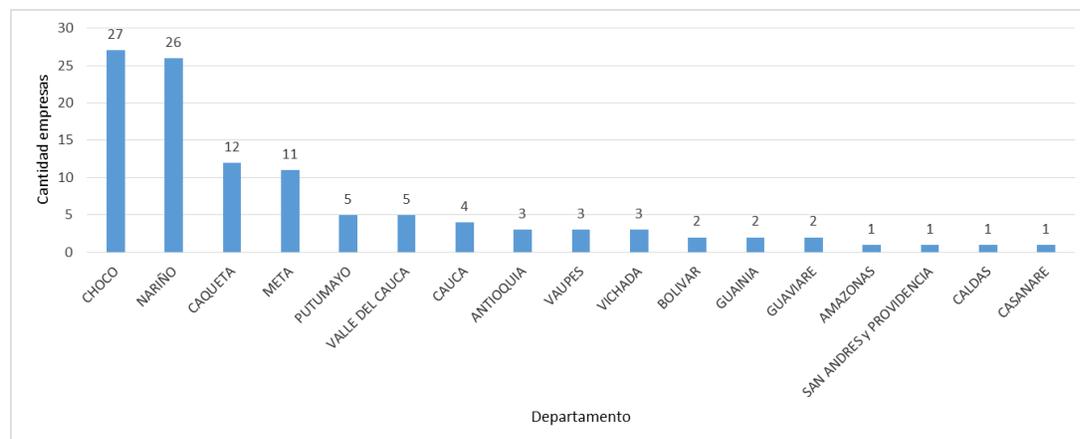
DEPARTAMENTO	MUNICIPIO NO INTERCONECTADO	
	Localidades	Usuarios
AMAZONAS	61	10811
ARCHIPIÉLAGO SAN ANDRÉS	2	18715
GUAÍNIA	73	14080
VAUPES	54	4866
VICHADA	36	8494
<b>Total general</b>	<b>226</b>	<b>56966</b>
Participación	15.6%	
Participación		28.2%

Fuente: Elaboración propia a partir de “Localidades Zonas No Interconectadas.xlsx”, IPSE

### Prestadores del servicio de energía eléctrica

La prestación del servicio se hace principalmente mediante plantas de generación Diésel, paneles solares y pequeñas centrales hidroeléctricas. El número total de empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica en los 17 departamentos de las ZNI bajo gestión del IPSE asciende a 109, registradas ante la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD). Los departamentos de Chocó, Nariño, Caquetá y Meta presentan el mayor número de ellas (Figura 9).

Figura 9. Distribución de las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica por departamento



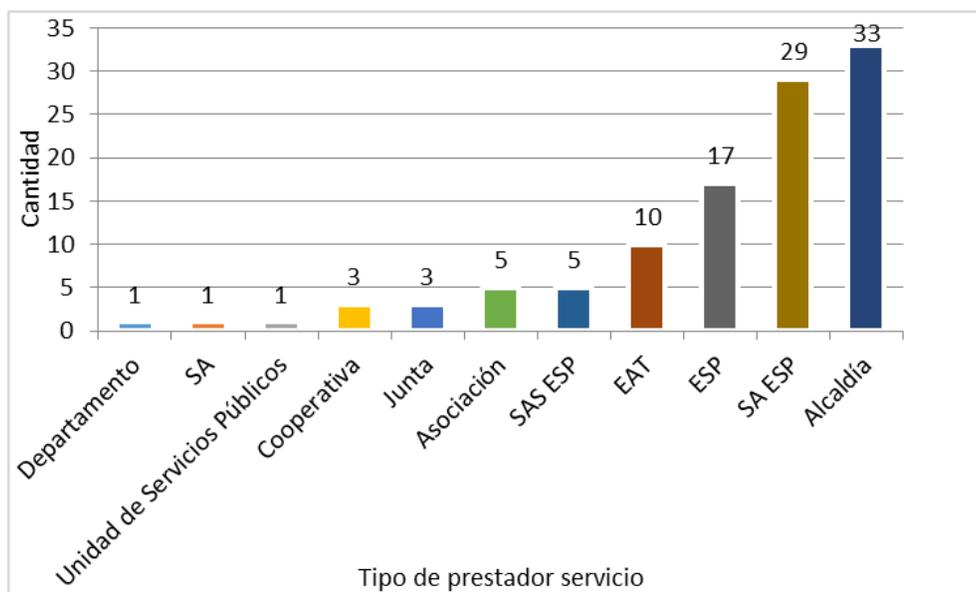
Fuente: Elaboración propia a partir de: Detalle de las empresas ZNI.xlsx, SSPD.

Las empresas prestadoras del servicio público de energía eléctrica pueden desarrollar, en forma integrada, las actividades de generación, distribución y comercialización (artículo 74 de la Ley 143 de 1994).

La Figura 10 muestra la distribución de las empresas según su constitución mercantil, esto de acuerdo con la inscripción de los prestadores al Registro Único de Prestadores, RUPS, administrado por la SSPD. La mayor parte de las empresas son alcaldías municipales y las Sociedades Anónimas Empresa de Servicio Públicos (SA ESP).

Es conveniente anotar que varias de estas empresas prestan servicios adicionales a energía eléctrica, como es el caso de varias que prestan también el servicio de acueducto (30) y que dependiendo de las características de cada acueducto, pueden emplear sistemas de bombeo y tratamiento de agua que son operaciones que conllevan consumo de energía.

Figura 10. Distribución de las empresas según su constitución mercantil



Acrónimos: SA: Sociedad Anónima; ESP: Empresa de Servicios Públicos; SAS: Sociedad por Acciones Simplificada; EAT: Empresas Asociativas de Trabajo

Fuente: Elaboración propia a partir de: Detalle de las empresas ZNI.xlsx, SSPD.

### Usuarios del servicio de energía eléctrica

Los usuarios del servicio de energía eléctrica son de dos tipos: residenciales y no-residenciales. Estos últimos se dividen en cuatro categorías: Oficial, Comercial, Industrial y Otros. De acuerdo con la información de la SSPD, el número total de usuarios residenciales reportados por 61 empresas a diciembre de 2014 era de 165.910, de los cuales el 84.6% eran de estrato 1 (Tabla 11). El consumo promedio por usuario en el estrato 1 en diciembre de 2014 fue de 67.66 kWh y el consumo por usuario más alto correspondió al estrato 6 con 721.9 kWh/mes para un número

reducido de 153 usuarios. Si se tiene en cuenta la totalidad de los usuarios residenciales, el consumo promedio es de 91.25 kWh/mes.

*Tabla 11. Usuarios residenciales y no residenciales (diciembre 2014, SSPD)*

Item	Item	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 6	Total
Usuarios	Cantidad	140,310	16,487	6,575	1,614	153	165,910
	Participación	84.6%	9.9%	4.0%	1.0%	0.1%	100.0%
Energía (kWh)	Cantidad	9,493,737	3,018,595	1,595,641	544,396	110,451	15,139,787
	Participación	62.7%	19.9%	10.5%	3.6%	0.7%	100.0%
Consumo (kWh/usuario)	Cantidad	67.66	183.09	242.68	337.30	721.90	91.25

Fuente: Elaboración propia a partir de: Suscriptores residenciales por empresa. SSPD. Diciembre 2014

El número de usuarios no residenciales ascendía a 9,655, reportados por 36 empresas, de los cuales el 78.5% eran comercio. La información del consumo de estos usuarios para el mes de diciembre de 2014 no es consistente (Tabla 12).

*Tabla 12. Usuarios no residenciales (diciembre 2014, SSPD)*

Empresas	Usuarios No - Residenciales				
	Oficial	Comercial	Industrial	Otros	Total
36	1,579	7,577	286	213	9,655
Participación	16.4%	78.5%	3.0%	2.2%	100.0%

Fuente: Elaboración propia a partir de: Suscriptores no residenciales por empresa. SSPD. Diciembre 2014

## Generación de energía eléctrica

### Tipo de Generación

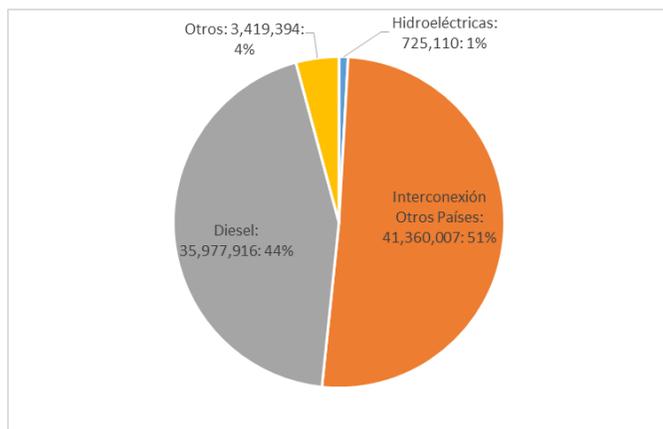
La energía eléctrica generada en las ZNI proviene de cuatro fuentes:

- Interconexión con países vecinos
- Plantas Diésel
- Fuentes de energía renovable
  - Hidroeléctricas
  - Sistemas fotovoltaicos
  - Aerogeneradores

De acuerdo con la información de la SSPD, la energía entregada durante diciembre de 2014 fue de 81.482 MWh, de los cuales el 51% de la energía proviene de la interconexión con los países vecinos pero principalmente con Venezuela para el municipio de Puerto Carreño en el Vichada,

el 44% de plantas de generación Diésel, el 1% de hidroeléctricas y el 4% de otros entre los que están incluidos los sistemas fotovoltaicos.

*Figura 11. Energía entregada en las ZNI por tipo de planta de generación durante diciembre 2014 (kWh, participación)*



Fuente: Elaboración propia a partir de: TOperativoDIESEL.xlsx y TOperativoOtrasFuentesdeGen.xlsx, SSPD

*Caracterización de las Plantas Diésel*

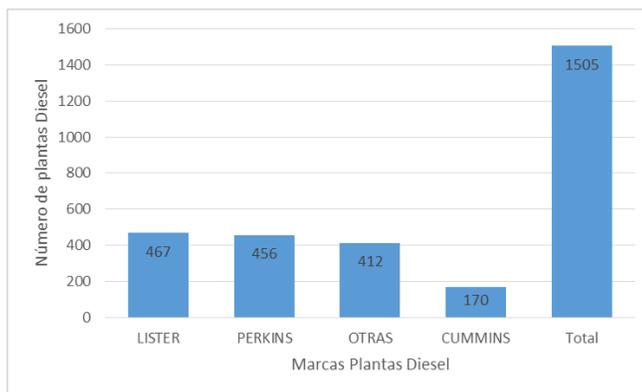
El reporte de generación de diciembre de 2014 de la SSPD da un número total de 1,505 plantas de generación con una capacidad total operativa de 187,439 kW, la mayoría de las marcas Lister, Perkins y Cummins. El mayor número de las plantas se encuentran en el rango de potencia de menores de 100 kW, con un total de 1,275 unidades.

*Tabla 13. Número de plantas Diésel y capacidades por rango de potencia (SSPD, diciembre 2014)*

Rango potencia	Número	Potencia (kW)
100 ≤ P/kW	1,275	50,052
100 < P/kW ≤ 200	102	14,015
200 < P/kW ≤ 1000	103	52,351
1000 < P/kW ≤ 2000	13	20,950
2000 < P/kW	12	50,071
<b>Totales</b>	<b>1,505</b>	<b>187,439</b>

Fuente: Elaboración propia a partir de: TOperativoDIESEL.xlsx y TOperativoOtrasFuentesdeGen.xlsx, SSPD

Figura 12. Marca y número de plantas Diésel



Fuente: Elaboración propia a partir de: TOperativoDIESEL.xlsx y TOperativoOtrasFuentesdeGen.xlsx, SSPD

La capacidad operativa del IPSE en las ZNI es de 215.568 kW, principalmente en plantas Diésel. Las mayores capacidades corresponden a San Andrés (68.736 kW), Chocó (32.783 kW), Nariño y Amazonas, las cuales todas ellas representan el 69.5% de la capacidad operativa total. La capacidad de las plantas Diésel varía desde decenas de kW hasta miles de kW como la unidad Wartsila de Leticia de 6900 kW.

Tabla 14. Capacidad operativa en las ZNI por departamento

DEPARTAMENTO	CAPACIDAD OPERATIVA(kW)
AMAZONAS	22.795
ANTIOQUIA	1.656
ARCHIPIELAGO DE SAN ANDRES	68.736
BOLIVAR	545
CAQUETA	4.450
CASANARE	2.564
CAUCA	9.029
CHOCO	32.783
GUAJIRA	7.612
GUAVIARE	3.316
LA GUAJIRA	1.171
META	6.529
NARIÑO	25.439
PUTUMAYO	9.184
VALLE DEL CAUCA	500
VAUPES	5.018
VICHADA	14.241
<b>TOTAL CAPACIDAD</b>	<b>215.568</b>

Fuente: Centro Nacional de Monitoreo –IPSE (Julio 2015) ppt.

Las FERNC se emplean por el IPSE en la actualidad en cinco localidades. La mayor capacidad de renovables se tiene en dos Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH) con una capacidad total de 2000 kW, 600 kW en Sistemas Fotovoltaicos (SFV) y 200 kW en energía eólica. Es de anotar que Nazareth y Titumate disponen de bancos de baterías e inversores conectados a la red local. Además, que Nazareth tiene fuera de servicio dos aerogeneradores de 100 kW cada uno de capacidad.

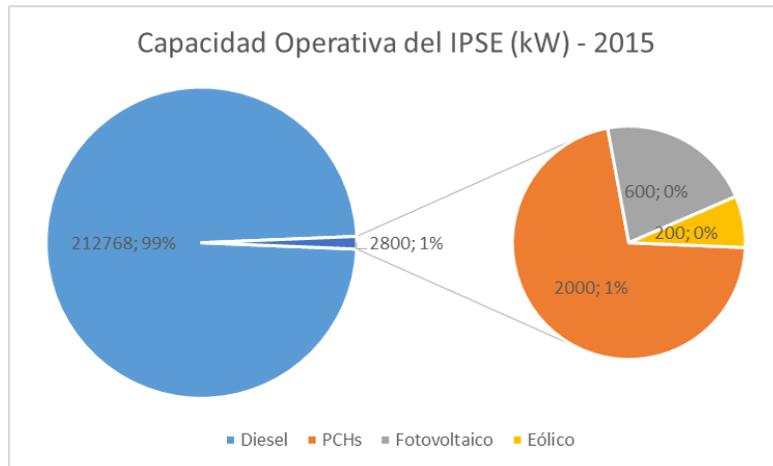
Tabla 15. Capacidad instalada con renovables y plantas Diésel

Departamento	Localidad	Renovable				Diésel			Total	Almacenamiento Banco de Baterías	Observación
		PCH (kW)	Fotovoltaico (kWp)	Eólico (kW)	Subtotal (kW)	Diésel 1 (kW)	Diésel 2 (kW)	Subtotal (kW)			
La Guajira	Nazareth		320	200	520	307		307	827	Si	Eólico fuera de servicio
Chocó	Titumate		105		105	124		124	229	Si	
Chocó	Bahía Solano	1875			1875	1000	800	1800	3675	No	
Chocó	Bahía Cupica	125			125	125		125	250	No	
Bolívar	Isla Fuerte		175		175	150	150	300	475		En remodelación
<b>Subtotales</b>		<b>2000</b>	<b>600</b>	<b>200</b>	<b>2800</b>	<b>1706</b>	<b>950</b>	<b>2656</b>	<b>5456</b>		

Es de resaltar que no están incluidas en esta tabla los numerosos sistemas fotovoltaicos individuales que se han instalado en diversos lugares de las ZNI, los cuales han sido sistemas 100% renovables ya que solamente han incluido módulos fotovoltaicos y bancos de baterías.

La capacidad operativa del IPSE (junio de 2015) asciende a 215.568 kW, de los cuales el 99% son plantas Diésel y el 1% es energía renovable.

Figura 13. Capacidad operativa del IPSE (junio de 2015)



Generación de energía eléctrica y consumo de combustible Diésel

La energía eléctrica total generada durante diciembre de 2014 por 69 empresas de generación en las ZNI, reportada por la SSPD, es de 35.977.916 kWh. Puesto que no está disponible el consumo de Diésel para cada empresa de generación, este se puede estimar a partir de la capacidad de la planta. El consumo específico de combustible reconocido al prestador del servicio depende del rango de la capacidad de la unidad de generación y está dada en la Tabla siguiente:

*Tabla 16. Consumo específico de combustible*

Rango potencia	gal/kWh	kWh/gal
100< P/kW	0.0974	10.2669
100< P/kW ≤ 200	0.0880	11.3636
200< P/kW ≤ 1000	0.0825	12.1212
1000< P/kW ≤ 2000	0.0801	12.4844
2000< P/kW	0.0722	13.8504

Fuente: Resolución CREG 004 de 2014, Art.6.2.2.

Por lo tanto, teniendo en cuenta la generación del mes de diciembre de 2014, el consumo estimado para este mes es de 2.822.925 galones (Tabla 17).

*Tabla 17. Generación de energía eléctrica por rango de potencia de las plantas Diésel (diciembre 2014).*

Rango potencia	Suma de CAR_T1097_KWGE NERADOS	gal/kWh	gal
100≤ P/kW	3,968,774	0.0974	386,559
100< P/kW ≤ 200	1,449,542	0.088	127,560
200<P/kW ≤ 1000	7,077,568	0.0825	583,899
1000< P/kW ≤ 2000	3,734,812	0.0801	299,158
2000< P/kW	19,747,220	0.0722	1,425,749
<b>Totales</b>	<b>35,977,916</b>		<b>2,822,925</b>

Fuente: Cálculos propios a partir de TOperativoDIESEL.xlsx Diciembre 2014, SSPD.

Es conveniente tener en cuenta que este es un estimado empleado para el reconocimiento del consumo de combustibles pero no es el consumo real de combustible en la generación, el cual depende de las condiciones operativas de la unidad de generación.

#### Localidades con telemetría del Centro Nacional de Monitoreo

El Centro Nacional de Monitoreo (CNM) del IPSE tiene en operación desde 2008 un sistema centralizado y automatizado de recolección de datos de operación en tiempo real de las centrales de generación en las ZNI. La tabla siguiente muestra como se ha expandido este sistema que ha alcanzado 71 sistemas en la actualidad.

Tabla 18. Lugares con telemetría

AÑO	No de Telemetrías
2008	8
2009	52
2010	51
2011	51
2012	50
2013	72
2014	72
2015*	71

\* a mayo

Fuente: CNM

De estas localidades, 60 se encuentran en Municipios No Interconectados, y con poblaciones del tipo T1- Más 300 usuarios y T2-Entre 151 y 300 usuarios, no habiéndose encontrado localidades de los tipos T3 y T4.

En cuanto se refiere al número de habitantes beneficiarios del servicio de energía en estas localidades, la información generalmente proviene del DANE y se fundamenta en el censo de 2005 y sus proyecciones. La cifra del número de habitantes también se suele estimar empleando el número de usuarios y multiplicando por el promedio del número de habitantes que es del orden de 5 habitantes por usuario. Sin embargo puede haber viviendas sin contador, por tanto no contabilizadas como usuarios, y además usuarios en cuyas viviendas viven varias familias o grupos familiares numerosos.

El número de usuarios es una cifra reportada por los suministradores del servicio y que es objeto de verificación durante las visitas que se realizan a las localidades. Las cifras de población y por tanto del número de usuarios deben ser verificadas durante las fases de planeación de los proyectos en cada lugar específico. Al examinar la información disponible se observa que el número de usuarios permanece constante durante periodos extensos de tiempo lo que indica necesidad de validación de las mismas.

**Tabla 19. Localidades con telemetría del CNM en Municipios No Interconectados.**

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO NO INTERCONECTADO					
	LOCALIDAD CON TELEMETRIA					
	T1. Más 300 usuarios y/o Cabecera		T2. Entre 151 y 300 usuarios		SUBTOTAL	
	Localidades	Usuarios	Localidades	Usuarios	Localidades	Usuarios
AMAZONAS	2	8,775	1	230	3	9,005
ANTIOQUIA	2	964			2	964
ARCHIPIÉLAGO SAN ANDRÉS	2	18,715			2	18,715
CAQUETÁ	1	150			1	150
CAUCA	7	5,763	1	220	8	5,983
CHOCÓ	15	11,383	5	1,244	20	12,627
GUAINIA	2	4,421			2	4,421
GUAVIARE	1	486			1	486
META	3	1,998			3	1,998
NARIÑO	8	9,377			8	9,377
PUTUMAYO	1	1,117	2	540	3	1,657
VAUPES	3	3,339			3	3,339
VICHADA	4	6,748			4	6,748
<b>Total general</b>	<b>51</b>	<b>73,236</b>	<b>9</b>	<b>2,234</b>	<b>60</b>	<b>75,470</b>

Fuente: Elaboración propia a partir de “Localidades Zonas No Interconectadas.xlsx”, IPSE

La Tabla 20 muestra las 11 localidades localizadas en Municipios Mixtos (SIN-ZNI) que cuentan con telemetría del CNM. Puede observarse que 7 de ellos son T1, 3 T2 y 1 T3.

**Tabla 20. Número de localidades y de usuarios en Municipios Mixtos (SIN-ZNI) con telemetría del CNM**

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO MIXTO (SIN - ZNI)							
	LOCALIDAD CON TELEMETRIA							
	T1. Más 300 usuarios y/o Cabecera		T2. Entre 151 y 300 usuarios		T3. Entre 51 y 150 usuarios		SUBTOTAL	
	Localidades	Usuarios	Localidades	Usuarios	Localidades	Usuarios	Localidades	Usuarios
BOLÍVAR			1	79			1	79
CAQUETÁ	1	402					1	402
CHOCÓ	1	552	1	265			2	817
LA GUAJIRA					1	143	1	143
META			1	280			1	280
NARIÑO	4	1,907					4	1,907
VALLE DEL CAUCA	1	458					1	458
<b>Total general</b>	<b>7</b>	<b>3,319</b>	<b>3</b>	<b>624</b>	<b>1</b>	<b>143</b>	<b>11</b>	<b>4,086</b>

Fuente: Elaboración propia a partir de “Localidades Zonas No Interconectadas.xlsx”, IPSE

La Tabla 21 muestra el nombre de las localidades y el número de usuarios de las localidades que disponen de telemetría en municipios mixtos.

Tabla 21. Nombre de las localidades y número de usuarios en Municipios Mixtos (SIN-ZNI) con telemetría del CNM

Etiquetas de fila	Cuenta de LOCALIDAD	Suma de USUARIOS
☐ BOLÍVAR	1	79
☐ CARTAGENA DE INDIAS	1	79
Isla Fuerte	1	79
☐ CAQUETÁ	1	402
☐ CARTAGENA DEL CHAIRÁ	1	402
Remolino Del Caguan	1	402
☐ CHOCÓ	2	817
☐ BAJO BAUDÓ (Pizarro)	2	817
Piliza	1	265
PIZARRO	1	552
☐ LA GUAJIRA	1	143
☐ URIBIA	1	143
Nazareth	1	143
☐ NARIÑO	5	2187
☐ ROBERTO PAYÁN (San José)	1	580
Bocas De Telembi	1	580
☐ TUMACO	4	1607
Bocas De Curay	1	280
Chajal	1	667
Pital	1	380
San Juan De La Costa	1	280
☐ VALLE DEL CAUCA	1	458
☐ BUENAVENTURA	1	458
Puerto Merizalde	1	458
<b>Total general</b>	<b>11</b>	<b>4086</b>

Fuente: Elaboración propia a partir de "Localidades Zonas No Interconectadas.xlsx", IPSE

## METAS Y PROYECTOS RELACIONADOS CON ZNI

### Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018

Este Plan enuncia que en las Zonas No Interconectadas y en zonas de difícil acceso se implementarán sistemas de generación de energía eléctrica con un criterio de eficiencia económica, según los lineamientos del Plan de Energización de las Zonas No Interconectadas (PEZNI, ver página **¡Error! Marcador no definido.**), dando prioridad a los proyectos contenidos en los planes de energización para estas zonas que consideren el uso productivo del recurso energético en beneficio de la comunidad. Así, se impulsará la implementación de los Planes de Energización Rural Sostenible (PERS)<sup>9</sup>.

#### Metas sectoriales del PND 2014-2018

El PND establece metas tanto sectoriales como institucionales en relación con las FERNC, la universalización del servicio de energía eléctrica y las ZNI (Tabla 22). De acuerdo entonces estas metas, la meta es incluir en las ZNI 8.434 nuevos usuarios (#2) y aumentar la capacidad en fuentes no convencionales de energía en las ZNI de 2.8 MW a 9 MW.

Tabla 22. Metas sectoriales e institucionales del PND 2014-2018

#	Metas PND 2015 - 2018		Línea base (2013)	Meta (2018)
1	<b>Sectorial</b>	<b>Nuevos usuarios con servicios de energía eléctrica con recursos públicos</b>	<b>56.14</b>	<b>173.469</b>
2	Institucional	Nuevos usuarios conectados a las Zonas No Interconectadas (ZNI) pertenecientes a zonas anteriormente sin cobertura mediante recursos públicos	15.219	8.434
3	Institucional	Nuevos usuarios conectados al Sistema Interconectado Nacional (SIN) pertenecientes a zonas anteriormente sin cobertura mediante recursos públicos	40.921	51.963
4	Institucional	Nuevos usuarios conectados al Sistema Interconectado Nacional (SIN) pertenecientes a zonas anteriormente sin cobertura mediante planes de expansión de los distribuidores	0	113072
5	<b>Sectorial</b>	<b>Capacidad instalada de fuentes no convencionales y energías renovables en el sistema energético nacional (MW)</b>	<b>9.893</b>	<b>11.113</b>
6	Institucional	Capacidad instalada de fuentes no convencionales de energías en las ZNI (MW)	2.8	9
7	Institucional	Proyectos de generación híbrida implementados con capacidad instalada superior a 1MW	0	4
8	Institucional	Planes de energización rural sostenibles (PERS)	1	4

Fuente: Elaboración propia a partir de PND, páginas 217 y 218.

<sup>9</sup> PND 2014-2018, página 203

## Metas del sector eléctrico

Más recientemente, el Decreto 1623 de 2015 de Minminas modifica y adiciona el Decreto 1073 de 2015 en lo relacionado con el establecimiento de lineamientos de política para la expansión de la cobertura del servicio de energía eléctrica en el SIN y en las ZNI.

Con este último decreto se espera llevar energía eléctrica a un total de 173,000 nuevas familias. Para esta meta, el gobierno nacional espera aportar \$0.8 billones y se espera una participación importante del sector privado por cerca de \$1.2 billones.

## Metas y proyectos del IPSE

Respecto a proyectos recientes en las ZNI bajo gestión del IPSE, durante el cuatrienio anterior (2010-2014), de 39 cabeceras municipales en las ZNI, solamente 8 tenían disponibilidad de 24 horas de servicio de energía eléctrica. El IPSE tuvo en este periodo como meta alcanzar 24 horas de servicio en todas estas cabeceras municipales. Progresivamente fueron alcanzando esta meta así: 9 en 2011, 5 en 2012, 2 en 2013 y 16 en 2014, para un total de 32, y las restantes están en desarrollo<sup>10</sup>.

Se considera que quedarán como ZNI puras, en el sentido de no interconectabilidad al SIN, Puerto Carreño, Mitú, Puerto Inírida, todo el Vaupés, Amazonas y Puerto Leguízamo. También durante este periodo se puso en operación el sistema híbrido de Titumate (Chocó). Hay actualmente en consideración proyectos de energía renovable en varios lugares de las ZNI, con sistemas solares fotovoltaicos para Puerto Carreño y Puerto Inírida en el rango de los MW, entre otros, y PCHs para San Vicente del Caguán y Puerto Rico, ambas localidades en el Caquetá.

---

<sup>10</sup> Metas 2010-2014.ppt. Dirección del IPSE (Junio 2015) Bogotá.

## CARACTERIZACIÓN DE LAS CONDICIONES SOCIO-ECONÓMICAS EN LAS ZNI

Este capítulo tiene por objeto describir las condiciones socio-económicas más relevantes de los departamentos de las ZNI de Colombia.

### NBI- ICV

La metodología de las Necesidades Básicas Insatisfechas (NBI) busca determinar, con ayuda de algunos indicadores simples, si las necesidades básicas de la población se encuentran cubiertas. Los grupos que no alcancen un umbral mínimo fijado, son clasificados como pobres. Los indicadores simples seleccionados, son:

- Viviendas inadecuadas
- Viviendas con hacinamiento crítico
- Viviendas con servicios inadecuados
- Viviendas con alta dependencia económica
- Viviendas con niños en edad escolar que no asisten a la escuela

Existe información disponible sobre necesidades básicas insatisfechas para 1,122 municipios del país, tanto para las cabeceras municipales como para el resto del municipio. Como se indicó al inicio del documento, la información de las ZNI del IPSE cubre 1,450 localidades que se encuentran en 110 municipios, los que a su vez se encuentran en 17 departamentos.

La *Tabla 23* muestra las NBI para el resto de la población (esto es, la población total del municipio menos la población de la cabecera municipal) por departamento. Esta tabla se ha calculado a partir de los valores de cada uno de los municipios de las ZNI y se ha promediado por departamento. La tabla muestra que los indicadores son realmente altos para todos los restos de cabeceras en todos los departamentos, excepto para San Andrés y Providencia, debido probablemente a la actividad económica de sus habitantes derivada principalmente del turismo.

La Figura 14 muestra el porcentaje de personas que viven en pobreza en los diferentes departamentos del país. Chocó, Cauca y La Guajira, departamentos ZNI y sin que haya información sobre los demás, tienen tasas de pobreza que sobrepasan en mucho la meta 2015 de los Objetivos del Milenio (ODM) de Naciones Unidas.

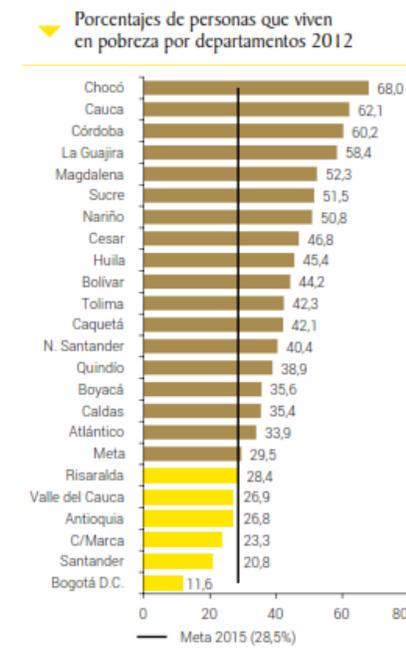
Tabla 23. NBI por resto de población en municipios ZNI (diciembre 2011)

Nombre Departamento	Prop de Personas en NBI (%)	Promedio de Prop de Personas en miseria <sup>2</sup>	Promedio de Componente vivienda <sup>2</sup>	Promedio de Componente Servicios <sup>2</sup>	Promedio de Componente Hacinamiento <sup>2</sup>	Promedio de Componente Inasistencia <sup>2</sup>	Promedio de Componente dependencia económica <sup>2</sup>
AMAZONAS	76.4	56.2	44.2	61.4	59.4	45.7	48.5
ANTIOQUIA	74.8	37.5	10.4	59.5	25.8	16.0	23.7
BOLIVAR	35.5	8.7	12.1	4.5	10.8	1.9	15.9
CAQUETA	65.5	32.5	28.0	42.1	17.7	17.6	27.5
CASANARE	62.0	32.9	40.8	5.7	31.2	12.1	23.9
CAUCA	67.3	35.3	14.7	44.4	22.4	10.5	26.0
CHOCO	74.4	41.5	20.7	61.1	28.9	21.9	24.8
GUAINIA	97.0	88.9	89.8	89.2	72.5	73.5	77.2
GUAVIARE	75.6	52.1	57.1	55.1	42.7	39.0	42.0
LA GUAJIRA	98.4	92.0	89.5	50.6	83.8	40.1	71.0
META	79.0	66.4	71.4	62.7	59.2	54.8	58.3
NARIÑO	70.5	36.0	13.4	51.8	27.9	19.3	30.0
PUTUMAYO	54.5	24.9	17.9	37.7	25.9	18.1	24.6
SAN ANDRES	16.1	1.5	0.7	4.8	6.4	3.1	2.7
VALLE DEL CAUCA	47.3	17.8	3.3	25.7	18.8	5.0	17.2
VAUPES	90.5	70.5	60.1	67.7	66.2	35.5	40.6
VICHADA	83.0	66.8	68.5	59.8	56.9	36.1	42.5
<b>Total general</b>	<b>72.5</b>	<b>45.9</b>	<b>34.9</b>	<b>54.4</b>	<b>37.6</b>	<b>28.9</b>	<b>35.2</b>

Fuente: RESULTADOS CENSO GENERAL 2005  
 Necesidades Básicas Insatisfechas - NBI, por total, cabecera y resto, según departamento y nacional a 31 de Diciembre de 2011.  
 COLOMBIA

Nota. En fondo rosado, valores superiores al promedio nacional  
 Fuente: NBI\_desagregadas\_cab\_resto\_mpio\_nal\_30jun11 HR xls.xls

Figura 14. Porcentaje de personas que viven en pobreza por departamentos 2012



Fuente: Elaboración PNUD de información DANE

Fuente: **Objetivos de Desarrollo del Milenio Colombia 2014**. UNDP (2014).

En relación con la temática de este capítulo, en el Anexo 2 se encuentra una información correspondiente al rol de la energía en el mejoramiento de la condiciones de vida.

## POTENCIALES DE LAS FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE EN COLOMBIA

El objetivo de este capítulo es especificar los potenciales de las Fuentes de Energía Renovable (FER) en los departamentos de Colombia, en particular para las ZNI.

Las FER, consideradas en general, es un conjunto de fuentes de energía que fluyen en la naturaleza. Estas son energía, energía solar, eólica, hidroenergía, biomasa, energía de los mares (de las mareas, olas, corrientes marinas, gradiente térmico marino) y geotermia.

En este estudio se considerarán solamente las cuatro primeras debido a la práctica inexistencia de información para las demás FER en las ZNI.

Se describirá la información actualmente disponible y sus características, y se presentará información sobre la actualización de la información de varias de ellas en el país.

### Potencial de energía solar

Se consideran dos fuentes de información disponibles.

#### Atlas de Radiación Solar de Colombia

El Atlas de Radiación Solar de Colombia, desarrollado por la UPME y el IDEAM, presenta la información sobre el potencial de la energía solar en Colombia<sup>11</sup>. La información contenida en este informe es la siguiente:

- Resumen ejecutivo
- Mapas de Radiación Solar Global sobre una superficie horizontal plana, 12 promedios mensuales y 1 mapa promedio anual.
- Mapas de Brillo Solar, 12 promedios mensuales y 1 mapa promedio anual.
- Mapas de Radiación Ultravioleta en la banda 305 nm, 12 promedios mensuales y 1 mapa promedio anual.
- Mapas de Columna de Ozono, 12 promedios mensuales y 1 mapa promedio anual.
- Mapas de índice Ultra Violeta (UV) para Colombia, 12 promedios mensuales y 1 mapa promedio anual.
- Anexos con información sobre características de la radiación solar terrestre.

---

<sup>11</sup> **Atlas de Radiación Solar de Colombia.** UPME – IDEAM. (2005) Bogotá, Colombia  
<http://www.si3ea.gov.co/Home/EnergiaSolar/tabid/74/language/es-ES/Default.aspx>

## Metodología

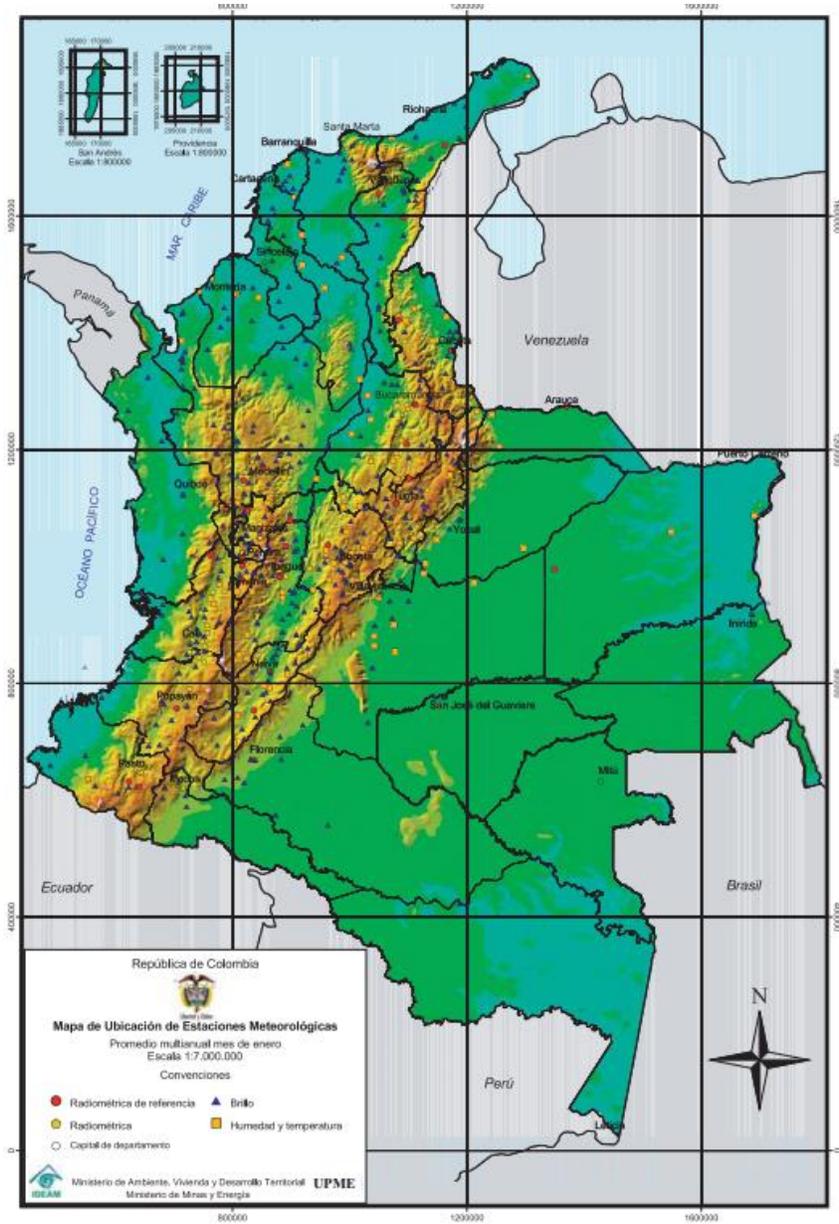
El modelo empleado para la evaluación del potencial se fundamenta en el modelo de Ångström modificado que relaciona el brillo solar y la radiación solar global. Se empleó para la versión 2003 del Atlas, la información de 383 estaciones de brillo solar y la de 32 estaciones de referencia dotadas de equipo para medición tanto del brillo solar como de la radiación solar global. Como instrumentos se emplearon solarímetros Campbell-Stokes para la medición del brillo solar en todas las estaciones y una combinación de solarímetros, actinógrafos y piranómetros de termopila en las estaciones de referencia. Los resultados del ajuste de los coeficientes de regresión para el modelo de Ångström modificado de las estaciones de referencia fueron extrapolados a las 383 estaciones de brillo solar para el cálculo de la radiación solar global, teniendo en cuenta similitudes geográficas, climáticas y ecológicas entre las estaciones de referencia y las estaciones con solarímetro. Las series de tiempo comprenden el periodo 1991-2002. El Atlas no presenta en forma tabular los resultados de la radiación para cada una de las estaciones. Para la realización de los mapas, a partir de la información de radiación solar global en cada estación se extrapoló la información mediante un módulo de análisis espacial en un Sistema de Información Geográfica (SIG).

## Resultados

La Figura 15 muestra la ubicación de las estaciones meteorológicas empleadas, marcadas con símbolos de colores los cuatro tipos de estaciones. Como puede observarse en este mapa, la mayoría de las estaciones se encuentran ubicadas en la zona Andina y la Costa Atlántica, y un número reducido en la Costa Pacífica, la región Amazónica y la Orinoquía. Al comparar este mapa con el mapa de las ZNI, se encuentra entonces que las ZNI tienen un número reducido de estaciones, lo cual constituye una limitante en la información del recurso solar para estas zonas.

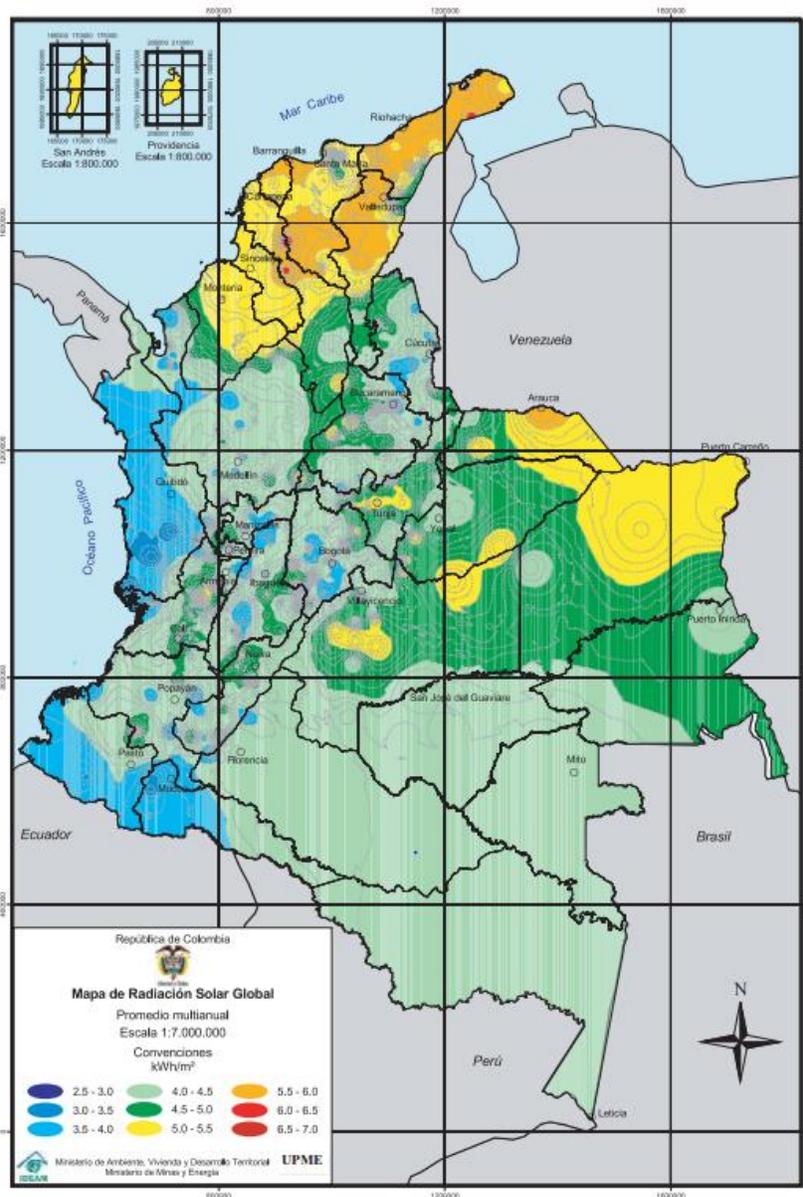
La Figura 16 muestra el promedio multianual de la radiación solar global para todo el país, en rangos que van desde 2.5–3.0 kWh/m<sup>2</sup>/día hasta 6.5-7.0 kWh/m<sup>2</sup>/día. Como puede observarse, en primer lugar, la resolución espacial de la información es por la carencia de estaciones en las ZNI bastante baja como puede observarse por el valor generalizado de 4.0-4.5 kWh/m<sup>2</sup> para la zona amazónica, la zona de la Orinoquía como valores isla elevados alrededor de la proximidad de varias de las pocas estaciones disponible. En segundo lugar, el potencial para las ZNI más alto corresponde a la Guajira (5.5-6.0 kWh/m<sup>2</sup>/día), el archipiélago de San Andrés y Providencia con 5.0 a 5.5 kWh/m<sup>2</sup>/día), la Amazonía con 4.0-4.5 kWh/m<sup>2</sup>/día, la Orinoquía entre 4.5-5.5 kWh/m<sup>2</sup>/día y la región costera del pacífico entre 3.0–4.0 kWh/m<sup>2</sup>/día.

### *Figura 15. Mapa de ubicación de las estaciones meteorológicas*



Fuente: Atlas de Radiación Solar de Colombia. UPME – IDEAM. (2005) Bogotá, Colombia. Página 27.

Figura 16. Radiación solar global promedio multianual



Fuente: Atlas de Radiación Solar de Colombia. UPME – IDEAM. (2005) Bogotá, Colombia. Página 40.

### Información de Radiación Solar de SWERA

El objetivo del programa de SWERA es proporcionar información on-line sobre recursos de energía renovables, de alta calidad y sin costo alguno, para los usuarios de todos los países alrededor del mundo. Los mapas, los atlas y las evaluaciones pueden ser descargadas del web site. Asimismo, los datos del SIG y las series de tiempo junto con las herramientas de

optimización de la energía necesarias para aplicar estos datos también se pueden descargar del web site<sup>12</sup>.

La información de SWERA tiene las siguientes características principales:

- Modelo de radiación: Climatological Solar Radiation Model (CSR) desarrollado por el National Renewable Energy Laboratory, USA (NREL)
- Tamaño de la celdas: ap. 40 km x 40 km
- Validación de resultados con estaciones terrestres (no se emplearon estaciones colombianas)
- Incertidumbre estimada: + - 10%
- Periodo información empleada: 01/01/1985 hasta 12/31/1991.

Para determinar la radiación solar en un lugar determinado, es necesario identificar el centro de la celda más próxima al lugar del proyecto dentro de la extensa base de registros de SWERA.

#### NASA Surface Meteorology and Solar Energy

NASA Surface meteorology and Solar Energy (SSE) suministra información sobre radiación global, difusa y directa normal, global sobre superficie inclinadas y parámetros meteorológicos como humedad relativa, puntos de rocío, precipitación, velocidad del viento, grados día, y presión atmosférica<sup>13</sup>. SSE tiene las siguientes características principales:

- Modelo de radiación: SRB Radiative Transfer Model
- Tamaño de la celdas: ap. 1° x 1° (aproximadamente en Colombia: 111 km x 111 km)
- Validación de resultados con estaciones terrestres (no se emplearon estaciones colombianas)
- Incertidumbre estimada. RMS : 8.71% para radiación global; para temperaturas y humedad relativa: RMS = <9.40%
- Periodo información empleada: 07/01/1983 hasta 6/30/2006

---

<sup>12</sup> <http://swera.unep.net/>

<sup>13</sup> <https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/sse.cgi?skip@larc.nasa.gov+s00#s00>

## Potencial de energía eólica

### Atlas de Viento y Energía Eólica de Colombia

El Atlas de Viento y de Energía Eólica de Colombia ha sido desarrollado por la UPME y el IDEAM, y fue publicado en el 2006<sup>14</sup>. Es el estudio más reciente sobre el viento y potencial eólico del país.

La información contenida en este informe es la siguiente:

- Capítulo 1: Colección de 12 mapas mensuales y 1 mapa anual sobre la *velocidad promedio del viento en superficie* interpolada a una resolución de 10x10 kilómetros,
- Capítulo 2: Colección de 12 mapas mensuales de *desviación estándar del viento en superficie*,
- Capítulo 3: Colección de 12 mapas mensuales de *sesgo del viento en superficie*.
- Capítulo 4: Ciclo diario mensual del viento para 16 lugares del país donde la persistencia del viento a lo largo del ciclo diario y/o para ciertas épocas del año puede llegar a ser aprovechable para la generación de la energía.
- Capítulo 5: Colección de *12 mapas mensuales y 1 mapa anual de la densidad de energía a 20 metros de altura* interpolada a una resolución de 10x10 kilómetros y *12 mapas mensuales junto con 1 mapa anual de la densidad de energía a 50 metros de altura*
- Anexo 1: Explica los aspectos básicos para comprender el movimiento del aire y las causas que lo explican.
- Anexo 2: Muestra la complejidad de la modelación del campo del viento en superficie
- Anexo 3: Muestra el tratamiento estadístico realizado a los datos de viento
- Anexo 4: Describe el modelamiento físico llevado a cabo para generar la distribución espacial de los campos de viento y de la evaluación del potencial energético del recurso eólico en Colombia a distintas alturas.

De especial interés para este estudio son principalmente la información del capítulo 5 y en particular la “densidad de energía en el viento” para la región del proyecto, y a la altura de 50 m.

---

<sup>14</sup> **Atlas de Viento y de Energía Eólica de Colombia** (2006) UPME – IDEAM. Bogotá. Colombia  
<http://www.si3ea.gov.co/Home/Energ%C3%ADaEolica/tabid/75/language/es-ES/Default.aspx>

## Metodología

La información empleada para la elaboración del Atlas proviene en su mayor parte de las estaciones del IDEAM. Esta fue tomada con anemógrafos mecánicos de los tipos Lambrecht, Woelfle y Fuess que miden la velocidad y dirección del viento, con sensores instalados a la altura de 10 m sobre la superficie. Para la elaboración del Atlas de cobertura nacional se seleccionó la información de 111 estaciones y se procesaron 5.118 meses-gráficas para el periodo 1972-2004.

La modelación de los datos faltantes en las series de tiempo empleó modelos auto-regresivos integrados de media móvil denominados ARIMA, para cada una de las estaciones y datos de la misma variable meteorológica. Adicional a ello se determinaron los parámetros de forma y escala de la distribución bimodal de Weibull, empleada para el análisis del viento en los proyectos de energía eólica.

Para la elaboración de los mapas, se desarrolló un algoritmo que permite a partir de la información de las estaciones seleccionadas, calcular la dirección y velocidad del viento en superficie con una resolución de 10x10 kilómetros y a las alturas de 20 y 50 metros, con el uso de perfiles verticales de viento que requieren, además de la velocidad del viento en superficie, el conocimiento de la rugosidad superficial de la celda en cuestión.

Posteriormente se determinó la densidad de potencia eólica<sup>15</sup> a estas alturas, la cual necesita, adicional al conocimiento de la velocidad del viento a las alturas requeridas, el cálculo de la densidad del aire, que a su vez necesita los campos de la presión atmosférica y de la temperatura del aire, variables que en el campo dependen de elevación del terreno. Además es necesario tener en cuenta la manera cómo la rugosidad del terreno afecta la extrapolación de los resultados de las mediciones tomadas a 10 m de altura a las alturas a las cuales se estimó el potencial en el país, 20 y 50 m.

## Resultados

La

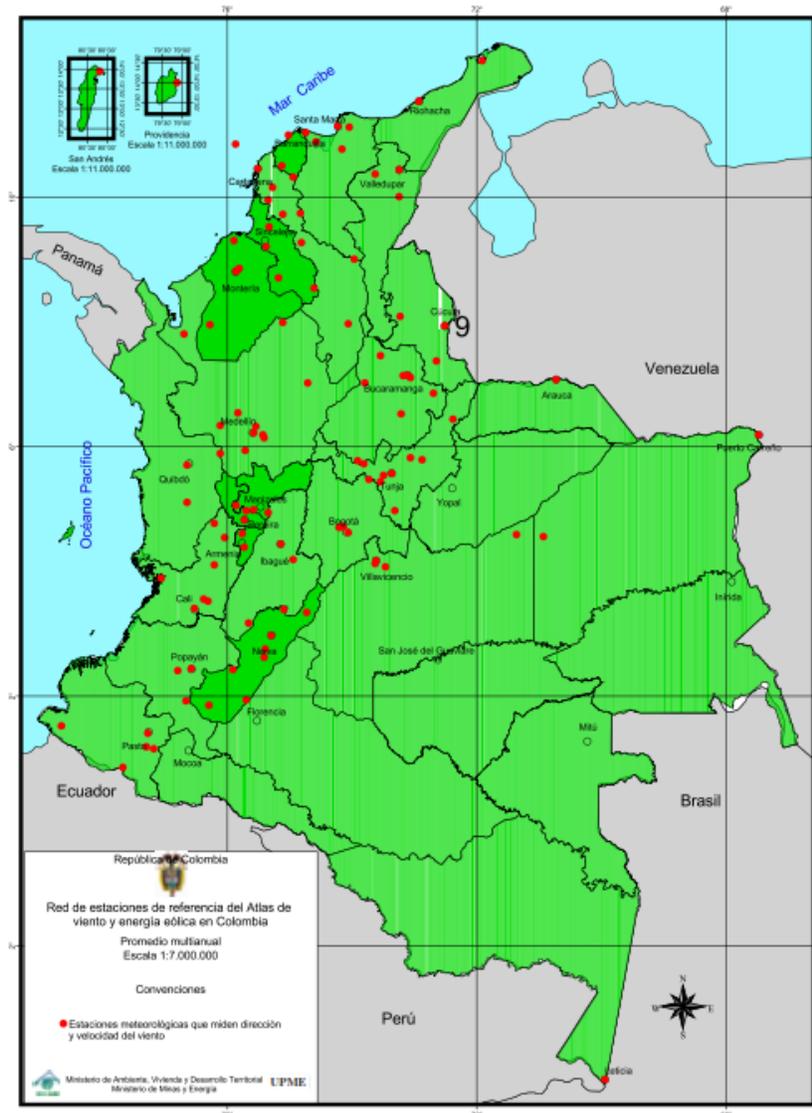
Figura 17 muestra la ubicación de las estaciones meteorológicas empleadas. Como puede observarse en este mapa, la mayoría de las estaciones se encuentran ubicadas en la zona Andina y la Costa Atlántica, y un número reducido en la Costa Pacífica, la región Amazónica y la Orinoquía. Al comparar este mapa con el mapa de las ZNI, se encuentra entonces que las ZNI

---

<sup>15</sup> En el texto original del Atlas se menciona “densidad de energía eólica” cuando el término correcto es “densidad de potencia eólica”. Este último es el término que se empleará a pesar de que los mapas del Atlas mencionan densidad de energía eólica.

tienen un número reducido de estaciones, lo cual constituye una limitante en la información del recurso eólico para estas zonas.

Figura 17. Mapa de ubicación de las estaciones de referencia para el Atlas de Viento

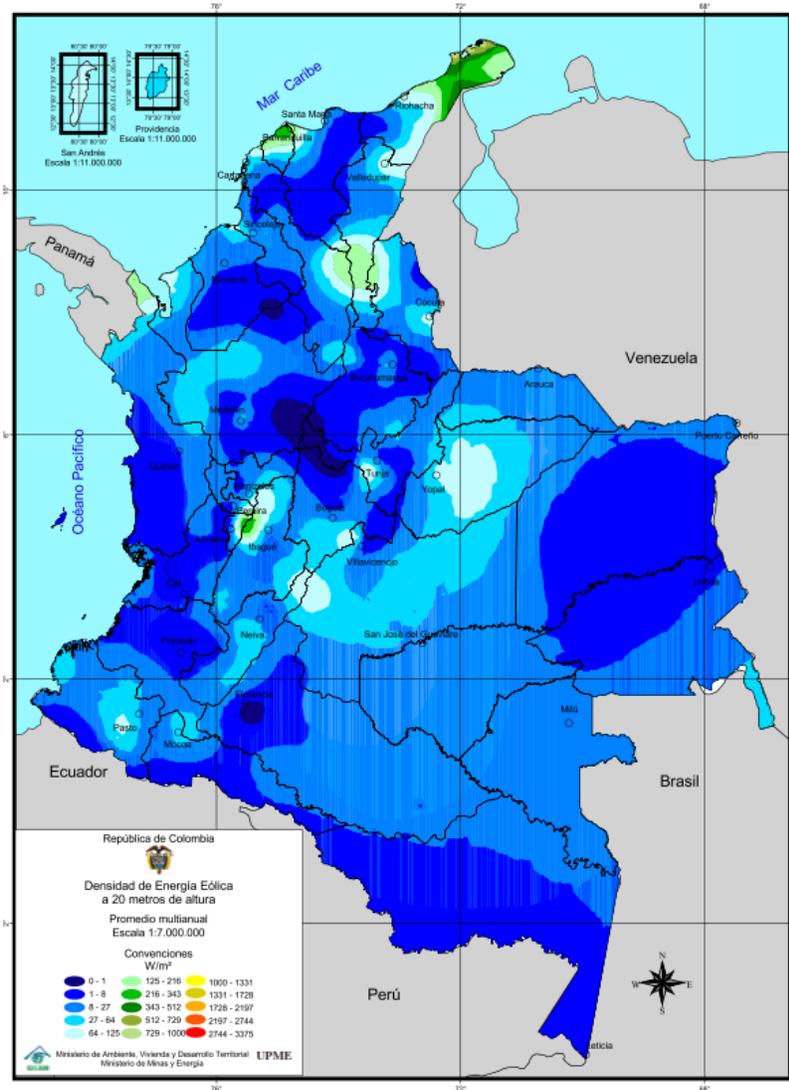


Fuente: **Atlas de Viento y de Energía Eólica de Colombia** (2006) UPME – IDEAM. Bogotá. Colombia. Página 130.

La Figura 18 muestra el promedio multianual de la densidad de potencia eólica en  $W/m^2$  a la altura de 20 m para todo el país, en rangos que van desde 0-1 hasta 2,744–3,375  $W/m^2$ . Como puede observarse, en primer lugar, la resolución espacial de la información es por la carencia de estaciones en las ZNI bastante baja como puede observarse por los rangos generalizados de 1-8 y de 8-27  $W/m^2$  para la región Amazónica, la región de la Orinoquía y la costa pacífica, con algunas zonas dentro de esas regiones con rango 27-64  $W/m^2$ . En segundo lugar, el potencial

para las ZNI más alto corresponde a la Guajira (64-729 W/m<sup>2</sup>), el archipiélago de San Andrés y Providencia con 27-125 W/m<sup>2</sup>).

Figura 18. Promedio multianual de la densidad de potencia eólica a 20 m de altura

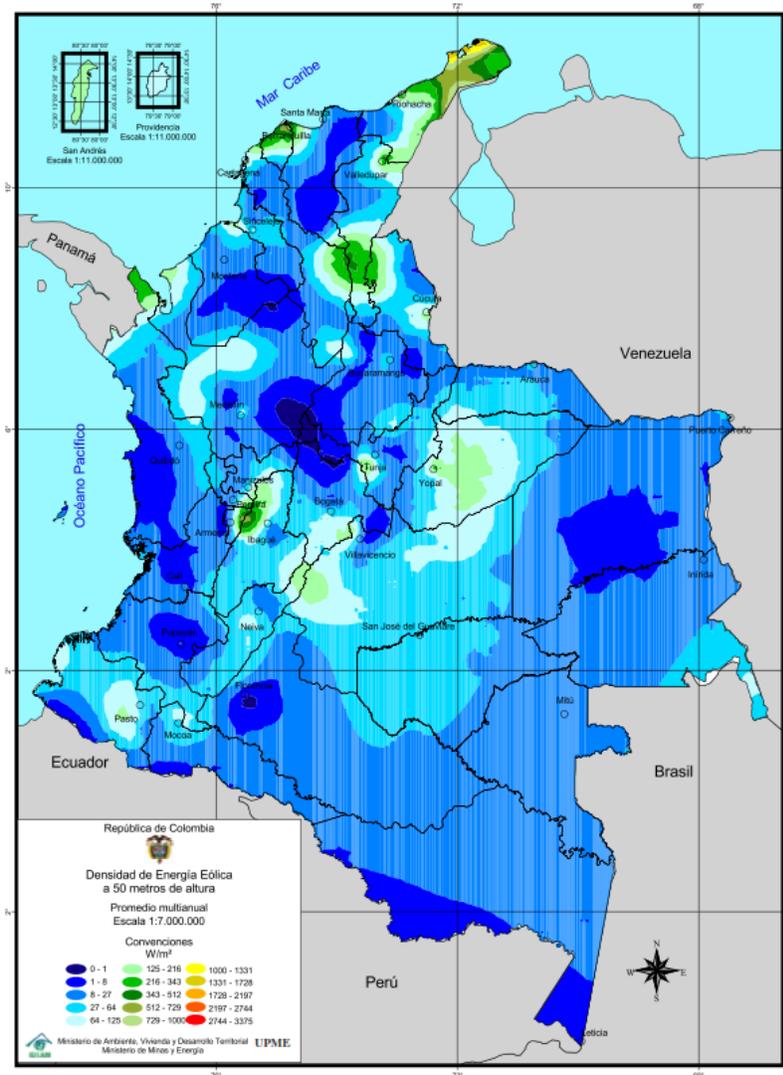


Fuente: Atlas de Viento y de Energía Eólica de Colombia (2006) UPME – IDEAM. Bogotá. Colombia. Página 89.

A la altura de 50 m, las densidades de potencia aumentan con relación a la altura de 20 m. La Figura 19 muestra el promedio multianual de la densidad de potencia eólica en W/m<sup>2</sup> a la altura de 20 m para todo el país, en rangos que van desde 0-1 hasta 2,744–3,375 W/m<sup>2</sup>. Como puede observarse, en primer lugar, la resolución espacial de la información es por la carencia de estaciones en las ZNI bastante baja como puede observarse por los rangos generalizados de 1-8 y de 8-27 W/m<sup>2</sup> para la región Amazónica, la región de la Orinoquía y la costa pacífica, con algunas zonas dentro de esas regiones con rango 27-64 W/m<sup>2</sup>. En segundo lugar, el potencial

para las ZNI más alto corresponde a la Guajira (216-1728 W/m<sup>2</sup>), el archipiélago de San Andrés y Providencia con 64-343 W/m<sup>2</sup>).

Figura 19. Promedio multianual de la densidad de potencia eólica a 50 m de altura



Fuente: Atlas de Viento y de Energía Eólica de Colombia (2006) UPME – IDEAM. Bogotá. Colombia. Página 102.

### NASA Surface Meteorology

El SSE desarrollado por NASA permite obtener información de diferentes propiedades del viento, dentro de la cual se encuentra la velocidad del viento a 50 m de altura, así como de temperatura

ambiental y la presión atmosférica, así como de otras variables meteorológicas<sup>16</sup>. La metodología empleada se encuentra descrita en SSE Methodology<sup>17</sup>.

## Potencial de energía hidráulica

El potencial de energía hidráulica se ha estimado a partir de dos variables<sup>18</sup>:

- Escorrentía a partir de los datos del estudio Balance Hídrico de Colombia, realizado por la Universidad Nacional para la UPME
- Pendiente del terreno a partir de un modelo de elevación digital (DEM).

Dando un peso de 60% a la escorrentía con cinco clasificaciones (Muy baja: 0-1000 mm/año; Baja: 1000-1500 mm/año; Media: 1500-2000 mm/año; Alta: 2000-2500 mm/año; Muy Alta: >2500 mm/año) y 40% a la pendiente del terreno con tres calificaciones (Baja: 0 a 3%; Media: 3-15%; Alta (>15%).

La

---

<sup>16</sup> <https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>

<sup>17</sup> Surface meteorology and Solar Energy (SSE) Release 6.0 Methodology Version 3.1.2 May 6, 2014  
Descargada el 30.06.2015 de <https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/documents/SSE6Methodology.pdf>

<sup>18</sup> Mapa de Recursos Energéticos Renovables – Mapa de Potencial Hídrico (sin información bibliográfica).

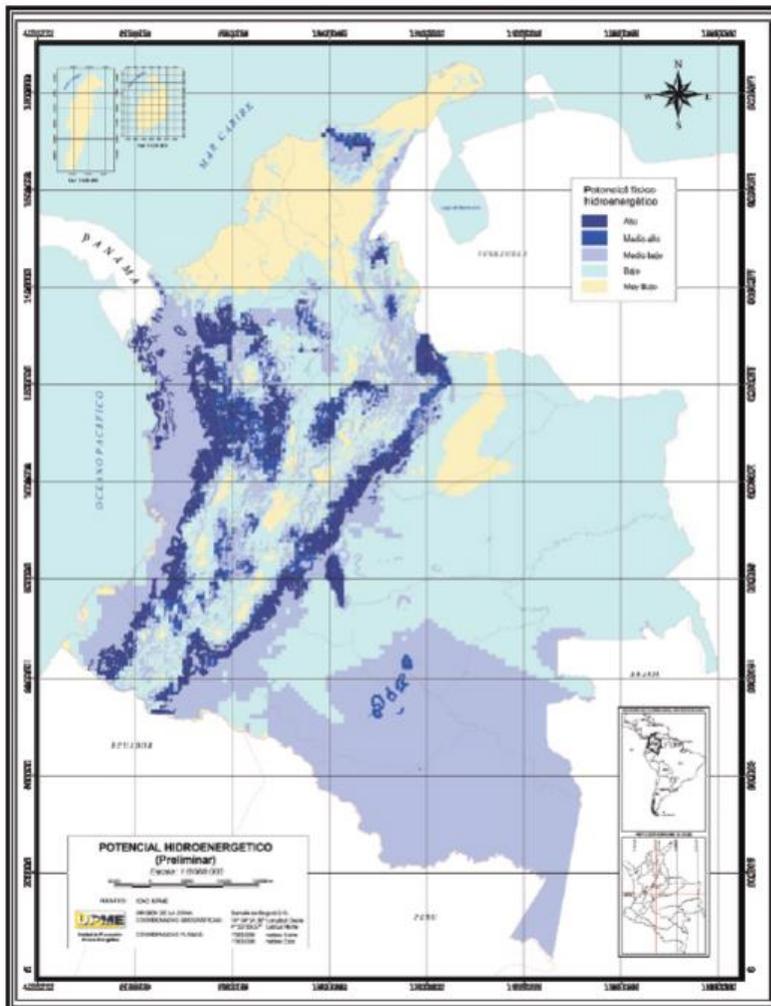
Descargado 30.06.2015 de [http://www.si3ea.gov.co/si3ea/documentos/documentacion/energias\\_alternativas/potencialidades/mapaHidrico.pdf](http://www.si3ea.gov.co/si3ea/documentos/documentacion/energias_alternativas/potencialidades/mapaHidrico.pdf)

Figura 20 muestra que las ZNI tienen potenciales muy bajos en La Guajira y en Archipiélago de San Andrés y Providencia, mientras que en la Amazonia, Orinoquía y Costa Pacífica varía entre Bajo y Medio Bajo<sup>19</sup>. También se observa que se eleva a Medio Alto y Alto en los piedemontes de la cordillera oriental que dan hacia la Orinoquia y Amazonía, al igual en los lugares de la costa Pacífica donde se presentan cadenas montañosas (serranía del Baudó).

---

<sup>19</sup> No hay una explicación del significado de estas calificaciones ni su traducción a energía o potencia.

Figura 20. Mapa del potencial hídrico (preliminar)



Fuente: Mapa de Recursos Energéticos Renovables – Mapa de Potencial Hídrico (sin información bibliográfica), Página 3 (la baja resolución es debida a la misma en el documento original)

## Potencial de biomasa

Biomasa es la materia viva presente en una capa muy fina de la superficie terrestre llamada biosfera. Los residuos generados a partir de los procesos de transformación natural o artificial de la materia viva, también son biomasa.

La biomasa es un recurso renovable porque forma parte del flujo natural de energía. La biomasa residual son los subproductos que se derivan de las transformaciones naturales e industriales de la materia orgánica. Algunos ejemplos de biomasa residual son los residuos de cosechas, podas de zonas verde urbanas, efluentes de plantas de tratamiento de aguas residuales, entre otros. Se diferencia la biomasa residual de otras formas de biomasa como la constituida por extensas

zonas selváticas que forman parte de ecosistemas complejos y que es necesario conservar para la salud del planeta. Además es necesario tener en cuenta que otra forma de biomasa son los cultivos de especies permanentes y transitorias, de los cuales Colombia tenía en 2005 cerca de 4 Mha, entre los que se encuentran caña de azúcar, palma aceitera, arroz, caña panelera, café, banano y plátano. De esta agroindustria se generan diferentes tipos de biomasa agrícola residual, clasificada como residuos agrícolas de cosecha y agroindustriales propiamente dichos<sup>20</sup>.

Además, el país tenía en 2006 cerca de 39 Mha destinada a actividades agropecuarias. Esta actividad genera gran cantidad de estiércol que es también una fuente de biomasa residual aprovechable con fines energéticos. Por otro lado, se generan 21.000 t/día de residuos sólidos de actividades residenciales, comerciales, e institucionales, con un contenido de 56% de masa de material orgánicos. La Figura 21 muestra las cuatro principales fuentes de biomasa residual.

Como tecnologías para el aprovechamiento de esta biomasa se tiene dos categorías: tecnologías técnicas y biológicas. Las térmicas incluyen la combustión, la pirolisis, gasificación y termólisis. Como técnicas biológicas, la fermentación y la digestión anaeróbica.

El potencial de biomasa se encuentra en este estudio por tipo de producto. La información consignada estima el potencial energético en TJ/año, en función de la cantidad de residuos (t/año), que es una fracción propia de cada cultivo, de la producción (t producto/año), y la cual a su vez, para un departamento específico, es función del área sembrada (ha/departamento).

*Figura 21. Tipos de biomasa residual*

Fuente generadora de biomasa	Tipo de residuo	Características físicas
Residuos forestales	Restos de aserrío: corteza, aserrín, astillas	Polvo, sólido, HR <sup>1</sup> >50%
	Restos de ebanistería: aserrín, trozos, astillas	Polvo sólido, HR 30-45%
	Restos de plantaciones: ramas, corteza, raíces	Sólido, HR >50%
Residuos agropecuarios	Cáscara y pulpa de frutas y vegetales	Sólido muy húmedo
	Cáscara y polvo de granos secos	Polvo, HR <25%
	Estiércol	Sólido muy húmedo
	Tallos, hojas, cáscaras, maleza, pastura	Sólido HR >55%
Residuos industriales	Pulpa y cáscara de frutas y vegetales	Sólido moderadamente húmedo
	Residuos de procesamiento de carnes	Sólido muy húmedo
	Aguas de lavado de carnes y vegetales	Líquido
	Grasas y aceites vegetales	Líquido grasoso
Residuos urbanos	Aguas negras	Líquido
	Desechos domésticos orgánicos	Sólido muy húmedo
	Basura orgánica	Sólido muy húmedo

<sup>1</sup> Humedad Relativa  
Fuente: Biomass Users Network Centroamérica - BUN-CA, (2002)

<sup>20</sup> La mayor fuente de información de esta sección es

**Atlas del Potencial Energético de la Biomasa Residual en Colombia.** UPME-IDEAM-COLCIENCIA-UIS. ISBN: 978-958-8504-59-9 (2010) Bogotá.

La información de país entonces está regionalizada a nivel de departamento pero no a nivel de zona de interés de las ZNI aunque evidentemente estas áreas se superponen con varias áreas de cultivo. La información disponible se tiene para biomasa residual de arroz, banano, café, caña de azúcar, caña de panela, maíz, aceite y plátano. También se presentan los resultados para el sector avícola, bovino, porcino, pecuario, residuos sólidos urbanos de centros de acopio y plazas de mercado, residuos sólidos urbanos de poda.

Se considera que la información que provee este Atlas es demasiado genérica para los fines del presente estudio.

### Información de estaciones del IPSE

El IPSE ha instalado desde 2012, 7 estaciones de las cuales todas miden radiación solar global, temperatura ambiental y presión atmosférica, y 3 además velocidad del viento a 30 y 20 m de altura sobre el piso, y velocidad de viento a 30 m sobre el piso. Las estaciones con medición de velocidad y dirección del viento se encuentran todas en la Guajira. La más antigua comenzó a producir resultados en septiembre de 2012, 2 de ellas en septiembre de 2013 y 4 de ellas desde julio de 2014.

La Tabla 24 muestra la localización de las 7 estaciones meteorológicas y la instrumentación de la que actualmente disponen. Como puede observarse, en todas ellas se mide radiación solar y presión atmosférica, mientras que en tres de ellas se dispone de anemómetros a 30 y 20 de elevación.

*Tabla 24. Estaciones meteorológicas instaladas por el IPSE*

#	Localidad	Departamento	Inicio	Latitud (°)	Longitud (°)	Piranómetro	Higro-Termómetro	Barómetro	Anemómetro (30m)	Veleta (30m)	Anemómetro (20m)
1	Puerto Estrella	Guajira	12-sep-12	-71.24	12.3	Kipp&Sonen CMP11	Meteo-32 TP6311	Vaisala PTB 110	Thies	Thies	Thies
2	Nazareth	Guajira	01-jul-14	-71.3	12.14	Kipp&Sonen CMP11	Mela	Vaisala PTB 110	Thies	Thies	Thies
3	Flor del Paraiso	Guajira	01-jul-14	-71.9	11.7	Kipp&Sonen CMP11	Ammonit	Vaisala PTB 110	Thies	Thies	Thies
4	Isla Fuerte	Boliver	01-jul-14	-76.212	9.36	Kipp&Sonen CMP11	Meteo-32 TP6311	Vaisala PTB 110			
5	Titumate	Chocó	01-jul-14	-77.083	8.33	Kipp&Sonen CMP11	Meteo-32 TP6311	Vaisala PTB 110			
6	Cumaribo	Vichada	01-oct-13	-69.8	4.44	Kipp&Sonen CMP11	Meteo-32 TP6311	Vaisala PTB 110	-	-	-
7	La Chorrera	Amazonas	15-nov-13	-73.01667	-0.7333	Kipp&Sonen CMP11	Meteo-32 TP6311	Vaisala PTB 110			

## Actualización de potenciales de FER

Dada la importancia que tienen las FER para las ZNI (y en general para todo el país), la UPME ha adelantado la evaluación y actualización de las siguientes FER<sup>21</sup>:

- **Actualización de los atlas Solar y de Viento:**  
Se busca actualizar con información nueva de los recursos solar y eólico en Colombia, proveniente de cerca de 10 años de series de medición y de un mayor número de estaciones, actualizar y mejorar los modelamientos y la información contenida en los Atlas del año 2005 y 2006. Proyecto para ejecución 2013-2014 por UPME-IDEAM
- **Programa de Evaluación de los recursos eólico y solar con énfasis en la Guajira 2013-2016:**  
Se busca diseñar e implementar un programa piloto regional para evaluar a escala regional el recurso eólico y solar en la costa caribe, con énfasis en la Región Guajira, en razón a los retos y tareas actuales que desde lo regional pueden generar beneficios regionales y nacionales. Para ejecución 2013-2016 por parte de Colciencias.
- **Evaluación del potencial hidroenergético de Colombia:**  
Se busca evaluar el Potencial Hidroenergético de Colombia, mediante SIG, el modelo de elevación digital del terreno de Colombia de 30 por 30 metros y las bases de datos y resultados del Estudio Nacional del Agua. Proyecto para ejecución 2012-2013 por parte de UPME-COLCIENCIAS-U. JAVERIANA-IDEAM-IGAC.

## Conclusiones

Potencial solar. Para sitios específicos se sugiere emplear la información de SEE de Nasa y SWERA. Esta información se sugiere sea contrastada con la disponible en el Atlas de Energía Solar de Colombia. Se sugiere emplear también la información de las estaciones del IPSE.

Potencial eólico. Para sitios específicos se sugiere emplear la información de SEE de Nasa. Esta información se sugiere sea contrastada con la disponible en el Atlas de Viento y Energía Eólica de Colombia. Se empleará la información de estaciones del IPSE.

Potencial hidroenergético. La información es de tipo muy general y no apta para sitios específicos.

Potencial de biomasa. La información es de tipo muy general y no apta para sitios específicos.

---

<sup>21</sup> Descargado 28.06.2015.

[http://www1.upme.gov.co/sites/default/files/ckeditor\\_files/UPME\\_Simposio\\_IPSE\\_Oct2012.pdf](http://www1.upme.gov.co/sites/default/files/ckeditor_files/UPME_Simposio_IPSE_Oct2012.pdf)

## POLÍTICAS Y NORMATIVIDAD PARA LA ENERGIZACIÓN DE LAS ZNI

El objetivo de este capítulo es reseñar las políticas y normatividad colombianas actuales en materia de energización de las ZNI.

Colombia tiene desde 1995 un mercado liberalizado para la energía eléctrica. El sector energía eléctrica está dividido en generación, transmisión, distribución y comercialización. A continuación se presentan el marco legal y regulatorio para las ZNI y las energías renovables, así como las políticas vigentes.

### Marco Legal y Regulatorio de las ZNI

#### Ley 143 de 1994

La estructura del mercado de energía eléctrica se fundamenta en las Leyes 142 (Ley de Servicios Públicos) y Ley 143 (Ley de Electricidad) de 1994. La Ley 143 *establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética*. Establece además:

- **Artículo 48.** *El Gobierno Nacional asignará y apropiará los recursos suficientes en el Plan Nacional de Desarrollo, en el Plan Nacional de Inversiones Públicas y en las leyes anuales del presupuesto de rentas y ley de apropiaciones, para adelantar programas de energización calificados como prioritarios, tanto en las zonas interconectadas como en zonas no interconectadas con el objeto de que en un período no mayor de veinte (20) años se alcancen niveles igualitarios de cobertura en todo el país, en concordancia con el principio de equidad de que trata el artículo 60. de la presente Ley (cursiva introducida por el autor de este informe)*
- **Artículo 71.** *En cumplimiento de los artículos 365 y 368 de la Constitución Nacional, el Gobierno Nacional por conducto del Instituto Colombiano de Energía Eléctrica, ICEL, en su calidad de Empresa Industrial y Comercial del Estado, se encargará de ejecutar directamente o a través de terceros, las actividades relacionadas con la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica en zonas no interconectadas del país que no estén asignadas a otras entidades del sector eléctrico. Para el cumplimiento de esta función deberá promover las inversiones en forma eficiente, con recursos propios, del presupuesto nacional y aquellos adicionales asignados por la ley (cursiva introducida por el autor de este informe).*
  - **Parágrafo 3o.** *Dentro de un término no superior a seis (6) meses, contados a partir de la vigencia de la presente Ley, el Gobierno nacional a través del ICEL, deberá formular un Plan Nacional de Energización en zonas no interconectadas, el cual incluirá prioritariamente programas de sustitución de generación eléctrica de combustibles fósiles por sistemas alternativos de energía, en concordancia*

con lo establecido en el artículo 48 de la presente Ley (cursiva introducida por el autor de este informe).

Por lo tanto, *el ICEL fue encargado de ejecutar las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica en las ZNI, fuera directamente o través de tercero, y en las ZNI que no estuvieran asignadas a otras entidades del sector eléctrico.*

Esta Ley también estableció que las empresas prestadoras del servicio público de energía eléctrica localizadas en las ZNI pueden desarrollar, en forma integrada, las actividades de generación, distribución y comercialización (artículo 74 de la Ley 143 de 1994).

La evolución institucional transformó el ICEL, creado por la Ley 80 de 1946, en el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas (IPSE) (Decreto 1140 de 1999) y posteriormente su estructura fue nuevamente modificada y pasó a denominarse Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas (IPSE) (Decreto 257 de 2004).

#### **Decreto 847 de 2001**

Por medio de este decreto, el Presidente de la república reglamentó las Leyes 142 y 143 de 1994, 223 de 1995, 286 de 1996 y 632 de 2000, en relación con la liquidación, cobro, recaudo y manejo de las contribuciones de solidaridad y de los subsidios en materia de servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible distribuido por red física. En este decreto se introducen las siguientes definiciones:

- Artículo 1.1 Consumo básico o de subsistencia. Es aquel que se destina a satisfacer las necesidades básicas de los usuarios de menores ingresos. Para los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible distribuido por red física, el consumo de subsistencia será el que de acuerdo con la ley establezca el Ministerio de Minas y Energía, por intermedio de la Unidad de Planeación Minero Energética, UPME.
- Artículo 1.6 Usuario. Persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación de un servicio público, bien como propietario del inmueble en donde éste se presta, o como receptor directo del servicio.
- Artículo 1.8 Zona Territorial. Corresponde a la zona del Mercado de Comercialización atendido por la empresa prestadora del servicio público de energía eléctrica o de gas combustible distribuido por red física.
- Artículo 1.11 Mercado de Comercialización en las Zonas no Interconectadas. Es el conjunto de usuarios finales conectados directamente a un mismo sistema eléctrico que no hace parte del Sistema Interconectado Nacional.
- Artículo 1.12 Operador de Red de Sistema de Transmisión Regional y/o Sistema de Distribución Local (OR). Es la persona encargada de la planeación de la expansión y de las inversiones, operación y mantenimiento de todo o parte de un Sistema de

Transmisión Regional y/o Sistema de Distribución Local; los activos pueden ser de su propiedad o de terceros. Para todos los propósitos son las empresas que tienen cargos por Uso de los Sistemas de Transmisión Regional y/o Sistemas de Distribución Local aprobados por la Comisión de Regulación de Energía y Gas. El OR siempre debe ser una Empresa de Servicios Públicos.

### Ley 633 de 2000

La Ley 633 de 2000 (artículos 81-83) creó el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las ZNI (FAZNI) y fue reglamentado por el Decreto 2884 de 2001. La misión del FAZNI es:

*... financiar los planes, programas y proyectos de inversión en infraestructura energética en las zonas no interconectadas (ZNI), propuestos y presentados por los entes territoriales, por las Empresas Prestadoras del Servicio de Energía Eléctrica y por el Instituto de Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas no Interconectadas (IPSE). (IPSE, 2007)*

Este fondo está adscrito al Ministerio de Minas y Energía y sus recursos provienen principalmente, según el artículo 81 de la Ley 633 de 2000, de las transacciones realizadas en el mercado mayorista de energía: "por cada kilovatio hora despachado en la Bolsa de Energía Mayorista, el administrador del sistema de intercambios comerciales (ASIC) recaudará un peso (\$1,00) m/cte., con destino al Fondo de Apoyo Financiero para la energización de las zonas no interconectadas".

Esta ley también estipula el aporte de recursos del Presupuesto General de la Nación y de otras fuentes (artículo 82). Según el mismo artículo, los generadores son quienes deben asumir este aporte, el cual tenía vigencia hasta 2007. En noviembre de 2006 se promulgó la Ley 1099 con el fin de prorrogar la vigencia del FAZNI. Esta ley ratificó el mismo sistema para alimentar el fondo y amplió el período de aportes hasta el 2014. Adicionalmente, introdujo un nuevo elemento: los proyectos aprobados para su ejecución tendrán derecho al reembolso parcial o total de los "costos de preinversión" asumidos por los proponentes del proyecto (parágrafo 1, artículo 3, Ley 1099 de 2006).

Finalmente, el Decreto 2884 de 2001 determinó los siguientes criterios para la asignación de los recursos del FAZNI: (1) las necesidades insatisfechas del servicio de energía eléctrica de la población; (2) la contribución del plan, programa o proyecto a una solución institucional y empresarial integral de prestación del servicio y las mejoras en la cobertura y confiabilidad de la prestación del servicio, y (3) el impacto ambiental, social y económico del plan, programa o proyecto (artículo 5).

## Ley 788 de 2002

El Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas (FAER), fue creado por el Artículo 105 de la Ley 788 de 2002 y reglamentado con el [Decreto 1122 de 2008](#), permite que los Entes Territoriales con el apoyo de las Empresas Prestadoras del Servicio de Energía Eléctrica en la zona de influencia, sean los gestores de planes, programas y proyectos de inversión priorizados para la construcción e instalación de la nueva infraestructura eléctrica. El objetivo es ampliar la cobertura y procurar la satisfacción de la demanda de energía en las zonas rurales interconectadas, conforme con los planes de ampliación de cobertura que estructurarán cada uno de los Operadores de Red (OR) y que deberá contar con la viabilidad de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)<sup>22</sup>.

Para efectos de la aprobación de planes y ejecución de los proyectos se tendrán en cuenta las siguientes reglas:

1. La UPME revisará que el Plan de Expansión de Cobertura de cada OR cumpla con los criterios de eficiencia y de expansión, igualmente, deberá analizar el impacto del plan sobre la tarifa para los proyectos cuyo costo de inversión por kWh sea mayor al costo medio aprobado para el OR a cuyas redes se conectará el proyecto.
2. La UPME tendrá un plazo máximo de sesenta (60) días a partir de la recepción de los planes de expansión de cobertura de los OR's, para anunciar los resultados de su evaluación sobre los proyectos presentados.
3. La CREG reconocerá un incremento al cargo de distribución a los proyectos y/o planes de expansión, cuyo costo total de inversión por kWh superen el costo medio vigente, siguiendo los lineamientos establecidos en el Decreto 388 de 2007 y demás normatividad aplicable. Para esto la CREG tendrá un plazo máximo de treinta (30) días posterior al anuncio realizado por la UPME de que trata el numeral 2 anterior.
4. La ejecución, operación y adecuado funcionamiento de los proyectos propuestos por el OR en su Plan de Expansión de Cobertura, será responsabilidad exclusiva del OR. En estos casos, y para los proyectos que superen el aumento máximo al cargo de distribución descrito en el numeral 8 de este artículo, se podrán asignar recursos del FAER y/o de otros fondos del Estado a los OR que los presenten.
5. En el caso que los OR manifiesten no tener interés en la construcción de la infraestructura, la UPME podrá adelantar convocatorias públicas para que se ejecuten por terceros.

---

<sup>22</sup> <http://www.minminas.gov.co/faer1>

6. En las convocatorias se asignará el proyecto a quien menos recursos del Estado requiera para su construcción.

7. El Ministerio de Minas y Energía determinará una metodología de asignación de recursos del FAER, teniendo en cuenta un aumento máximo en el cargo de distribución y la cobertura en electrificación por departamento.

8. Serán sujetos de asignación del FAER y/o otros fondos estatales, por medio de convocatorias, aquellos proyectos que superen un aumento máximo al cargo de distribución.

9. El Ministerio de Minas y Energía podrá determinar, en el reglamento para los Planes de Expansión de Cobertura zonas que requieren de cobertura por razones de seguridad en el sistema, por orden público y/o por desarrollo social. Estas zonas deberán estar incluidas en los planes de expansión de los OR's correspondientes.

A las Entidades Territoriales les corresponderá una participación activa para que los respectivos Operadores de Red tengan en cuenta los planes, programas o proyectos que hacen parte de los Planes de Desarrollo Territoriales, con el fin de lograr la universalización del servicio de suministro de energía eléctrica.

### **Ley 855 de 2003**

Las ZNI son los municipios, corregimientos, localidades y caseríos no conectados al Sistema Interconectado Nacional (artículo 1 de la Ley 855 de 2003). Por ejemplo, el Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, Leticia en el Amazonas, Capurganá en el Chocó, Puerto Carreño en el Vichada y Mitú en el Vaupés.

### **Decreto 257 de 2004**

Por medio de este Decreto se modificó la estructura del IPSE y pasó a denominarse Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones energéticas para las Zonas No Interconectadas, IPSE.

### *IPSE*

El IPSE tendrá por objeto identificar, promover, fomentar, desarrollar e implementar soluciones energéticas mediante esquemas empresariales eficientes, viables financieramente y sostenibles en el largo plazo, procurando la satisfacción de las necesidades energéticas de las Zonas no Interconectadas, ZNI, apoyando técnicamente a las entidades definidas por el Ministerio de Minas y Energía.

Las funciones del IPSE son para dar cumplimiento a su objeto, son muy amplias cubren, entre otros, aspectos tales como<sup>23</sup>:

- Ejecutar los lineamientos y las políticas del Ministerio de Minas y Energía, a través de los planes, programas y proyectos de infraestructura energética, tendientes a incentivar los procesos productivos y a elevar la calidad de vida de las poblaciones de su jurisdicción de manera tecnológica, económica, ambiental y socialmente sostenible; estudios de diagnóstico de necesidades,; ejecución
- Adelantar estudios de análisis de proyectos de inversión con el fin de determinar el esquema más conveniente de ejecución de los proyectos, la gestión de diversas fuentes de financiación, el fomento de la participación del sector privado en la ejecución y administración de los proyectos y mecanismos de organización y participación de la comunidad en la ejecución, operación y mantenimiento de la infraestructura energética.
- Elaborar conjuntamente con el Ministerio de Minas y Energía y los entes territoriales, los planes, programas y proyectos de la infraestructura energética para las zonas no interconectada
- Coordinar, conjuntamente con el Ministerio de Minas y Energía y demás entidades del Estado encargadas de ejecutar obras y proyectos de desarrollo territorial, la ejecución de proyectos identificados por el instituto y/o por las comunidades y autoridades territoriales, de acuerdo a las políticas y prioridades establecidas por el Gobierno Nacional.
- Asesorar y prestar apoyo técnico a las organizaciones o entidades comunitarias encargados de la administración, operación y mantenimiento de la infraestructura energética, cuando ellas lo soliciten.

### Resolución CREG-091 de 2007

La metodología tarifaria aplicable a estas zonas está en la Resolución, excepto para el Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina. En dicha resolución se establecen las fórmulas para determinar los costos de las actividades de generación, distribución y comercialización de energía.

La propuesta de Resolución CREG 004 de 2014, en consulta, reemplazará la Resolución CREG 091.

---

<sup>23</sup> Estructura del Estado. 8 Sector Minas y Energía. Función Pública (2010) Bogotá.

### Resolución MNMINAS 18 2138 de 2007

Mediante la Resolución MNMINAS 18 2138 de 2007 se expide el procedimiento para otorgar subsidios del sector eléctrico en las ZNI, a excepción del territorio de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, zona para la cual se expedirá una reglamentación especial.

El costo de generación con plantas Diésel se valoran a partir de los precios establecidos en esta resolución y en la 057 de 2009, estimando así el Costo Unitario (CU) de la prestación del servicio

### Resolución CREG-161 de 2008

Esta resolución modifica la Resolución CREG-091 de 2007 en lo relacionado con Procesos Competitivos y otras disposiciones. Se agregan adiciones y se modifican definiciones de la resolución 091 de 2007, se establece regulación para las áreas de Servicio Exclusivo, se presenta la formula tarifaria para las Áreas de Servicio Exclusivo y para las ZNI.

### Resolución CREG 057 de 2009

Por la cual se actualizan los costos de inversión de las actividades de generación y distribución de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas contenidos en la Resolución CREG 091 de 2007.

### Ley 1715 de 2014

La Ley 1715 de 2014 fue promulgada el 13 de mayo de 2014, se encuentra en proceso de reglamentación,

#### *Artículo 1. Objeto.*

*La presente ley tiene por objeto promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en el sistema energético nacional, mediante su integración al mercado eléctrico, su participación en las zonas no interconectadas y en otros usos energéticos como medio necesario para el desarrollo económico sostenible, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la seguridad del abastecimiento energético. Con los mismos propósitos se busca promover la gestión eficiente de la energía, que comprende tanto la eficiencia energética como la respuesta de la demanda”.*

Además de las consideraciones de política, La ley también busca:

- Fomentar a la inversión, la investigación y el desarrollo de tecnologías limpias para producción de energía, la eficiencia energética y la respuesta de la demanda, mediante beneficios tributarios (deducción de renta, exención de IVA y aranceles, depreciación acelerada).

- Creación del Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía, FENOGÉ orientado a financiar los programas de eficiencia energética y esquemas empresariales, monitoreo de las soluciones instaladas en las ZNI.
- Prórroga del FAZNI hasta el 31 de diciembre de 2021.
- Promoción de la sustitución de generación con diésel en las ZNI mediante la promoción de ASE's y esquemas de incentivos a los prestadores del servicio.

*Artículo 9°. Sustitución de generación con diésel en las Zonas No Interconectadas.*

El Gobierno Nacional implementará un programa destinado a sustituir progresivamente la generación con diésel en las ZNI con el objetivo de reducir los costos de prestación del servicio y las emisiones de gases contaminantes, para lo cual implementará las siguientes acciones:

- a) Áreas de servicio exclusivo de energía eléctrica y gas combustible. El Gobierno Nacional podrá establecer áreas de servicio exclusivo para la prestación por una misma empresa de los servicios de energía eléctrica, gas natural; GLP distribuido por redes y/o por cilindros en las ZNI. Estas áreas se podrán crear con el objetivo de reducir costos de prestación de los servicios mediante la sustitución de generación con diésel por generación con FNCE y deberán cumplir con lo establecido en el artículo 40 de la Ley 142 de 1994 y demás disposiciones de dicha ley,
- b) Esquema de incentivos a los prestadores del servicio de energía eléctrica en Zonas no Interconectadas: El Ministerio de Minas y Energía desarrollará esquemas de incentivos para que los prestadores del servicio de energía eléctrica en las ZNI reemplacen parcial o totalmente su generación con diésel por FNCE. Estos incentivos lo deberán cumplir con evaluaciones costo-beneficios resultantes de la comparación del costo de los incentivos con los ahorros producidas por la diferencia de costos entre la generación con FNCE en lugar del diésel.

*Artículo 20. Desarrollo de la energía eólica.*

1. La energía eólica se considerará como FNCER. Se deberá estudiar y analizar las condiciones propias de la naturaleza de la fuente para su reglamentación técnica por parte de la CREG.
2. El Gobierno Nacional a través del Ministerio de Minas y Energía fomentará el aprovechamiento del recurso eólico en proyectos de generación en zonas aisladas o interconectadas.
3. El Ministerio de Minas y Energía, directamente o a través de la entidad que designe para este fin, determinará requerimientos técnicos y de calidad a cumplir por las instalaciones que utilicen el recurso eólico como fuente de generación.

4. El Gobierno Nacional, por intermedio del Ministerio de Ambiente, y Desarrollo Sostenible determinará los parámetros ambientales que deberán cumplir los proyectos desarrollados con energía eólica, así como la mitigación de los impactos ambientales que puedan presentarse en la implementación.

*Artículo 34. Soluciones híbridas.*

El Ministerio de Minas y Energía promoverá el desarrollo de soluciones híbridas que combinen fuentes locales de generación eléctrica con fuentes diésel y minimicen el *tiempo* de funcionamiento de los equipos Diésel en coherencia con la política de horas de prestación del servicio de energía para las ZNI. Para esto se podrán aplicar apoyos de los fondos financieros establecidos así como del creado por medio de esta Ley, según criterios definidos por el Ministerio de Minas y Energía para tal fin.

Parágrafo. Se dará prioridad a los proyectos que estén incorporados dentro de los Planes de Energización Rural Sostenible a nivel departamental y/o regional a fin de incentivar la metodología elaborada para este fin,

*Artículo 40. Instrumentos para la financiación de programas.*

Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas FAZNI.

Con el objetivo de continuar la financiación de planes, programas y proyectos priorizados de inversión para la construcción de la nueva infraestructura eléctrica y para la reposición y rehabilitación de la existente, con el propósito de ampliar la cobertura; procurar la satisfacción de la demanda de energía en las ZNI, se prorroga la vigencia del artículo 10 de la Ley 1099 de 2006.

Por cada kilovatio-hora despachado en la Bolsa de Energía Mayorista, el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, ASIC, recaudará un peso (\$1.00) moneda corriente, con destino al Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas, FAZNI. Este valor será pagado por los agentes generadores de energía y tendrá vigencia hasta el 31 de diciembre de 2021 y se indexará anualmente con el índice de Precios al Productor (IPP) calculado por el Banco de la República. La Comisión de Regulación de Energía y Gas, .CREG, adoptará los ajustes necesarios a la regulación vigente para hacer cumplir este artículo.

**Resolución CREG 004 de 2014 (en consulta)**

La Resolución CREG 004 de 2014 (publicada el 17 de junio de 2014) contiene la propuesta de la nueva metodología de remuneración de las actividades de generación (G), distribución (D) y comercialización (C) de energía eléctrica en las ZNI, orientada de incentivar la prestación eficiente del servicio, a partir de una regionalización del país con el fin de considerar variables

características de las regiones como transporte de combustible, horas de prestación del servicio, potenciales energéticos, entre otros, dentro de la estimación de costos a reconocer. Esta nueva resolución aún discusión, busca modificar la Resolución CREG 091 de 2007.

Los principales cambios que tiene esta nueva propuesta con respecto a la resolución vigente desde el 2007, son:

- Los cargos están dados por energía generada y no por potencia instalada
- Los cargos dependen de las actividades que presta la empresa, de dónde esté ubicada, de la demanda que atiende, de las horas de prestación del servicio, del tipo de red y del nivel de tensión.
- Los cargos en generación son independientes de la tecnología empleada.
- Las empresas deberán reportar anualmente el costo de transporte de combustible.

### Ley 1753 de 2015 – Plan Nacional de Desarrollo 2014-2015

El Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2014-2018 prolonga los subsidios a la energía eléctrica y al gas establecidos en la Ley 1117 de 2006, hasta el 31 de diciembre de 2018.

También delega en el DNP y el MADS, conjuntamente con los ministerios, de la formulación de una política de crecimiento verde y sostenible (Art. 170)

El PND también fortalece a partir del 1 de enero de 2016 la asignación de recursos del Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) para el FAER elevándolo a \$2.10/kWh, \$1.90/kWh para el PRONE y a \$1.90/kWh para el FAZNI, de este último \$0.40/kWh estarán destinados al Fenoge (Art. 190).

### Decreto único reglamentario 1073 de 2015 de MINMINAS

El Decreto Único Reglamentario 1073 se establece la estructura del sector minero energético y su régimen reglamentario<sup>24</sup>.

Sobresalen aspectos como la creación del Sistema de Información Minero Colombiano (Simco), cuyo objeto será consolidar el conocimiento de la riqueza del subsuelo en el territorio nacional y los espacios marítimos jurisdiccionales, estadísticas oficiales y documentos del sector, además

---

<sup>24</sup> La entrada en vigencia de los 21 decretos únicos reglamentarios en diferentes sectores públicos recogerá más de 10.000 normas que quedarán derogadas.

de ser una herramienta indispensable para la definición de nuevos proyectos mineros, facilitar la toma de decisiones empresariales y la atracción de inversiones.

### Decreto 1623 de 2015 de MINMINAS

Este decreto de 11 de agosto de 2015 modifica y adiciona el Decreto 1073 de 2015, en lo que respecta al establecimiento de los lineamientos de política para la expansión de la cobertura del servicio de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional y en las Zonas No Interconectadas. Este decreto se establece los lineamientos que harán de este servicio una realidad para 173 mil nuevas familias en todo el territorio nacional, reduciendo en casi 40% el déficit que aún hay en materia de cobertura de dicho servicio.

Con este decreto se establece el nuevo esquema de ejecución de los recursos públicos dispuestos en el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas – (FAER) y del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas (FAZNI), para poderlos invertir en las zonas en donde otras inversiones no han podido llegar.

Este Decreto, con base en los resultados del Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica (PIEC), busca inversiones privadas cercanas a los 1.2 billones de pesos junto con 0.8 billones de pesos que serán entregados a través de los fondos FAER y del FAZNI. La priorización de proyectos estará basada en las necesidades de las zonas con bajos niveles de cobertura.

### PEZNI

El Plan de Energización de las Zonas No Interconectadas (PEZNI) ha sido preparado para el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas (IPSE) y el Ministerio de Energía y Minas de Colombia, desarrollado con el apoyo del Programa de Energía Limpia para Colombia de USAID Colombia a través de Tetra Tech ES como contratista principal y realizado por KDM Consultores Ltda. La versión Final del PEZNI<sup>25</sup> se encuentra actualmente para observaciones y comentarios<sup>26</sup>. Esta versión final tiene como

---

<sup>25</sup> Plan de energización para las Zonas No Interconectadas – ZNI - Bases. Programa de Energía Limpia para Colombia. Elaborado por KDM Consultores Ltda. Para Tetra Tech ES. Inc. (2015) Bogotá. Versión de 15 03 2015

<sup>26</sup>

[https://www.dropbox.com/sh/9gwpj0pboky0rxi/AACOK5A\\_iZ4SfYm90Tkp9wIga/PEZNI%20ENTREGABLE%202%20FINAL%20FORMATO%20USAID%20\(12%2006%2015\).docx?dl=0](https://www.dropbox.com/sh/9gwpj0pboky0rxi/AACOK5A_iZ4SfYm90Tkp9wIga/PEZNI%20ENTREGABLE%202%20FINAL%20FORMATO%20USAID%20(12%2006%2015).docx?dl=0)

antecedente el estudio Bases del PEZNI, documento que compendia todos los hallazgos previos a la formulación del PEZNI<sup>27</sup>.

El objetivo de esta sección es presentar de una manera resumida el PLAN en sus principales aspectos relacionados con la NAMA y formular observaciones al mismo.

La Tabla 25 presenta los estudios que fueron realizados por el PEZNI y que son el fundamento de las recomendaciones que finalmente este elaboró.

*Tabla 25. Estudios realizados por el PEZNI para elaboración de recomendaciones*

- Balances energéticos. Desarrollar esta herramienta para la planificación energética para conocer el comportamiento de la energía desde su producción hasta sus usos finales.
- Caracterización de la demanda por tipo de usuario.
- Análisis de los lineamientos energéticos. Se analizaron los principales aspectos y recomendaciones de política pública a tener en cuenta en el Plan. Se partió de la recopilación de leyes, documentos CONPES, planes nacionales y sectoriales, y visión de postconflicto. También se tuvieron en cuenta los posibles esquemas empresariales que se han probado en el mundo y en Colombia para que las políticas y sus instrumentos (decretos, resoluciones, etc.) se enfoquen en las soluciones adecuadas para lograr los objetivos que ha expresado el país mediante la constitución y las leyes.
- Esquemas empresariales. Se identificaron diferentes esquemas que tienen en cuenta el mercado, las necesidades locales, los incentivos y las políticas de Estado.
- Metodología para elaboración de balances energéticos. En esta se revisan las dos metodologías de balance energético aplicadas en el país, proponiendo ajustes menores para su aplicación en las ZNI, estos ajustes fueron identificados a partir de la aplicación de cinco casos de estudio presentados en los documentos de soporte PEZNI.
- Metodología para evaluación y priorización de proyectos PEZNI. Esta metodología involucra los aspectos técnicos y de sostenibilidad, con el fin de realizar inversiones y desarrollo de proyectos en el marco de desarrollo sostenible, buscando promover la mejora de las condiciones de vida en las localidades ZNI.
- Metodología de planeación PEZNI. Metodología que es aplicada para realizar el PEZNI 2015 – 2020, con las particularidades que este implica por ser el primero, y recoge las principales metodologías de planeación energética aplicadas en Colombia y el mundo, realizando algunas modificaciones para su aplicación en planes de energización de las zonas no interconectadas tanto a nivel nacional, como regional o local.

Fuente: Elaboración propia a partir de Plan de Energización para las Zonas No Interconectadas – PEZNI. Parte I: Objetivos y Estrategias PEZNI

<sup>27</sup> Plan de Energización para las Zonas No Interconectadas – PEZNI. Parte I: Objetivos y Estrategias PEZNI.

Programa de Energía Limpia para Colombia. Elaborado por KDM Consultores Ltda. Para Tetra Tech ES. Inc. (2015) Bogotá

Como principales resultados del diagnóstico y estudios específicos realizados anteriormente se tienen los hallazgos para las ZNI que se dan en la Tabla 26.

Fundamentados en los estudios realizados y en los hallazgos, el PEZNI desarrolla el Plan.

### Visión del PEZNI

**Lograr en un término de 10 años el acceso universal a la energía y el desarrollo rural de las ZNI, basado en políticas de estado, que busquen dicha cobertura y desarrollo de manera sostenible en sus dimensiones ambientales, sociales, económicas y técnicas.**

Una primera observación está relacionada con la visión de lograr el acceso universal a la energía y el desarrollo rural de las ZNI. Se considera que la energía que se requiere en las ZNI comprende además de la energía eléctrica otras formas de energía que pueden resultar más ventajosas de aprovechar que la energía eléctrica dependiendo del tipo de procesos a ejecutar y de las fuentes de energía disponibles localmente, incluyendo necesariamente las fuentes de energía renovables. Por otro lado, es conveniente establecer lo que se considera desarrollo rural de las ZNI y que si bien *la energía es un factor necesario para el desarrollo, no es suficiente*. Es preciso también tener presente que las ZNI corresponden a extensas zonas del país para las cuales debería establecerse un Plan de Desarrollo y el PEZNI debería alinearse con los requerimientos de energía y desarrollo sostenible dentro del Plan. El PEZNI analiza la experiencia de lo que ha significado para el estado el llevar la energía (generalmente eléctrica) a las zonas rurales de otros países, para lo cual los gobiernos han empleado subsidios, incentivos arancelarios para equipos, entre otros, y ha coincidido con las experiencias internacionales de lo que no debe hacerse: “no tener en cuenta a la comunidad y su potencial desarrollo, otorgar subsidios de manera ineficiente que no lleven al sistema a su sostenibilidad, generar un desarrollo paternalista, etc.”

*Tabla 26. Hallazgos del PEZNI sobre el servicio de energía en las ZNI*

<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Socio-económico</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>○ <u>Pobreza</u>. La incidencia de pobreza es superior nueve puntos porcentuales a la nacional.</li> <li>○ <u>Indicadores</u>. Analfabetismo (24%), empleo informal (93%), Índice de Necesidades Básicas Insatisfechas (NBI) es del 53%, 8 puntos superior a el nacional.</li> <li>○ <u>Actividades ilegales</u>. Las ZNI son las zonas con mayor cantidad de cultivos ilícitos y presencia de grupos fuera de la ley. El 42% de los municipios presentan cultivos de coca y estos concentran el 74% de los cultivos de coca del país</li> <li>○ <u>Victimización</u>. El 33% de los municipios con ZNI se encuentran en riesgo de victimización Alto o Medio alto</li> <li>○ <u>Otros aspectos</u>. Las ZNI tienen una alta problemática ambiental (incluyendo gran cantidad de áreas protegidas). También tiene presencia de minorías.</li> </ul> </li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Información</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>○ <u>Consolidación Número Localidades</u>. A partir de la información de la UPME, el CNM del IPSE, la CREG, y la información comercial consolidada de los prestadores de servicio ante el SUI, se consolidó la información de localidades a un <b>total de 15.512 localidades ZNI</b> en todo el país. Esta cifra puede aún estar sujeta a ajustes durante el periodo de observaciones del informe.</li> </ul> </li> </ul>

- Información incompleta. La información de las empresas prestadoras del servicio, es absolutamente incompleta: no se sabe cuánto exactamente generan (con excepción de los puntos de monitoreo del CNM del IPSE), cuanto facturan, pérdidas, cartera, etc.
- Consolidación Número Prestadores del Servicio en las ZNI. Al consolidar las tres fuentes IPSE, el SUI y la CREG, se encontraron **118 prestadores** inscritos en las bases de datos consultadas, los cuales han prestado o prestan en la actualidad el servicio en las regiones de las zonas no interconectadas.

• **Técnico Operativas**

- 90% generación Diésel. 90% de la energía de generación con diésel y 10% de otras fuentes.
- Calidad del servicio. La prestación del servicio no cumple los niveles de continuidad en la mayoría de localidades
- Centros de control. Estos son prácticamente inexistentes, encontrándose únicamente en las ciudades capitales de departamento,
- Condiciones deficientes de la infraestructura. Cerca del 40% de las plantas, transformadores de distribución, y redes de media y baja tensión se encuentran en condiciones deficientes o regulares de servicio.
- Instalaciones internas de los usuarios. De baja calidad.
- Elevadas pérdidas de generación y distribución. Para 14 localidades monitoreadas por el CNM (de 72 que monitoreadas) que tienen individualmente pérdidas de generación mayores al 60% y de distribución mayores al 10%, se encontró un promedio de pérdidas de generación del 72,24%, y de distribución del 30,57%.
- Diferencias del consumo en localidades. Se encontró en las 14 localidades diferencias en las curvas de carga y el consumo por usuario por razones que se explican en las diferencias tarifarias y en la gestión de cobro de las empresas

• **Subsidios e Inversión.**

- Subsidios por Menores Tarifas. Para el periodo 2004-2013 se han distribuido en las ZNI un **total de \$629.379,05 millones.**
- Inversión en Infraestructura. Durante el **periodo 2011 – 2013** el FAER y el FAZNI viabilizaron **\$92.482 millones.**

• **Incumplimiento de cobertura y disposiciones legales**

- No se ha alcanzado meta de cobertura. No se logró la cobertura planteada hace 20 años por la Ley 143 de 1994.
- En las ZNI no se aplican las Leyes 142 y 143. La revisión realizada de las empresas, calidad del servicio y otros indicadores y demás hallazgos del estudio demuestran que No se cumplen las Leyes 142 y 143 en las ZNI, como se hace en el SIN.

Fuente: Elaboración propia a partir de Plan de Energización para las Zonas No Interconectadas – PEZNI. Parte I: Objetivos y Estrategias PEZNI.

Un esfuerzo importante en este sentido a escala regional y local lo constituyen los PERS que busca identificar el potencial local de las comunidades para generar proyectos productivos y que se encuentran en su fase inicial para los departamentos de Nariño, Tolima, Chocó, Guajira y Cundinamarca.

## Objetivos

Para lograr la visión del Plan, el PEZNI propone cuatro objetivos:

- **OBJETIVO 1. FORTALECER LA COORDINACIÓN INTERSECTORIAL Y SECTORIAL, EN TORNO A LOS PROGRAMAS Y PROYECTOS DE ENERGIZACIÓN EN ZONAS NO INTERCONECTADAS.**

- OBJETIVO 2. DESARROLLAR PROYECTOS Y PROGRAMAS DE ENERGIZACIÓN SOSTENIBLE QUE IMPACTEN EL DESARROLLO SOCIAL.
- OBJETIVO 3. MEJORAR LA GESTIÓN EMPRESARIAL DE LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO EN LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS EN UN MARCO SOSTENIBLE.
- OBJETIVO 4. MEJORAR EL ACCESO Y CALIDAD DE LA INFORMACIÓN DE LAS ZNI.

**Objetivo 1. Fortalecer la coordinación intersectorial y sectorial, en torno a los programas y proyectos de energización, en Zonas No Interconectadas.**

Este objetivo contempla tres estrategias:

- Estrategia 1: Planificación energética articulada
- Estrategia 2: Articulación de Fuentes de Información
- Estrategia 3: Articulación de Fuentes de financiación

*Estrategia 1: Planificación energética articulada*

Se propone en esta primera estrategia desarrollar líneas de acción para articular los diferentes objetivos institucionales, tanto de carácter público como privado, en pro de una ejecución de planes integrados que logren mayor impacto en las comunidades de las ZNI. Se propone que sea la UPME quien lidere esta planeación integral permitiendo acciones conjuntas de las demás entidades para la consolidación de planes regionales y locales, siempre basados en la información primaria y secundaria, y en la anuencia de las comunidades para la implementación y operación sostenible de los proyectos energéticos. Se trata optimizar las iniciativas mediante la coordinación inter-institucional.

Las líneas de acción propuestas para esta estrategia son:

- Integración de los planes de energización de las diferentes entidades públicas y privadas centralizadas y no centralizadas para la coordinación de asignación de recursos para implementación de proyectos energéticos.
- Integración de la planeación de energización con los planes de desarrollo rural, planes gubernamentales o locales, y otros no energéticos, que permita garantizar el acceso universal al servicio con parámetro de calidad equitativos y de forma sostenible.
- Centralización de la información de proyectos energéticos instalados, en ejecución, en estudio, y planeados.
- Coordinación de los programas de desarrollo rural integral con Enfoque Territorial – PDRIET y del PEZNI.
- Coordinación y seguimiento permanentemente con los gobiernos regionales, locales, empresas eléctricas e instituciones involucradas para la actualización del PEZNI.

*Estrategia 2: Articulación de Fuentes de Información*

Se propone aunar esfuerzos de las entidades que están desarrollando acciones en las ZNI, con el fin de unificar información primaria y secundaria asociada con los aspectos energéticos, técnicos, ambientales, sociales, y económicos, para así consolidar dicha información facilitando la identificación de problemáticas y de soluciones viables, que impacten positivamente en el desarrollo de estas regiones, así como mejorar la eficacia de las acciones de las distintas entidades involucradas. Se proponen varias líneas de acción.

*Estrategia 3: Articulación de Fuentes de financiación*

Esta estrategia está orientada a optimizar la asignación de recursos y hacer más eficaz los esfuerzos de las instituciones y entidades que buscan mejorar las condiciones de las comunidades en las ZNI. Para lograr esto se proponen varias líneas de acción.

Para las diferentes líneas de acción se proponen Metas e Indicadores a uno y diez años.

**Objetivo 2. Desarrollar proyectos y programas de energización sostenible que impacten el desarrollo social**

El estudio presenta un diagnóstico realizado en la elaboración de las bases del Plan, que ha identificado problemas específicos dados en la

*Tabla 27. Problemas específicos identificados de desarticulación de programas y proyectos.*

<b>Políticas</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Falta de articulación entre las iniciativas de energización y desarrollo productivo.</li> <li>• Proyectos energéticos no sostenibles por escaso conocimiento de la realidad de las localidades, deficiente planeación para su instalación y operación, desarticulación entre las necesidades y las soluciones de energización, paternalismo Estatal, agendas políticas y finalmente, por bajos niveles de pago y recaudo.</li> <li>• Altísimo porcentaje de subsidio en el costo de prestación del servicio, lo que genera incentivos cruzados (perversos), no hay articulación con la regulación, no existe incentivo a soluciones económicamente sostenibles, no hay articulación entre las diferentes entidades de Gobierno que trabajan en materia rural.</li> </ul>
<b>Sociales</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• La mayoría de la población se ubica en zonas rurales y dispersas, donde las economías de escala son difíciles de alcanzar.</li> <li>• Altos niveles de riesgo de victimización y narcotráfico en los municipios con ZNI</li> <li>• Altos niveles de pobreza y necesidades básicas insatisfechas, baja capacidad de pago de la población, más del 50% de la población étnica del país</li> </ul>
<b>Técnico-operativos</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Proyectos energéticos con alta dependencia de diésel con elevados costos de transporte y operación.</li> <li>• Las soluciones de cobertura con pocas horas de servicio no garantizan desarrollo de la zona, ni bienestar a la población.</li> </ul>



<b>Económicos</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Esquemas soportados principalmente en los giros de subsidios por parte del gobierno, tanto en subsidios a la demanda con exención de impuestos en diésel, subsidio de menores tarifas (que es una forma de entregar subsidios al diésel) y subsidios a estratos 1 y 2.</li> </ul>

<b>Gestión y Supervisión</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• La operación de los proyectos no tiene "doliente" que permitan guiar y dar</li> <li>• No se da un soporte integral a los proyectos implementados. El Estado se limita a entregar infraestructura más no a su operación y mantenimiento.</li> <li>• Multiplicidad de empresas que no tienen viabilidad financiera.</li> <li>• Las empresas no reportan adecuadamente al SUI (SSPD) la información, con inconsistencias en el número de usuarios, entre otros.</li> </ul>

Fuente: Elaboración propia a partir de Plan de Energización para las Zonas No Interconectadas – PEZNI. Parte I: Objetivos y Estrategias PEZNI

A partir del diagnóstico se han establecido las siguientes conclusiones:

*Tabla 28. Conclusiones a partir del diagnóstico*

<b>Técnicas</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Existen soluciones sobredimensionadas y con mantenimiento inadecuado. Se presentan deficiencias en la calidad de los equipos, de las instalaciones eléctricas incluyendo acometidas, medidores e incumplimiento de reglamentos técnicos</li> </ul>

<b>Social/ambiental</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Escasa participación de las comunidades en los proyectos.</li> <li>• Impacto de la generación Diésel sobre el entorno</li> </ul>

<b>Económicas</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• La limitada sostenibilidad económica de los proyectos desarrollados en las ZNI ha conducido al abandono de proyectos y a genera con Diésel con costos elevados de generación que requieren de subsidios de parte del estado.</li> </ul>

Fuente: Elaboración propia a partir de Plan de Energización para las Zonas No Interconectadas – PEZNI. Parte I: Objetivos y Estrategias PEZNI

El PEZNI presenta tres estrategias cuyas líneas de acción impulsarán la mejora de la prestación del servicio eléctrico en las ZNI:

- Estrategia 1. Caracterización integral de las localidades a atender
- Estrategia 2. Formulación de desarrollos integrales energético/productivos
- Estrategia 3: Aplicación de la metodología de evaluación de proyectos

*Estrategia 1. Caracterización integral de las localidades a atender*

EL PEZNI propone la recolección de la siguiente información básica:

- Población, histórica y proyecciones

- Personas por vivienda y número de viviendas
- Principales actividades económicas y actual consumo de los diferentes energéticos
- Tipos y características de las viviendas
- Condiciones de pobreza, necesidades básicas insatisfechas, desplazamiento, vulnerabilidad
- Características de la población: minorías, encuesta en la población acerca de las posibilidades de desarrollo.

Esta información básica requerida es conveniente para establecer seguimiento a los beneficios y cobeneficios de los proyectos.

También se propone un levantamiento de información energética, incluyendo recurso de fuentes de energía renovable, acceso y costo de combustibles comerciales y; medición y monitoreo de la oferta y demanda de energía, y elaboración de balances energéticos.

### *Estrategia 2. Formulación de desarrollos integrales energético/productivos*

Otro comentario que surge al PEZNI es la conveniencia de considerar un enfoque de mercado para el desarrollo de las actividades productivas: conectar esas comunidades con los centros de consumo. Cuáles son las actividades productivas que pueden desarrollarse (condiciones locales, productos, capacidades locales), cuáles de ellas son competitivas teniendo en cuenta las demandas de los centros de consumo, la logística para satisfacer demandas, los requerimientos de tecnología, asistencia técnica, asistencia financiera, de energía, entre otros. Es necesario una actividad participativa para formular un plan reconociendo las limitaciones de la energía como factor necesario para el desarrollo pero insuficiente para el desarrollo.

*Es por tanto de tener en cuenta que la mayor demanda de energía esta generalmente asociada a la mayor actividad económica (en sociedades donde no se ha desacoplado el consumo de energía de la generación de ingresos) pero el solo incremento de la oferta de energía de por si no genera desarrollo.*

Aquí es necesaria la participación de agencias del estado para la articulación de proyectos productivos, entre otras:

- Ministerio de Agricultura,
- Departamento de Prosperidad Social, DPS,
- Agencia para la Superación de la Pobreza Extrema ANSPE,
- Cancillería,
- Agencias internacionales y organismos multilaterales,
- otras iniciativas y programas que surjan en un escenario de post-conflicto un lado se deberá garantizar la adecuada identificación de los usos energéticos y productivos de las regiones y articularlos con las diferentes iniciativas de desarrollo rural, reducción de pobreza, energización, entre otras.

La iniciativa de los PERS constituye una oportunidad única de desarrollar esta aproximación al desarrollo y por tanto debe seguirse su evolución a la identificación de lecciones aprendidas.

Se propone la generación con sistemas híbridos y con fuentes no convencionales de energía. Otro comentario que surge es el hecho de que en Colombia No existe la buena costumbre de las **evaluaciones expost** de los proyectos. Es necesario recordar que en el país se han desarrollado en el pasado proyectos de energía renovable que han sido de los más significativos en su época<sup>28</sup>, aún a nivel mundial. Pero NO existe una evaluación expost de los proyectos y entonces NO ha habido aprendizaje de los mismos<sup>29</sup>.

Otra observación que surge es la de asegurar la calidad del suministro, es necesario, el establecimiento de Reglamentos Técnicos que sean exigentes en cuanto a la *calidad de los productos*, la cual debe ser debidamente *certificada*. Los sistemas remotos deben ser robustos técnicamente, aún pobres en mantenimiento debe asegurarse el mantenimiento apropiado y oportuno, y las instalaciones deben cumplir normas y reglamentos para conducir de manera eficiente la energía a equipos eficientes energéticamente, los cuales con frecuencia requieren de una alta calidad de la energía eléctrica.

También se debe observar que la participación de la comunidad desde el comienzo es un factor determinante del éxito de los proyectos en el sector rural. Sin ella, sin la apropiación del proyecto por parte de la comunidad, sin el empoderamiento de la misma, está desde hace bastante tiempo establecido, que los proyectos no tienen éxito asegurado<sup>30</sup>.

***La participación de las comunidades en el proceso de la introducción de la tecnología es imprescindible.***

---

<sup>28</sup> Programa de Calentadores Solares de Gaviotas y Banco Central Hipotecario, década de los 80. Ciudad Tunal en Bogotá fue en esa época la mayor concentración de calentadores solares que hubo en el mundo (4500 !).

El Programa de Telefonía Rural de Telecom hizo la mayor compra de sistemas fotovoltaicos en el mundo en 1981 (2550 sistemas) y en 1986 fue reconocida Colombia por parte de R. Anan como uno de los países más avanzados en el uso de la energía solar fotovoltaica al tener el país la mayor red de telefonía rural con energía solar en el mundo (R. Anan, U.S. Department of Energy, USA).

<sup>29</sup> PESENCA. **Censo y Evaluación de Sistemas Solares Fotovoltaicos Instalados en Colombia**. Instituto de Ciencias Nucleares y Energía Alternativas, Ministerio de Minas y Energía. ISBN 958-95233-5-8 (1996) Bogotá.

PESENCA. **Censo, Caracterización y Grado de Satisfacción de los Sistemas Solares Térmicos Instalados en Colombia**. Instituto de Ciencias Nucleares y Energía Alternativas, Ministerio de Minas y Energía. ISBN 958-95233-4-X (1996) Bogotá

<sup>30</sup> Casper, C. Electrificación rural mediante micro-redes con generación solar híbrida. Fraunhofer Institut Solare Energiesysteme. Presentado en Curso Internacional de Formación en micro-redes. UNESCO – OLADE. Quito / Ecuador, 27-29 Noviembre 2001.

Según un estudio del Banco Mundial (Narayan, 1995), las variables de participación en proyectos exitosos son:

- *La participación de los usuarios en la financiación de la instalación,*
- *La pertenencia y el control local del recurso técnico y,*
- *La reacción de los profesionales a la retroalimentación de los usuarios (flexibilidad y adaptación a las necesidades locales).*

### *Estrategia 3: Aplicación de la metodología de evaluación de proyectos*

Se propone una metodología de evaluación de proyectos PEZNI, la cual consiste de las siguientes tres etapas:

- Etapa de revisión de información del proyecto.
- Etapa de evaluación.
- Etapa de selección y priorización.

con la recomendación del seguimiento de los proyectos. Establece también metas e indicadores por estrategia y línea de acción para el objetivo 2.

### **Objetivo 3. Mejorar la gestión empresarial de la prestación del servicio en las Zonas No Interconectadas en un marco sostenible**

Se identificaron las siguientes deficiencias en la gestión empresarial:

- Baja calidad y eficiencia en el servicio de electricidad prestado en las localidades ZNI, por altos niveles de pérdidas, deficiente gestión empresarial y técnica, y bajo seguimiento de la operación de los sistemas de generación y distribución.
- Deficiente control en la implementación de los proyectos, específicamente en los estándares técnicos de los equipos, incluyendo paneles solares, bombillas ahorradores, etc.
- Bajo control en la calidad de las instalaciones internas de los usuarios ZNI.
- Deficiente gestión empresarial por parte de los diferentes prestadores del servicio, por bajos niveles de competencia comercial, operativa, financiera, y ambiental; presentándose empresas muy pequeñas, un número alto de ellas y elevada multiplicidad de los tipos de esquemas empresariales que operan en las ZNI, cuya viabilidad empresarial es dudosa.
- Bajo acompañamiento, seguimiento y control por parte del Estado, en este caso IPSE y SSPD, para fortalecer la gestión de las pequeñas empresas prestadoras de servicio en ZNI, reestructurarlas o liquidarlas.
- Deficientes esquemas financieros, cuyas principales inversiones están amparadas en los diferentes subsidios, lo que además está acompañado de muy bajos niveles de recaudo y poco seguimiento financiero.

La problemática requiere de acciones en:

- Calidad del servicio, en la que se incluye desde la adquisición de equipos hasta el uso final, considerando acciones regulatorias, normativas, y de gestión.
- Multiplicidad de esquemas empresariales y elevado número y tamaño de empresas no viables que desde la expedición de las Leyes 142 y 143, no han generado los resultados esperados (cobertura y calidad en las ZNI). Es necesario que actúe la SSPD, en coordinación con Minminas y la CREG (regulación para mercados muy dispersos).
- Gestión empresarial, la cual debe incluir esquemas de asignación de recursos que estén en línea con el grado de gestión y cumplimiento en la calidad del servicio prestado, sin influencia de agendas políticas locales.

Se proponen tres estrategias

- Estrategia 1. Mejora en la calidad del servicio.
- Estrategia 2. Esquemas Empresariales Sostenibles.
- Estrategia 3. Incentivos para la viabilidad y buena gestión empresarial.

#### *Estrategia 1: Implementación de estándares y seguimiento a la prestación del servicio*

Como primera línea de acción se propone el empleo de estándares de calidad de productos, de instalaciones internas y de equipos empleados por los usuarios y establecimiento de mecanismos regulatorio de operación y seguimiento de los proyectos. También el diseño de proyectos apropiados al entorno de las localidades donde se desarrollaran, y el monitoreo y seguimiento por parte del estado para la correcta selección e instalación de equipos para asegurar la vida útil del proyecto.

En este sentido, se considera oportuno incluir la formación de ingenieros en energía renovables y la formación de técnicos debidamente certificados para la instalación de equipos y la realización de las obras eléctricas en las localidades de las ZNI. También es necesario la adopción de normas y el desarrollo de reglamentos técnicos para los equipos, así como la certificación de inspectores que reciban las obras de acuerdo con los reglamentos que será necesario establecer.

Se considera relevante la aplicación de esquemas tarifarios que incentiven la calidad del servicio y el desarrollo de señales regulatorias por parte de la CREG para incentivar el ahorro y la eficiencia energética en toda la cadena del servicio.

Se propone el fortalecimiento del monitoreo y seguimiento a indicadores de calidad del servicio por parte de la SSPD y con herramientas existentes como el CNM. A cargo de la SSPD, el análisis de la información recibida que permita calcular y analizar parámetros de orden técnico-operativo y comercial del servicio. Y por parte del CNM, el seguimiento técnico del desempeño del sistema de generación y suministro de energía.

## *Estrategia 2: Definición de Criterios para el Diseño de Esquemas Empresariales Sostenibles*

Se proponen tres líneas de acción para mejorar la gestión empresarial del servicio de energía eléctrica dentro de un marco sostenible:

### Marco legal y Regulatorio de Esquemas Empresariales

Se proponen tres dimensiones para la definición del esquema empresarial para la provisión del servicio de energía eléctrica:

- Generación con sistemas individuales o generación en micro-red.
- Tipo de servicio que prestará la empresa
- Nivel de apertura del mercado.

Los usuarios actualmente pagan sumas elevadas por los servicios que emplean a través de productos comerciales que consumen. Por lo tanto, los usuarios esperan una reducción de los costos, además de es deseable una mejor calidad de los servicios, y entonces surgen dos posibilidades: Adquisición de los sistemas de generación por los usuarios directamente o pago del servicio de energía eléctrica. En el primer caso, los usuarios deben tener acceso a mecanismos financieros que les permitan la adquisición de los equipos y tener asegurado el servicio de mantenimiento. En el segundo caso, el prestador del servicio debe tener una tarifa que le permita la prestación rentable y sostenible del servicio. La conveniencia de si emplear sistemas individuales o micro-redes debe basarse en consideraciones técnico-económicas. En cuanto a la naturaleza del prestador del servicio, este puede ser una empresa, una empresa de naturaleza mixta o una organización tipo cooperativa.

### Metodología para decisión del tipo de esquema empresarial a aplicar

EL PEZNI propone una serie de consideraciones a tener en cuenta cuando se tome la decisión del tipo de esquema empresarial para o suministrar equipo de generación o suministrar el servicio de energía eléctrica. También considera otros esquemas empresariales como Alianzas Público Privadas (APPs) o las áreas de servicio exclusivo.

## *Estrategia 3: Diseño de incentivos para la viabilidad y buena gestión empresarial.*

Esta estrategia considera tres líneas de acción:

- Asistencia y apoyo integral para la gestión empresarial. Desarrollo de capacidades técnico, administrativo, financiero, comercial y ambiental en las empresas vía capacitación y acompañamiento a las empresas u organizaciones prestadoras del servicio.
- Nuevo esquema de asignación de subsidios. Se propone consolidar una política de mejora de la prestación del servicio aplicando mecanismos de obligatorio cumplimiento

(decretos de Minminas, resoluciones de la CREG, cumplimiento de la SSPD y apoyo del IPSE) que determine un nuevo esquema de asignación de subsidios y sanciones por el incumplimiento de metas que se establezcan.

- Y finalmente, Monitoreo y seguimiento a indicadores de gestión empresarial a fin de determinar las deficiencias en las gestión y permitir la oportuna aplicación de las medidas correctivas.

El PEZNI propone Metas e indicadores por estrategia y línea de acción en horizontes de, 5 y 20 años.

#### **Objetivo 4. Mejorar el Acceso y Calidad de la Información De las ZNI**

Durante el desarrollo del PEZNI se pudo identificar un aserie de dificultades con la información sobre las ZNI que comienzan con insuficiencia, incompletez y deficiente calidad y confiabilidad de la misma, en aspectos técnicos, comerciales, socioeconómicos y subsidios. Para subsanar estas deficiencias se proponen tres estrategias:

- Estrategia 1: Fortalecimiento del Centro Nacional de Monitoreo
- Estrategia 2: Definición de Metodologías de reporte y captura de información
- Estrategia 3: Información de la calidad del servicio

##### *Estrategia 1: Fortalecimiento del Centro Nacional de Monitoreo.*

Se propone el fortalecimiento del CNM al ampliar las variables que se miden (incluir consumo de combustible, monitoreo de la demanda aunque ya se determina la curva de carga, información de meteorológica e hidrológica para fines energéticos<sup>31</sup>), transmisión off-line de datos. En cuanto al CNM se propone que sea operado por el CND. Y se propone expandir el servicio a un mayor número de localidades.

##### *Estrategia 2: Definición de Metodologías de reporte y captura de información*

Se proponen tres líneas de acción. Establecimiento de variables a medir, indicadores y mecanismos para el seguimiento de las instalaciones en las ZNI. En establecer una metodología que permita segundo lugar, creación de un sistema único de información que contenga documentación técnica, económica, operativa, de los sistemas instalados y que permita analizar

---

<sup>31</sup> En relación con la información meteorológica es hay que considerar dos fines: el primero es de monitoreo de los sistemas de energía renovables en operación, y el segundo, prospección de recursos renovables. Esta segunda opción requiere de estaciones más avanzadas y no necesariamente en el sitio de las plantas de generación, y es necesario tener en cuenta que la estabilización de las series de datos puede tomar, dependiendo del grado de certidumbre que se requiera, hasta 10 años.

la misma sea individualmente o globalmente. Y tercera, diseñar y aplica una metodología que permita conocer las actuaciones de diferentes entidades del estado en las ZNI a fin de articularlas.

### *Estrategia 3: Información de la calidad del servicio*

Al ampliar la cobertura del CNM a todas las localidades y obtener información sobre la calidad del servicio. Este sistema de monitoreo debe ser obligatorio en el caso de subsidios o incentivos otorgados por el estado.

Se incluye aquí mismo el establecimiento de un sistema que permita evaluar la calidad de la atención al usuario por parte de la SSPD.

Para el objetivo cuarto se proponen metas e indicadores por estrategia y líneas de acción en horizontes de uno a cinco años.

## Marco Legal y Regulatorio de las Energías Renovables

### Ley 143 de 1994

El punto de partida del marco legal para las Energías Renovables en Colombia está en la Ley 143 de 1994, relacionado con el Uso Racional y Eficiente de la Energía en el país que estableció el ahorro de energía, así como su conservación y uso eficiente, como uno de los objetivos prioritarios en el desarrollo de las actividades del sector eléctrico.

### Ley 164 de 1994

Mediante la Ley 164 de 1994, el Congreso de la República de Colombia aprobó la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) de 1992 y por lo tanto, de conformidad con el artículo 1o. de la Ley 7 de 1944, dicha Convención **obliga** al país a partir de la fecha en que perfeccione el vínculo internacional respecto de la misma. La CMNUCC establece la importancia de desarrollar una política de alcance global para enfrentar los retos debidos a las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI). Establece claramente que las obligaciones comunes para todos los países pero diferenciadas. En particular para países como Colombia, país no desarrollado del grupo de países del No Anexo 1, no se exige ningún compromiso de reducción de emisiones aunque si puede adoptar voluntariamente reducción de emisiones. Hasta ahora Colombia no ha asumido compromisos obligatorios en el marco de la Convención Marco.

*Colombia suscribió el Convenio el 13 de Junio de 1992, lo ratificó el 22 de Marzo de 1995 y entró en vigor el 20 de Junio de 1995 (UNFCC, 2000).*

### Ley 629 de 2000

Mediante esta Ley se aprobó el "Protocolo de Kioto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático", protocolo hecho en Kioto el 11 de diciembre de 1997.

*El protocolo de Kioto fue aceptado el 30 de Noviembre del 2001 y entró en vigor el 16 de Febrero de 2005 (UNFCC, 2009).*

### Ley 697 de 2001

Posteriormente, la Ley 697 de octubre de 2001 es la pieza fundamental del marco legal y regulatorio de la Uso Racional y Eficiente de la Energía (URE), cobijando a las energías alternativas. Mediante esta Ley se fomenta el uso racional y eficiente de la energía, *se promueve la utilización de energías alternativas* y se dictan otras disposiciones. El objetivo fundamental de la ley antes mencionada y de su Decreto Reglamentario 3683 de 2003, es promover el uso racional y eficiente de la energía y demás formas de *energía no convencionales*, de tal manera que se tenga la mayor eficiencia energética para asegurar el abastecimiento energético pleno y oportuno, la competitividad de la economía colombiana, la protección al consumidor y la promoción de fuentes de energía no convencionales, de manera sostenible con el medio ambiente y los recursos naturales.

El artículo 4° de la Ley decreta que el Ministerio de Minas y Energía será la entidad responsable de promover, organizar, y asegurar el desarrollo y el seguimiento de los programas de uso racional y eficiente de la energía de acuerdo a lo dispuesto por dicha Ley.

En el artículo 5° se decretó la creación del *Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía y demás formas de energía no convencionales (PROURE)*, que diseñará el Ministerio de Minas y Energía, cuyo objeto es aplicar gradualmente programas para que toda la cadena energética, esté cumpliendo permanentemente con los niveles mínimos de eficiencia energética y sin perjuicio de lo dispuesto en la normatividad vigente sobre medio ambiente y los recursos naturales renovables.

La Como puede observarse en la tabla anterior, las disposiciones reglamentarias tuvieron que ver principalmente con la eficiencia energética y los biocombustibles pero no a las FENR.

Tabla 29 relaciona los decretos reglamentarios de la Ley 697.

Como puede observarse en la tabla anterior, las disposiciones reglamentarias tuvieron que ver principalmente con la eficiencia energética y los biocombustibles pero no a las FENR.

**Tabla 29. Decretos reglamentarios de la Ley 697 de 2001**

1135 de 2009	Modifica el Decreto 2629 de 2007, en relación con el uso de alcoholes carburantes en el país y con las medidas aplicables a los vehículos automotores que utilicen gasolinas para su funcionamiento.
3450 de 2008	Por el cual se dictan medidas tendientes al uso racional y eficiente de la energía eléctrica – bombillos ahorradores
2688 de 2008	Modifica el Decreto Reglamentario 3683 de 2003 en conformación de la CIURE
2629 de 2007	Se dictan disposiciones para promover el uso de biocombustibles y medidas aplicables a los vehículos y demás artefactos a motor que utilicen combustibles para su funcionamiento.
2501 de 2007	Se dictan disposiciones para promover prácticas con fines de uso racional y eficiente de energía eléctrica – faculta al MME y de Comercio para expedir el reglamento técnico de diferentes equipos y elementos de energía (ej. transformadores, calentadores de agua, iluminación, etc.), obligación para vivienda de interés social en cumplir con reglamento.
1008 de 2006	Adiciona el Decreto 802 de 2004 – ordena a la CREG introducir incentivos tarifarios en distribución de gas natural para el GNVC.
139 de 2005	Modifica los parágrafos 2° y 3° del artículo 23 del decreto 3683 de 2003.
802 de 2004	Establece disposiciones para incentivar el GNVC.
3683 de 2003	Reglamenta la Ley 697 de 2001 y crea la Comisión Intersectorial CIURE.

GNVC: Gas Natural Vehicular; MME: Ministerio de Minas y Energía.

### Ley 788 de 2002

El Decreto 3683 se limita a señalar que el MME, la CREG y la UPME, en coordinación con las entidades públicas pertinentes, deben identificar e implementar los modelos y fuentes de financiación para la gestión y ejecución del PROURE.

Dentro los mecanismos financieros actualmente vigentes se tiene la Ley 788 de 2002. Esta Ley exime durante quince años del impuesto a la renta las ventas de energía eléctrica generada a partir de biomasa, viento y residuos agrícolas si se obtienen los certificados de reducción de emisiones de carbono previstos en el Protocolo de Kioto, los cuales generan ingresos a los empresarios. Para gozar de la exención del impuesto, el 50% de estos ingresos tiene que destinarse a programas de beneficio social.

También se exime del Impuesto al Valor Agregado (IVA) la importación de maquinaria y equipos destinados al desarrollo de proyectos o actividades que sean exportadores de certificados de reducción de emisiones de carbono y que contribuyan a reducir la emisión de los GEI y, por lo tanto, al desarrollo sostenible.

Estos incentivos constituyen un elemento claro de política para promover FNCE que resulten competitivas en el mercado eléctrico, aplicando el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL). Algunos de los proyectos de PCHs y generación eólica han hecho uso de estos incentivos.

#### Decreto 3683 de 2003

El Decreto 3683 de diciembre de 2003 reglamenta la Ley 697/2001 y crea la Comisión Intersectorial para el Uso Racional y Eficiente de la Energía y Fuentes No Convencionales de Energía (CIURE).

#### Decreto 139 de 2005

En enero de 2005, mediante el Decreto 139, se modificó parcialmente el Decreto 3683/03 y en junio de 2006, mediante la Resolución 18 0609 se definieron los Subprogramas que hacían parte del PROURE y se adoptaron otras disposiciones.

A partir de esta última Resolución, el PROURE quedó conformado por nueve Subprogramas:

1. Cultura, investigación y promoción del URE y análisis prospectivo de nuevas tecnologías de transformación energética relacionadas con el mismo;
2. Fomento y desarrollo de proyectos con fuentes energéticas no convencionales y de Fomento y desarrollo de proyectos con *fuentes energéticas no convencionales* y de eficiencia energética, incluidos los proyectos de *energías limpias o renovables* con prioridad en las zonas no interconectadas;
3. Edificaciones arquitectónicas y equipamiento asociado para el URE;
4. Control de pérdidas de energía;
5. Cambio Climático e iniciativas de mercado de metano y secuestro y captura de carbono;
6. Estímulos e incentivos a tecnologías, productos y proyectos URE o al uso total o parcial de *energías no convencionales*;

7. Proyectos o actividades de producción más limpia y de ahorro y de eficiencia energética, que requieran equipos, elementos y maquinaria destinados a la reducción en el consumo de energía y/o eficiencia energética;
8. Fomento del URE en los sectores oficial, comercial, transporte, residencial (incluido vivienda de interés social), industrial (Medianas y Pequeñas Empresas Mypimes y Empresas de Servicios Energéticos (ESCOs));
9. Sustitución de combustibles tradicionales por otros combustibles potencialmente más limpios y específicamente el fomento y utilización de los biocombustibles;
10. Actualización y/o reconversión tecnológica de equipos industriales en función del URE.

### Plan de Acción PROURE 2010

En el quinquenio anterior, el Gobierno de Colombia ha elaborado el Plan de Acción 2010-2015 del PROURE (Prias, Omar Fredy, 2010). Este programa incluye el subprograma que busca promover los usos y la participación de las fuentes no convencionales de energía en la canasta energética nacional con criterios de diversificación, complementariedad y seguridad, en consonancia con la disponibilidad y factibilidad de explotación de los recursos y la utilización de tecnológicas de transformación más apropiadas a nuestras condiciones económicas, sociales, productivas y ambientales.

Como etapas fundamentales para este objetivo se consideraron:

- Inventarios y caracterización de los recursos renovables. Fundamental para definir los potenciales energéticos viables y factibles, y para definir directrices de política energética para impulsar su desarrollo en los mercados energéticos y en los esquemas regulatorios del mercado de energía eléctrica en el país.
- Proveer información a los actores del mercado para que puedan diseñar sus planes de negocios e inversiones para el desarrollo de proyectos. En este sentido PROEXPORT y el Ministerio de comercio tiene una gran oportunidad en la promoción, difusión de proyectos y en la inteligencia de mercados en un contexto global.

Para la conformación e implementación de estrategias, hay varias instituciones que pueden activamente participar con información, conocimiento, y prospectiva tecnológica. En esta última actividad juegan un papel primordial las universidades.

Dentro de este subprograma, se esbozó un Plan de Promoción del uso de Fuentes No Convencionales de Energía. La mayor parte del plan contempla la evaluación de recursos (solar, eólico, geotérmico, hídrico (PCHs), biomasa, energía de los mares, formación avanzada en universidades y proyectos demostrativos.

La participación de las FNCE es importante en el país. En el consumo final de energía durante 2008, la contribución de los energéticos renovables fue de 6,5% en biocombustibles, 10,4% en bagazo y 20,6% en la utilización de leña, con base en las estimaciones preliminares de inventarios y potenciales de los recursos energéticos renovables y su participación en el mix nacional.

Para el 2015 se propuso como meta global, un incremento en la participación de las FNCE en la canasta energética total del 5% de los cuales 4% en el uso de la biomasa y biocombustibles para aplicaciones térmicas y transporte y el 1% restante en energía eléctrica (Prias, Omar Fredy, 2010).

### Conclusiones

Se puede afirmar que el marco legal y reglamentario con el que se ha desarrollado el servicio de energía eléctrica merece una revisión y ajustes ya que no se ha dado cumplimiento, después de 20 años, de llevar el servicio de energía a todos los rincones del país. Los ajustes deben continuar, como se está haciendo, por ejemplo para incluir las fuentes de energía renovables, fortalecer los recursos, buscar mejorar la cobertura, la calidad del servicio, mejorar la supervisión del servicio, entre otros factores.

Estos aspectos y otros más se han considerado en el PEZNI. Es necesario sin embargo, mantener presente que el servicio de energía eléctrico tiene características especiales en las ZNI: es un servicio público, debe cumplir estándares de calidad, da lugar a deberes y derechos por parte de los usuarios, da lugar a obligaciones por parte de los prestadores del servicio.

Desde el punto de vista técnico, las soluciones de energía renovable deben ser muy robustas, lo cual exige ingeniería de energías renovables, estándares de calidad de productos, estándares de instalación, guías de operación y mantenimiento, principalmente.

Desde el punto de vista de la operación y mantenimiento, debe entenderse bien la gestión del despacho de estos sistemas integrados en plantas híbridas, sea este automatizado o manual, la disposición final de elementos como baterías, entre otros.

Desde el punto de vista de la supervisión de los sistemas, debe potenciarse el monitoreo de las plantas incluyendo nuevas variables, y la supervisión del servicio y de las empresas prestadoras del servicio por parte de la institución gubernamental responsable de ello.

La NAMA para las ZNI se encuentra en línea con las políticas nacionales para estas zonas del país, por cuanto promueven el uso de las energías renovables para la generación de energía y la hibridación de las centrales de generación Diésel, reduciendo las emisiones de GEI y permitiendo el desarrollo sostenible y el crecimiento de las comunidades.

## LÍNEA BASE DE EMISIONES DE GEI DE LA LÍNEA BASE EN LAS ZNI

El objetivo del siguiente capítulo es determinar la línea base de emisiones de gases efecto invernadero ocasionadas por los sistemas de electrificación de las ZNI.

### Generalidades

Bajo el nombre de Línea Base se comprende la información que se emplea como punto de partida para comparar otra información. Bajo el nombre de Línea Base de Emisiones (Baseline Emissions) se entienden las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) que ocurren en el escenario de Línea Base. Este escenario de Línea Base es el escenario que representa razonablemente las emisiones antropogénicas de emisiones de GEI que ocurren en ausencia de una actividad de proyecto de reducción de emisiones.

### Frontera del proyecto.

Las fronteras del proyecto, para el cálculo de las emisiones, lo constituyen las fronteras físicas de las plantas de generación eléctrica a combustibles derivados del petróleo, emisiones que se producen en cada una de las plantas, compuestas a su vez por una o varias unidades de generación y conectadas a una mini-red localizada en las ZNI.

### Año base

El año base para la estimación de las emisiones totales es el año de 2014. Para las plantas Diésel se ha tomado como referencia el último trimestre de 2014 y se ha extrapolado a todo el año.

### Metodología de la Línea Base

Las emisiones de GEI debidas a la generación de electricidad en las ZNI provienen de la combustión de las plantas Diésel. Por lo tanto, la metodología para calcular la Línea Base de Emisiones de CO<sub>2</sub> por generación Diésel en las ZNI consiste en determinar para un periodo de tiempo determinado, la generación de energía eléctrica en cada localidad de las ZNI, calcular el consumo de combustible requerido para la generación y las emisiones de CO<sub>2</sub>, para ese periodo de tiempo y para esa localidad.

### Modelo de cálculo

Para una localidad dada, sea D un sistema de generación compuesto por plantas Diésel Dj (j: número de la planta). Además sean:

- CD<sub>ij</sub>      consumo de Diésel de la planta Diésel j durante el mes i (gal),
- CD<sub>i</sub>        consumo de Diésel de todas las planta Diésel durante el mes i (gal),

GDij	generación de energía eléctrica de la planta Diésel j durante el mes i (kWh)
GDi	generación de energía eléctrica de todas las plantas Diésel durante el mes i (kWh),
EDij	emisiones de GEI de la planta Diésel j durante el mes i (kg CO <sub>2</sub> ),
CECj	consumo específico de combustible de la planta Diésel j (gal/kWh),
FEmD	factor de emisiones de CO <sub>2</sub> del combustible Diésel (kg CO <sub>2</sub> /kWh), y
EDi	emisiones totales del Sistema Diesel D durante el mes i (kg CO <sub>2</sub> ).

Entonces para cada localidad y para un mes específico:

$$GDi = \sum_j GDij$$

$$CDi = \sum_j CDij$$

Las emisiones totales de todas las plantas Diésel está dada por

$$EDi = \sum_j EDij = FEmD * \sum_j CDij$$

Ahora, el consumo de Diésel se mide o se puede estimar. La información disponible es la generación GDij, por lo que el consumo de Diésel está dado por

$$CDij = GDij * CECj$$

y por tanto, las emisiones totales de CO<sub>2</sub> por generación Diésel durante el mes i, EDi, en una localidad, se calculan como la suma de la generación de cada planta j por su respectivo Consumo Específico de Combustible, CECj, el cual depende de la potencia de la unidad Diésel, y por el coeficiente de emisiones de CO<sub>2</sub> del combustible Diésel, CEmD:

$$EDi = FEmD * \sum_j GDij * CECj$$

### *Generación Diesel*

La información de la Generación Diesel, GDij, es la información requerida de las plantas en operación y reportada a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD).

### *Coficiente de Consumo Específico*

El consumo de combustible se reconoce, de acuerdo a la Resolución CREG 091 de 2007, Art. 25, como el producto de la energía generada multiplicada por el Coeficiente de Consumo Específico

de combustible, según el rango de potencia dentro del cual se encuentra la unidad generadora. La Tabla 30 muestra este consumo específico en gal/kWh, también en kWh/gal y el correspondiente coeficiente de emisiones de CO<sub>2</sub> por kWh.

*Tabla 30. Coeficiente de Consumo Específico y emisiones por rango de potencia de las plantas Diésel*

Rango potencia	gal/kWh *	kWh/gal	kgCO <sub>2</sub> /kWh**
100 ≤ P/kW	0.0974	10.2669	0.989
100 < P/kW ≤ 200	0.0880	11.3636	0.893
200 < P/kW ≤ 1000	0.0825	12.1212	0.837
1000 < P/kW ≤ 2000	0.0801	12.4844	0.813
P/kW > 2000	0.0722	13.8504	0.733
Fuente *:	Fuente: Resolución CREG 091 de 2007, Art. 25		
Fuente **:	<a href="http://www.eia.gov/environment/emissions/co2_vol_mass.cfm">http://www.eia.gov/environment/emissions/co2_vol_mass.cfm</a>		
Coeficiente emisiones	10.15	kgCO <sub>2</sub> /gal	
Diesel - Estacionario	0.01015	tCO <sub>2</sub> /gal	

#### *Factor de Emisiones de CO<sub>2</sub> del combustible Diésel*

El Factor de Emisiones de CO<sub>2</sub> del combustible Diésel (FEmD) en operación estacionaria se da como 10.15 kgCO<sub>2</sub>/gal (Tabla 30). En esta tabla se da también el factor de emisiones de CO<sub>2</sub> por kWh.

#### **Fuentes de Información**

Para estimar las emisiones de gases de efecto invernadero, ocasionadas por los sistemas de generación en las ZNI y de los Proyectos Integrales (energéticos y/o productivos) derivados de los PERS disponibles en el momento de ejecución del proyecto, se tienen las siguientes fuentes de información:

- PERS. Los Planes de Energización Rural Sostenibles (PERS) se encuentran en una fase inicial de desarrollo y no se han estimado aún las demandas de potencia y energía de los diferentes proyectos que se están considerando en cada PERS. Por lo tanto, no hay información disponible que permita estimar la demanda de energía y las emisiones que se causarían por sistemas convencionales de generación (por ejemplo, plantas Diésel) y que se pueden considerar como emisiones evitadas si esta generación se realizara con energías renovables.
- IPSE. En cuanto se refiere al consumo de combustible de las plantas Diésel actualmente en operación, el Centro Nacional de Monitoreo (CNM) del Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las ZNI (IPSE) mide la generación de energía

eléctrica en 72 localidades del país pero no el consumo de combustible<sup>32</sup>. Por tanto, la fuente de información disponible de mayor cobertura para las ZNI es el Sistema Único de Información (SUI) de la Superintendencia de Servicios Públicos (SSPD) que reporta la generación de electricidad de las plantas Diésel en las diferentes localidades de las ZNI. La información del CNM se empleará para verificar la información del SUI para las localidades que son monitoreadas por ellos.

Actualmente el IPSE se encuentra desarrollando varios proyectos que consisten en el mejoramiento de redes en las zonas rurales, proyectos de energía solar fotovoltaica en comunidades rurales y dos proyectos híbridos Diésel-fotovoltaica. Estos últimos sistemas híbridos contarán con sistemas de medición que permitirán la medición de la generación renovable y permitirá determinar su contribución a la generación.

- SUI. El SUI contiene información técnica-operativa y comercial sobre la prestación del servicio de energía eléctrica en las ZNI.
- PIEC. El Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica 2013-2017 (PIEC) de la UPME indica que existen en la actualidad 55.809 Viviendas Sin Servicio (VSS, equiparables a usuarios) NO interconectables, de las cuales 51.159 serían objeto de recursos del Fondo de Apoyo para las Zonas No Interconectadas (FAZNI) y el resto, de los prestadores del servicio de las localidades próximas.

Por lo tanto, para la siguiente evaluación, la información disponible es la del SUI y del PIEC, y la del CNM del IPSE será empleada para control de la información del SUI. La información del CNM es supremamente valiosa para estudiar el comportamiento de los sistemas de generación monitoreados y de las características técnicas de la prestación del servicio en esas localidades.

#### *Sistema Único de Información de la SSPD*

Como fuente de información se ha empleado la base de datos

- T097 2014-4.xls,

del SUI correspondiente al trimestre Octubre-Noviembre-Diciembre de 2014. Esta base de datos tiene la estructura que se describe en la Tabla 31. En esta base datos se da para una localidad específica, la generación horaria de cada una de las plantas Diésel y su respectiva capacidad.

---

<sup>32</sup> Si bien el CNM dispone de sistema de medición en 72 localidades, los informes mensuales contienen información de un número inferior por causas tales como daños y remodelaciones de las instalaciones. Por ejemplo, en el mes de junio de 2015 se reportó información de 59.

Tabla 31. Estructura base datos y su descripción

NOMBRE COLUMNA	DESCRIPCIÓN
CAR_T1097_SECUE	Secuencial
CAR_T1097_COD_DANE	Código Dane de la Localidad
CAR_T1097_NOM_LOCAL	Nombre de la Localidad
CAR_T1097_PLANTA_ELEC	Número planta en Localidad
CAR_T1097_MARCA	Marca de la planta
Mes	Número Mes
CAR_T1097_FECHA	día/mes/año/hora
CAR_T1097_HORA	Hora del día
CAR_T1097_CAPACIDAD	Capacidad planta en kW
CAR_T1097_HOROMETRO	Horómetro
CAR_T1097_KWGENERADOS	kWh generados, por hora
IDENTIFICADOR_EMPRESA	Código empresa
CAR_CARG_SECUE	Secuencial
CAR_ARCH_SECUE	Secuencial
CAR_CARG_MES	Número Trimestre
CAR_CARG_ANO	Año

## Emisiones de CO<sub>2</sub> de las ZNI

Las emisiones de CO<sub>2</sub> en las ZNI se calculan como las emisiones de las plantas de generación actualmente en operación reportadas por el SUI y las emisiones que se producirían si la energía generada en todas las localidades NO interconectables reportadas por el PIEC fueran generadas por plantas Diésel.

Las emisiones se calculan mensualmente para cada localidad, se escalan a un año y se contabilizan por departamento. Las emisiones totales de las ZNI son entonces la suma de las actualmente producidas por el sistema de generación y las que se producirían si a todos los usuarios actualmente sin servicio NO interconectables se les suministrara un consumo básico generado por plantas Diésel.

## Emisiones del Sistema de Generación Eléctrica de las ZNI

La Tabla 32,

Tabla 34 y

Tabla 36 muestran respectivamente para los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2014, la generación de energía eléctrica por departamento y por rango de potencia de las plantas Diésel utilizadas. La Tabla 33, Tabla 35 y Tabla 37 muestran el consumo de Diésel por rango de potencia de las plantas Diésel utilizadas y las emisiones de CO<sub>2</sub> correspondientes.

Puede observarse que la generación, consumo de Diésel y emisiones durante los tres meses evaluados son prácticamente iguales, por lo que el valor anual se puede estimar como el cuádruple del valor del trimestre evaluado (Tabla 38).

*Tabla 32. Generación Diesel en las ZNI – Octubre 2014*

Departamento	Energía Generada Mes Octubre 2014 (kWh)					Total	Participación (%)
	100 ≤ P/kW	100 < P/kW ≤ 200	200 < P/kW ≤ 1000	1000 < P/kW ≤ 2000	P/kW > 2000		
AMAZONAS	60,729	84,861	40,887	132,618	3,614,729	3,933,824	10.8%
ANTIOQUIA	155,075	109,812	131,852			396,739	1.1%
BOLIVAR		24,122				24,122	0.1%
CAQUETA	163,976	43,927	129,487			337,390	0.9%
CASANARE			21,136			21,136	0.1%
CAUCA	554,528	110,081	1,289,745			1,954,354	5.4%
CHOCO	781,251	183,434	1,587,093			2,551,778	7.0%
GUAINIA	19,406	4,123		1,363,504		1,387,033	3.8%
GUAVIARE	5,752	8,034	67,760			81,546	0.2%
LA GUAJIRA			32,234			32,234	0.1%
META	7,564	29,202	272,047			308,813	0.9%
NARIÑO	1,934,948	445,222	1,761,371			4,141,541	11.4%
PUTUMAYO	28,299	33,962	777,512	332,206		1,171,979	3.2%
SAN ANDRES	0		379,650	610,565	17,094,481	18,084,696	49.8%
VALLE DEL CAUCA	394,461	22,080	0			416,541	1.1%
VAUPES	16,926	10,834	520,271	342,017		890,048	2.5%
VICHADA	13,365	24,125	536,296	20,212		593,998	1.6%
<b>Total</b>	<b>4,136,280</b>	<b>1,133,819</b>	<b>7,547,341</b>	<b>2,801,122</b>	<b>20,709,210</b>	<b>36,327,772</b>	<b>100.0%</b>
<b>Participación</b>	<b>11.4%</b>	<b>3.1%</b>	<b>20.8%</b>	<b>7.7%</b>	<b>57.0%</b>	<b>100.0%</b>	

Fuente: Elaboración propia a partir de: TOperativoDIESEL.xlsx, SUI - SSPD

*Tabla 33. Consumo de Diesel y Emisiones CO<sub>2</sub> en las ZNI – octubre 2014*

Departamento	Consumo Diesel Mes Octubre 2014 (gal)						Emisiones	
	100 ≤ P/kW	100 < P/kW ≤ 200	200 < P/kW ≤ 1000	1000 < P/kW ≤ 2000	P/kW > 2000	Total	(tCO <sub>2</sub> )	(%)
AMAZONAS	5,915	7,468	3,373	10,623	260,983	288,362	2,927	10.1%
ANTIOQUIA	15,104	9,663	10,878	0	0	35,646	362	1.3%
BOLIVAR	0	2,123	0	0	0	2,123	22	0.1%
CAQUETA	15,971	3,866	10,683	0	0	30,520	310	1.1%
CASANARE	0	0	1,744	0	0	1,744	18	0.1%
CAUCA	54,011	9,687	106,404	0	0	170,102	1,727	6.0%
CHOCO	76,094	16,142	130,935	0	0	223,171	2,265	7.8%
GUAINIA	1,890	363	0	109,217	0	111,470	1,131	3.9%
GUAVIARE	560	707	5,590	0	0	6,857	70	0.2%
LA GUAJIRA			2,659			2,659	27	0.1%
META	737	2,570	22,444	0	0	25,750	261	0.9%
NARIÑO	188,464	39,180	145,313	0	0	372,957	3,786	13.1%
PUTUMAYO	2,756	2,989	64,145	26,610	0	96,499	979	3.4%
SAN ANDRES	0	0	31,321	48,906	1,234,222	1,314,449	13,342	46.2%
VALLE DEL CAUCA	38,421	1,943	0	0	0	40,364	410	1.4%
VAUPES	1,649	953	42,922	27,396	0	72,920	740	2.6%
VICHADA	1,302	2,123	44,244	1,619	0	49,288	500	1.7%
<b>Total</b>	<b>402,874</b>	<b>99,776</b>	<b>622,656</b>	<b>224,370</b>	<b>1,495,205</b>	<b>2,844,880</b>	<b>28,876</b>	<b>100.0%</b>
<b>Participación</b>	<b>14.2%</b>	<b>3.5%</b>	<b>21.9%</b>	<b>7.9%</b>	<b>52.6%</b>	<b>100.0%</b>		

Fuente: Elaboración propia a partir de: TOperativoDIESEL.xlsx, SUI - SSPD

Tabla 34. Generación Diesel en las ZNI – Noviembre 2014

Departamento	Energía Generada Mes Noviembre 2014 (kWh)						Participación (%)
	100 ≤ P/kW	100 < P/kW ≤ 200	200 < P/kW ≤ 1000	1000 < P/kW ≤ 2000	P/kW > 2000	Total	
AMAZONAS	67,378	88,781	34,363	115,588	3,583,824	3,889,934	11.1%
ANTIOQUIA	151,597	107,866	145,266			404,729	1.2%
BOLIVAR		28,589				28,589	0.1%
CAQUETA	159,325	42,510	124,860			326,695	0.9%
CASANARE			20,429			20,429	0.1%
CAUCA	536,880	109,470	1,246,599			1,892,949	5.4%
CHOCO	750,377	178,679	1,674,841	12,926		2,616,823	7.5%
GUAINIA	18,780	3,990		1,320,876		1,343,646	3.8%
GUAVIARE	5,561	7,774	66,637			79,972	0.2%
LA GUAJIRA			23,094			23,094	0.1%
META	7,320	28,260	266,597			302,177	0.9%
NARIÑO	1,872,999	430,620	1,771,661			4,075,280	11.7%
PUTUMAYO	35,280	46,440	746,223	316,359		1,144,302	3.3%
SAN ANDRES	0		330,994	655,922	15,831,857	16,818,773	48.2%
VALLE DEL CAUCA	370,588	20,700	0			391,288	1.1%
VAUPES	15,960	10,542	515,806	375,143		917,451	2.6%
VICHADA	15,236	42,774	563,384	19,010		640,404	1.8%
<b>Total</b>	<b>4,007,281</b>	<b>1,146,995</b>	<b>7,530,754</b>	<b>2,815,824</b>	<b>19,415,681</b>	<b>34,916,535</b>	<b>100.0%</b>
<b>Participación</b>	<b>11.5%</b>	<b>3.3%</b>	<b>21.6%</b>	<b>8.1%</b>	<b>55.6%</b>	<b>100.0%</b>	

Fuente: Elaboración propia a partir de: TOperativoDIESEL.xlsx, SUI - SSPD

 Tabla 35. Consumo de Diesel y Emisiones CO<sub>2</sub> en las ZNI – noviembre 2014

Departamento	Consumo Diesel Mes Noviembre 2014 (gal)						Emisiones	
	100 ≤ P/kW	100 < P/kW ≤ 200	200 < P/kW ≤ 1000	1000 < P/kW ≤ 2000	P/kW > 2000	Total	(tCO <sub>2</sub> )	(%)
AMAZONAS	6,563	7,813	2,835	9,259	258,752	285,221	2,895	10.4%
ANTIOQUIA	14,766	9,492	11,984	0	0	36,242	368	1.3%
BOLIVAR	0	2,516	0	0	0	2,516	26	0.1%
CAQUETA	15,518	3,741	10,301	0	0	29,560	300	1.1%
CASANARE	0	0	1,685	0	0	1,685	17	0.1%
CAUCA	52,292	9,633	102,844	0	0	164,770	1,672	6.0%
CHOCO	73,087	15,724	138,174	1,035	0	228,020	2,314	8.3%
GUAINIA	1,829	351	0	105,802	0	107,982	1,096	3.9%
GUAVIARE	542	684	5,498	0	0	6,723	68	0.2%
LA GUAJIRA			1,905			1,905	19	0.1%
META	713	2,487	21,994	0	0	25,194	256	0.9%
NARIÑO	182,430	37,895	146,162	0	0	366,487	3,720	13.4%
PUTUMAYO	3,436	4,087	61,563	25,340	0	94,427	958	3.4%
SAN ANDRES	0	0	27,307	52,539	1,143,060	1,222,906	12,413	44.6%
VALLE DEL CAUCA	36,095	1,822	0	0	0	37,917	385	1.4%
VAUPES	1,555	928	42,554	30,049	0	75,085	762	2.7%
VICHADA	1,484	3,764	46,479	1,523	0	53,250	540	1.9%
<b>Total</b>	<b>390,309</b>	<b>100,936</b>	<b>621,287</b>	<b>225,548</b>	<b>1,401,812</b>	<b>2,739,892</b>	<b>27,810</b>	<b>100.0%</b>
<b>Participación</b>	<b>14.2%</b>	<b>3.7%</b>	<b>22.7%</b>	<b>8.2%</b>	<b>51.2%</b>	<b>100.0%</b>		

Fuente: Elaboración propia a partir de: TOperativoDIESEL.xlsx, SUI - SSPD

Tabla 36. Generación Diesel en las ZNI – Diciembre 2014

Departamento	Energía Generada Mes Diciembre 2014 (kWh)						Participación (%)
	100 ≤ P/kW	100 < P/kW ≤ 200	200 < P/kW ≤ 1000	1000 < P/kW ≤ 2000	P/kW > 2000	Total	
AMAZONAS	64,207	84,312	36,641	76,340	3,689,764	3,951,264	11.0%
ANTIOQUIA	157,473	110,902	151,319			419,694	1.2%
BOLIVAR		23,003				23,003	0.1%
CAQUETA	163,976	43,927	131,392			339,295	0.9%
CASANARE		7,026	14,110			21,136	0.1%
CAUCA	554,900	115,568	1,303,291			1,973,759	5.5%
CHOCO	769,341	256,084	1,436,972	491,392		2,953,789	8.2%
GUAINIA	19,406	4,123		1,419,762		1,443,291	4.0%
GUAVIARE	5,760	8,035	68,726			82,521	0.2%
LA GUAJIRA			26,739			26,739	0.1%
META	7,564	29,202	270,319			307,085	0.9%
NARIÑO	1,941,118	445,169	1,762,854			4,149,141	11.5%
PUTUMAYO	36,363	47,771	748,900	343,573		1,176,607	3.3%
SAN ANDRES	0		89,682	955,765	16,057,456	17,102,903	47.5%
VALLE DEL CAUCA	395,526	22,103	0			417,629	1.2%
VAUPES	17,428	15,981	442,043	421,063		896,515	2.5%
VICHADA	22,496	49,552	621,319	26,917		720,284	2.0%
<b>Total</b>	<b>4,155,558</b>	<b>1,262,758</b>	<b>7,104,307</b>	<b>3,734,812</b>	<b>19,747,220</b>	<b>36,004,655</b>	<b>100.0%</b>
<b>Participación</b>	<b>11.5%</b>	<b>3.5%</b>	<b>19.7%</b>	<b>10.4%</b>	<b>54.8%</b>	<b>100.0%</b>	

Fuente: Elaboración propia a partir de: TOperativoDIESEL.xlsx, SUI - SSPD

 Tabla 37. Consumo de Diesel y Emisiones CO<sub>2</sub> en las ZNI – diciembre 2014

Departamento	Consumo Diesel Mes Diciembre 2014 (gal)						Emisiones	
	100 ≤ P/kW	100 < P/kW ≤ 200	200 < P/kW ≤ 1000	1000 < P/kW ≤ 2000	P/kW > 2000	Total	(tCO <sub>2</sub> )	(%)
AMAZONAS	6,254	7,419	3,023	6,115	266,401	289,212	2,936	10.2%
ANTIOQUIA	15,338	9,759	12,484	0	0	37,581	381	1.3%
BOLIVAR	0	2,024	0	0	0	2,024	21	0.1%
CAQUETA	15,971	3,866	10,840	0	0	30,677	311	1.1%
CASANARE	0	618	1,164	0	0	1,782	18	0.1%
CAUCA	54,047	10,170	107,522	0	0	171,739	1,743	6.1%
CHOCO	74,934	22,535	118,550	39,360	0	255,380	2,592	9.0%
GUAINIA	1,890	363	0	113,723	0	115,976	1,177	4.1%
GUAVIARE	561	707	5,670	0	0	6,938	70	0.2%
LA GUAJIRA			2,206			2,206	22	0.1%
META	737	2,570	22,301	0	0	25,608	260	0.9%
NARIÑO	189,065	39,175	145,435	0	0	373,675	3,793	13.2%
PUTUMAYO	3,542	4,204	61,784	27,520	0	97,050	985	3.4%
SAN ANDRES	0	0	7,399	76,557	1,159,348	1,243,304	12,620	44.0%
VALLE DEL CAUCA	38,524	1,945	0	0	0	40,469	411	1.4%
VAUPES	1,697	1,406	36,469	33,727	0	73,300	744	2.6%
VICHADA	2,191	4,361	51,259	2,156	0	59,967	609	2.1%
<b>Total</b>	<b>404,751</b>	<b>111,123</b>	<b>586,105</b>	<b>299,158</b>	<b>1,425,749</b>	<b>2,826,887</b>	<b>28,693</b>	<b>100.0%</b>
<b>Participación</b>	<b>14.3%</b>	<b>3.9%</b>	<b>20.7%</b>	<b>10.6%</b>	<b>50.4%</b>	<b>100.0%</b>		

Fuente: Elaboración propia a partir de: TOperativoDIESEL.xlsx, SUI - SSPD

Tabla 38. Generación Diesel en las ZNI – Estimado 2014

Departamento	Energía Generada 2014 (kWh)					Total	Participación (%)
	100 ≤ P/kW	100 < P/kW ≤ 200	200 < P/kW ≤ 1000	1000 < P/kW ≤ 2000	P/kW > 2000		
AMAZONAS	769,256	1,031,816	447,564	1,298,184	43,553,268	47,100,088	11.0%
ANTIOQUIA	1,856,580	1,314,320	1,713,748	0	0	4,884,648	1.1%
BOLIVAR	0	302,856	0	0	0	302,856	0.1%
CAQUETA	1,949,108	521,456	1,542,956	0	0	4,013,520	0.9%
CASANARE	0	28,104	222,700	0	0	250,804	0.1%
CAUCA	6,585,232	1,340,476	15,358,540	0	0	23,284,248	5.4%
CHOCO	9,203,876	2,472,788	18,795,624	2,017,272	0	32,489,560	7.6%
GUAINIA	230,368	48,944	0	16,416,568	0	16,695,880	3.9%
GUAVIARE	68,292	95,372	812,492	0	0	976,156	0.2%
LA GUAJIRA			328,264			328,264	0.1%
META	89,792	346,656	3,235,852	0	0	3,672,300	0.9%
NARIÑO	22,996,260	5,284,044	21,183,544	0	0	49,463,848	11.5%
PUTUMAYO	399,768	512,692	9,090,540	3,968,552	0	13,971,552	3.3%
SAN ANDRES	0	0	3,201,304	8,889,008	195,935,176	208,025,488	48.5%
VALLE DEL CAUCA	4,642,300	259,532	0	0	0	4,901,832	1.1%
VAUPES	201,256	149,428	5,912,480	4,552,892	0	10,816,056	2.5%
VICHADA	204,388	465,804	6,883,996	264,556	0	7,818,744	1.8%
<b>Total</b>	<b>49,196,476</b>	<b>14,174,288</b>	<b>88,729,604</b>	<b>37,407,032</b>	<b>239,488,444</b>	<b>428,995,844</b>	<b>100.0%</b>
<b>Participación</b>	11.5%	3.3%	20.7%	8.7%	55.8%	100.0%	

Fuente: Elaboración propia a partir de TOperativoDIESEL.xlsx, SUI - SSPD

 Tabla 39. Consumo de Diesel y emisiones CO<sub>2</sub> en las ZNI – Estimado 2014

Departamento	Consumo Diesel 2014 (gal)					Total	Emisiones	
	100 ≤ P/kW	100 < P/kW ≤ 200	200 < P/kW ≤ 1000	1000 < P/kW ≤ 2000	P/kW > 2000		(tCO <sub>2</sub> )	(%)
AMAZONAS	74,926	90,800	36,924	103,985	3,144,546	3,451,180	35,029	10.3%
ANTIOQUIA	180,831	115,660	141,384	0	0	437,875	4,444	1.3%
BOLIVAR	0	26,651	0	0	0	26,651	271	0.1%
CAQUETA	189,843	45,888	127,294	0	0	363,025	3,685	1.1%
CASANARE	0	2,473	18,373	0	0	20,846	212	0.1%
CAUCA	641,402	117,962	1,267,080	0	0	2,026,443	20,568	6.0%
CHOCO	896,458	217,605	1,550,639	161,583	0	2,826,285	28,687	8.4%
GUAINIA	22,438	4,307	0	1,314,967	0	1,341,712	13,618	4.0%
GUAVIARE	6,652	8,393	67,031	0	0	82,075	833	0.2%
LA GUAJIRA			27,082			27,082	275	0.1%
META	8,746	30,506	266,958	0	0	306,209	3,108	0.9%
NARIÑO	2,239,836	464,996	1,747,642	0	0	4,452,474	45,193	13.2%
PUTUMAYO	38,937	45,117	749,970	317,881	0	1,151,905	11,692	3.4%
SAN ANDRES	0	0	264,108	712,010	14,146,520	15,122,637	153,495	44.9%
VALLE DEL CAUCA	452,160	22,839	0	0	0	474,999	4,821	1.4%
VAUPES	19,602	13,150	487,780	364,687	0	885,218	8,985	2.6%
VICHADA	19,907	40,991	567,930	21,191	0	650,019	6,598	1.9%
<b>Total</b>	<b>4,791,737</b>	<b>1,247,337</b>	<b>7,320,192</b>	<b>2,996,303</b>	<b>17,291,066</b>	<b>33,646,635</b>	<b>341,513</b>	<b>100.0%</b>
<b>Participación</b>	14.2%	3.7%	21.8%	8.9%	51.4%	100.0%		

Fuente: Elaboración propia a partir de TOperativoDIESEL.xlsx, SUI - SSPD

El SUI reporta información de 16 departamentos de las ZNI. No hay información sobre generación Diésel o Diésel híbrida de La Guajira, a pesar de la existencia del sistema híbrido de Nazareth. Si se considera que el 50% de la generación en Nazareth se debe a las plantas Diésel disponibles, entonces las emisiones anuales de esta central fueron de 275 tCO<sub>2</sub> durante 2014.

**Las emisiones totales de las plantas de generación Diésel de las ZNI ascienden a 341.513 tCO<sub>2</sub> para el año 2014.**

Puede observarse que el 68.5% de las emisiones (2/3 aproximadamente) proviene de los sistemas de generación de los departamentos de San Andrés (45.0%), Nariño (13.2%) y Amazonas (10.3%). A diferencia de Nariño, las emisiones de los departamentos de San Andrés y de Amazonas se concentran en la generación para las ciudades de San Andrés y Leticia, respectivamente, mientras que las de Nariño se producen en numerosas localidades del departamento.

#### *Generación con Energía Renovable e Interconexión Eléctrica con Otras Naciones*

Además de la generación Diésel, en las ZNI se suministra energía eléctrica con otras fuentes de energía como son hidroelectricidad (Pequeñas Centrales Hidroeléctricas), Otras Tecnologías (principalmente energía solar fotovoltaica), y en varias localidades fronterizas, vía interconexión eléctrica, con los países vecinos. La Tabla 40 muestra la capacidad instalada en Otras Fuentes a diciembre de 2014, y su generación durante 2014.

*Tabla 40. Capacidad con Otras Fuentes de Generación (diciembre 2014) y Generación 2014*

DEPARTAMENTO	CAPACIDAD DIC 2014 (kW)			ENERGIA 2014 (kWh)		
	Hidroeléctricas	Otras Tecnologías	Sub-total	Hidroeléctricas	Otras Tecnologías	Sub-total
AMAZONAS		10	10		6,324	6,324
ANTIOQUIA	55		55	96,652		96,652
CAQUETA		54	54		231,947	231,947
CHOCO	2,275	668	2,943	7,372,146	1,122,781	8,494,927
VALLE DEL CAUCA		2,260	2,260		2,035,950	2,035,950
VAUPES	2,000		2,000	2,431,619		2,431,619
<b>TOTAL</b>	<b>4,330</b>	<b>2,992</b>	<b>7,322</b>	<b>9,900,417</b>	<b>3,397,002</b>	<b>13,297,419</b>

Fuente: Elaboración propia a partir de TOperativoOtrasFuentesdeGen.xlsx, SUI – SSPD

Es de anotar que en Colombia se emplean en las ZNI desde los años ochenta Sistemas Fotovoltaicos a pequeña escala (con potencias de hasta 5 kWp), atendiendo usuarios individuales, adquiridos directamente por los usuarios a empresas proveedoras y también suministrados a las

comunidades en programas del IPSE, Gobernaciones, Entes Territoriales y Fundaciones Sin Ánimo de Lucro, en un número difícilmente determinable<sup>33</sup>.

La Tabla 41 muestra la energía transferida a 6 localidades de Nariño que están interconectadas al Ecuador. La Tabla presenta No Datos (ND) para la transferencia de Venezuela a Colombia (Puerto Carreño, Vichada) porque el CNM reporta la energía suministrada a Puerto Carreño que incluye tanto la generación Diésel como la energía transferida desde Venezuela y esta última cifra no está disponible hasta el momento.

*Tabla 41. Energía eléctrica transferida de países vecinos -2014*

DEPARTAMENTO	ENERGÍA 2014 (kWh)
NARIÑO	125,112
VICHADA	ND
<b>TOTAL</b>	<b>125,112</b>

Fuente: Elaboración propia a partir de TOperativoOtrasFuentesdeGen.xlsx, SUI - SSPD

La energía transferida de los países vecinos tiene entonces las emisiones que se dan en la Tabla 42. Los factores de emisión de ambos países han sido tomados de la International Energy Agency<sup>34</sup>.

*Tabla 42. Emisiones de la energía importada de los países vecinos*

DEPARTAMENTO	ENERGÍA 2014 (kWh)	FACTOR EMISIONES		EMISIONES
	Interconexión	PAIS	(kgCO <sub>2</sub> /kWh)	(tCO <sub>2</sub> )
NARIÑO	125,112	ECUADOR	0.31858	40
VICHADA	ND	VENEZUELA	0.07668	ND
<b>TOTAL</b>	<b>125,112</b>			<b>40</b>

Fuentes: Elaboración propia a partir de TOperativoOtrasFuentesdeGen.xlsx, SUI - SSPD, y de **Emmisions From Fuel Combustion. Highlights**<sup>34</sup>. IEA (2014) Paris.

<sup>33</sup> Hay uso extendido de SFV en aplicaciones profesionales (telecomunicaciones, repetidoras de radio, estaciones satelitales terrenas, boyas, señales ferroviarias, gas city gates, válvulas de emergencia de oleoductos, etc.), programas de educación y de bienestar social en el Chocó, Guajira, etc., programas de salud (red de frío de vacunas), telecomunicaciones (programa COMPARTEL del Ministerio de Comunicaciones), aplicaciones militares, etc.

<sup>34</sup> IEA(2015), Emissions per kWh of electricity and heat output, IEA CO<sub>2</sub> Emissions from Fuel Combustion Statistics (database).DOI: <http://dx.doi.org/10.1787/data-00432-en> (Accessed on 15 October 2015)

*Factor de emisiones para las ZNI*

El factor de emisiones para las ZNI es el cociente entre las emisiones totales de CO<sub>2</sub> y las emisiones causadas en los países vecinos por la energía transferida, y la generación total en las ZNI más las importaciones de energía, sin incluir las emisiones de las transferencias de energía desde Venezuela (Tabla 43).

*Tabla 43. Factor de emisiones de las ZNI.*

Generación	Energía y Emisiones ZNI 2014	
	(kWh)	(tCO <sub>2</sub> )
Diesel	428,995,844	341,513
Otras Fuentes	13,297,419	0
Importación	125,112	40
<b>Total</b>	<b>442,418,375</b>	<b>341,553</b>

**Factor emisiones ZNI 0.772 kgCO<sub>2</sub>/kWh**

Fuente: Elaboración propia

Es de observar que si se tiene en cuenta solamente la generación Diésel en las ZNI y sus emisiones, el factor de Emisiones es de 0.796 kgCO<sub>2</sub>/kWh.

***El factor de emisiones de CO<sub>2</sub> de las ZNI es de 0.772 kgCO<sub>2</sub>/kWh, incluyendo la generación con plantas Diésel, renovables y la importación de energía del Ecuador.***

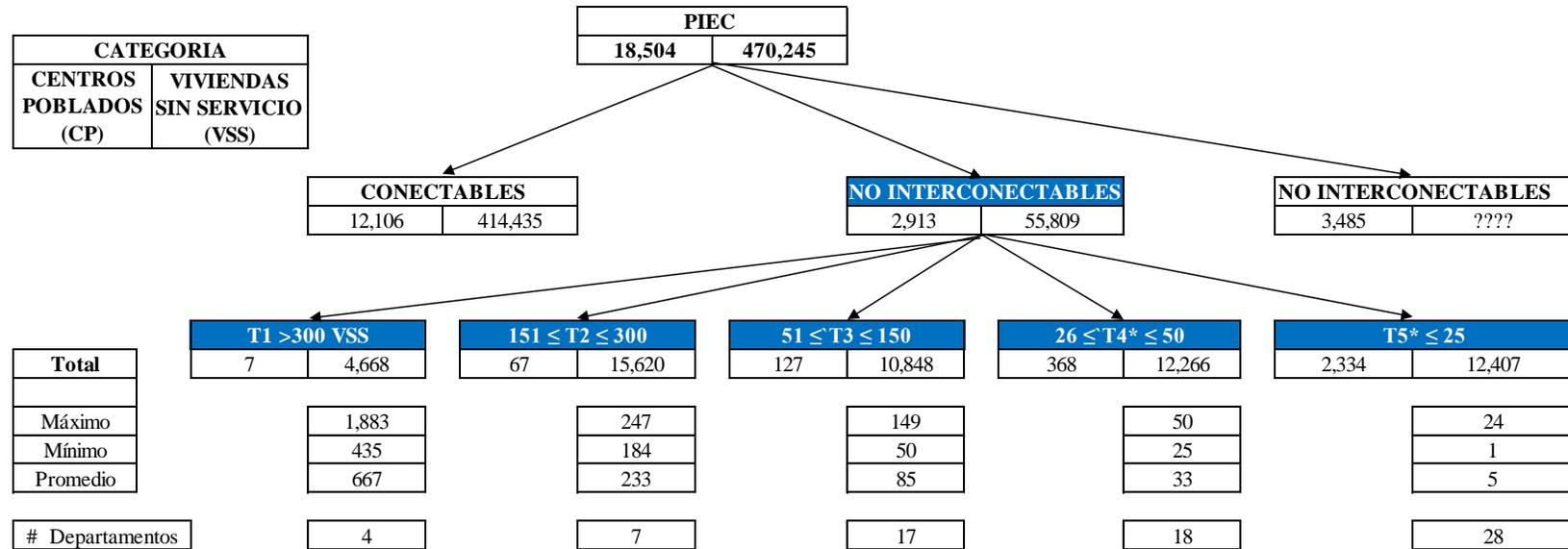
**Emisiones de Usuarios Sin Servicio de EE No Interconectables**

De acuerdo al PIEC, actualmente hay en el país 470.245 Viviendas Sin Servicio de Energía Eléctrica en 18.504 Centros Poblados (CP) (Figura 22). La figura muestra el número máximo, mínimo y promedio de VSS por tipo de CP y el número de departamentos donde se encuentran estas VSS. De estas VSS, 414.435 son conectables al Sistema Interconectado Nacional (SIN), 55.809 son NO interconectables al SIN y para 3.485 no hay información disponible sobre el número de VSS.

De las viviendas No Interconectables, la gran mayoría corresponden a financiación FAZNI (91.7%) y las restantes 8.3% a Prestadores del Servicio de Energía Eléctrica en las ZNI.

Con el fin de desagregar el número de VSS por cada localidad, se dividió el Tipo de Localidad T4 en dos: T4\* entre 26 y 50 usuarios y T5\* hasta 25 usuarios, de tal suerte que la convencional T4 es simplemente la suma de T4\* y T5\*. Esto se hizo con el objeto de considerar de una vez pequeños centros poblados a los cuales (T5\*) se les pueda instalar sistemas renovables individuales (Tabla 44).

Figura 22. Viviendas Sin Servicio Energía Eléctrica (VSS) en Colombia



Fuente: Elaboración propia a partir de: CP\_piec2013-2017-vNov8\_AC\_HR.xlsx

*Tabla 44. Tipo de localidad por número de usuarios*

Tipo Localidad
T0. Probable hasta 50 usuarios
T1. Más de 300 Usuarios y/o Cabecera
T2. Entre 151 y 300 usuarios
T3. Entre 51 y 150 usuarios
T4*. Entre 26 y 50 usuarios
T5*. Hasta 25 usuarios

Dentro de los desarrollables con recursos FAZNI, el mayor número (30%) de VSS corresponde al T2, entre 151 y 300 usuarios, y se encuentran localizadas en La Guajira, siguiendo las T4\* con 22% principalmente en Vichada, Guainía y Caquetá, T5\* con 21% principalmente en Valle, Vaupés, Meta, Amazonas, Arauca y Casanare.

En cuanto se refiere a los desarrollables por el Prestador del Servicio, si bien no representan sino el 9.2% del gran total de VSS, el mayor número son T5\* principalmente en Vaupés y Nariño, y T3 con 31.7% en Amazonas con 1247 VSS, en 18 CP.

Para calcular las emisiones que estos usuarios causarían si tuvieran servicio de energía eléctrica vía generación Diésel, se considerarán los resultados obtenidos en el análisis del consumo de energía de los usuarios en las ZNI reportado por empresas prestadoras del servicio a la SSPD. De acuerdo a la SSPD, el número total de usuarios residenciales reportados por 61 empresas a diciembre de 2014 era de 165.910, de los cuales el 84.6% eran de estrato 1 (Tabla 45). El consumo promedio en el estrato 1 de esas empresas en diciembre de 2014 fue de 67.66 kWh y el consumo más alto correspondió al estrato 6 con 721.9 kWh/mes para un número reducido de 153 usuarios. Si se tiene en cuenta la totalidad de los usuarios residenciales, el consumo promedio es de 91.25 kWh/mes<sup>35</sup>.

---

<sup>35</sup>  Sistemas actuales de generación, potenciales energéticos y proyectos futuros y políticas existentes en las ZNI. Formulación de una Propuesta para una Acción de Mitigación Nacionalmente Apropriada (NAMA) para las Zonas No Interconectadas (ZNI) de Colombia. Preparado para Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible. H. Rodríguez. OLADE (Julio 2015) Bogotá. Página 29.

**Tabla 45. Usuarios residenciales y no residenciales (diciembre 2014, SSPD)**

Item	Item	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 6	Total
Usuarios	Cantidad	140,310	16,487	6,575	1,614	153	165,910
	Participación	84.6%	9.9%	4.0%	1.0%	0.1%	100.0%
Energía (kWh)	Cantidad	9,493,737	3,018,595	1,595,641	544,396	110,451	15,139,787
	Participación	62.7%	19.9%	10.5%	3.6%	0.7%	100.0%
Consumo (kWh/usuario)	Cantidad	67.66	183.09	242.68	337.30	721.90	91.25

Fuente: Elaboración propia a partir de: Suscriptores residenciales por empresa. SSPD. Diciembre 2014

Por consiguiente el consumo promedio se encuentra entre 67.66 kWh/mes para usuarios del residenciales del estrato 1 y 91.25 kWh/mes como promedio para todos los estratos.

En los cálculos que siguen se ha supuesto que el consumo de los usuarios es de 67.66 kWh/mes, y que las emisiones son producidas por unidades generadoras Diésel con potencia entre 100 y 200 kW (Tabla 46), dado que aún no es posible identificar las capacidades para las localidades por rangos de potencia de las unidades de generación.

**Tabla 46. Supuestos para cálculo de emisiones**

Consumo básico	67.66	kWh/mes			
Emisiones CO2	0.72521	tCO2/año/usuario			
Consumo específico combus	0.0880	gal/kWh, correspondiente a 100<P/kW<200			

***De acuerdo a estos supuestos, la proyección de las emisiones totales de las VSS serían de 40.349 tCO<sub>2</sub>/ año, siendo La Guajira, Amazonas y el Chocó, los emisores superiores a 10% del total nacional.***



Tabla 48. Emisiones de CO2 (tCO2/año) de Viviendas Sin Servicio de Energía Eléctrica No Interconectables

#	DEPARTAMENTO	NO INTERCONECTABLE											0 VSS	SUBTOTAL VSS	CP SIN INFO		PARTICIPA CION TOTAL %	
		FAZNI					PRESTADOR ZNI					DE VSS						
		T1 VSS	T2 VSS	T3 VSS	T4* VSS	T5* VSS	SUBTOTAL VSS	T1 VSS	T2 VSS	T3 VSS	T4* VSS	T5* VSS			SUBTOTAL VSS	VSS		CP
1	AMAZONAS		493	1462	1161	377	3,494								4,623	0	7	11.5%
2	ANTIOQUIA				200	182	382								382	0	195	0.9%
3	ARAUCA					376	376								376	0	7	0.9%
4	ATLANTICO					65	65								65	0	52	0.2%
5	BOLIVAR			165	28	244	437								437	0	100	1.1%
6	BOYACÁ		292		44	122	459								459	0	546	1.1%
7	CALDAS					0	0								0	0	36	0.0%
8	CAQUETÁ				1000	149	1,149								1,236	0	146	3.1%
9	CASANARE	422			106	373	901								901	0	45	2.2%
10	CAUCA			97	33	156	286								342	0	149	0.8%
11	CESAR			58	87	398	543								543	0	62	1.3%
12	CHOCO	1,366	138	2078	643	187	4,410								4,650	0	172	11.5%
13	CORDOBA	1,262		256	20	40	1,578								1,578	0	223	3.9%
14	CUNDINAMARCA					431	431								431	0	128	1.1%
15	GUAINIA			378	1077	207	1,661			66	221	287			1,948	0	111	4.8%
16	GUAJIRA		8013	573		51	8,638								8,638	0	14	21.4%
17	GUAVIARE		766	199	385	0	1,350			105		105			1,455	0	29	3.6%
18	HUILA			85		29	114								114	0	91	0.3%
19	MAGDALENA		1446	156	118	410	2,131								2,131	0	62	5.3%
20	META			135	294	538	967			45	22	66			1,034	0	164	2.6%
21	NARIÑO			221	192	355	768					147	147		914	0	454	2.3%
22	NORTE DE SANTANDER		179	86	118	215	598								598	0	119	1.5%
23	PUTUMAYO					141	141								141	0	5	0.3%
24	QUINDIO					4	4								4	0	35	0.0%
25	RISARALDA					0	0								0	0	108	0.0%
26	SAN ANDRES					0	0								0	0	10	0.0%
27	SANTANDER			144	96	66	306								306	0	61	0.8%
28	SUCRE					152	152								152	0	228	0.4%
29	TOLIMA					85	85								85	0	51	0.2%
30	VALLE					819	819					33	33		852	0	69	2.1%
31	VAUPES			655		723	1,379			54		502	556		1,934	0	4	4.8%
32	VICHADA			52	2575	851	3,478	335			207		542		4,020	0	2	10.0%
	(en blanco)						0						0		0			0.0%
	<b>Total general</b>	3,050	11,328	6,799	8,178	7,746	37,101	335	0	1,068	718	1,128	3,248	0	40,349	0	3,485	100.0%
	Participación	8.2%	30.5%	18.3%	22.0%	20.9%	100.0%	10.3%	0.0%	32.9%	22.1%	34.7%	100.0%					
	<b>Supuesto:</b>																	
	Consumo básico	67.66					kWh/mes											
	Emisiones CO2	0.72521					tCO2/año/usuario											
	Consumo específico combus	0.0880					gal/kWh, correspondiente a 100<P/kW<200											

Fuente: Elaboración propia a partir de: CP\_piec2013-2017\_vNov8\_AC.xlsx

***Por lo tanto, la proyección de las nuevas emisiones debidas a las 55.809 VSS NO Interconectables, si generaran su energía con Diésel, es de 40.389 tCO<sub>2</sub>/año, que comparadas con las 341.553 tCO<sub>2</sub>/año generadas actualmente en las ZNI, representarían un incremento de 11.8% sobre el nivel actual de emisiones.***

### Incertidumbres

Para reducir las incertidumbres en los cálculos de emisiones, los mejores datos son los que provienen de las mediciones de consumo de Diésel en cada localidad. Puesto que estas no están disponibles, el consumo se ha estimado a partir de la generación y de allí, el consumo de Diésel. Por tanto, la primera fuente de incertidumbre es la asociada a la información de generación. El factor de consumo específico tiene valores razonables para la generación eléctrica por gal de combustible, para los rangos de potencia de la máquina.

Se ha encontrado también inconsistencias entre dos bases de datos del SUI: Por ejemplo, en la base de datos

- TOperativoOtrasFuentesdeGen.xlsx

bajo Otras Fuentes de Energía se repite para varias localidades la generación que ya está presente en la base de datos

- TOperativoDIESEL.xlsx

En la información del CNM se reporta la energía entregada a los usuarios. Pero cuando la energía entregada proviene de otras fuentes (sistemas solares en sistemas híbridos, como Titumate) no es posible conocer el aporte del sistema renovable.

En el caso de Puerto Carreño que recibe energía de Venezuela, si existe equipo de medición para esta transferencia pero la información no ha sido accesible al consultor.

***Es por consiguiente necesario consolidar la información entre ambas instituciones (CNM del IPSE y el SUI), y además, potenciar y ampliar la cobertura del CNM.***

## Potencial de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> en las ZNI

El objetivo del siguiente capítulo es estimar el potencial de reducciones de gases efecto invernadero de proyectos de sustitución de combustibles fósiles en la generación de energía eléctrica en las ZNI.

Este proyecto ha encontrado las siguientes oportunidades para la reducción de emisiones de GEI en las ZNI:

- Reducción de emisiones con la hibridización de las centrales de generación Diésel actualmente en operación
- Reducción de las emisiones proyectadas de los proyectos del PIEC
  - Reducción de emisiones empleando sistemas fotovoltaicos individuales para usuarios dispersos
  - Reducción de emisiones empleando sistemas híbridos Diésel – fuente renovable

### Potencial de reducción de emisiones de la hibridización de proyectos actualmente en operación

Las centrales de generación actualmente en operación cuentan con una o varias plantas Diésel con la capacidad operativa para atender la demanda de energía eléctrica 24 horas al día en 105 localidades y con un número inferior de horas al día, en las restantes localidades<sup>36</sup>.

Una alternativa para reducir las emisiones de CO<sub>2</sub>, mejorar la calidad del servicio y la ampliación de horas de servicio, es la hibridización de los sistemas actuales. Cuando se considera hibridizar una central de generación Diésel, es necesario tener en cuenta varios factores de orden técnico como:

- Demanda actual
  - Tipo (estrato, usuarios no residenciales incluyendo actividades económicas) y número de usuarios por tipo
  - Demanda promedio por tipo
  - Horas de servicio
- Demanda del sistema híbrido
  - Se trata del mismo tipo y número de usuarios?
  - Demanda promedio estimada por tipo de usuario, dependiendo de

---

<sup>36</sup> De acuerdo con la base de datos Localidades IPSE.xls.

- Horas de servicio proyectadas
- Recurso renovables
  - Disponibilidad de recursos renovables
- Disponibilidad de combustible

Si bien varios de los primeros aspectos son convencionales para el dimensionamiento de parques de generación con motores Diésel, el tipo y disponibilidad de energía renovable es importante porque varias de las energías renovables no son despachables y su utilización en sistemas híbridos incluye con frecuencia el empleo de banco de baterías, las cuales se comportan tanto como fuente de energía y como carga. Además, la disponibilidad de combustible es también un factor importante porque la estrategia de despacho incluye la operación regular de la planta Diésel y su no disponibilidad afecta el suministro de energía limitándolo y llevando el banco de baterías a condiciones de stress que a la larga terminan afectando la vida útil del mismo.

La contribución de la energía renovable depende de la disponibilidad del recurso y tiene las siguientes características, dependiendo del tipo de recurso renovable (Tabla 49).

*Tabla 49. Fuentes renovables, y su disponibilidad y despachabilidad*

<b>Fuente Renovable</b>	<b>Disponibilidad y despachabilidad</b>
Solar	De 6 am a 6pm, variación diaria y estacional. No despachable
Eólica	Todo el día, variación diaria y estacional. No despachable
Hidráulica	Todo el día, despachable
Biomasa, residuos de biomasa. Proceso combustión	Almacenamiento requerido. Despachable

En el caso particular de sistemas híbridos Diésel – fotovoltaico, debido a la no despachabilidad del recurso solar, se requiere de banco de baterías para hacerla despachable y en esa situación, es recomendable el uso de la energía generada para la atención de la demanda diurna y el empleo del banco de baterías para almacenar excedentes, suplir déficits, cubrir total o parcialmente la demanda nocturna, y estabilizar la tensión de suministro.

En el caso de ya disponer de plantas Diésel, el factor de carga es generalmente bajo y por tanto las plantas Diésel se pueden emplear para cargar el banco de baterías principalmente durante las horas de la noche. Por lo tanto, la estrategia de despacho es en este caso relevante para la operación del sistema.

*La hibridización de parques de generación ya existentes entonces requieren de un diseño cuidadoso que incluye no solamente las características de los equipos existentes y la demanda actual, el incremento de la misma, sino que también depende de las condiciones locales del recurso renovable.*

Si bien en el caso de las ZNI, el costo del combustible resulta elevado comparado con el costo del mismo en el interior del país, los sistemas fotovoltaicos tienen costos bajos para los módulos solares pero costos altos para la electrónica de potencia (cargadores de baterías / inversores) y para los bancos de baterías, por lo que se requiere optimizar técnico-económicamente los sistemas en cada caso particular. *La operación de los sistemas híbridos debe responder entonces a una estrategia de despacho que resulta de la optimización técnico económica de la generación del sistema.*

En la actualidad, el IPSE tiene varios sistemas híbridos en desarrollo y en operación (Diésel – fotovoltaico – banco de baterías en Titumate; Diésel – fotovoltaico – eólico – banco de baterías en Nazareth). De los sistemas actualmente en operación, el CNM tiene información sobre el comportamiento global de los sistemas pero no tiene información desagregada por tipo de generación que permita establecer cuál ha sido realmente la contribución de la componente renovable y del banco de baterías a la generación y por tanto, a la reducción de emisiones. Por consiguiente, ante el gran número de centrales Diésel y la diversidad de las condiciones locales de los recursos renovables, de la demanda y de las horas de servicio, es necesario hacer consideraciones de orden global sobre el potencial de reducción de las emisiones hibridizando sistemas Diésel actuales.

***De acuerdo a la experiencia y de manera general puede considerarse que en los sistemas híbridos Diésel-fotovoltaico, la contribución de la energía solar puede alcanzar entre 20 y 50%, reduciendo las emisiones en este rango. En los sistemas híbridos con fuente de energía renovable despachable, como pequeñas centrales hidroeléctricas y plantas de biomasa el potencial de reducción de emisiones puede ser superior al caso anterior.***

## APROXIMACIÓN AL ANÁLISIS DE CO-BENEFICIOS DE LA ELECTRIFICACIÓN EN ZONAS NO INTERCONECTADAS

### Generalidades

Los habitantes de las ZNI que carecen de energía eléctrica, requieren diferentes servicios para los cuales adquieren productos comerciales y recolectan energías tradicionales (como desechos agrícolas y leña para la cocción de alimentos y procesamiento de productos). Estos servicios pueden prestarse con el mejoramiento de la tecnología que emplean actualmente (sustitución de estufas tradicionales por estufas de leña eficientes o a biogás), introduciendo nuevas tecnologías para la producción de biogás y energía eléctrica, y adquiriendo productos que consuman energía eléctrica de manera eficiente. La energía eléctrica puede ser generada con sistemas de energía renovable como sistemas fotovoltaicos, generadores de electricidad alimentados con biogás, pequeñas centrales hidroeléctricas, sistemas eólicos, entre otros. La Tabla 50 muestra los servicios típicamente requeridos por usuarios que carecen del servicio de energía eléctrica, los productos comerciales que emplean y los productos y formas de energía que sustituyen a los tradicionales.

*Tabla 50. Servicios requeridos por habitantes rurales sin servicio de energía eléctrica*

Servicio	Producto actual	Producto sustituto	Energía sustituta
Iluminación estacionaria	Velas	LFCs, LEEDs, Bombillas Incandescentes	Energía Eléctrica
	Mecheros a kerosene		
Iluminación móvil	Pilas para linterna	Pilas recargables	Energía Eléctrica
Noticias /Entretención	Pilas para radio	Conexión a Energía Eléctrica	Energía Eléctrica
	Batería para TV	Conexión a Energía Eléctrica	Energía Eléctrica
Cocción	Leña	Estufa a leña eficiente, Estufa a biogas o a GLP	Leña quemada eficientemente, biogas o GLP
Bombeo de agua	Gasolina para motobombas	Bomba a biogas, bomba solar eléctrica	Biogas, Energía Eléctrica
Refrigeración	Petróleo, GLP	Conexión a energía eléctrica, nevera a biogas, neveras solares	Energía Eléctrica, biogas

Fuente: Elaboración propia

Los habitantes de las ZNI que reciben el servicio de energía eléctrica, ya sea este parcial (SPEE: Servicio Parcial de Energía Eléctrica, varias horas al día) o todo el día, disponen de equipos que les permite transformar la energía eléctrica en los servicios que demandan. Estos servicios incluyen iluminación, información/entretención (radio, TV), refrigeración y en varios casos, energía para

finés productivos y comerciales. Estos usuarios requieren de un mejoramiento del servicio en términos de continuidad, calidad y disponibilidad de energía.

Para los usuarios que actualmente carecen de energía eléctrica, la utilización de energía renovable les permite una mejor calidad de los servicios de que disponen, reducción de efectos nocivos para la salud causados por las emisiones de los productos de combustión (combustión de velas y otros dispositivos de iluminación que queman combustibles), reducción de accidentes con fuego por manejo de combustibles inflamables dentro del hogar, y generalmente, reducción de costos ya que ellos pagan elevados precios por productos como velas, pilas, recarga de baterías y combustibles en zonas remotas. Por otro lado, la reducción del consumo de pilas y baterías permite la reducción de daños al medio ambiente por la extendida costumbre de disponer estos productos directamente en el campo, y la reducción de emisiones de GEI.

Los usuarios que actualmente tienen servicio de energía eléctrica ya sea varias horas al día (SPEE) o total, pueden tener un mejor servicio con la introducción de fuentes de energía renovable en los sistemas Diésel empleados mayoritariamente en las ZNI, por el aumento de las horas del servicio, el aumento de la confiabilidad del servicio, la reducción de la dependencia del suministro de combustibles y la reducción de los impactos ambientales locales. Pero además de estos beneficios, surgen beneficios directos para los operadores locales como es el mejoramiento de la calidad y la confiabilidad del servicio, y para la nación, la reducción del consumo de combustibles y de los costos de generación, reducción de las emisiones de GEI, el mejoramiento de la prestación del servicio para estas comunidades.

Pero además de los beneficios anteriores, la utilización de las energías renovables tiene una serie de co-beneficios que se presentan a continuación. Esta sección considera exclusivamente los que se derivan de la generación de energía eléctrica con renovables.

## Cobeneficios

El concepto de cobeneficios es relativamente nuevo y hay diferentes comprensiones de ese término. En el contexto del cambio climático y la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, *el término cobeneficios refleja que la mayoría de las políticas concebidas para encarar la mitigación de gases efecto invernadero (GEI), también tienen otras justificaciones, a menudo por lo menos igualmente importantes, que intervienen en la adopción de esas políticas (p.ej., relacionadas con objetivos de desarrollo, sostenibilidad y equidad).*

Puede decirse en general, que un cobeneficio hace referencia a los beneficios adicionales al principal, generados por la implementación de una política, programa, proyecto o acción, los cuales pueden estar o no planeados de antemano.

Lo cobeneficios pueden ser de cuatro tipos:

- **Económicos:** Si bien la mayoría de los cobeneficios valorados económicamente; se consideran cobeneficios económicos los que se presentan cuando el resultado trae un cambio en los ingresos o en los costos, incluidos los riesgos, de agentes particulares de la economía
- **Sociales:** Se dan cuando los resultados de la medida implican un cambio en la calidad de vida de los individuos de una comunidad o de la sociedad en general, que no vienen expresados en términos monetarios.
- **Ambientales:** Cuando el resultado está definido a través de cambios o cambios evitados en bienes o servicios ambientales.
- **Institucionales:** Cuando la medida actúa sobre las reglas de juego de la sociedad y permite mejorar el actuar de entidades y organizaciones, o ayuda a cumplir sus objetivos y metas. Este tipo de cobeneficios es transversal y generalmente son cualitativos.

La tabla siguiente muestra los cobeneficios e indicadores identificados para la generación de energía eléctrica empleando sistemas híbridos Diésel-energía renovable en las ZNI.

*Tabla 51. Cobeneficios de la generación de energía eléctrica con sistemas híbridos*

Tipo de Cobeneficios	Cobeneficio	Posible Indicador
Sociales	Generación de empleo	Nuevos trabajos asociados al municipio
	Reducción de la pobreza	Línea de pobreza, NBI
	Reducción de desigualdad	Ingreso per cápita del Mpio / Ingreso per cápita nacional
	Mejores condiciones de vida: acceso a salud, mejor educación	Mejora en la pruebas Saber 11
Ambientales	Mejoras por reducción de la utilización de plantas diesel	Reducción de contaminación sonora
	Eficiencia energética	% de energía renovable utilizada (% penetración energía renovable)
Económicos	Aumento valor agregado del municipio	
	Reducción de costos	Asociados a los menores costos por la prestación del servicio de EE dentro de las ZNI
	Aumento de oferta de energía (mayor confiabilidad)	Diversificación de oferta energética
Institucionales	Mejor aprovechamiento de la infraestructura pública	
	Expansión de los servicios públicos	Desarrollo de nueva infraestructura
	Cambio de percepción de riesgos de este tipo de proyectos	

Fuente: Desarrollo y Aplicación Piloto de la Metodología de Evaluación de los Cobeneficios de Acciones de Mitigación del Cambio Climático en Colombia. Econometría (Abril 2014) Bogotá.

## Estimación de cobeneficios por uso de electricidad en hogares sin servicio de energía eléctrica

En esta sección se consideran los beneficios y cobeneficios de los hogares que actualmente carecen de electricidad en las zonas rurales y que podrían beneficiarse de pequeños sistemas de generación de energía eléctrica con energía renovable.

Los servicios que se considerarán son iluminación y comunicación/entretención (radio y TV). La tecnología que se considerará es la de Pico Sistemas Foto-Voltaicos (PSFV) porque estos sistemas son de fácil transporte, instalación y son pobres en mantenimiento.

### Mejoramiento de la calidad del servicio de iluminación

La Tabla 52 muestra comparativamente los resultados de sustituir la iluminación con velas por la iluminación empleando un PSFV. La luminancia es un factor determinante en la calidad del servicio porque es la parte de la radiación emitida por la vela o el LED que es luz. La eficacia lumínica de una vela es de 0.33 lm/W, mientras que la de un LED es de 72 lm/W (se ha incluido el consumo de la electrónica). Por lo tanto mientras una vela solamente emite 13 lm y consume 40 W en la combustión de la parafina, una lámpara de 10 LEDs demanda 2.77 W y emite 199 lm. Por tanto la eficacia del LED es muy superior a la de la vela.

Si se emplea una vela durante 4 horas al día, se consume 5.0 kg/año de velas, con unas emisiones dentro de la habitación de 15.62 kgCO<sub>2</sub>/año y un costo de \$135.154/año.

*Si se considera ahora el número de velas que se requieren para producir la misma luminancia de una lámpara LED, entonces se requieren 15.34 velas y las cifras anteriores se multiplican por este mismo factor: 239.67 kgCO<sub>2</sub>/año, y un costo anual de \$2.073.475 (!)*

Al comparar los costos anuales en velas equivalentes a la lámpara LED, una lámpara LED instalada en la Guajira a un costo del PSFV de US\$300 cuesta al año \$26.820 mientras que las velas equivalentes cuestan \$2.073.475 al año. Una lámpara LED instalada en el Pacífico a un costo del PSFV de US\$400 cuesta al año \$61.280 mientras que las velas equivalentes cuestan \$2.073.475 al año. Por tanto los ahorros ascienden en el mejor de los casos (La Guajira) a \$2.046.655 y a \$2.012.195 en el Pacífico, debido al menor número de horas de energía solar. Al promediar el mayor y el menor ahorro, el promedio arroja \$2.029.425/año. La reducción de emisiones es de 76.80 kgCO<sub>2</sub>/año por lámpara de LED equivalente a 15.34 velas.

*Por lo tanto, al considerar los costos de 15.34 velas y el ahorro de una sola lámpara de LED equivalente, el valor ahorrado es tan alto que el periodo de repago de un PSFV de 4 lámparas LED se repaga entre 5.3 y 7.1 meses, en el caso del kit más costoso.*

Tabla 52. Cambio de velas por lámparas LED

	Magnitud	Unidad	Situación Actual	Situación propuesta	Diferencia	Comentario
Características	<b>Cambio de velas por Lámpara LED</b>					
	Medida		Velas	Lámpara de 10 LED		
	Equipo					
	Potencia Equipo	W	40	2.77		
	Eficacia	lm/W	0.33	72		
	Luminancia	lm	13	199		
Utilización	h/día	4	4			
Por vela	<b>Por vela</b>					
	Calor de combustión	kJ/g	42.00			
	Consumo vela	g/h	3.43			
	Consumo vela	g/año	5006			
	Emisiones	gCO2/h	10.70			
	Emisiones	gCO2/día	42.80			
	Emisiones	kgCO2/año	15.62			
	Costo unitario	\$/g	27.00			
Costo anual	\$/año	135,154				
Por velas eqv a Lámpara LED	<b>Por cantidad velas equivalentes a 1 Lámpara de LED</b>					
	Cantidad equivalente	Velas/Lámpara 10 LED	15.34	1.00		
	Emisiones	kgCO2/año	239.67		-239.67	
	Consumo velas	kg/año	76.80		-76.80	
	Costo anual	\$/año	2,073,475	26,820	-2,046,655	Guajira: Vr kit US\$300
	Costo anual	\$/año	2,073,475	61,280	-2,012,195	Pacífico: Vr kit US\$400
Costo anual	\$/año			-2,029,425	Promedio ahorros	
Periodo de repago simple	<b>Periodo de repago simple</b>					
	Magnitud	Unidad	Caso bajo	Caso medio	Caso alto	Comentario
	Costo PSFV	US\$	300	350	400	
	Costo PSFV	\$	900,000	1,050,000	1,200,000	
	Tiempo de Repago	años	0.4	0.5	0.6	Con ahorros de 1 lámpara LED
	Tiempo de Repago	meses	5.3	6.2	7.1	Con ahorros de 1 lámpara de LED
	Tasa de cambio	Col\$/US\$	3,000	3,000	3,000	

Fuente: Elaboración propia

*Es evidente entonces la ventaja de usar estos sistemas para iluminación no solamente en términos económicos sino también por su mejoramiento de la calidad del servicio de iluminación (más lúmenes, estabilidad de la iluminación, no combustión en el interior de los hogares) y en la reducción de sus costos.*

### Reducción de costos por desplazamiento de pilas y baterías

Esta sección considera los costos del kWh suministrado por pilas y baterías a fin de ilustrar la magnitud de los ahorros que producen pequeños sistemas de energía renovable, con especial consideración de los PSFV.

#### Pilas

Las pilas se emplean tradicionalmente para alimentar radios y linternas de bombillo incandescente. La Figura 23 muestra los tipos usuales de pilas por tamaños: D, C, AA, AAA, AAAA y 9 V.

Las linternas de bombillo incandescente generalmente usan pilas D. Estas han caído en desuso por el costo de su uso y han sido reemplazadas por linternas recargables a LEDs. Los equipos de sonido usan C y D. Los pequeños equipos de sonido usan frecuentemente AA, AAA y AAAA. Las pilas más frecuentes son las de tipo alcalino, que se emplean 1 sola vez mientras que actualmente hay pilas recargables del Ni-MH (Nickel-Metal Hydride) que soportan entre 1000 y 1500 descargas.

Figura 23. Tipos de pilas (D, C, AA, AAA, AAAA, 9 V)



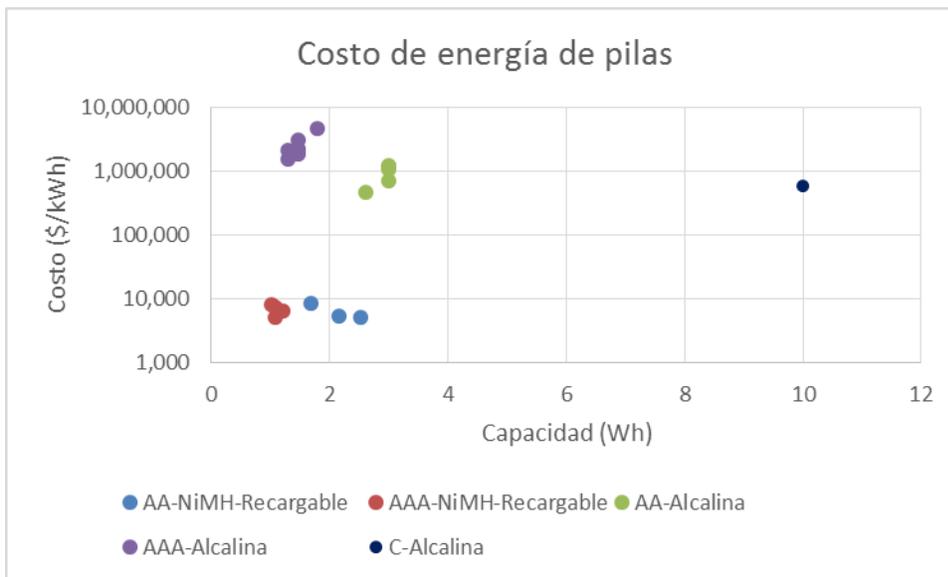
El costo de energía eléctrica suministrada por una pila se compone de:

- Costo de la pila descontado por el número de ciclos de carga
  - Pila alcalina: 1 ciclo
  - Pila recargable Ni MH: 1000 ciclos (se ha tomado como valor medio)

No se ha considerado ningún costo para la recarga de las pilas recargables por ser este muy pequeño. De esta manera, el costo de la energía eléctrica suministrada depende del costo de la pila, su capacidad y el número de ciclos que soporta.

La Figura 24 muestra el costo de la energía de pilas de diferentes capacidades, incluyendo las recargables. Se puede observar que los mayores costos corresponden a las pilas alcalinas AAA con capacidades entre 1.3 y 1.8 Wh con un costo entre 1.5 y 4.5 M\$/kWh (!), dependiendo de la marca y de cantidad de unidades comprada por paquete (entre 2 y 8 unidades por paquete). En segundo lugar se tienen las pilas alcalinas AA que tienen capacidades entre 2.6 y 3.0 Wh, con costos que oscilan entre 0.46 y 1.2 M\$/kWh (!), dependiendo también de la marca y de la cantidad de pilas por paquete (paquetes entre 2 y 24 unidades). Luego se tiene la alcalina C con capacidad de 10 Wh y con un costo de 0.6 M\$/kWh (!). Luego las pilas recargables de Ni MH, las cuales son del tipo AAA, con capacidades entre 1.2 y 2.52 Wh, con un número de 1000 ciclos a un costo entre 6.600 y 8.300 \$/kWh. Finalmente las pilas recargables AA de Ni MH con capacidades entre 1.2 y 2.52 Wh, con un número de 1000ciclos a un costo que oscila entre 6.600 y 8300 \$/kWh

Figura 24. Costo de la energía eléctrica suministrada por las pilas



Fuente: Elaboración propia

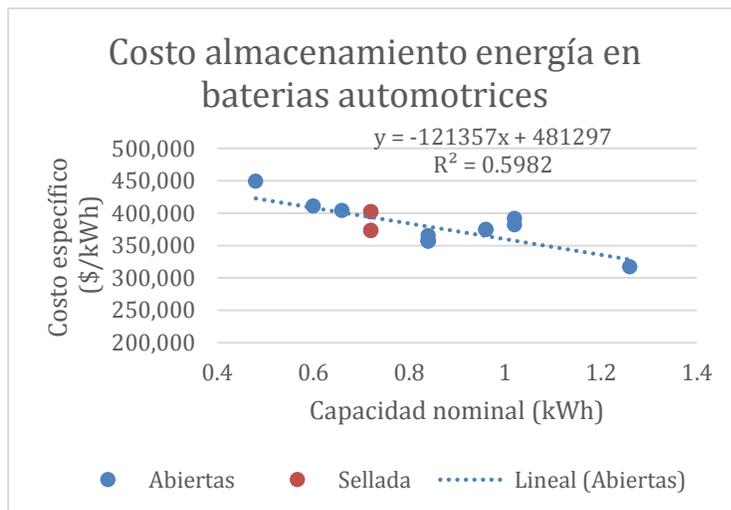
Baterías

Las baterías se emplean generalmente para alimentar TVs y equipos de sonido en el sector rural. Las baterías se recargan en centros urbanos por medio de plantas eléctricas o cargadores donde hay energía eléctrica. Las baterías que se emplean generalmente son baterías automotrices, las cuales son bastante pesadas para su transporte y dependiendo de las distancias y los medios de transporte, hay que pagar por él.

Los usuarios de los sectores rurales emplean baterías automotrices, principalmente por su disponibilidad y costos. Estas baterías son de Plomo-Ácido, de 12 VDC nominales, de capacidad de almacenamiento entre 0.48 y 1.26 kWh.

La Figura 25 muestra el costo específico de almacenamiento de las baterías de Pb-Ácido por kWh nominal almacenado. Los costos corresponden a baterías nuevas de marcas reconocidas, con rangos capacidad entre 0.48 kWh (12 VDC, 40 Ah @10HR -Hour Rate) y 1.26 kWh (12 VDC, 105 Ah@10 HR) y de almacenes mayoristas. La vida útil de las baterías depende de varios factores, entre los cuales está el nivel de la descarga profunda y el número de ciclos carga-descarga (generalmente las baterías se descargan hasta el nivel en que el TV ya no acepta el voltaje entregado por la batería). Generalmente se acepta que la vida útil está entre 150 y 250 ciclos<sup>37</sup>. La figura muestra que a menor capacidad, menor costo unitario de almacenamiento por kWh.

Figura 25. Costo de la energía eléctrica almacenada por una batería de Pb-Ácido



Fuente: Elaboración propia

<sup>37</sup> Rodríguez, H. y S. Hurry. **Training Manual in Photovoltaic Systems for Rural Electrification**. Olade-Unión Europea-JUNAC. ISBN 958-95506-4-9 (1995) Quito

El costo de energía eléctrica de una batería se compone de:

- Costo de la batería descontado por cada ciclo de carga
- Costo de la carga

Si se considera una batería de una capacidad de 1 kWh, que soporta 250 ciclos de carga, el costo de almacenamiento es de \$1525. El costo de carga de la batería depende del lugar y se conoce que en las zonas rurales puede variar entre \$5.000 y \$10.000. Si se toma el valor medio, entonces el valor total es de \$9.025/kWh (Tabla 53)

*Tabla 53. Costo del kWh suministrado por una batería de Pb-Ácido de 1 kWh de capacidad*

Costos	Unidad	Valor (\$)
Costo energía	\$/kWh	7,500
Costo batería	\$/ciclo	1,525
Costo total	\$/kWh	9,025
Supuestos:		
Capacidad	1 kWh	
Número de ciclos	250 Ciclos	
Costo de carga	7500 \$	

Fuente: Elaboración propia

Si el costo de la carga fuera de \$5000, el costo del kWh se reduciría a \$6525/kWh<sup>38</sup>.

### Costos de generación de la energía de un SFV

Si se considera un SFV consistente de un módulo solar de una potencia de 400 Wp, un banco de baterías de 120 Ah a 12 VDC y un inversor de 300 W, el costo del kWh generado resulta en \$1165. Este valor es inferior al kWh suministrado con pilas o con baterías, por lo que los SFV constituyen una opción de generación para habitantes que resultan NO interconectables.

### Estimación de cobeneficios por sistemas híbridos

Se considera aquí la estimación de diferentes cobeneficios del listado anterior.

#### Aumento del tiempo de servicio diario

El aumento de la oferta de energía al pasar de un sistema totalmente Diésel a un sistema híbrido (Diésel + renovable) se manifiesta para los usuarios en un aumento del tiempo de servicio al día y en una mayor energía disponible. Sea:

---

<sup>38</sup> Si el usuario emplea baterías de más baja calidad el número de ciclos se reduce, el costo de almacenamiento aumenta y también el costo del kWh.

- TSDi      Tiempo de Servicio diario promedio con plantas Diesel para el mes i (horas al día/24 horas)
- TSHi      Tiempo de Servicio diario promedio con planta Híbrida para el mes i (horas al día/24 horas)

Entonces el incremento del tiempo de servicio diario promedio estará dada por

$$\Delta TSi = TSHi - TSDi$$

Este *indicador, incremento del número de horas de servicio  $\Delta TSi$* , se calcula a partir de las mediciones que realiza actualmente el CNM y que sirven para la Línea Base y de las mediciones que se realicen una vez se implemente el sistema.

El estudio de Econometría muestra que el aumento de una hora del servicio de energía eléctrica en las ZNI aumenta el valor del agregado municipal en 6%, reduce el índice de pobreza (NBI) en 1.38 puntos y mejora las pruebas de Saber que se realizan en el grado 11 en 0.13<sup>39</sup>.

Por lo tanto, el cobeneficio total de la medida se da como

$$\text{Cobeneficio total} = \text{Alcance de la medida} * \text{Efectividad}$$

solamente en términos de aumento del valor agregado ya que los impactos en NBI y en pruebas de Saber 11 no se expresan en términos monetarios.

Por otro lado el mismo estudio encontró que *“sin importar cuál sea la variable que se evalúa, el cobeneficio es mayor si se atiende primero a los municipio de mayor tamaño que si se priorizan los municipios con más horas faltantes, es decir, que beneficiar a más personas con horas de energía eléctrica trae más beneficios que proveer energía a zonas poco pobladas”*.

### Aumento de la oferta de energía

Sea H un sistema de generación híbrido compuesto por plantas Diésel Dj (j: número de la planta) y por plantas de energía renovable Rk (k: número de la planta renovable). Además:

- GDij      la generación de energía eléctrica de la planta Diésel **j** durante el mes i (kWh)
- GDi      la generación de energía eléctrica de todas las plantas Diésel durante el mes i (kWh),
- GRik      la generación de energía eléctrica de la planta renovable **k** durante el mes i (kWh,

---

<sup>39</sup> Desarrollo y aplicación piloto de la metodología de evaluación de los cobeneficios de acciones de mitigación del cambio climático. Elaborado por Econometría Consultores para MADS (Abril 2014) Bogotá

G<sub>Ri</sub> la generación de energía eléctrica de todas las plantas renovables durante el mes i (kWh),

G<sub>Hi</sub> la generación de energía eléctrica de todas las plantas durante el mes i (kWh).

Entonces:

$$G_{Di} = \sum_j G_{Dij}$$

en donde j es cada planta Diésel, y

$$G_{Ri} = \sum_k G_{Rik}$$

en donde k es cada planta renovable.

Por tanto

$$G_{EHi} = G_{Di} + G_{Ri}$$

El aumento de energía está dado entonces por:

$\Delta \text{Energía Mes } i = G_{Hi} - G_{Di} = G_{Ri}$
---

Este indicador, el incremento del suministro de energía,  $\Delta \text{Energía Mes } i$ , se calcula a partir de las mediciones que realiza actualmente el CNM de la **G<sub>Di</sub>** para la Línea Base y de las que se realicen de **G<sub>Ri</sub>** una vez se implemente el sistema de energía renovable.

#### Porcentaje de energía renovable utilizada

El porcentaje de energía renovable generada o Penetración de la Energía Renovable en el mes i, **P<sub>Ri</sub>**, es un indicador que se puede estimar a partir de las mediciones que realiza el CNM de la **G<sub>Di</sub>** y de la medición adicional de la **G<sub>Ri</sub>** o de la **G<sub>Hi</sub>**.

La penetración de la energía renovable durante el mes  $i$ ,  $PR_i$  (%), está dada por:

$$PR_i = \frac{GR_i}{GHI}$$

Para calcular este indicador, el *coeficiente de penetración*, el CNM mide actualmente la **GDi** y deberá medir además la **GHi** o la **GRI**. Si mide GHi, GRi se calcula por diferencia entre GHi y GRi, y si mide GRI, GHi se calcula como la suma de GRi con GDi.

### Reducción de emisiones por energía renovable generada

El porcentaje de reducción de emisiones por energía renovable generada es un indicador que se puede estimar a partir de mediciones que realiza el CNM y calculable a partir de ellas.

Sean:

- ED<sub>ij</sub> emisiones de GEI de la planta Diésel  $j$  durante el mes  $i$  (kg CO<sub>2</sub>),
- CEC<sub>j</sub> consumo específico de combustible de la planta Diésel  $j$  (gal/kWh)
- CEmD coeficiente de emisiones de CO<sub>2</sub> del combustible Diésel (kg CO<sub>2</sub>/kWh), y
- EHi emisiones totales de la planta híbrida durante el mes  $i$  (kg CO<sub>2</sub>).

El coeficiente CEC<sub>j</sub> depende del rango de potencia de la planta como está dado en la Tabla 54.

Tabla 54. Consumo específico de combustible

Rango potencia	gal/kWh	kWh/gal
100 < P/kW	0.0974	10.2669
100 < P/kW ≤ 200	0.0880	11.3636
200 < P/kW ≤ 1000	0.0825	12.1212
1000 < P/kW ≤ 2000	0.0801	12.4844
2000 < P/kW	0.0722	13.8504

Fuente: Resolución CREG 004 de 2014, Art.6.2.2.

Las emisiones totales de CO<sub>2</sub> por generación Diésel durante el mes  $i$ , ED<sub>i</sub>, se calculan como la suma de la generación de cada planta  $j$  por su respectivo Consumo Especifico de Combustible, según su potencia la potencia, CEC<sub>j</sub>, y por el coeficiente de emisiones de CO<sub>2</sub> del combustible Diésel, CEmD:

$$ED_i = CEmD * \sum_j GD_{ij} * CEC_j$$

Las emisiones totales de CO<sub>2</sub>, si toda la generación fuera debida a las plantas Diésel, se puede estimar considerando un Coeficiente de Emisiones Diesel Promedio,  $\overline{CEmD}$ , para todo el parque de plantas Diésel así:

$$\overline{CEmDi} = CEmD * \frac{\sum_j GDij * CECj}{\sum_j GDij} = \frac{EDi}{GDi}$$

Para calcular la reducción de emisiones y el coeficiente de emisiones del sistema híbrido, supongamos que la generación total del sistema híbrido se realizara exclusivamente con plantas Diésel. En este caso, las emisiones equivalentes de un sistema totalmente Diésel, EtDi, hubieran sido:

$$EtDi = GHi * \overline{CEmDi}$$

Puesto que las emisiones del sistema híbrido son las correspondientes a la generación Diésel,

$$EHi = EDi$$

entonces la utilización de renovables reduce las emisiones el mes i como:

$$\Delta EHi = (EHi - EtDi) = (GDi - GRi - GDi) * \overline{CECi}$$

$$\boxed{\Delta EHi = -(GERi * \overline{CECi})}$$

Las emisiones especifica por kWh generado por el sistema híbrido  $\overline{CEmHi}$  están dadas por

$$\boxed{\overline{CEmHi} = \frac{EDi}{GHi}}$$

Estos dos *indicadores, la reducción de las emisiones y las emisiones por kWh*, se calculan a partir de las mediciones que realiza actualmente el CNM de la **GDi** y que son la base para la Línea Base y de las mediciones de **GHi** que se realicen una vez se implemente el sistema.

## METODOLOGÍA SUGERIDA DE PRIORIZACIÓN DE PROYECTOS PILOTO Y REGIONES

La energía es una necesidad para todos los seres humanos y en particular para las comunidades de las zonas remotas y aisladas. La energía eléctrica especialmente es una fuente secundaria de energía que tiene extraordinaria flexibilidad en sus aplicaciones y es por tanto una fuente indispensable para diferentes servicios que requieren los usuarios. Pero su suministro en las ZNI a partir de combustibles derivados del petróleo es altamente vulnerable por los costos de generación y disponibilidad de los mismos, mientras que en las ZNI se dispone de recursos renovables que no han sido suficientemente evaluados y demostrados como fuente de energía sostenible para esas comunidades.

La energía renovable se ha transformado en una solución sostenible, ambientalmente amigable y una fuente de energía rentable de largo plazo. Las fuentes de energía renovables son capaces de sustituir las energías convencionales en muchas aplicaciones a costos competitivos, en el largo plazo, con las actuales tecnologías. La selección de la fuente de energía renovable apropiada es una tarea que involucra diferentes factores y políticas. La toma de decisiones en energías renovables puede considerarse como un problema de múltiples criterios con correlación de criterios y alternativas. Esta tarea debe tener en cuenta varios aspectos debido a la creciente complejidad del entorno social, tecnológico, y de factores económicos<sup>40</sup>. Las decisiones tradicionales fundamentadas en criterios únicos no pueden manejar la complejidad de los sistemas actuales y esta problemática. Los métodos multi-criterio o MCDM (MCDM: Multi-Criteria Decisión Making) proveen una herramienta flexible capaz de manejar y reunir una amplia gama de variables y ofrecer una visión más global de la problemática.

### MCDM en energía renovable

En general, los métodos MCDM tienen cuatro pasos básicos para apoyar al máximo decisiones eficientes:

- Estructuración del proceso de decisión, selección de alternativas y la formulación de criterios
- Determinación de criterio y demostración de equilibrio entre los mismos
- Aplicación de juicios de valor en lo que respecta a valoraciones aceptables, y

---

<sup>40</sup> Taha, R.A. and T. Daim. Multi-Criteria Applications in Renewable Energy Analysis, a Literature Review en T. Daim et al. (eds.) **Research and Technology Management in the Electricity Industry. Green Energy and Technology**. Springer-Verlag (2013 (London).

- Agregación de las valoraciones y toma de decisiones

Cuál es el mejor método dentro de la variedad de métodos de MCDM es una discusión abierta en la literatura sobre la metodología MCDM pero en fin de cuentas, MCDM es la solución que mejor se ajusta entre las distintas opciones de mecanismos de decisión cuando se tienen múltiples atributos.

El área de aplicaciones de MCDM en energía renovable se puede dividir en cuatro categorías:

- Planificación y política de energía renovable
- Evaluación de energía renovable,
- Selección de tecnologías y proyectos
- Evaluación de aspectos ambientales.

La planificación y la política de energía renovable se refiere a la evaluación de un Plan Energético factible y / o la difusión de diferentes opciones energéticas renovables. Los factores clave son: la adopción de alcanzar un cierto objetivo nacional, los factores de decisión, la planeación nacional, y los indicadores del sistema. La evaluación de energía renovable se refiere a la evaluación de las diferentes energías alternativas o tecnologías energéticas. La selección entre alternativas podría ser para la evaluación de la "mejor" energía para ser utilizada en la generación de energía eléctrica o térmica, o para cualquier otro sistema<sup>41</sup>. La selección de tecnologías y proyectos se refiere a la selección del sitio, la selección de la tecnología y la decisión de apoyo a los proyectos de energía renovable. Aspectos ambientales se refiere a la discusión de tecnologías alternativas desde al punto de vista ambiental y de los asuntos climáticos.

El enfoque anterior es de carácter general, orientado más hacia la introducción de energía renovable en un sistema energético nacional, pero puede particularizarse a las ZNI. *Un factor ya importante para las energías renovables en las ZNI es que el primer aspecto, la planificación y política de energía renovable, es ya una decisión tomada por parte del gobierno nacional e instrumentada legalmente, como por ejemplo, con la Ley 1715 de 2014<sup>42</sup> (actualmente en proceso de reglamentación), el fortalecimiento de los fondos de recursos para adelantar proyectos en las ZNI en el Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018 – Art 190, y el establecimiento de lineamiento*

---

<sup>41</sup> Afgan NH, Carvalho MG (2008) Sustainability assessment of a hybrid energy system. Energy Policy 36:2903–2910.

<sup>42</sup> La Ley tiene por objeto promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en el sistema energético nacional, mediante su integración al mercado eléctrico, su participación en las zonas no interconectadas y en otros usos energéticos como medio necesario para el desarrollo económico sostenible, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la seguridad del abastecimiento energético. La ley busca: Sustitución de generación con diésel en las Zonas No Interconectadas (Artículo 9), Soluciones híbridas (Artículo 34), y el Desarrollo de la energía eólica (Artículo 20), solar y geotérmica.

*de política para la expansión de la cobertura del servicio de energía eléctrica en el SIN y en las ZNI (Decreto 1623 de 11 de Agosto de 2015, Minminas).*

En el tercer aspecto, la selección del sitio es la localidad poblada o su vecindad (en el caso de por ejemplo una PCH), y no tiene el carácter general de la selección de un sitio de generación con una fuente de energía renovable como si sería el caso para el SIN.

De esta manera, se considerarán los aspectos relacionados con la elección de la tecnología de energía renovable apropiada para cada localidad y las características particulares de la localidad en la región dentro de las ZNI.

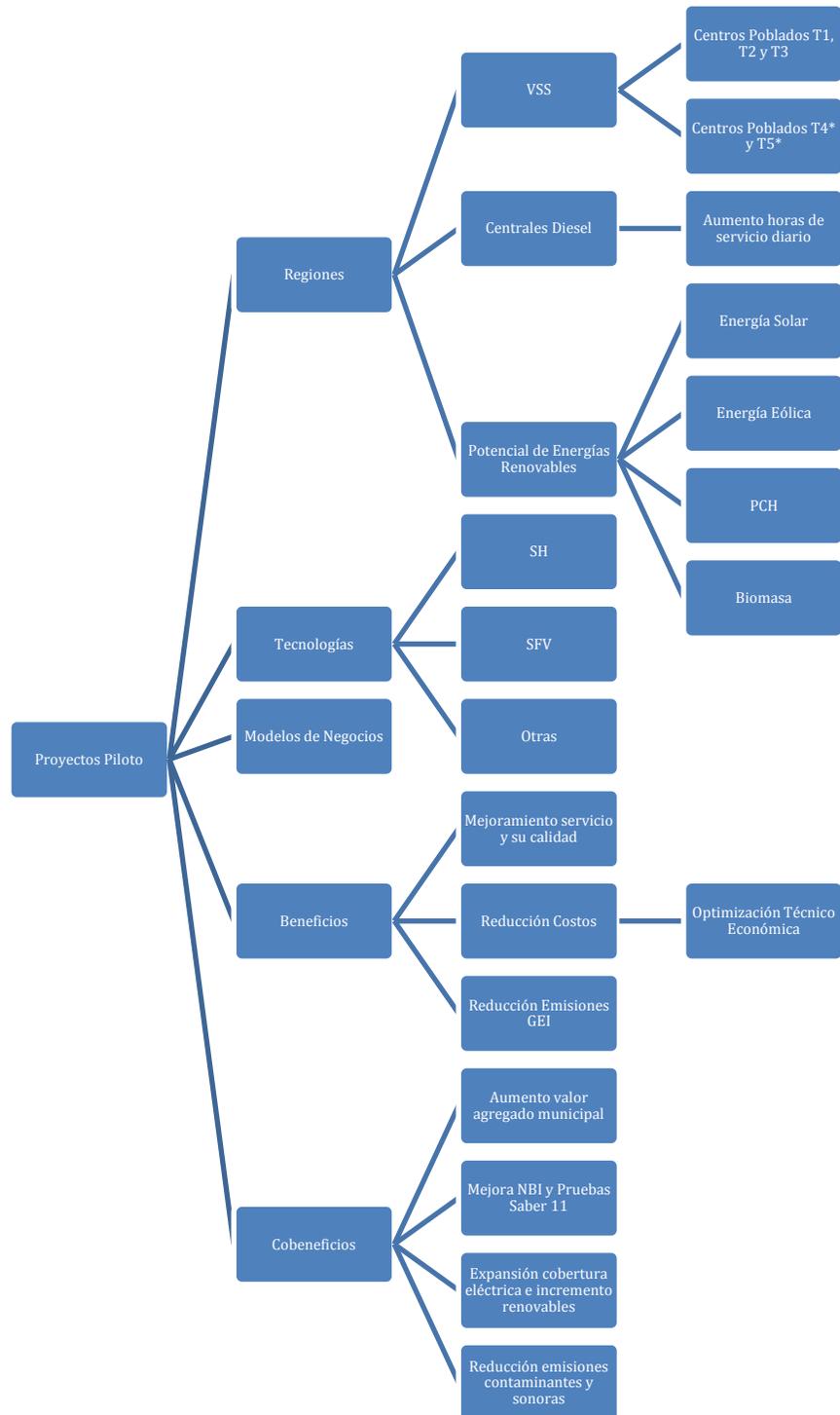
### Aspectos a considerar para la selección de proyectos piloto y regiones

Los sistemas de energía renovable se emplean en Colombia, dependiendo de la tecnología, desde hace ya varias décadas. Los Sistemas Fotovoltaicos (SFV) individuales se emplean desde los años ochenta, los molinos de viento para el bombeo de agua desde los años 50, las PCH desde comienzos del siglo anterior, los aerogeneradores a gran escala desde 2004, entre otras tecnologías. Más recientemente el IPSE ha introducido sistemas híbridos Diésel-solar, Diésel-solar-eólico y plantas de gasificación, entre otras.

***Sin embargo, las evaluaciones sobre el desempeño técnico, operativo, económico, ambiental y la sostenibilidad de los proyectos instalados o de una muestra representativa de ellos por capacidad y tecnología empleadas, son escasas y deberían realizarse, ante la magnitud de la iniciativa gubernamental de llevar sistemas de energía renovable a las ZNI, como un insumo fundamental para esta iniciativa gubernamental.***

Este estudio en particular busca proponer criterios para priorización de regiones y proyectos piloto, proyectos que se evaluarían en términos técnicos, operativos, económicos, ambientales y de sostenibilidad, incluyendo la opción de introducir diferentes modelos de negocios para la gestión de los mismos, así como la valoración de los beneficios y co-beneficios de estos proyectos piloto. Los aspectos a considerar en se muestran en la Figura 26.

Figura 26. Aspectos a considerar para los criterios de selección de proyectos piloto



Fuente: Elaboración propia

## Regiones

Las ZNI se encuentran en regiones biogeográficas de Colombia que tienen como características:

- Pobres indicadores socio-económicos reflejados en el NBI
- Gran Número de VSS, con centros poblados de niveles poblacionales de T1 a T5\*<sup>43</sup>.
- Localidades con servicio de energía eléctrica con centrales de generación Diésel.
- Diversas fuentes de energía renovables con diferentes potenciales.

*Dado que los indicadores socioeconómicos son tan pobres en todas las regiones que desde este punto de vista, todas las regiones son igualmente elegibles (aunque es posible clasificar los departamentos por estos índices).*

## Tecnologías

La tecnología a seleccionar depende de los siguientes factores:

- Potencial de las diversas fuentes de energía renovable
  - Para VSS aisladas (T5\*)
    - Nivel de demanda (servicios ofrecidos)
    - Sistemas individuales
  - Para VSS en pequeñas comunidades (T4\*, T3, T2, T1)
    - Nivel de demanda (servicios ofrecidos)
    - Sistemas de generación híbridos
  - Para localidades con Generación Diesel
    - Sistema de generación híbrido
- Selección de la tecnología
  - Arquitectura del sistema de generación
    - Curva de carga
    - Potencial de las energías renovables a emplear
    - Características técnicas del equipo de generación renovable
    - Características del equipo de generación Diésel (si se considera Diésel)
  - Criterio de optimización técnico económica
    - Costos de equipos de energía renovable (para SFV: módulos solares, bancos de baterías, reguladores de carga, inversores, instalación; para aerogeneradores: bancos de baterías, reguladores de carga, inversores,

---

<sup>43</sup> T5\* hasta 25 usuarios; T4\* entre 26 y 50; T3 entre 51 y 150, T2 entre 151 y 300 y T1, más de 300 usuarios.

- instalación; para PCHs: costos de obras civiles, maquinaria electromecánica, redes; etc.).
  - Costo de reposición de equipos
  - Costo de AOM
  - Costo de plantas Diésel (cuando a ellos haya lugar)
  - Costo combustible (cuando haya plantas Diésel)
- Configuración del sistema seleccionado

La capacidad del SFV depende de los servicios que se atenderán, y de los equipos que se emplearán y de su tecnología.

En el caso de las centrales Diésel actualmente en operación, para la hibridización de las mismas es necesario tener en cuenta la curva de carga actual, la curva de carga esperada como resultado de la ampliación del número de horas de servicio, número de horas de servicio que se ofrecerán, las capacidades de las plantas Diésel existentes, su compatibilidad con los equipos de los sistemas de energía renovable para la operación de la misma teniendo en cuenta la estrategia de despacho, que a su vez depende de la fuente de energía renovable que finalmente se emplee, lo que es *específico para cada localidad*. Teniendo en cuenta que el IPSE reporta 1450 localidades (menos algunas centrales ya hibridizadas), *cada una de las restantes es un caso particular*.

Finalmente, ***el criterio de selección de la arquitectura del sistema sean individuales o híbridos será la que ofrezca el menor costo nivelado de generación de energía eléctrica (LCOE: Levelized Cost of Energy: Costo Nivelado de las Energía)***. En este sentido es importante tener en cuenta que las energías renovables tienen costos más altos de inversión en equipos de generación y almacenamiento de energía que los sistemas de generación de energía eléctrica con plantas Diésel, pero cero costo de combustibles, por lo que en el largo plazo y debido a los altos costos de los combustibles en las localidades de las ZNI resultará más barata la generación con renovables. ***Es de esperarse que estos nuevos sistemas ofrezcan a los usuarios un servicio de energía eléctrica con mejor calidad del producto técnico y del servicio técnico, a un costo inferior al actual.***

### Modelo de Negocio

Un modelo de negocios se compone esencialmente de cuatro elementos<sup>44</sup>:

---

<sup>44</sup>ACP-EU Energy Facility: “Thematic Fiche no. 7 Sustainability - Business Models for Rural Electrification”, European Union Energy Initiative (EUEI), Monitoring of the ACP-EU Energy Facility, ACP-EU Energy Facility. Disponible en:

- Propiedad de las empresas y sus sistemas de generación y comercialización
- Tecnologías empleadas
- Tipos de clientes
- Estructura financiera (tarifas y subsidios)

Para los sistemas de energía renovable, se pueden considerar diferentes tipos de modelo de negocios, como los siguientes:

- Modelo A: El estado asume los costos de capital de los sistemas de generación y distribución, y designa o crea a una empresa pública para la Administración, Operación y Mantenimiento (AOM) de los sistemas de generación.
- Modelo B: Igual al anterior pero en lo que se refiere a la AOM esta se contrata con el sector privado, sea a través de una empresa distribuidora local, organización comunitaria, cooperativa, entre otras.
- Modelo C: El estado convoca a través de un proceso licitatorio al sector privado para que este asuma las inversiones y los costos de AOM.

Estos modelos de negocios se han implementado en varios países del mundo, incluyendo países latinoamericanos, con diferentes grados de éxito. La decisión sobre el modelo o los modelos de negocios que se deben adoptar, debe analizar diferentes aspectos incluyendo los sociales, y escapa al alcance de este estudio.

Indudablemente que un aspecto central de cualquiera de estos modelos es la sostenibilidad económica y financiera de los proyectos. Un factor importante entonces lo constituye el costo de suministro de la energía y entonces, las tarifas aplicables a los usuarios y los subsidios que se requieren para cubrir los costos en las ZNI, económicamente deprimidas. En cuanto se refiere a los usuarios, es necesario evaluar la capacidad de pago y la voluntad de pago de los mismos.

### Evaluación de beneficios

Los beneficios esperados que tiene la utilización de las energías renovables son de diferente índole:

- Mejoramiento del servicio. Aumento de las horas de servicio en los sistemas Diésel actuales y de la confiabilidad y calidad del servicio.
- Reducción de la dependencia de los combustibles fósiles
- Beneficios económicos. El principal beneficio económico para las VSS sin servicio de energía eléctrica, es la reducción de costos en productos comerciales que emplean para

---

[http://energyfacilitymonitoring.eu/images/stories/publications/thematicfiches/thematic\\_fiche\\_7.0\\_business\\_models.pdf](http://energyfacilitymonitoring.eu/images/stories/publications/thematicfiches/thematic_fiche_7.0_business_models.pdf)

los servicios de iluminación (velas, otros), y para entretenimiento y comunicaciones (pilas y recarga de baterías).

En los sistemas híbridos (Diésel + renovable), se tiene una reducción en el costo de generación de electricidad que debería tener un impacto en los subsidios que se otorgan a los operadores locales.

- Beneficios ambientales. Reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>.

### Evaluación de cobeneficios

Como resultado del aumento de una hora del servicio de energía eléctrica en las ZNI<sup>45</sup>, se tienen los siguientes cobeneficios:

- Económicos
  - Aumento del valor del agregado municipal en 6%,
- Sociales que implican un cambio en la calidad de vida de los individuos de una comunidad o de la sociedad en general, que no vienen expresados en términos monetarios.
  - Reducción del índice de pobreza (NBI) en 1.38 puntos y
  - Mejora las pruebas de Saber que se realizan en el grado 11 en 0.13.

Se tienen además los siguientes cobeneficios:

- Institucionales como son
  - Expansión de la cobertura de energía eléctrica. Facilita el acceso a los habitantes de las ZNI a la energía eléctrica y a sus servicios.
  - Incremento de la utilización de fuentes de energía renovable
- Ambientales
  - Reducción de las emisiones de productos de combustión para iluminación (velas, otros) por parte de usuarios que carecen del servicio de energía eléctrica.
  - Reducción de contaminación sonora cuando se emplean plantas Diésel
  - Reducción de los riesgos de derrame del Diésel durante su transporte
  - Incremento de la utilización de fuentes de energía renovable.

### Criterios de selección de regiones y proyectos

Como fue mencionado anteriormente, la decisión de ampliar la cobertura del servicio de energía eléctrica en las ZNI y de introducir en ellas las energías renovables, es ya una decisión

---

<sup>45</sup> Desarrollo y aplicación piloto de la metodología de evaluación de los cobeneficios de acciones de mitigación del cambio climático. Elaborado por Econometría Consultores para MADS (Abril 2014) Bogotá

política tomada e instrumentada legalmente, y a la espera de los desarrollos y ajustes regulatorios necesarios. *Por tanto, esa etapa fundamental de decisión para las ZNI, está superada.*

*Debido a la utilización de energía renovable en varios proyectos en el país, se considera de vital importancia para el desarrollo de las fuentes de energía renovable en las ZNI la evaluación desde los puntos de vista técnico, operativo, administrativo, mantenimiento, económico, ambiental y social, de una muestra representativa de proyectos de energía renovable instalados en el país. Especial atención debe otorgarse a la evaluación de la sostenibilidad de los mismos en sus dimensiones técnico-económica, social y ambiental. De una evaluación de esta naturaleza surgen lecciones aprendidas que deberían tenerse en cuenta ante la magnitud del esfuerzo del gobierno nacional de introducir las energías renovables en las ZNI.*

Para la selección de regiones y proyectos piloto<sup>46</sup> dentro de este estudio, se considera conveniente tener en cuenta los siguientes criterios<sup>47</sup>.

### *Selección de regiones*

#### *Criterio 1. Índice de NBI.*

Si bien todos los departamentos de las ZNI tienen pobres indicadores de NBI y podrían ser cualquiera de ellos elegibles, se pueden ordenar de acuerdo a este índice.

#### *Criterio 2. Índice de Cobertura de Energía Eléctrica Resto*

El Índice de Cobertura de Energía Eléctrica (ICEE) ha sido calculado por el PIEC para el año 2012 y para cada departamento. El índice “ICEE cabecera municipal” se ha calculado para las cabeceras municipales y el “ICEE resto” para el resto del municipio que incluye las áreas rurales. El ICEE resto nacional alcanza 84.84% y en los departamentos de las ZNI tiene valores muy bajos con respecto al promedio nacional (por ejemplo, Amazonas 27.98%, Guajira 45%, Chocó 68%, entre otros). Por tanto, ampliar la cobertura priorizando los que tienen un más bajo ICEE resto mejoraría el índice de cobertura en el sector rural y el ICEE total. La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** muestra los departamentos con ICEE resto inferior al promedio nacional, los cuales son en su mayoría ZNI.

---

<sup>46</sup> Un proyecto piloto es un ensayo preliminar a pequeña escala realizado con el fin de evaluar la viabilidad, tiempo, costo, los eventos adversos, y el tamaño del efecto (variabilidad estadística) con el fin de establecer los factores críticos para la ampliación del proyecto a un universo mayor.

<sup>47</sup> Por criterio se entiende una regla o norma bajo la cual se establece un juicio o se toma una determinación

*Criterio 3. Número de VSS*

El número total de VSS es de 55.809 en 29 departamentos del país<sup>48</sup> que serían desarrollables con recursos FAZNI. El 22.23% de las VSS se encuentran en estos departamentos en 2.334 Centros Poblados (CP), que corresponde al 80.12% de los 2913 CP No Interconectables (Otro 21.98% de VSS se encuentran en 12.63% de los CP, en 18 departamentos, con un número medio de 33 VSS y que también podrían emplear sistemas de generación individuales.

Los CP de categorías T3, T2 y T1 tienen el 55.8% de las VSS y se encuentran en el 6.9% de los CP, indicando que se trata de CP que podrían requerir de sistemas de generación centrales del tipo híbrido por la demanda que tienen.

La

---

<sup>48</sup> Son todos los departamentos del país (32) menos Caldas, Risaralda, y San Andrés,

Tabla 55 muestra el número de VSS por departamento, en orden descendente. La tabla posterior muestra esta misma información desagregada por tipo de CP e incluye además las que serían desarrollables (4650 VSS) por los actuales Prestadores del Servicio en las ZNI.

Estas VSS se encuentran en CP con un número inferior de VSS a 24, con un grado de dispersión probablemente alto que podría indicar que requieren sistemas de energía renovables individuales<sup>49</sup>.

---

<sup>49</sup> **Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía eléctrica 2013-2017 (PIEC)**. UPME (2014) Bogotá.

Tabla 55. Departamentos ordenados por ICEE resto en orden ascendente.

Departamento	ICEE cabecera municipal	ICEE resto	ICEE Total
Vichada	92.53%	25.21%	59.39%
Amazonas	95.76%	27.98%	57.33%
Vaupés	97.48%	39.48%	65.37%
Putumayo	83.07%	40.04%	61.11%
La Guajira	100.00%	45.10%	77.83%
Casanare	90.74%	50.38%	79.78%
Guaviare	90.07%	57.76%	74.34%
Magdalena	100.00%	58.11%	91.23%
Chocó	92.07%	68.12%	80.90%
Meta	99.38%	72.60%	93.91%
Caquetá	97.99%	73.93%	90.10%
Bolívar	99.46%	75.72%	94.39%
Cesar	100.00%	76.39%	94.89%
Cauca	99.52%	78.31%	86.82%
Guainía	98.45%	79.06%	84.16%
Arauca	100.00%	79.36%	93.63%
Córdoba	100.00%	80.38%	90.95%
Norte de Santander	99.83%	83.92%	96.54%
<b>Total Nacional</b>	<b>99.59%</b>	<b>84.84%</b>	<b>96.10%</b>
Tolima	100.00%	84.92%	95.61%
Atlántico	100.00%	86.45%	99.40%
Santander	99.68%	87.59%	96.34%
Huila	100.00%	91.13%	96.55%
Antioquia	99.98%	91.57%	98.12%
Boyacá	99.58%	92.75%	96.43%
Sucre	100.00%	93.60%	97.92%
Nariño	98.32%	94.01%	96.01%
Valle	99.64%	94.91%	99.01%
Risaralda	100.00%	96.47%	99.34%
Caldas	100.00%	97.58%	99.29%
Quindío	100.00%	98.28%	99.82%
Cundinamarca	99.79%	98.33%	99.29%
Bogotá D.C.	100.00%	99.03%	99.99%
San Andrés y Providencia	100.00%	100.00%	100.00%

Fuente: Plan Indicativo de Expansión de Cobertura 2013-2017 (PIEC). UPME (2014) Bogotá  
 Tabla 15, Página 50

Tabla 56. Viviendas Sin Servicio y Centros Poblados desarrollables con recursos FAZNI

CATEGORIA		PIEC									
CENTROS POBLADOS (CP)	VIVIENDAS SIN SERVICIO (VSS)	18,504	470,245								
		CONECTABLES		NO INTERCONECTABLES		NO INTERCONECTABLES					
		12,106	414,435	2,913	55,809	3,485	???				
		T1 > 300 VSS		151 ≤ T2 ≤ 300		51 ≤ T3 ≤ 150		26 ≤ T4* ≤ 50		T5* ≤ 25	
Total		7	4,668	67	15,620	127	10,848	368	12,266	2,334	12,407
Máximo			1,883		247		149		50		24
Mínimo			435		184		50		25		1
Promedio			667		233		85		33		5
# Departamentos		4		7		17		18		29	
Participación		0.24%	8.36%	2.30%	27.99%	4.36%	19.44%	12.63%	21.98%	80.12%	22.23%

Fuente: Elaboración propia a partir de CP PIEC 2013-2017.xls

Tabla 57. VSS y CP por departamento desarrollables con recursos FAZNI

#	DEPARTAMENTO	VIVIENDAS SIN SERVICIO DE ENERGIA ELECTRICA	CENTROS POBLADOS
16	GUAJIRA	11911	76
12	CHOCO	6413	122
1	AMAZONAS	6375	174
32	VICHADA	5714	242
19	MAGDALENA	2938	109
15	GUAINIA	2686	77
31	VAUPES	2667	139
13	CORDOBA	2176	73
17	GUAVIARE	2006	21
8	CAQUETÁ	1704	86
20	META	1425	208
21	NARIÑO	1261	385
9	CASANARE	1243	34
30	VALLE	1175	285
22	NORTE DE SANTANDER	825	34
11	CESAR	749	62
6	BOYACÁ	632	52
5	BOLIVAR	602	57
14	CUNDINAMARCA	594	223
2	ANTIOQUIA	527	47
3	ARAUCA	518	225
10	CAUCA	472	36
27	SANTANDER	422	13
28	SUCRE	209	40
23	PUTUMAYO	194	35
18	HUILA	157	12
29	TOLIMA	117	9
4	ATLANTICO	90	27
24	QUINDIO	6	1
7	CALDAS	0	0
25	RISARALDA	0	0
26	SAN ANDRES	0	0
	<b>TOTAL</b>	<b>55809</b>	<b>2913</b>

Fuente: Elaboración propia a partir de CP PIEC 2013-2017.xls

Tabla 58. VSS y CP por fuente de financiamiento y categoría de número de VSS en CPs, desarrollables con recursos FAZNI y con recursos del prestador del servicio en las ZNI.

#	DEPARTAMENTO	NO INTERCONECTABLE																								0		SUBTOTAL		CP SIN INFO							
		FAZNI										PRESTADOR ZNI										VSS	CP	VSS	CP	DE VSS											
		T1		T2		T3		T4*		T5*		SUBTOTAL		T1		T2		T3		T4*						T5*		SUBTOTAL		VSS	CP	VSS	CP	VSS	CP		
		VSS	CP	VSS	CP	VSS	CP	VSS	CP	VSS	CP	VSS	CP	VSS	CP	VSS	CP	VSS	CP	VSS	CP	VSS	CP	VSS	CP	VSS	CP	VSS	CP							VSS	CP
1	AMAZONAS			680	3	2016	27	1601	49	520	58	<b>4,817</b>	<b>137</b>					1246	18	135	4	177	15	1,558	37					6,375	174	0	7				
2	ANTIOQUIA							275	7	252	40	<b>527</b>	<b>47</b>											0	0			527	47	0	195						
3	ARAUCA									518	225	<b>518</b>	<b>225</b>										0	0			518	225	0	7							
4	ATLANTICO									90	27	<b>90</b>	<b>27</b>										0	0			90	27	0	52							
5	BOUVAR					228	3	38	1	336	53	<b>602</b>	<b>57</b>										0	0			602	57	0	100							
6	BOYACÁ			403	2			61	2	168	48	<b>632</b>	<b>52</b>										0	0			632	52	0	546							
7	CALDAS											<b>0</b>	<b>0</b>										0	0			0	0	0	36							
8	CAQUETÁ							1379	28	206	48	<b>1,584</b>	<b>76</b>					45	1	75	9	120	10			1,704	86	0	146								
9	CASANARE	582	1					147	4	514	29	<b>1,243</b>	<b>34</b>									77	10	77	10			1,243	34	0	45						
10	CAUCA					134	1	46	1	215	24	<b>395</b>	<b>26</b>										0	0			472	36	0	149							
11	CESAR					80	1	120	3	549	58	<b>749</b>	<b>62</b>										0	0			749	62	0	62							
12	CHOCO	1,883	1	190	1	2865	24	886	20	257	45	<b>6,081</b>	<b>91</b>									44	1	287	29	332	30	0	1	6,413	122	0	172				
13	CORDOBA	1,740	4			353	7	28	1	55	61	<b>2,176</b>	<b>73</b>										0	0			2,176	73	0	223							
14	CUNDINAMARCA									594	223	<b>594</b>	<b>223</b>										0	0			594	223	0	128							
15	GUAINIA					521	6	1485	39	285	22	<b>2,290</b>	<b>67</b>					90	1	305	9	396	10			2,686	77	0	111								
16	GUAJIRA			11050	46	790	8			71	22	<b>11,911</b>	<b>76</b>										0	0			11,911	76	0	14							
17	GUAVIARE			1056	5	274	2	531	11			<b>1,862</b>	<b>18</b>									145	3	145	3			2,006	21	0	29						
18	HUILA					118	1			40	11	<b>157</b>	<b>12</b>										0	0			157	12	0	91							
19	MAGDALENA			1994	9	215	2	163	5	566	93	<b>2,938</b>	<b>109</b>										0	0			2,938	109	0	62							
20	META					186	3	406	14	743	189	<b>1,334</b>	<b>206</b>					62	1	30	1		92	2			1,425	208	0	164							
21	NARIÑO					305	3	265	7	489	224	<b>1,058</b>	<b>234</b>									203	151	203	151			1,261	385	0	454						
	NORTE DE																																				
22	SANTANDER			247	1	118	2	163	4	297	27	<b>825</b>	<b>34</b>										0	0			825	34	0	119							
23	PUTUMAYO									194	35	<b>194</b>	<b>35</b>										0	0			194	35	0	5							
24	QUINDIO									6	1	<b>6</b>	<b>1</b>										0	0			6	1	0	35							
25	RISARALDA											<b>0</b>	<b>0</b>										0	0			0	0	0	108							
26	SAN ANDRES											<b>0</b>	<b>0</b>										0	0			0	0	0	10							
27	SANTANDER					199	3	132	5	90	5	<b>422</b>	<b>13</b>										0	0			422	13	0	61							
28	SUCRE									209	40	<b>209</b>	<b>40</b>										0	0			209	40	0	228							
29	TOLIMA									117	9	<b>117</b>	<b>9</b>										0	0			117	9	0	51							
30	VALLE									1130	262	<b>1,130</b>	<b>262</b>									45	22	45	22	0	1	1,175	285	0	69						
31	VAUPES					903	12			998	82	<b>1,901</b>	<b>94</b>					74	1			692	44	766	45	0	1	2,667	139	0	4						
32	VICHADA					72	1	3551	137	1173	83	<b>4,796</b>	<b>221</b>									285	11	171	9	918	21	5,714	242	0	2						
	(en blanco)											<b>0</b>											0	0			0	0	0	9							
	<b>Total general</b>	<b>4,205</b>	<b>6</b>	<b>15,620</b>	<b>67</b>	<b>9,376</b>	<b>106</b>	<b>11,277</b>	<b>338</b>	<b>10,681</b>	<b>2,044</b>	<b>51,159</b>	<b>2,561</b>	<b>462</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1,473</b>	<b>21</b>	<b>989</b>	<b>30</b>	<b>1,726</b>	<b>289</b>	<b>4,650</b>	<b>341</b>	<b>0</b>	<b>9</b>	<b>55,809</b>	<b>2,913</b>	<b>0</b>	<b>3,485</b>						
	T4* y T5*: Ver nota																																				
	Participación VSS	8.2%		30.5%		18.3%		22.0%		20.9%		100.0%		9.9%		0.0%		31.7%		21.3%		37.1%		100.0%													
	Participación CP		0.2%	2.6%		4.1%		13.2%		79.8%		100.0%		0.3%		0.0%		6.2%		8.8%		84.8%		100.0%													
	Por Tarifa OR =0																																				
	Fuente: Elaboración propia a partir de: CP_piec2013-2017-vNov8_AC_HR.xlsx																																				

Otro 21.98% de VSS se encuentran en 12.63% de los CP, en 18 departamentos, con un número medio de 33 VSS y que también podrían emplear sistemas de generación individuales.

Los CP de categorías T3, T2 y T1 tienen el 55.8% de las VSS y se encuentran en el 6.9% de los CP, indicando que se trata de CP que podrían requerir de sistemas de generación centrales del tipo híbrido por la demanda que tienen.

La Tabla 57 muestra el número de VSS por departamento, en orden descendente. La Tabla 58 muestra esta misma información desagregada por tipo de CP e incluye además las que serían desarrollables (4650 VSS) por los actuales Prestadores del Servicio en las ZNI. Se recomienda considerar las categorías T4\* y T5\* para sistemas individuales y los restantes para sistemas de generación híbridos centralizados.

#### *Criterio 4. Plantas Diésel a hibridizar*

Las plantas Diésel a hibridizar son, cada una de ellas, un proyecto a analizar individualmente. La información proviene del IPSE y de la SSPD. La del IPSE específica para las 72 localidades reportadas por el CNM, localidades para las cuales se tiene además del número de usuarios (a actualizar), la capacidad de generación Diésel, las características eléctricas como curva de carga, frecuencia y número de horas de servicio. Para las restantes localidades reportadas por el IPSE (1450 menos 72 reportadas por el CNM del IPSE) se debe recurrir a la SSPD. *La información entonces necesita ser consolidada.*

Por tanto el *criterio para seleccionar las localidades a hibridizar buscando el máximo beneficio económico* es seleccionar las localidades que tengan *la mayor generación Diésel y el menor número de horas de servicio en la actualidad. Esto además conlleva la mayor reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>.* Además, un factor adicional favorable es la disponibilidad en la actualidad del sistema de telemetría.

#### *Criterio 5. Sistema de telemetría*

Los sistemas híbridos deben tener un sistema de medición, almacenamiento y acceso de datos que permita el monitoreo de las variables y la evaluación de la calidad del Servicio Técnico de Energía Eléctrica y la Calidad del Producto Técnico. En relación con las plantas que son reportadas por el CNM, debe medirse la generación Diésel, la generación renovable y la generación total (el comportamiento del sistema de almacenamiento de energía se puede determinar de las mediciones anteriores). Aunque el consumo de Diésel se puede inferir como hasta ahora se ha venido haciendo en las plantas Diésel, la medición de este consumo es una opción recomendable. Si las centrales de generación no disponen de la telemetría, esta debe incluirse en la hibridización.

Para los sistemas de generación individuales que emplearían los usuarios aislados, la generación de energía debe estimarse y de allí deben calcularse los índices aplicables a estos sistemas. Para sistemas mayores debe decidirse considerando razones técnicas y costos, si se opta por la opción anterior o el sistema amerita un sistema de telemetría acorde con la capacidad del sistema.

### Selección de Localidades

#### Criterio 6. Tecnologías y potencial de energía renovable

Las regiones tienen potenciales de diferentes fuentes de energía renovable pero la magnitud de los recursos varía por región, localidad y por tecnología. La Tabla 59 muestra de manera indicativa el potencial de los diferentes recursos por región y nivel del recurso. Como puede observarse, la energía solar y eólica tienen potenciales atractivos en La Guajira (pero es preciso tener en cuenta la estacionalidad del recurso eólico), mientras que estos recursos son inferiores en otras regiones del país. El recurso solar es efectivamente el recurso disponible en la totalidad del país. Por lo tanto, el potencial de cada recurso en cada localidad incide en la capacidad instalada de cada tecnología y esta a su vez en los costos de inversión, la no despachabilidad adiciona la necesidad de instalar sistemas de almacenamiento de energía lo que a su vez aumenta los costos de inversión e incide en la estrategia de despachabilidad de los sistemas híbridos.

Por tanto en cada sistema híbrido es necesario buscar la arquitectura de generación y almacenamiento de energía que obedezca el *criterio de mínimo costo nivelado de generación de energía (LCOE)*<sup>50</sup>.

Tabla 59. Nivel del recurso renovable tipo de recurso y región.

Región	Solar			Eólica			PCH	Biomasa
	Alto	Medio	Bajo	Alto	Medio	Bajo		
La Guajira *	X			X				
Caribe	X	X			X			
Pacífico			X			X	1	2
Andina		X				3	1	
Amazonia			X			X		2
Orinoquia		X				X		2
Insular	X			X				
* Se ha separado de la Caribe a la que pertenece								
1 Localizado en caídas, piedemontes								
2 Localizado residuos madereros, cultivos dendroenergéticos								
3 Muy localizado en sitios específicos								

Fuente: Elaboración propia

<sup>50</sup> Una herramienta poderosa para seleccionar la tecnología es el software HOMER.

### *Criterio 7. Localidades con los mayores costos de combustible y costos de usuarios aislados*

Dado que los costos de los combustibles dependen de los del transporte, los mayores costos de combustible por kWh generado con plantas Diésel se presentan en las localidades más alejadas. Al seleccionar los sistemas de generación con el criterio del mínimo LCOE, entonces se tiene una maximización de la reducción de costos de generación comparados con el caso base. Por otro *criterio para seleccionar un proyecto de hibridización son las localidades con los mayores costos de combustible*<sup>51</sup>.

En cuanto se refiere a los usuarios aislados, estos consumen productos para el suministro de los servicios requeridos como iluminación, pilas, carga de celulares y recarga de baterías. Estos costos son generalmente altos para los usuarios y ofrecen servicios de regular calidad, con afectación de la salud, servicios que pueden ser cubiertos con pequeños sistemas de generación.

### *Criterio 8. Localidades con el mayor número de habitantes*

Otro beneficio directo que busca la NAMA es la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>. Por tanto, otro *criterio para seleccionar un proyecto son las localidades en donde se tenga el mayor número de habitantes y las mayores demandas de energía*<sup>52</sup>.

### *Criterio 9. Apalancamiento financiero*

Para el desarrollo de proyectos, las localidades que dispongan de recursos para apalancar los obtenidos a través de la NAMA, deberían tener una prioridad en la asignación de los proyectos. Esta prioridad podría estimarse en términos del factor de apalancamiento (Factor de apalancamiento = Costo total del proyecto/Valor aporte recursos propios/número de usuarios): entre más alto, mayor prioridad.

Para estas localidades se evaluaría cada caso en particular, dependiendo de si el modelo de negocio requiere recursos públicos. Para efecto de esta metodología, este criterio no se puede

---

<sup>51</sup> El PIEC tiene información de costos por departamento. Ver **Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica 2013-2017 (PIEC)**. UPME (2014) Bogotá. Para datos de 2012, ver Página 74

<sup>52</sup> Las localidades del Grupo3 (41 en total), aquellas con una población superior a 3000 habitantes, con 14 a 16 horas de servicio, tienen un costo de abatimiento de CO<sub>2</sub> negativo cuando se hibridizan indicando que estos serían los proyectos preferibles a ejecutar. E. Behrentz et al. Productos Analíticos para Apoyar la Toma de Decisiones sobre Acciones de Mitigación a Nivel Sectorial. Oferta de Energía. Universidad de los Andes (2014) Bogotá.

aplicar porque se trata de situaciones particulares y por ausencia de información en la actualidad sobre la disponibilidad de recursos en esas localidades en particular.

## Tabla Resumen

La *Tabla 60* muestra de manera resumida los criterios para las VSS en localidades No Interconectables. Es de anotar que las tecnología de energía renovable deben considerar el potencial local de las diferentes renovables y evaluar técnico-económicamente y ambientalmente y seleccionar la que ofrezca el más bajo LCOE en el análisis de alternativas.

En el caso de uso de baterías para el almacenamiento de energía es necesario considerar en los proyectos un plan de manejo de las baterías descartadas para que estas sean trasladadas a los centros de reciclaje que hay actualmente en el país.

La reducción de emisiones de GEI por generación de energía eléctrica es el resultado directo de la reducción del consumo de combustibles en las centrales de generación Diésel, principalmente.

*Tabla 60. Criterios de selección de departamentos y localidades No Interconectables para VSS.*

Tipo de solución (asociada a un recurso energético pre-definido)	Criterios para seleccionar el Departamento*	Criterios para seleccionar la Localidad (posterior a haber definido el departamento)
<b>Para Viviendas Sin Servicio (VSS) No Interconectables</b>		
<b>Sistemas individuales</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ NBI</li> <li>▪ ICEE resto</li> <li>▪ Número de VSS**</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Costo de combustible y costo de productos comerciales para usuarios aislados</li> <li>▪ Número de usuarios</li> <li>▪ Selección de tecnología renovable por potencial local del recurso energético renovable</li> </ul>
<b>Mini-redes</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ NBI</li> <li>▪ ICEE resto</li> <li>▪ Número de VSS**</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Costo de combustible y costo de productos comerciales para usuarios aislados</li> <li>▪ Número de usuarios</li> <li>▪ Selección de tecnología renovable por potencial local del recurso energético renovable</li> </ul>
<b>Para Viviendas con Servicio Parcial de Energía (VSPE) con Diésel</b>		
<b>Hibridización</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Número total de usuarios</li> <li>▪ Promedio ponderado (por número de usuarios) del número de horas diarias de servicio</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Número de usuarios por localidad</li> <li>▪ Horas de servicio de la localidad</li> <li>▪ Selección de tecnología renovable por potencial local del recurso energético renovable</li> <li>▪ Localidades con telemetría</li> </ul>

\*Estos criterios podrían emplearse para la selección de los próximos departamentos que continuarán con la gestión del PERS. Se podría además considerar el Índice de Competitividad Departamental<sup>53</sup> y la existencia de Contratos Plan<sup>54</sup>, para fortalecer una u otra selección.

\*\*Si se requiere fortalecer la selección de los departamentos se puede considerar la densidad de población o de usuarios en el departamento, es decir, comparar las relaciones de VSS y el número de CP en los que se encuentran esas VSS en el departamento.

---

<sup>53</sup> [Escalafón de la competitividad de los departamentos en Colombia 2012-213](http://www.cepal.org/es/escalafon-de-la-competitividad-de-los-departamentos-en-colombia) en <http://www.cepal.org/es/escalafon-de-la-competitividad-de-los-departamentos-en-colombia>

<sup>54</sup> <https://www.dnp.gov.co/Contratos-Plan/Paginas/ContratosPlan.aspx>

## ANÁLISIS PRELIMINAR DE PROYECTOS PILOTOS SUGERIDOS

Para la generación a pequeña escala, es conveniente tener en cuenta las tecnologías disponibles que tengan el carácter de ser comerciales, disponibles y probadas. Si bien hay un portafolio extenso de estas tecnologías, la tecnología de los Sistemas Solares Fotovoltaicos (SFV) cumple con las características anteriores. Por otro lado, el potencial del recurso solar está disponible en los Atlas de Radiación Solar de la UPME y en las bases de datos de NASA, el potencial eólico es el Atlas de Energía Eólica de la UPME y en las bases de datos de la NASA, lo que facilita el diseño de tales sistemas.

Para la hibridización de las plantas Diésel actualmente en operación, los potenciales de energía renovable son sitio específicos, principalmente cuando se trata del potencial hidroenergético (sea con caídas de agua o hidrocínético) o biomasa. La información de energía solar y eólica se encuentra disponible como se mencionó anteriormente a través de los Atlas de Energía Solar y Eólica de la UPME, o a través de NASA.

La tecnología de los Sistemas Híbridos ha alcanzado un grado importante de estandarización y varias empresas ofrecen equipos estándar para ser empleados hasta en SFV de 300 kWp, con la ventaja de una reducción de costos. SFV de mayor capacidad podrían resultar requerir equipos no estándar con el correspondiente aumento de costos.

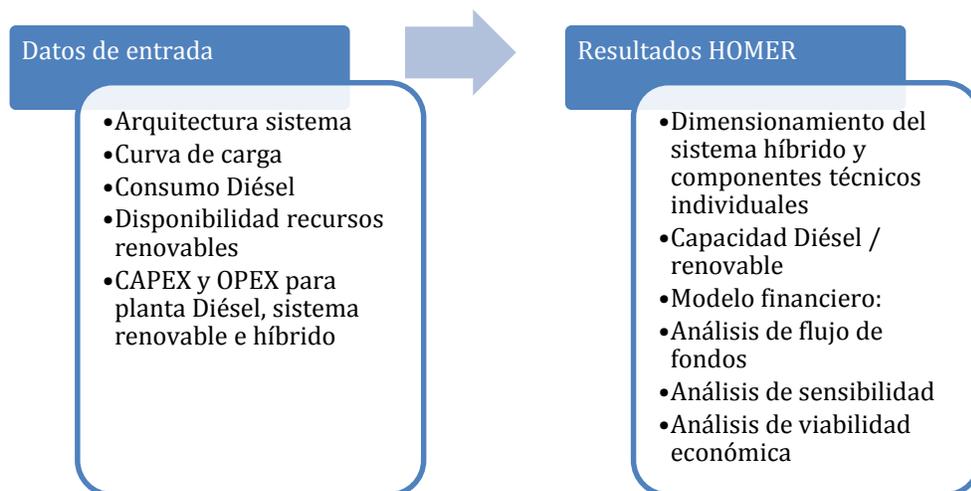
### Modelos de evaluación

El modelo de evaluación empleado es el software HOMER<sup>55</sup>. Este software permite la configuración de sistemas totalmente solares o híbridos, empleando datos de entrada que caracterizan la demanda, las tecnologías de generación, la disponibilidad de recursos renovables en la localidad y los costos de inversión de capital (CAPEX: Capital Expenditures) y los de operación (OPEX: Operational Expenditures). La configuración seleccionada permite estimar el Costo de Energía Nivelado (Levelized Cost of Energy: LCOE). Cuando se tienen varias configuraciones, éstas son evaluadas técnica y económicamente, y permite seleccionar la configuración de acuerdo al LCOE.

---

<sup>55</sup> HOMER Pro 3.4.3.0, Copyright 2015, es un producto de HOMER Energy, LLC

Figura 27. Modelo de evaluación con HOMER



En caso de que la información sobre los costos de las componentes y sus características técnicas requeridas por el HOMER no estén disponibles, se estimara el LCOE en base a cifras indicativas.

### Modelos de negocios

El suministro de energía en las zonas rurales remotas y aisladas para usuarios generalmente de bajos ingresos no es económicamente viable. Por lo tanto, la sostenibilidad financiera es un aspecto crítico para la prestación de este servicio público. ¿Qué modelo de negocios debe desarrollarse para que este servicio sea sostenible no solamente financieramente sino técnica y ambientalmente? Existen en el mundo experiencias con diferentes modelos, modelos en los que la participación del estado es decisiva por cuanto se trata de un servicio público al que todos los ciudadanos tienen derecho y además, porque tiene que ver con aspectos legales, regulatorios y financieros del servicio.

Los aspectos centrales que es necesario analizar en una propuesta de modelo de negocios son

- Organización y Propiedad
- Estructura financiera
- Usuarios

El primer aspecto tiene que ver con los factores institucionales que son cruciales para el éxito y sostenibilidad de un proyecto. Incluye el papel decisivo que tiene el gobierno de una nación en habilitar el marco legal y regulatorio para promover y desarrollar la electrificación rural. Con frecuencias los gobiernos asumen sus compromisos a través de empresas estatales de cobertura nacional o empresas estatales locales, o mediante instituciones o agencias cuyo propósito es la electrificación rural. Otra alternativa es la participación del sector privado

mediante concesiones geográficas, áreas de servicio exclusivo o inversionistas privados que asumen la tarea.

Otra forma de organización empleada es la participación de ONGs, principalmente en proyectos de pequeña escala y apoyadas por donantes bilaterales o multilaterales, u organizaciones internacionales. Un aspecto importante es que generalmente está ligado con proyectos demostrativos, de cobertura limitada y de corto a mediano plazo que con frecuencia no garantizan la prestación del servicio más allá del mediano plazo. Pero muy importante precisamente para la sostenibilidad del proyecto es la participación de la comunidad que generalmente se involucra muy fuertemente en el proyecto.

La electrificación puede ser adelantada también por cooperativas, las cuales cuando se trata de suministro de energía en proyectos productivos pueden asumir los costos y la copropiedad de los sistemas de generación. Y finalmente existe la posibilidad de desarrollar esquemas mixtos, en donde el sector privado y el sector público aúnan esfuerzos para la implementación del proyecto, la Operación y el Mantenimiento del servicio, bajo la supervisión siempre de los organismos de control como la Superintendencia de Servicios Públicos y al cumplimiento del marco legal y regulatorio de estos proyectos.

Un segundo aspecto central es la estructura financiera de los proyectos. Esta estructuración incluye aspectos tales como tarifas, con sus diferentes esquemas tarifario, subsidios tanto del tipo directo como indirecto, y las fuentes de subsidio.

Un tercer aspecto es el tipo de usuarios a atender. El mayor número de usuarios proviene generalmente de los usuarios residenciales y en menor número, los usuarios productivos (agroindustriales y comerciales) y los públicos. Mientras que los usuarios residenciales con frecuencia tienen la menor capacidad de pago, los proyectos productivos pueden mejorar la viabilidad de la prestación del servicio.

Un análisis DOFA (Debilidades Oportunidades, Fortalezas y Amenazas) de diferentes modelos de negocios tiene que tener en cuenta una evaluación de los modelos empleados en el país, de los casos de éxito y de las lecciones aprendidas que estos proyectos dejan.

Actualmente en el país a través del PEZNI está planteada esta problemática de los modelos de negocio y se espera que como resultado de la discusión y la adopción del PEZNI se tome una decisión sobre el mantenimiento del sistema actual, su mejoramiento y/o la adopción de otro modelo que promueva el aumento de la cobertura del servicio de energía eléctrica en el país.

## Proyecto Piloto sugerido No. 1: Generación A Pequeña Escala

Generación a pequeña escala para usuarios remotos, aislados y dispersos, con número de usuarios inferior a 25 por Centro Poblado (CP).

Los Sistemas Foto-Voltaicos (SFV) son una de las tecnologías para suministro de energía eléctrica fuera de red, favoritas por sus ventajas y desarrollo tecnológico. Los SFV pueden configurarse en cuatro configuraciones de acuerdo a

- Pico-SFV (PSFV), que sirven a un hogar, con potencias de 1-20 Wp.
- SFV Domésticos (SFVD<sup>56</sup>), que sirven a un hogar, con potencias entre 100 y 1000 Wp
- SFV Multi-usuarios que sirven en micro-redes a un número mayor de 2 usuarios y con rangos de potencia entre 200 Wp y kWp dependiendo del número de usuarios,
- SFV en Sistemas Híbridos (SH) en las configuraciones Diésel-SFV, SFV-eólico, entre varias posibles configuraciones.

A pesar de la fuerte disminución de los precios de las soluciones fotovoltaicas, los SFVD no son accesibles a gran cantidad de usuarios y no se espera que esta situación cambie en la década actual. Los PSFV son mucho más baratos y accesibles a una gran mayoría de usuarios, a pesar de que ofrecen solamente algunos servicios en comparación a los SFVD<sup>57</sup>. Esta situación los hace ventajosos en el caso de Colombia en donde numerosos usuarios remotos y aislados no tienen la posibilidad de tener, principalmente iluminación eléctrica.

Por lo tanto, se propone introducir los PSFV como una alternativa para la prestación de servicios básicos con electricidad para usuarios aislados, remotos y con alto grado de dispersión.

## Viviendas Sin Servicio de Energía Eléctrica

Existen en la actualidad en Colombia 55,809 Viviendas sin Servicio (VSS), NO interconectables a la red eléctrica, localizadas en 2,913 Centros Poblados (CP). Estas VSS se pueden pertenecer a cinco categorías de número de usuarios por CP (Tabla 61).

En la categoría T1 se encuentran 46.68 VSS en CP de más de 300 VSS, que son susceptibles de recibir energía eléctrica mediante Sistemas Híbridos (Diésel + energía renovable), mediante la

---

<sup>56</sup> Conocidos en inglés como SHS o Solar Home Systems.

<sup>57</sup> What difference can a PicoPV System make? Early findings on small PV systems – an emerging low-cost energy technology for developing countries (2010) Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) Eschborn, Germany

distribución de la energía con mini-redes. En la medida en que los CP disminuyen en el número de aplicables los SFVD. En la categoría T5\*, que corresponde a CP con menos de 25 usuarios, se tienen 12407 VSS en 2,334 CP, en 28 departamentos de la nación, y con un promedio de 5 VSS/CP. Para estos usuarios, los SFVD individuales o dependiendo de las características del CP, de SFV Multiusuarios, son las soluciones apropiadas. Sobre el grado de dispersión de los usuarios en los CP la información es muy limitada. *Cuántas de estas VSS y CP podrían tener SH, SFV Multiusuarios o SFVD no pueden ser determinadas en este estudio.*

Tabla 61. Viviendas Sin Servicio y Centros Poblados desarrollables con recursos FAZNI

CATEGORIA		PIEC																
CENTROS POBLADOS (CP)	VIVIENDAS SIN SERVICIO (VSS)	18,504	470,245															
		<table border="1"> <tr> <th colspan="2">CONECTABLES</th> <th colspan="2">NO INTERCONECTABLES</th> <th colspan="2">NO INTERCONECTABLES</th> </tr> <tr> <td>12,106</td> <td>414,435</td> <td>2,913</td> <td>55,809</td> <td>3,485</td> <td>????</td> </tr> </table>		CONECTABLES		NO INTERCONECTABLES		NO INTERCONECTABLES		12,106	414,435	2,913	55,809	3,485	????			
CONECTABLES		NO INTERCONECTABLES		NO INTERCONECTABLES														
12,106	414,435	2,913	55,809	3,485	????													
		<table border="1"> <tr> <th>T1 &gt;300 VSS</th> <th>151 ≤ T2 ≤ 300</th> <th>51 ≤ T3 ≤ 150</th> <th>26 ≤ T4* ≤ 50</th> <th>T5* ≤ 25</th> </tr> <tr> <td>7</td> <td>67</td> <td>127</td> <td>368</td> <td>2,334</td> </tr> <tr> <td>4,668</td> <td>15,620</td> <td>10,848</td> <td>12,266</td> <td>12,407</td> </tr> </table>		T1 >300 VSS	151 ≤ T2 ≤ 300	51 ≤ T3 ≤ 150	26 ≤ T4* ≤ 50	T5* ≤ 25	7	67	127	368	2,334	4,668	15,620	10,848	12,266	12,407
T1 >300 VSS	151 ≤ T2 ≤ 300	51 ≤ T3 ≤ 150	26 ≤ T4* ≤ 50	T5* ≤ 25														
7	67	127	368	2,334														
4,668	15,620	10,848	12,266	12,407														
Total	7	67	127	368	2,334	12,407												
Máximo	1,883	247	149	50	24													
Mínimo	435	184	50	25	1													
Promedio	667	233	85	33	5													
# Departamentos	4	7	17	18	28													
Participación	0.24%	8.36%	2.30%	27.99%	4.36%	19.44%	12.63%	21.98%	80.12%	22.23%								

Fuente: Elaboración propia a partir de CP PIEC 2013-2017.xls

### Usuarios potenciales de PSFV

Las 12,407 VSS de la categoría T5\* se encuentran en CP de baja densidad. Estas VSS pueden tener la prestación de algunos servicios básico con SFV de los denominados Pico-Sistemas Fotovoltaicos (PSFV). De este total nacional, el mayor número se encuentra en los departamentos de Vaupés, Vichada y Valle del Cauca, cada uno de ellos con más de 1000 VSS. Como puede observarse en la Si se consideran los departamentos que tienen un ICEE Resto inferior al promedio nacional de 85%, el número de departamentos se reduce a 19 con un número total de 9.092 VSS (en donde de manera sorprendente la Base de Datos arroja 0 VSS para el departamento del Guaviare), quedando 3,315 VSS en departamentos que tienen un ICEE Resto superior al promedio (Tabla 62).

Tabla 62, en varios departamentos, como el Valle del Cauca, el ICEE resto está por encima del índice ICEE resto del Total Nacional (95% > 85%) y el índice NBI es el 32, mayor que el NBI del total nacional.

Si se consideran los departamentos que tienen un ICEE Resto inferior al promedio nacional de 85%, el número de departamentos se reduce a 19 con un número total de 9.092 VSS (en donde de manera sorprendente la Base de Datos arroja 0 VSS para el departamento del Guaviare), quedando 3,315 VSS en departamentos que tienen un ICEE Resto superior al promedio (Tabla 62).

*Tabla 62. VSS tipo T5\* por departamento y su respectivo orden de NBI e ICEE resto.*

Código Depto	Departamento	Orden NBI	ICEE cabecera municipal	ICEE resto	T5*		
					VSS	CP	VSS/CP
0	TOTAL NACIONAL	19	99.59%	85%	12,407	2333	5.3
97	VAUPES	2	97%	39%	1,689	126	13.4
99	VICHADA	3	93%	25%	1,344	92	14.6
76	VALLE DEL CAUCA	32	100%	95%	1,175	284	4.1
50	META	26	99%	73%	743	189	3.9
91	AMAZONAS	14	96%	28%	697	73	9.5
52	NARIÑO	15	98%	94%	692	375	1.8
25	CUNDINAMARCA	28	100%	98%	594	223	2.7
47	MAGDALENA	10	100%	58%	566	93	6.1
20	CESAR	9	100%	76%	549	58	9.5
27	CHOCO <sup>(2)</sup>	6	92%	68%	544	74	7.4
81	ARAUCA	11	100%	79%	518	225	2.3
85	CASANARE	18	91%	50%	514	29	17.7
13	BOLIVAR <sup>(1)</sup>	8	99%	76%	336	53	6.3
54	N. DE SANTANDER	17	100%	84%	297	27	11.0
19	CAUCA <sup>(1)</sup>	12	100%	78%	292	34	8.6
94	GUAINIA	4	98%	79%	285	22	13.0
18	CAQUETA	16	98%	74%	280	57	4.9
5	ANTIOQUIA	23	100%	92%	252	40	6.3
70	SUCRE	7	100%	94%	209	40	5.2
86	PUTUMAYO	24	83%	40%	194	35	5.6
15	BOYACA	21	100%	93%	168	48	3.5
73	TOLIMA	20	100%	85%	117	9	13.0
68	SANTANDER	25	100%	88%	90	5	18.1
8	ATLANTICO	27	100%	86%	90	27	3.3
44	LA GUAJIRA	1	100%	45%	71	22	3.2
23	CORDOBA <sup>(1),(3)</sup>	5	100%	80%	55	61	0.9
41	HUILA	22	100%	91%	40	11	3.6
63	QUIINDIO	33	100%	98%	6	1	5.6
17	CALDAS	30	100%	98%	0	0	ND
66	RISARALDA	29	100%	96%	0	0	ND
88	SAN ANDRES	34	100%	100%	0	0	ND
95	GUAVIARE	13	90%	58%	0	0	ND
	(en blanco)	NA	NA	NA	0	0	ND

(1) Incluye los nuevos municipios creados con posterioridad al Censo 2005, los cuales han generado cambios en la distribución cabecera-resto a nivel departamental y nacional.

(2) Según fallo del Consejo de Estado del 22 de noviembre de 2007, Exp 2001-00458, la ordenanza 011 del 2000 de la Asamblea Departamental del Chocó fue declarada nula.

(3) Las series de población para total y resto presentan saltos en años correspondientes a la creación de municipios, de acuerdo con las Leyes 136/1994 y 617/2000.

Tabla 63. VSS tipo T5\* por departamento con ICEE resto inferior al Nacional

Código Depto	Departamento	Orden NBI	ICEE cabecera municipal	ICEE resto	T5*		
					VSS	CP	VSS/CP
0	TOTAL NACIONAL	19	99.59%	85%	12,407	2333	5.3
97	VAUPES	2	97%	39%	1,689	126	13.4
99	VICHADA	3	93%	25%	1,344	92	14.6
50	META	26	99%	73%	743	189	3.9
91	AMAZONAS	14	96%	28%	697	73	9.5
47	MAGDALENA	10	100%	58%	566	93	6.1
20	CESAR	9	100%	76%	549	58	9.5
27	CHOCO <sup>(2)</sup>	6	92%	68%	544	74	7.4
81	ARAUCA	11	100%	79%	518	225	2.3
85	CASANARE	18	91%	50%	514	29	17.7
13	BOLIVAR <sup>(1)</sup>	8	99%	76%	336	53	6.3
54	N. DE SANTANDER	17	100%	84%	297	27	11.0
19	CAUCA <sup>(1)</sup>	12	100%	78%	292	34	8.6
94	GUAINIA	4	98%	79%	285	22	13.0
18	CAQUETA	16	98%	74%	280	57	4.9
86	PUTUMAYO	24	83%	40%	194	35	5.6
44	LA GUAJIRA	1	100%	45%	71	22	3.2
23	CORDOBA <sup>(1), (3)</sup>	5	100%	80%	55	61	0.9
95	GUAVIARE	13	90%	58%	0	0	ND

Al comparar el Vaupés y el Vichada en sus indicadores departamentales (Ver Tabla 64), se encuentra que se trata de dos departamentos con los indicadores NBI más bajos, ICEE Resto Municipal muy bajos, el 7 y 4 departamento con mayor número de VSS, con 1689 y 1344 VSS en CP con menos de 25 viviendas (categoría de la más baja densidad de usuarios), y en términos de emisiones potenciales por número de VSS No Interconectables, a nivel departamental y en todas las categorías T, en el 8 y 3 lugar respectivamente. Por tanto, en términos de indicadores ambos departamentos resultan elegibles.

Tabla 64. Comparación de indicadores entre los departamentos de Vaupés y Vichada.

		DEPARTAMENTO		
INDICADOR		VAUPES	VICHADA	
N B I	Orden	2	3	
	Promedio Nal	19	19	
I C E E	Resto Municipal	39.5%	25.2%	
	Resto Mpal - Nación	84.8%	84.8%	
V S S	Orden	7	4	
	Cantidad	2667	5714	
	% ZNI	4.8%	10.2%	
V S S	T1	Cantidad	0	462
	T2	Cantidad	0	0
	T3	Cantidad	978	72
	T4*	Cantidad	0	3836
	T5*	Cantidad	1689	1344
	Total	Cantidad	2667	5714
C P V S S	Orden	8	3	
	Cantidad	139	242	
	% ZNI	4.8%	8.3%	
C P V S S	T1	Cantidad	0	1
	T2	Cantidad	0	0
	T3	Cantidad	13	1
	T4*	Cantidad	0	148
	T5*	Cantidad	126	92
	ND VSS	Cantidad	0	0
	Total	Cantidad	139	242
E S N M I E I O S	Orden	8	3	
	tCO2/año	1934	4144	
	% ZNI	4.0%	8.5%	
ND VSS	Localidades sin datos de VSS			
Fuente: Elaboración propia. Indicadores2.xls				

En términos de potencial de energía renovable, para este pico-sistema fotovoltaico, la fuente de energía es la energía solar. El potencial de energía solar es para los departamentos de Vaupés (4.56 kWh/m<sup>2</sup>) y Vichada (4.89 kWh/m<sup>2</sup>), por lo que se simulará el comportamiento de estos sistemas bajo estas condiciones de radiación para determinar la viabilidad de estos sistemas en estos dos departamentos. Si estos sistemas son operacionales en estos dos departamentos, lo serán en los restantes que tienen iguales o mejores condiciones de energía solar, en cuyo caso los usuarios dispondrán de mayor número de horas de servicio. En el caso en que estos sistemas se empleen en la costa pacífica, los niveles de radiación se encuentran entre 3.5 y 4.0 kWh/m<sup>2</sup>, y tendría menor número de horas de servicio.

## Demanda actual y suministro de servicios

Los usuarios aislados y altamente dispersos demandan servicio de iluminación y comunicaciones, para lo cual emplean generalmente productos comerciales como velas, lámparas de kerosene y baterías secas (pilas) dispensables. La Tabla 65 muestra los servicios requeridos, los productos comerciales empleados y los productos y energía sustituta. Estos productos los adquieren en los centros poblados próximos y por encontrarse en zonas remotas, los costos de estos productos suelen ser más elevados que en el interior del país. Por otro lado, los productos de combustión de velas y querosene tienen efectos negativos sobre la salud, y las pilas de las linternas se arrojan en cualquier lugar, con efectos negativos para el medio ambiente.

*Tabla 65. Productos actuales y sustitutos para servicios de usuarios NO interconectables*

Servicio	Producto actual	Producto sustituto	Energía sustituta
Iluminación estacionaria	Velas	LFCs, LEEDs, Bombillas Incandescentes	Energía Eléctrica
	Mecheros a kerosene		
Iluminación móvil	Pilas para linterna	Pilas recargables	Energía Eléctrica
Telefonía Celular	Bateria	Conexión a Energía Eléctrica	Energía Eléctrica

En cuanto al servicio de iluminación en las zonas rurales, de acuerdo al Análisis Energético Social de Consumos básicos de subsistencia en el Pacífico Sur realizado por el PERS Nariño, el número de puntos de iluminación por hogar es de 3 puntos de iluminación con 3 horas de servicio cada punto de iluminación y empleando bombillas incandescentes de 60 W, para un consumo de 16.4 kWh/mes<sup>58</sup>.

Como alternativa al sistema actual de velas, kerosene y linterna para los usuarios remotos y aislados NO interconectables, se propone un PSFV como una alternativa a los anteriores productos y combustibles comerciales pero con ventajas para la salud, el medio ambiente y las finanzas de los usuarios. Los servicios que presta el PSFV propuesto son los siguientes:

- Iluminación (4 puntos de iluminación). Estos puntos de iluminación son móviles (fácilmente conectables/desconectables) y cualquiera puede emplearse como una linterna.
- Otros (carga de celulares y radio).

<sup>58</sup> "<http://sipersn.udenar.edu.co:90/sipersn/index.php?per=s&aes=s>"

Con otros equipos como TV, licuadora y nevera, el consumo básico alcanza 191 kWh/mes para esta región de Nariño

## Los PSFV

Los Pico Sistemas Fotovoltaicos (PSFV) son una tecnología surgida en la última década que ha ido ganando una posición importante en el cubrimiento de las necesidades de iluminación y comunicaciones para los usuarios de las zonas remotas, NO interconectables y altamente dispersos.

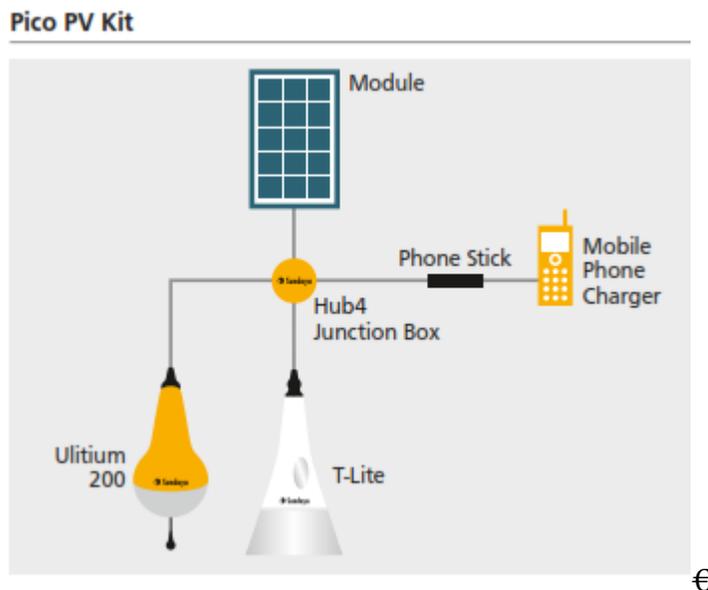
### Descripción del PSFV

El PSFV comerciales consiste generalmente de los siguientes elementos:

- un módulo solar,
- varias lámparas que contienen un arreglo de LEDs para iluminación, con rangos entre 50 y hasta 250 lm,
- batería de almacenamiento de energía con su respectivo circuito de regulación incluido frecuentemente dentro de la lámpara
- Otros accesorios como por ejemplo un cargador de teléfono celular.

La siguiente figura muestra esquemáticamente un PSFV.

*Figura 28. PSFV con dos tipos diferentes de lámparas.*



Fuente: [www.phaesun.com/](http://www.phaesun.com/)

### Composición del kit

Teniendo en cuenta la necesidad de cuatro puntos de iluminación, el kit propuesto tiene módulo de 12 Wp, cuatro lámparas LED con tres niveles de intensidad (máximo 250 lm), cada lámpara con su regulador de carga, control de la lámpara y batería incorporada de 4500 mAh, tipo Litio-Cobalto u otra similar como Litio Hierro Fosfato, y cable para carga celular.

*Tabla 66. Kit del PSFV*

Componente de kit	Cantidad	Unidad
Módulo	12	Wp
Lámparas, 3 niveles de intensidad (máximo 250 lm)	4	lámparas
Batería en cada lámpara	4500	mAh
Batería en cada lámpara	16	Wh
Tipo Batería	LiCoO <sub>2</sub>	
Cable para cargador de celular	1	cable

Fuente: [www.phaesun.com/](http://www.phaesun.com/)

La vida útil del módulo solar se ha supuesto de 20 años. La vida útil de la batería es del orden de 1500 ciclos, que a una profundidad de descarga de 50% corresponde para cada una de las baterías al de 12.5 kWh.

### Costos del PSFV

El mercado de PSFV ha crecido y actualmente hay más de 20 empresas que los manufacturan. Varias empresas producen no solamente sistemas de iluminación sino que han agregado otros servicios como carga de celulares, radio y TV, generalmente con pantallas LED. El kit propuesto tiene un costo aproximado de US\$200 al distribuidor mayorista y el precio final del producto puesto en el lugar del usuario podría fluctuar entre US\$260 y US\$300.

Para la evaluación se empleará como **costo de inversión inicial, el valor de US\$280/kit** que corresponde a \$920.000 a la tasa de cambio de 3287 Col\$/US\$. Es importante tener en cuenta que este valor unitario puede ser inferior dependiendo del volumen de compra de los proyectos.

A nivel de distribuidor local se ha supuesto un **costo de reposición de US\$24.5/batería** (Col\$80,600 al cambio de 3287 Col/US\$).

Los costos de operación y mantenimiento (**O&M**) se han supuesto de **US\$0/año**.

## Evaluación técnico-económica de los PSFV para el Vichada

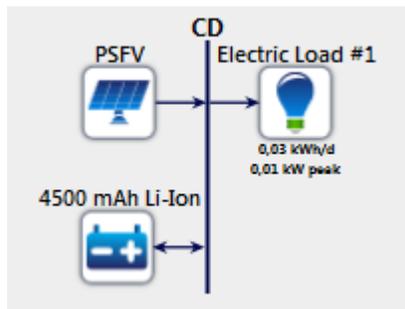
Para realizar la evaluación técnico-económica del comportamiento del PSFV se emplea el software HOMER<sup>59</sup>. Los datos de entrada son los siguientes:

### Datos de entrada

#### Arquitectura del sistema

La Figura 29 muestra la arquitectura del sistema. El sistema tiene un bus en Corriente Directa (CD), la energía eléctrica generada por el panel de 12 W (0.012 kW) alimenta directamente cada una de las cuatro baterías de batería de 4500 mAh conectada dentro de la lámpara, y se dispone en total de cuatro lámparas.

Figura 29. Arquitectura del sistema PSFV



#### Parámetros de evaluación

Para la evaluación económica del costo anualizado del servicio que presta el kit, se han hecho los siguientes supuestos económicos:

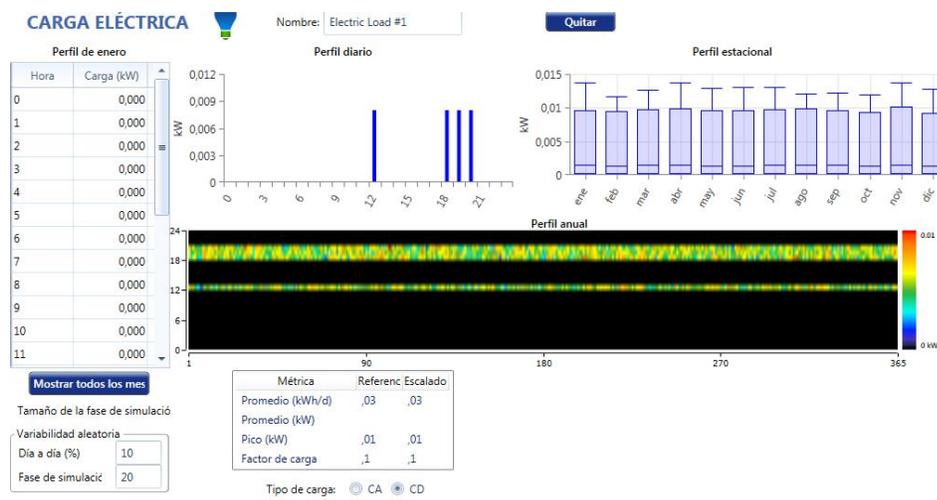
- Tasa de descuento: 12%
- Inflación anual: 2%
- Vida útil del proyecto: 20 años

<sup>59</sup> HOMER Pro 3.4.3.0, Copyright 2015, es un producto de HOMER Energy, LLC.

Carga eléctrica del sistema

La carga eléctrica se ha supuesto de 8 WCD (W en Corriente Directa), los cuales se demandan a 12 del día, y por espacio de tres horas entre las 18 y las 21 horas, durante todos los días del año, para un total de 0.032 kWh/día. Puesto que las lámparas tienen un rango de consumo entre 0.3 y 2.8 WCD, dependiendo de la intensidad a la que se operen, entonces es claro que 8 WCD alimentan las 4 lámparas durante las 3 horas de la noche y se ha supuesto una carga similar al mediodía para simular cargas de otros usos como carga de celulares. La figura siguiente muestra el comportamiento diario de la carga.

Figura 30. Carga eléctrica diaria



Localización del Proyecto y Recurso solar

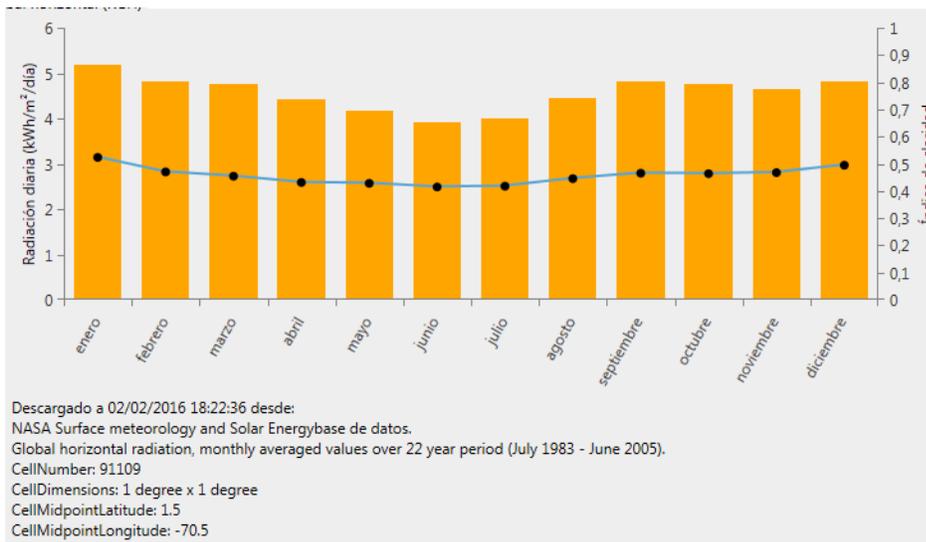
El proyecto analizado se encuentra en el departamento del Vichada. Puesto que la información de radiación solar proviene de NASA y esta corresponde a una celda de 1° x 1° (aproximadamente 111 km x 111 km), la Figura 31

Figura 31 muestra el centro de celda (punto rojo) en las coordenadas 1°29.9'N, 70° 29.5'W próximas a Mitú. La Figura 32 muestra el recurso solar correspondiente a la celda (a la región de 111 km x 111 km), expresado en kWh/m<sup>2</sup>/día. El promedio anual de radiación es de 4.56 kWh/m<sup>2</sup>/día, con un mínimo de 3.92 kWh/m<sup>2</sup>/día en el mes de junio.

Figura 31. Departamento de Vichada – Centro de celda



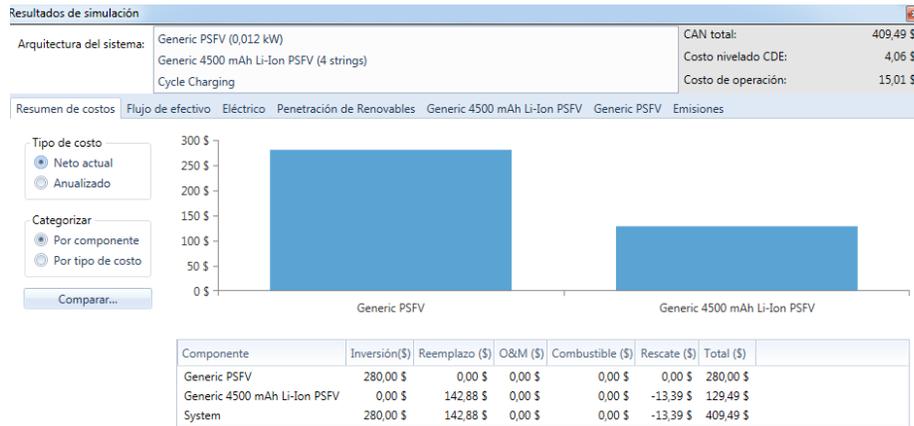
Figura 32. Recurso solar en el departamento del Vichada – centro de celda



### Evaluación económica del PSFV

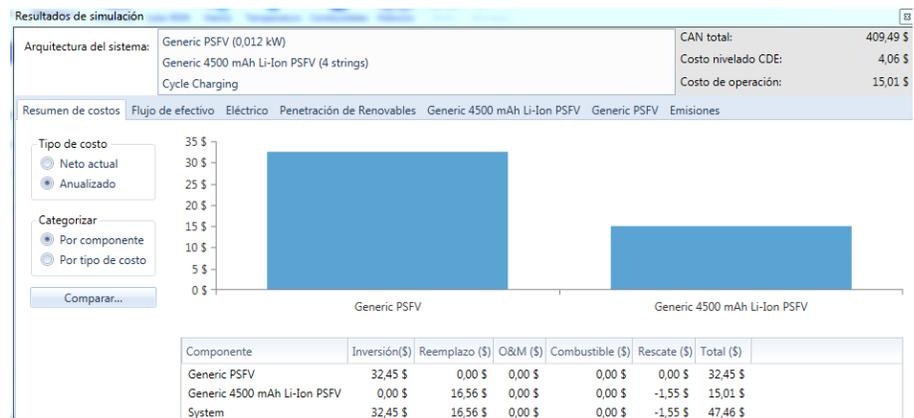
El costo de inversión inicial es de US\$280 y durante la vida útil del proyecto, el Costo Anual Neto (CAN) alcanza US\$409.49. El Costo Nivelado de la Energía es de US\$4.06/kWh. Los reemplazos de baterías son en total US\$142.88 por lo que las baterías juegan entonces un factor importante a tener en cuenta.

Figura 33. Resumen de costos



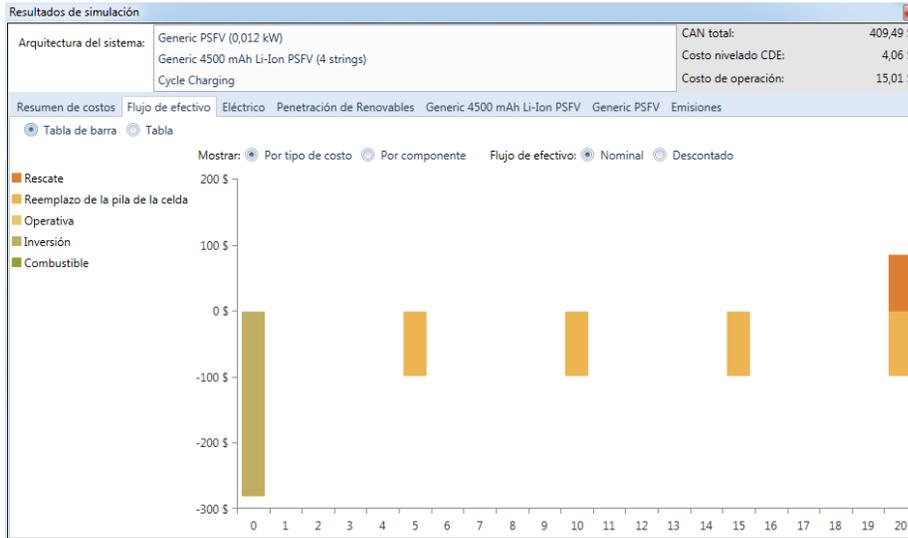
El costo del sistema es de 49 US\$/año (47.46 US\$/año considerando el rescate del sistema al final de la vida útil) lo que significa 4.08 US\$/mes, lo que al cambio de US\$3300 correspondería a Col\$13.475/mes.

Figura 34. Costo anualizado del sistema



El flujo de efectivo muestra un desembolso inicial de US\$280 y desembolsos de US\$98 en los años 5, 10, 15 y 20 correspondientes al reemplazo de baterías que van cumpliendo su ciclo de vida. No hay desembolsos por operación, ni por combustibles y hay finalmente un valor de rescate del sistema al final de la vida del proyecto.

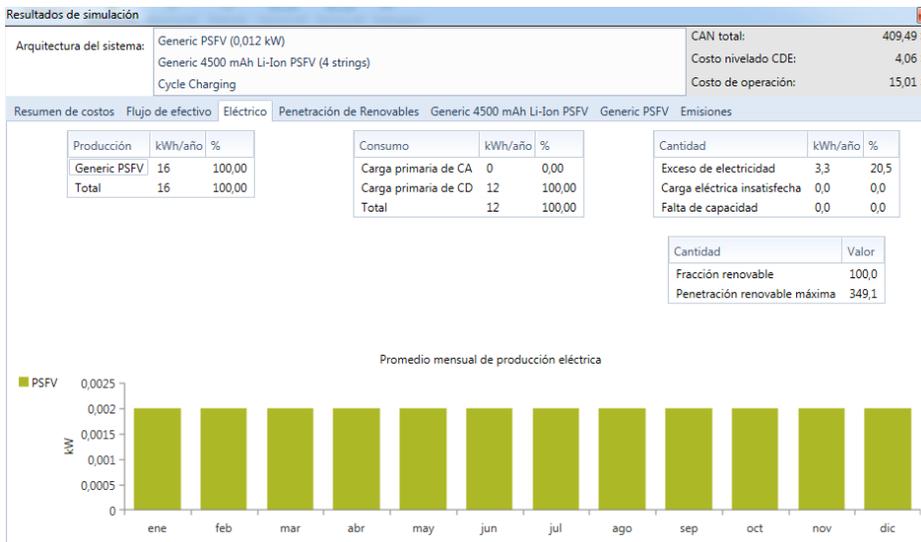
Figura 35. Flujo de efectivo



Evaluación energética del PSFV

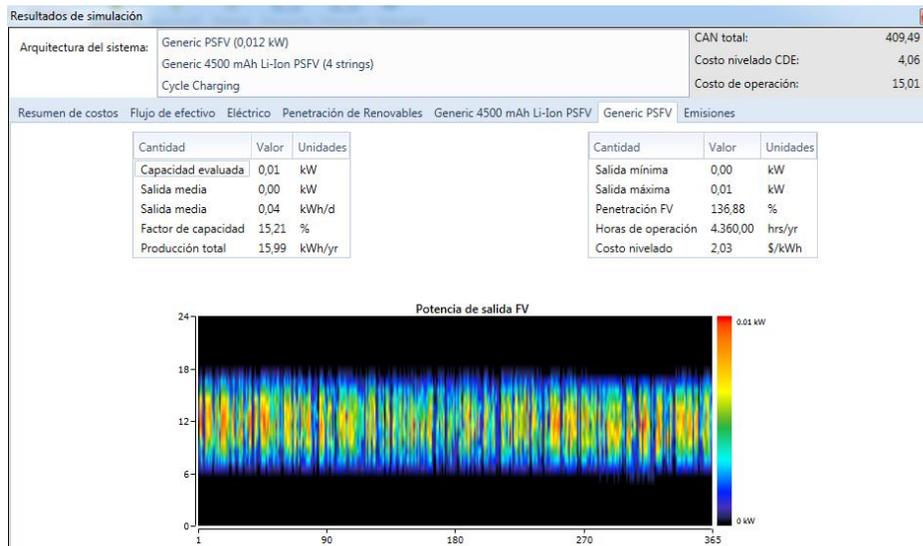
La Figura 36 muestra que la generación anual del PSFV es de 16 kWh/año, se atiende una carga anual de 12 kWh/año, por lo que el exceso de generación anual es de 3.3 kWh/año, y la fracción renovable es del 100%. Este exceso de energía es evidentemente aprovechable por los usuarios y la demanda se ha estimado solamente en 32 Wh/día, para reducir la descarga de las baterías y prolongar la vida útil de las mismas, de tal suerte que los reemplazos solamente comienzan en el quinto año.

Figura 36. Generación eléctrica



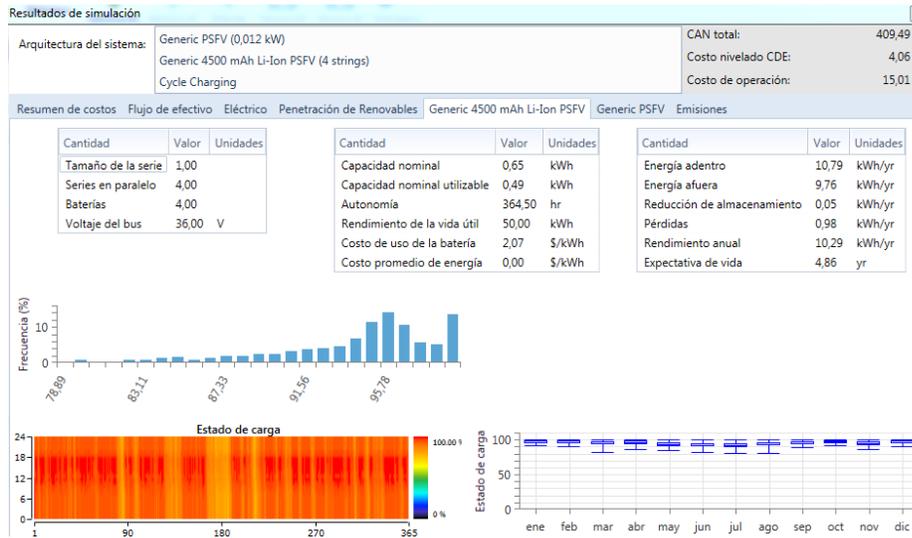
La generación anual es, nuevamente, de 15.99 kWh. El costo nivelado de la generación del generador solar es de 2.03 US\$/kWh, por lo que el costo nivelado de la energía de 4.06 US\$/kWh incluye el costo de las baterías, su reposición durante 20 años y el costo de las cuatro lámparas, las cuales tienen una vida útil de más de 20 años (Figura 37).

Figura 37. Potencia entregada por el PSFV



Como se mencionó anteriormente, la carga se ha asumido de tal suerte que las descargas en las baterías no alcancen un alto grado. Puede observarse en la Figura 38 que el estado de carga durante el día solamente se ve afectado principalmente durante varios días alrededor del día 180 como resultado de la baja disponibilidad de radiación solar en junio. El estado de carga de la batería se mantiene superior a 80%, como puede observarse de las frecuencias del estado de carga. De esta manera se alcanza que la expectativa de vida de estas baterías sea de 4.86 años, el rendimiento anual de las 4 baterías en paralelo maneje 10.29 kWh/año.

Figura 38. Comportamiento de la batería



Con conclusión sobresaliente se tiene que la **gestión de la carga** juega un papel importante en la vida útil de las baterías que se constituyen en el **principal factor de riesgo** en la prestación de los servicios.

### Beneficios del proyecto

Se consideran enseguida los siguientes tipos de beneficios y co-beneficios

#### Reducción de costos para el usuario

Como principal fuente de iluminación para estos usuarios se considera el empleo de velas. El costo unitario de las velas por en \$/g se ha tomado de proveedores locales en Bogotá, pudiendo ser los costos en las áreas remotas aún mayores. El consumo de combustión en g/h se realizó experimentando la combustión de 10 velas diferentes durante un tiempo de 2 horas. La luminancia de una vela es de 13 lúmenes mientras que la de lámpara LED a 70% de su luminancia máxima es de 199 lm, esto es, 11 veces mayor.

Teniendo en cuenta estos costos y rendimientos, el empleo de 1 vela 4 horas/día cuesta ¡\$395.000 /año!), 10 veces más que el costo anualizado de una Lámpara LED del PSFV, y la emisión de 15.61 kg CO2/año.

Tabla 67. Evaluación de ahorros y reducción de emisiones

	Magnitud	Unidad	Situación Actual	Situación propuesta	Diferencia	Comentario
Características	<b>Cambio de velas por Lámpara LED</b>					
	Medida		Velas	Lámpara de 10 LED		
	Equipo					
	Potencia Equipos	W	40	2.77		
	Eficacia	lm/W	0.33	72		
	Luminancia	lm	13	199		
	Luminancia a 70%	lm		140		
Utilización	h/día	4	4			
Por vela	<b>Por vela</b>					
	Consumo vela	g/h	11.90	0		
	Horas servicio día	h/día	4.00	4		
	Consumo vela	g/día	47.62	0		
	Consumo vela	g/mes	1,428.57	0		
	Consumo vela	g/año	17,380.95	0		
	Emisiones	gCO <sub>2</sub> /h	10.69	0		
	Emisiones	gCO <sub>2</sub> /día	42.76	0		
	Emisiones	kgCO <sub>2</sub> /año	15.61	0	-15.61	
	Costo unitario	\$/g	22.70	0		
	Costo diario	\$/día	1,080.95			
	Costo mensual	\$/mes	32,428.57	0		
	Costo anual	\$/año	394,547.62	39,154.50	-355,393.12	Iluminación : 10 veces mayor, mejor calidad (más blanca, estable, no apagable por brisa, no riesgo de incendio, no emisiones)
Costo anual	US\$/año	<b>119.56</b>	11.87	<b>-107.69</b>		
Tasa cambio	\$/US\$	3,300.00				
Periodo de repago simple	<b>Periodo de repago simple</b>					
	Magnitud	Unidad	Caso bajo	Caso medio	Caso alto	Comentario
	Costo inicial PSFV	US\$	260	280	300	
	Costo inicial PSFV	\$	858,000	924,000	990,000	
	Tiempo de Repago	años	2.4	2.6	2.8	Con ahorros de 1 SOLA lámpara
	Tiempo de Repago	meses	29.0	31.2	33.4	Con ahorros de 1 SOLA lámpara
	Tasa de cambio	Col\$/US\$	3,300	3,300	3,300	

**En términos de repago simple, el periodo simple de repago de un PSFV de cuatro lámparas oscila entre 29 a 33 meses con 1 sola lámpara. Como puede concluirse, los PSFV son realmente una alternativa ventajosa para los usuarios.**

### Reducción de emisiones

Las emisiones reducidas se han calculado en base a la reducción de consumo de las velas. Una LED que desplace una vela que ilumina 4h/día reduce las emisiones en 15.61 kgCO<sub>2</sub>/año. La reducción total dependerá entonces del consumo de velas<sup>60</sup>.

<sup>60</sup> No se ha considerado emisiones por uso de combustibles para iluminación.

## Cobeneficios

- Reducción de daños en la salud por la respiración de productos de combustión
- Reducción de riesgo de incendios en hogares
- Mejora de la calidad de la luz para la realización de tareas nocturnas.

## Dificultades

Una de las mayores dificultades que pueden surgir es la disposición de las baterías de Li-ion. Una oportunidad surge cuando se reemplazan las baterías en los centros poblados porque el mercado de estas baterías se puede limitar a proveedores ubicados en los mayores poblados vecinos. Estos proveedores de baterías podrían tener a cargo la recolección de las mismas, y su manejo y transporte hasta las plantas de reciclaje.

## Generación con PSFV en otras regiones del país

Teniendo que la generación de un PSFV es proporcional a la radiación y que el PSFV considerado fue para la región del Vichada con 4.56 kWh/m<sup>2</sup>/día, entonces en lugares con mayor intensidad de radiación solar el sistema generará más energía mientras que en otro lugar con menor radiación generará menor cantidad de energía, lo que significa porcentualmente mayor o menor servicio.

*Tabla 68. Generación solar de un PSFV en diferentes regiones del país.*

De partamento	Radiación (kWh/m <sup>2</sup> /día)	Generación (%)
Referencia: Vichada	4.56	100%
Guajira	6.00	131%
Costa Atlántica	5.00	110%
Orinoquia	4.50	99%
Amazonia	4.25	93%
Andina	4.50	99%
Costa Pacífica	3.50	77%

Por tanto este sistema PSFV puede utilizarse a nivel del todo el territorio nacional teniendo en cuenta que en la Costa Pacífico solamente suministraría el 77% del servicio (100% del servicio: 4 lámparas de LED de 140 lúmenes x 4 horas/día).

## Magnitud del proyecto

El proyecto consiste entonces en el suministro de 3000 PSFV en los departamentos de Vichada y Vaupés y Vichada.

### Monto del proyecto

El costo de inversión del proyecto es de aproximadamente US\$ 840.000. Otros costos que deben estimarse son los costos de transacción del proyecto.

### Aspectos Organizacionales

Para el suministro de estos sistemas, debido a que los usuarios se encuentran en zonas remotas y dispersos, este debe hacerse desde una localidad que sea frecuentada por los usuarios. La instalación de estos sistemas. Una manera de lograr a instalación apropiada de estos sistemas es la capacitación a los usuarios, dado que es muy simple (sistemas “plug and flow”).

Este proyecto presenta la dificultad de la verificación de la instalación del equipo por parte del usuario y tampoco a la calidad de la instalación.

### Análisis FODA

La tabla siguiente muestra el análisis de Fortalezas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas (FODA) de este proyecto

*Tabla 69. Análisis FODA*

<p><b>Fortalezas</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Sistemas portátiles</li> <li>• Expandibles</li> <li>• Costos mucho más bajos que los SFV para hogares</li> </ul>	<p><b>Oportunidades</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Miles de usuarios permanecerán sin servicio de iluminación eléctrica</li> <li>• Posibilidad de combinar con los pagos de recarga de celulares</li> </ul>
<p><b>Debilidades</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Resultados modestos</li> <li>• Si los PSFV se venden, se requiere por las condiciones económicas de los sistemas, de crédito</li> </ul>	<p><b>Amenazas</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Los PSFV pueden ser robados fácilmente</li> <li>• Debe asegurarse la calidad de los sistemas</li> </ul>

### Monitoreo y Reporte Emisiones

Dado que los usuarios se encuentran alejados los centros urbanos, el monitoreo del rendimiento de estos sistemas se hace difícil. En países del África, en dónde se han realizado estos proyectos, se han empleado ONGs que trabajen en las regiones para su ejecución. También se ha empleado para la distribución de estos sistemas a empresas de telefonía celular, a través de los cuales se pueden mercadear los PSFV y a través de su sistema de mantenimiento,

se pueden suministrar baterías de reemplazo. Estas compañías pueden comercializar estos productos, tal como lo hacen las compañías eléctricas de productos del hogar, y ligar la venta del producto a la venta del servicio de telefonía celular. De esta manera se tiene bastante asegurado el recaudo de la venta de estos sistemas.

Para el Reporte de Emisiones es necesario realizar encuestas sobre el uso de los equipos a una muestra representativa de los usuarios. Otra fuente de información es la organización que preste el servicio de mantenimiento (ONG o prestadores del servicio de mantenimiento de telefonía celular que presten el servicio de baterías de repuesto y mantenimiento de los PSFV) para conocer acerca del uso de los sistemas, y duración y frecuencia de cambio de baterías.

Un factor decisivo para asegurar la durabilidad del proyecto es la exigencia de los estándares y certificaciones de calidad de producto expedidas por instituciones internacionalmente reconocidas<sup>61</sup>.

### Expansión del proyecto a otros departamentos

Una vez evaluado el proyecto piloto consistente en la introducción de 3000 PSFV en los departamentos del Vichada y Vaupés, el proyecto podría expandirse a los restantes departamentos dados en la Tabla 63, los cuales están ordenados por número de VSS pero además tiene los indicadores de ICE Resto. La tabla se ha ordenado así porque los programas masivos tienden a tener unos costos de transacción más bajos.

### Proyecto Piloto sugerido No. 2: Hibridización De Plantas Diesel

Hibridización de centrales de generación Diésel (menos de 300 kW, para propiciar el empleo de equipos estándar de inversores, convertidores, equipos de control empleados en Sistemas Híbridos)

Los tres primeros criterios establecidos para la selección de proyectos pilotos son índice de NBI, Índice de Cobertura de Energía Eléctrica Resto y Número de VSS No Interconectables. De estos, las plantas Diésel a hibridizar pueden priorizarse por el índice NBI del departamento en donde se encuentran. El segundo y tercero no aplican porque se trata de plantas existentes.

---

<sup>61</sup> Laboratorios como el Fraunhofer Institut de Alemania certifica estos PSFV así como también otras organizaciones.

## Plantas Diésel a hibridizar

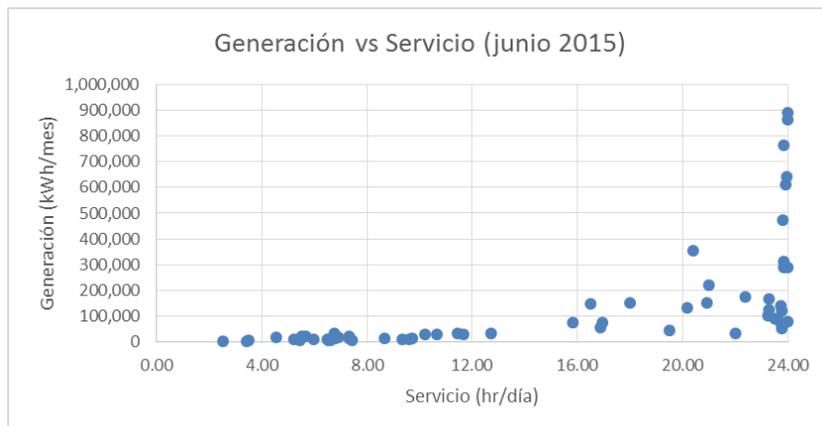
*Las plantas Diésel a hibridizar son, cada una de ellas, un proyecto a analizar individualmente. La información disponible sobre las plantas Diésel en operación proviene del IPSE y de la SSPD. La información del IPSE es específica para las 72 localidades reportadas por el CNM. Para estas localidades se tiene información sobre la capacidad de generación Diésel, las características eléctricas como curva de carga, frecuencia y número de horas de servicio. La información sobre el número de usuarios conduce a valores no razonables de consumo por usuario, máximo si tampoco se da el tipo de usuario (residencial, comercial, otros), como puede calcularse fácilmente. Para las restantes localidades reportadas por el IPSE (1450 menos 72 reportadas por el CNM del IPSE) se debe recurrir a la información de la SSPD. Ha sido ya manifestado en otros productos la necesidad de consolidar la información del IPSE y la SSPD.*

Por tanto el *criterio para seleccionar las localidades a hibridizar buscando el máximo beneficio económico* es seleccionar las localidades que tengan la *mayor generación Diésel y el menor número de horas de servicio* en la actualidad. La mayor generación Diésel se tiene en San Andrés, Leticia e Inírida con generación superior al millón de kWh/mes. Las posibilidades de generación con energía renovables en estos sistemas escapan al alcance de este producto.

Los sistemas de generación de capacidades más pequeñas y con menor número de horas de servicio se encuentran al final de esta tabla. Estos sistemas de generación ofrecen la posibilidad de aumentar el tiempo de servicio empleando sistemas de energía renovable en configuración híbrida.

La Tabla 70 muestra la generación reportada en junio de 2015 (y para algunas localidades, diciembre de 2014) ordenada esta generación de mayor a menor, con sus respectivas horas de servicio y observación sobre el desarrollo de proyectos por parte del IPSE, los cuales en estas localidades son en su totalidad PCHs de diferentes capacidades y grados de desarrollo.

Figura 39. Generación (<1 millón kWh/mes) vs horas de servicio - Plantas reportadas por el CNM del IPSE



Se han excluido de la gráfica San Andrés, Providencia, Puerto Carreño e Inírida.

Tabla 70. Características de generación de localidades reportadas por el CNM del IPSE

Localidad	Departamento	Promedio Prestación Servicio (hr/día)	Energía Mensual (kWh)	Capacidad Operativa (kW)	Potencia Máxima Mensual (kW)	Mes Información	Observación
SAN ANDRES ( SAN ANDRES - ARCHIPIÉLAGO DE SAN ANDRES)	ARCHIPIELAGO SAN ANDRES	24.00	16,200,268	64,999	28104.2	1/06/2015	
LETICIA ( LETICIA - AMAZONAS)	AMAZONAS	24.00	3,463,050	20,443	7051.31	1/06/2015	
PUERTO CARREÑO ( PUERTO CARREÑO - VICHADA)	VICHADA	24.00	1,651,708	5,750	3271.84	1/06/2015	Interconexión Venezuela
INÍRIDA ( INÍRIDA - GUAINÍA)	GUAINIA	23.93	1,240,781	5,265	2554.64	1/06/2015	
PROVIDENCIA ( PROVIDENCIA - ARCHIPIÉLAGO DE SAN ANDRES)	ARCHIPIELAGO SAN ANDRES	24.00	964,559	3,737	1766.83	1/06/2015	
LEGUIZAMO ( PUERTO LEGUIZAMO - PUTUMAYO)	PUTUMAYO	24.00	892,199	4,500	1929.84	1/06/2015	
MITÚ ( MITÚ - VAUPÉS)	VAUPES	24.00	862,052	3,750	1777.28	1/06/2015	PCH 3 MW en construcción - IPSE
GUAPI ( GUAPI - CAUCA)	CAUCA	23.83	763,416	3,300	1605.12	1/06/2015	
BOCAS DE SATINGA ( OLAYA HERRERA - NARIÑO)	NARIÑO	23.97	643,260	2,300	1256.11	1/06/2015	
EL CHARCO ( EL CHARCO - NARIÑO)	NARIÑO	23.93	610,890	1,900	1236.84	1/06/2015	
MUTIS ( BAHÍA SOLANO (MUTIS) - CHOCO)	CHOCO	23.80	474,449	2,780	1032.24	1/06/2015	
ACANDÍ ( ACANDÍ - CHOCO)	CHOCO	20.42	354,125	4,572	806.08	1/06/2015	PCH 850 k en Diseño - IPSE
TIMBIQUÍ ( TIMBIQUÍ - CAUCA)	CAUCA	23.83	311,113	1,207	649.79	1/06/2015	
LA PRIMAVERA ( LA PRIMAVERA - VICHADA)	VICHADA	24.00	289,191	2,848	653.33	1/06/2015	
SALAHONDA ( FRANCISCO PIZARRO - NARIÑO)	NARIÑO	23.83	287,627	1,700	662.38	1/06/2015	PCH 660 en Diseño - IPSE
CAPURGANÁ ( ACANDÍ - CHOCO)	CHOCO	21.00	218,676	Interconectado con Acandí	645.92	1/06/2015	

Localidad	Departamento	Promedio Prestación Servicio (hr/día)	Energía Mensual (kWh)	Capacidad Operativa (kW)	Potencia Máxima Mensual (kW)	Mes Información	Observación
LA MACARENA ( LA MACARENA - META)*	META	22.40	173,320	1,850	438.1	1/06/2015	
VIGÍA DEL FUERTE ( VIGÍA DEL FUERTE - ANTIOQUIA)	ANTIOQUIA	23.30	165,421	1,460	332.64	1/06/2015	
CUMARIBO ( CUMARIBO - VICHADA)	VICHADA	18.00	152,073	3,177	473.88	1/06/2015	
LA TOLA ( LA TOLA - NARIÑO)	NARIÑO	20.93	149,644	2,330	385.49	1/06/2015	
UNGUÍA ( UNGUÍA - CHOCO)	CHOCO	16.52	147,938	1,207	407.88	1/06/2015	PCH 1100 kW en Diseño - IPSE
NUQUÍ ( NUQUÍ - CHOCO)	CHOCO	23.73	139,033	600	348.13	1/06/2015	
PIZARRO ( BAJO BAUDÓ (PIZARRO) - CHOCO)	CHOCO	20.17	131,319	2,750	366.52	1/06/2015	
ISCUANDÉ ( SANTA BÁRBARA (ISCUANDÉ) - NARIÑO)	NARIÑO	23.30	125,294	1,174	264	1/06/2015	
MICAY ( LOPEZ (MICAY) - CAUCA)	CAUCA	23.77	119,334	1,641	288.99	1/06/2015	
EL VALLE ( BAHÍA SOLANO (MUTIS) - CHOCO)	CHOCO	23.23	100,351	Int. Con Bahía Solano Mutis	260.04	1/06/2015	
MOSQUERA ( MOSQUERA - NARIÑO)	NARIÑO	23.50	88,891	900	213.84	1/06/2015	
PUERTO NARIÑO ( PUERTO NARIÑO - AMAZONAS)	AMAZONAS	23.98	79,289	482	183.22	1/06/2015	
MAPIRIPÁN ( MAPIRIPÁN - META)	META	23.68	77,643	500	194.48	1/06/2015	
JURADO ( JURADO - CHOCO)	CHOCO	15.83	73,496	360	237.6	1/12/2014	PCH 1000 kW en Diseño - IPSE
SOLANO ( SOLANO - CAQUETÁ)	CAQUETA	16.95	73,136	765	213.05	1/06/2015	
MIRAFLORES ( MIRAFLORES - GUAVIARE)	GUAVIARE	16.88	55,267	824	172.92	1/06/2015	
SANTA GENOVEVA DE DOCORDÓ ( EL LITORAL DEL SAN JUAN - CHOCO)	CHOCO	23.77	51,431	700	130.55	1/06/2015	
MURINDÓ ( MURINDÓ - ANTIOQUIA)	ANTIOQUIA	19.50	44,139	Int con Sub Caucheras	124.08	1/06/2015	
BELLAVISTA ( BOJAYÁ (BELLAVISTA) - CHOCO)	CHOCO	12.70	34,333	1,180	114.95	1/06/2015	
SAN JUAN COSTA ( TUMACO - NARIÑO)	NARIÑO	11.45	33,157	349	140.8	1/06/2015	
CUPICA ( BAHÍA SOLANO (MUTIS) - CHOCO)	CHOCO	22.00	32,759	125	97.6	1/06/2015	
NAZARETH ( URIBÍA - LA GUAJIRA)	LA GUAJIRA	6.75	31,925	934	223.77	1/06/2015	
ISLA FUERTE ( CARTAGENA - BOLÍVAR)	BOLIVAR	10.67	29,996	545	131.36	1/06/2015	
PITAL ( TUMACO - NARIÑO)	NARIÑO	11.67	27,505	200	108	1/06/2015	
TARAPACÁ ( TARAPACÁ - AMAZONAS)	AMAZONAS	10.20	26,720	293	108.75	1/06/2015	
PUERTO MERIZALDE ( BUENAVENTURA - VALLE DEL CAUCA)	VALLE DEL CAUCA	5.52	22,739	500	178.46	1/06/2015	
PUERTO SAIJA ( TIMBIQUÍ - CAUCA)	CAUCA	5.67	21,023	200	144	1/06/2015	
GILGAL ( UNGUÍA - CHOCO)	CHOCO	7.33	20,958	400	140.45	1/06/2015	
SAN JOSE ( EL CHARCO - NARIÑO)	NARIÑO	6.90	17,826	518	112	1/06/2015	
CHAJAL ( TUMACO - NARIÑO)	NARIÑO	4.55	17,501	500	162.8	1/06/2015	
CARURÚ ( CARURÚ - VAUPÉS)	VAUPES	6.80	15,384	205	103.66	1/12/2014	

Localidad	Departamento	Promedio Prestación Servicio (hr/día)	Energía Mensual (kWh)	Capacidad Operativa (kW)	Potencia Máxima Mensual (kW)	Mes Información	Observación
NAPIPI (BOJAYÁ (BELLAVISTA) - CHOCO)	CHOCO	9.73	14,469	160	57.6	1/06/2015	
LA LOMA DE BOJAYÁ (BOJAYÁ (BELLAVISTA) - CHOCO)	CHOCO	8.67	13,972	80	70.4	1/12/2014	
BAZÁN (EL CHARCO - NARIÑO)	NARIÑO	7.33	13,554	516	81.6	1/06/2015	
REMOLINO DEL CAGUÁN (CARTAGENA DEL CHAIRA - CAQUETÁ)	CAQUETA	6.80	11,712	700	85.55	1/06/2015	
BALBOA (UNGUÍA - CHOCO)	CHOCO	5.98	10,896	253	84.47	1/06/2015	
PUERTO CONTO (BOJAYÁ (BELLAVISTA) - CHOCO)	CHOCO	9.33	10,628	138	50.4	1/06/2015	
TITUMATE (UNGUÍA - CHOCO)	CHOCO	9.60	9,513	165	50.16	1/06/2015	
BARRANCO MINAS (BARRANCO MINAS - GUAINÍA)	GUAINIA	6.50	9,073	200	80.48	1/06/2015	
BETÉ (MEDIO ATRATO (BETÉ) - CHOCO)	CHOCO	5.23	8,310	204	68	1/06/2015	
BOCAS DE CURAY (TUMACO - NARIÑO)	NARIÑO	5.45	6,316	60	55.2	1/06/2015	
LIMONES (GUAPI - CAUCA)	CAUCA	6.60	6,217	110	37.03	1/06/2015	
NOANAMITO (LOPEZ (MICAY) - CAUCA)	CAUCA	6.53	5,120	200	40	1/06/2015	
SIPÍ (SIPÍ - CHOCO)	CHOCO	3.50	5,053	418	61.6	1/06/2015	
PIÑUÑA NEGRO (PUERTO LEGUIZAMO - PUTUMAYO)	PUTUMAYO	7.43	3,980	125	28.8	1/06/2015	
ARUSÍ (NUQUÍ - CHOCO)	CHOCO	3.43	3,636	110	44.8	1/12/2014	PCH 100 kW en Diseño - IPSE
COROZAL (TIMBIQUÍ - CAUCA)	CAUCA	2.53	2,548	120	43.2	1/06/2015	

## Criterio 5. Sistema de telemetría

Una ventaja adicional que presentan las plantas reportadas por el CNM es que disponen de un sistema de telemetría que ha permitido el registro de variables que facilitan el diseño del sistema híbrido. No haría sino falta introducir el equipo de medición para la generación renovable y dependiendo de la arquitectura del sistema híbrido, medición total del sistema híbrido o medición bidireccional del banco de baterías.

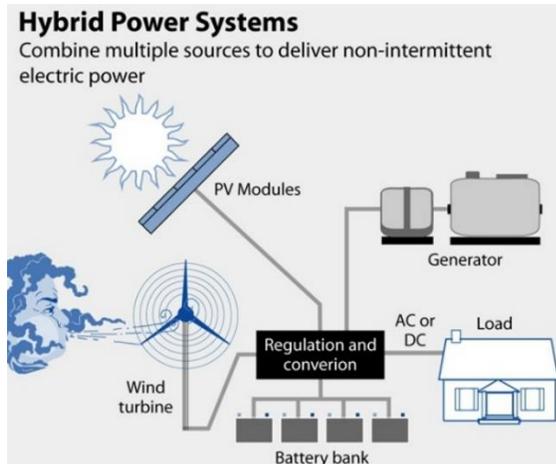
## Sistemas Híbridos

Los sistemas híbridos combinan diferentes fuentes de generación para suministrar potencia eléctrica de manera no intermitente. Los SH Solar – Diesel tienen los siguientes elementos:

- Unidades de generación
  - Planta(s) Diesel

- Generador FV (o generador solar), Turbinas eólicas, pequeñas centrales hidroeléctricas, etc.
- Almacenamiento de energía
  - Banco de Baterías
- Electrónica de potencia y regulación (controlador de carga, rectificador, inversor, control de operación de las unidades Diésel).

Figura 40. Esquema de sistema híbrido



Fuente: <http://energy.gov/energysaver/hybrid-wind-and-solar-electric-systems>. Bajado enero 12/2016.

Los SH pueden para el suministro AC tienen generalmente tres configuraciones:

- Híbrida en serie
- Híbrida conmutada
- Híbrida en paralelo
  - Híbrida en paralelo integrada por barraje AC

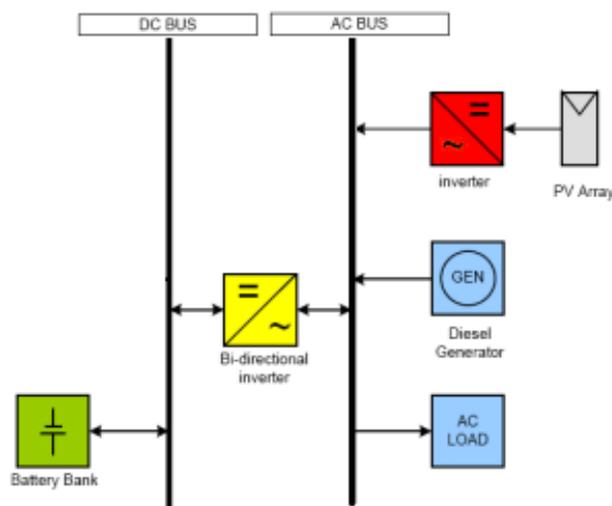
La arquitectura de los sistemas híbridos ha evolucionado mucho en los últimos años gracias al desarrollo de la electrónica de potencia y regulación que permite la integración de los diferentes componentes de los sistemas híbridos y la gestión apropiada de los mismos. Actualmente, la configuración empleado es la hibrida en paralelo integrada por barraje AC.

### Configuración híbrida en paralelo por barraje AC

En esta configuración, el barraje AC permite atender la demanda separadamente a demanda baja, media y pico, mediante la sincronización del inversor con la AC del generador. El generador Diésel puede atender la carga directamente. Pero además el generador fotovoltaico genera en AC sincronizadamente e inyectando a la red AC. El inversor bidireccional puede

cargar el banco de baterías (opera también como rectificador) cuando hay exceso de energía del generador Diésel y del solar, y puede actuar como inversor para atender la demanda cuando el generador Diésel está apagado y el generador solar es insuficiente. Durante periodos de baja demanda, el exceso de energía del generador solar se emplea para cargar la batería (Figura 41).

Figura 41. Sistema Híbrido Solar-Diesel en paralelo por barraje AC



Esta configuración del SH en paralelo por el bus AC tiene dos ventajas significativas:

- Primero, la demanda máxima que puede suministrar el sistema es la capacidad del inversor más la de la planta Diésel y del generador solar en vez de ser la de cada uno por separado.
- Segundo, la posibilidad de sincronizar el inversor con el generador Diésel y al sistema solar da una mayor flexibilidad para optimizar la operación del sistema.
- La generación solar se aplica directamente a la demanda diurna y solamente los excedentes van al banco de baterías.

Esta configuración es la más avanzada actualmente y ha sido exitosamente desarrollada por la firma SMA<sup>62</sup>, que produce los inversores bidireccionales (Sunny Island) y los inversores para los sistemas solares fotovoltaicos (Sunny Boy TL), así como equipo complementario para este sistema modular. Este sistema *satisface demandas de hasta 300 kW*.

## Tecnologías y potencial de energía renovables

Las regiones tienen potenciales de diferentes fuentes de energía renovable pero la magnitud de los recursos varía por región y por tecnología. La Tabla 71 muestra de manera indicativa el

<sup>62</sup> [www.sma-america.com](http://www.sma-america.com)

potencial de los diferentes recursos por región y nivel del recurso. Como puede observarse, la energía solar y eólica tienen potenciales atractivos en La Guajira (pero es preciso tener en cuenta la estacionalidad del recurso eólico), mientras que ambos recursos son inferiores en otras regiones del país. El recurso solar está disponible en la totalidad del país. El potencial de cada recurso incide en la capacidad instalada de cada tecnología y esta a su vez en los costos de inversión. La no despachabilidad de la energía solar y la energía eólica adiciona la instalación de sistemas de almacenamiento de energía lo que a su vez aumenta los costos de inversión e incide en la estrategia de despachabilidad de los sistemas híbridos. *Para el análisis siguiente, se empleará como recurso la energía solar y como tecnología, la solar fotovoltaica.*

*Tabla 71. Nivel del recurso renovable tipo de recurso y región.*

Región	Solar (kWh/m <sup>2</sup> /año)*			Eólica (W/m <sup>2</sup> )**			PCH	Biomasa
	Alto	Medio	Bajo	Alto	Medio	Bajo		
La Guajira ***	2100			216 -512				
Caribe	1825				125-512			
Pacífico			1278			<125	1	2
Andina		1643				<125	1	
Amazonia		1551				<125		2
Orinoquia		1643				<125		2
Insular (San Andrés)	1825				64-125			
**Fuente: Atlas de Radiación Solar de Colombia (2005) UPME.								
**A 20 m de altura. Fuente: Atlas de Viento y Energía Eólica de Colombia (2006) UPME.								
*** Se ha separado de la Caribe a la que pertenece								
1 Localizado en caídas, piedemontes								
2 Localizado residuos madereros, cultivos dendroenergéticos								
3 Muy localizado en sitios específicos								

Fuente: Elaboración propia

Para cada sistema híbrido es necesario buscar la arquitectura de generación y almacenamiento de energía que obedezca el *criterio de mínimo costo nivelado de generación de energía (LCOE)*<sup>63</sup>.

## Análisis de centrales de generación del CNM

El objetivo de esta sección es conocer el comportamiento varias de las centrales Diésel reportadas por el CNM y estimar la capacidad de generación de un SFV que suministre parcialmente la demanda de energía de la central actualmente suministrada por las centrales.

<sup>63</sup> Una herramienta poderosa para seleccionar la tecnología es el software HOMER.

## Capacidad de los SFV

La capacidad de los sistemas fotovoltaico se calculará bajo los siguientes supuestos:

- Carga diurna. Se considerará la carga diurna a junio de 2015 entre las 8 am y las 16 horas, para tener en cuenta el comportamiento diurno de la intensidad de la radiación solar, dado que desde la hora 6:00 hasta la hora 8:00, y desde la hora 16:00 y hasta la hora 18:00 la energía solar fotovoltaica entregada directamente a la red AC es pequeña comparada con la que puede entregar entre la hora 8:00 y la hora 16:00. La energía generada en esos intervalos cicla a través de las baterías del sistema de almacenamiento.
- Capacidad del sistema. A partir de la energía demandada en el periodo hora 8:00 a hora 16:00, se calcula la energía generada por un SFV y su capacidad. No se considera tasa de crecimiento de la demanda.
- Radiación solar. Se ha tomado la información de NASA para el lugar
- Derateo. Se ha considerado un derateo de 76.5% para el SFV.
- BOS (Balance Of Systems). El diseño del Sistema Híbrido en su totalidad, incluyendo los demás elementos del BOS (banco de baterías e inversores) requiere de información de la estrategia de despacho y está ligada a productos específicos, por lo que no se presenta en este informe.

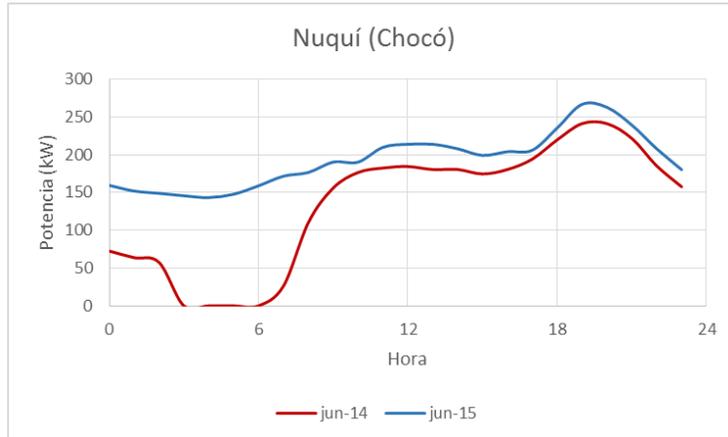
## Centrales con 15 a 24 horas de servicio

### Nuquí - Chocó

La siguiente figura es la curva de carga del municipio de Nuquí en el Chocó para el mes de junio de 2014 y junio de 2015. Se puede observar un aumento del número de horas de servicio y también un aumento de la carga en todas las horas del día del 2014 al 2015.

El aumento de 4 horas de servicio (al amanecer) del 2014 al 2015 causó un aumento de la demanda de 44%. Como resultado de ello se ha aplanado la curva de carga, y la distribución de la demanda durante los tres diferentes periodos del día ha sido tal que la demanda para junio 2014 y junio 2015 entre las 6 y la 17 horas fue de 54% y 51% de la demanda diaria, respectivamente, la demanda nocturna disminuyó de 40% a 30% y la demanda al amanecer se incrementó de 6 a 10%. *La demanda diurna ha permanecido porcentualmente constante*

Figura 42. Curva de Carga Promedio Diaria Mensual de Nuquí (Chocó)



Fuente: Procesado de Informe Telemetría Mensual de Junio 2015. CNM IPSE (julio 2015) Bogotá

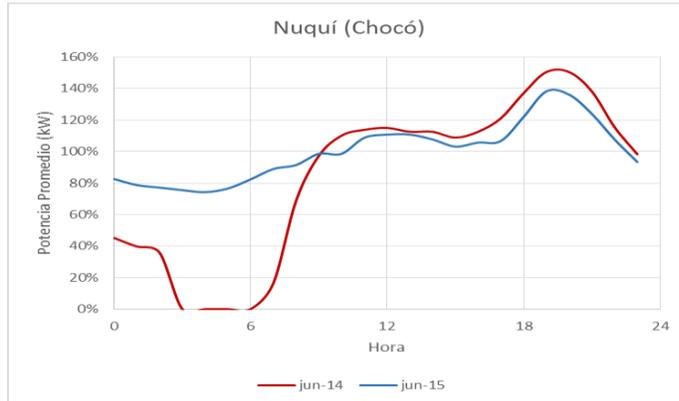
Tabla 72. Comportamiento de la curva de carga promedio diario Nuquí (Chocó) junio 2015

Localidad	Nuquí (Chocó)	
Mes	jun-14	jun-15
Total (kWh/día)	3,206	4,631
Incremento (kWh/día)		44%
Promedio (kW)*	160.3	193.0
Incremento		20%
Máximo (kW)	241	267
Incremento		11%
Mínimo (kW)	0	143
Servicio (h/día)	20	24
Incremento (h/día)		4
<b>Demanda</b>		
Diurna 6-17 h (kWh)	1746	2342
	54%	51%
Nocturna 18-24 h (kWh)	1266	1392
	40%	30%
Amanecer 0 - 5 h (kWh)	194	897
	6%	19%
*Durante horas de servicio		

Fuente: Procesado de Informe Telemetría Mensual de Junio 2015. CNM IPSE (julio 2015) Bogotá

Como consecuencia de la extensión del servicio a 24 horas, el comportamiento de la potencia promedio (consideradas solamente las horas de servicio) es más aplanada como se muestra en la figura siguiente.

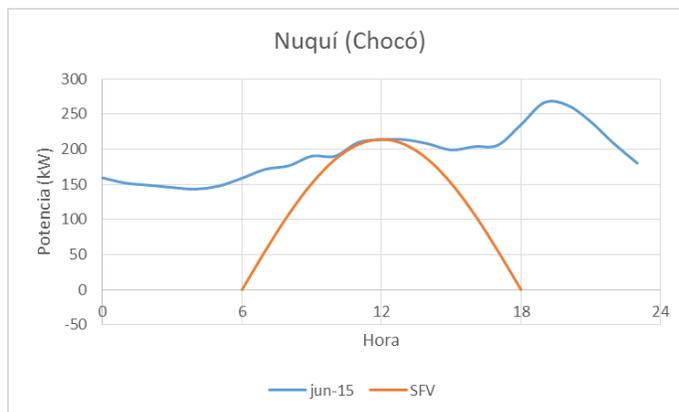
Figura 43. Carga Promedio Diaria Mensual de Nuquí (Chocó)



Fuente: Procesado de Informe Telemetría Mensual de Junio 2015. CNM IPSE (julio 2015) Bogotá

La figura siguiente muestra la generación de un sistema fotovoltaico de 420 kWp (4.96 Horas de Sol Standard, NASA) que cubriría el 100% de la demanda entre las 8 am y las 16 horas y que por tanto ahorraría la generación de 1594 kWh/día que corresponde al 34% de la demanda diaria. La figura muestra que la diferencia entre la demanda y la generación entre las 8 y las 16 horas debe ser suplida por el respaldo Diésel-banco de baterías.

Figura 44. Generación fotovoltaica de SFV de 420 kWp en Nuquí.

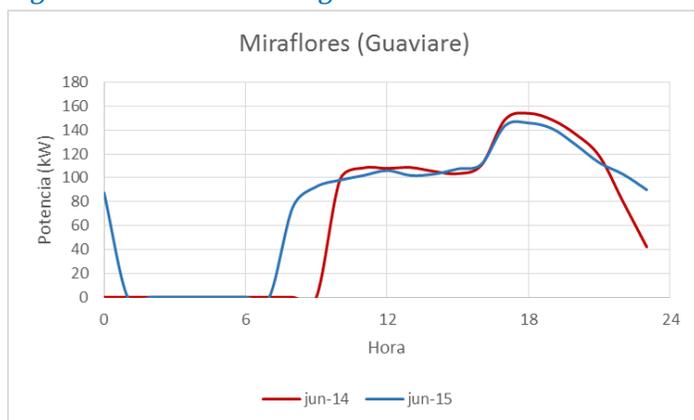


Fuente: Procesado de Informe Telemetría Mensual de Junio 2015. CNM IPSE (julio 2015) Bogotá

*Miraflores - Guaviare*

La siguiente figura es la curva de carga del municipio de Miraflores en el Guaviare para los meses de junio de 2014 y junio de 2015. Se puede observar un aumento de 3 horas del número de horas de servicio.

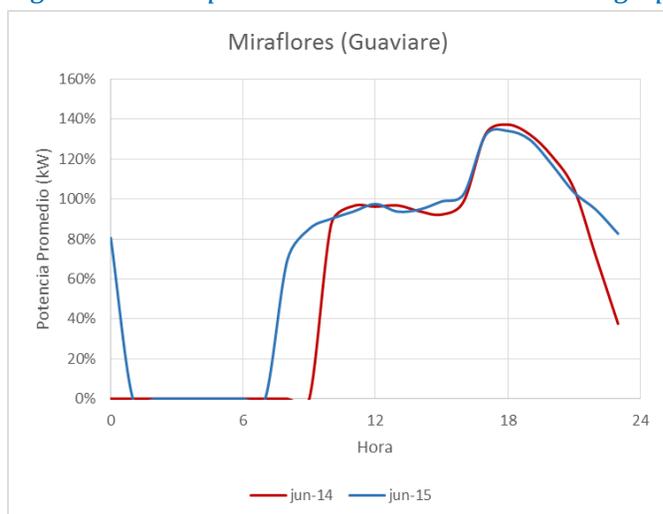
Figura 45. Curva de Carga Promedio Diaria Mensual de Miraflores (Guaviare)



Fuente: Procesado de Informe Telemetría Mensual de Junio 2015. CNM IPSE (julio 2015) Bogotá

El aumento de 3 horas de servicio (en las horas de la mañana) y el aumento natural causó un aumento de la demanda de 18%. La demanda durante los tres diferentes periodos del día ha sido tal que la demanda para junio 2014 y junio 2015 entre las 6 y la 17 horas es de 57% y 56% de la demanda diaria, respectivamente, la demanda nocturna disminuyó de 43% a 39% y la demanda al amanecer se incrementó de 0 a 5%. *La demanda diurna ha permanecido porcentualmente constante.*

Figura 46. Comportamiento de la curva de carga promedio diario junio 2015



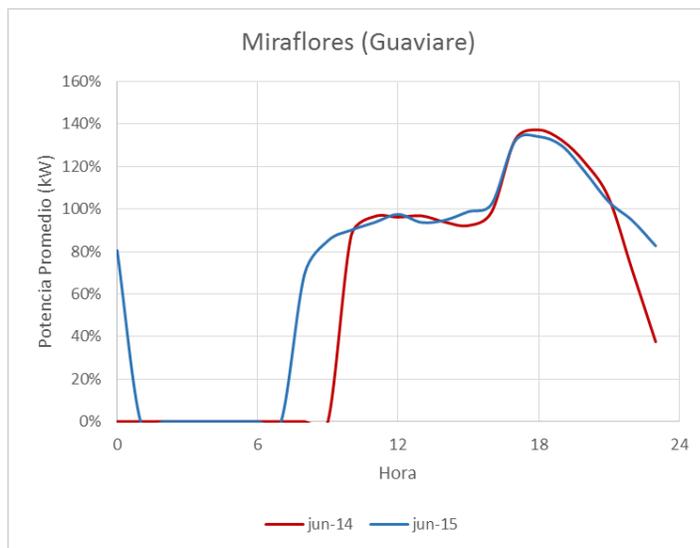
Fuente: Procesado de Informe Telemetría Mensual de Junio 2015. CNM IPSE (julio 2015) Bogotá

Como consecuencia de la extensión del servicio a 17 horas, el comportamiento de la potencia promedio (consideradas solamente las horas de servicio) es ligeramente más aplanada como se muestra en la figura siguiente.

Tabla 73. Comportamiento de la curva de carga promedio diario Miraflores (Guaviare) junio 2015

Localidad	Miraflores (Guaviare)	
Mes	jun-14	jun-15
Total (kWh/día)	1,571	1,850
Incremento (kWh/día)		18%
Promedio (kW)*	112.2	108.8
Incremento		-3%
Máximo (kW)	154	146
Incremento		-5%
Mínimo (kW)	0	0
Servicio (h/día)	14	17
Incremento (h/día)		3
<b>Demanda</b>		
Diurna 6-17 h (kWh)	892	1042
	57%	56%
Nocturna 18-24 h (kWh)	679	720
	43%	39%
Amanecer 0 - 5 h (kWh)	0	88
	0%	5%
*Durante horas de servicio		

Figura 47. Carga Promedio Diaria Mensual de Miraflores (Guaviare)



Fuente: Procesado de Informe Telemetría Mensual de Junio 2015. CNM IPSE (julio 2015) Bogotá

La figura siguiente muestra la generación de un sistema fotovoltaico de 220 kWp (4.64 Horas de Sol Standard, NASA) que cubriría el 100% de la demanda entre las 8 am y las 16 horas y ahorraría la generación de 781 kWh/día que corresponde al 42% de la demanda diaria.

Figura 48. Generación fotovoltaica de SFV de 220 kWp en Miraflores (Guaviare)

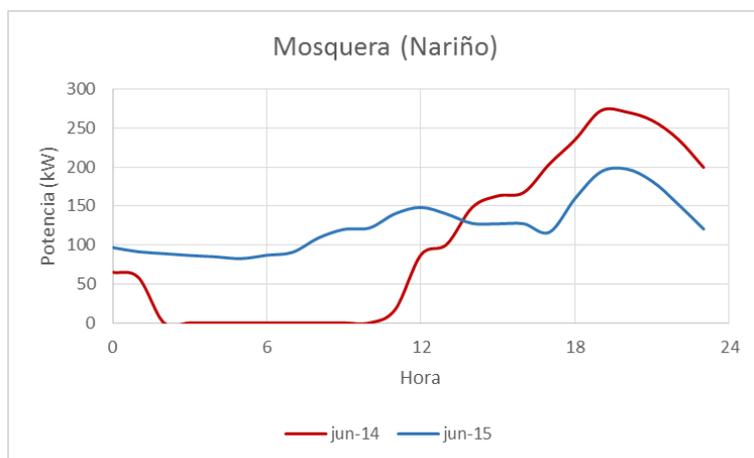


Fuente: Procesado de Informe Telemetría Mensual de Junio 2015. CNM IPSE (julio 2015) Bogotá

*Mosquera – Nariño*

La siguiente figura es la curva de carga del municipio de Mosquera en Nariño para los meses de junio de 2014 y junio de 2015. Se puede observar un aumento del número de horas de servicio (9 horas entre la madrugada y el mediodía), también aumento de la carga y aplanamiento de la curva de carga.

Figura 49. Curva de Carga Promedio Diaria Mensual de Mosquera (Nariño)



Fuente: Procesado de Informe Telemetría Mensual de Junio 2015. CNM IPSE (julio 2015) Bogotá

El aumento de 9 horas de servicio causó un aumento de la demanda de 20%. Como resultado de ello se ha aplanado la curva de carga, y la distribución de la demanda durante los tres diferentes periodos del día ha sido tal que la demanda para junio 2014 y junio 2015 entre las 6 y la 17 horas es de 36% y 49% de la demanda diaria, respectivamente, la demanda nocturna disminuyó de 59% a 34% y la demanda al amanecer se incrementó de 5 a 18%. *La demanda diurna ha permanecido porcentualmente constante.*

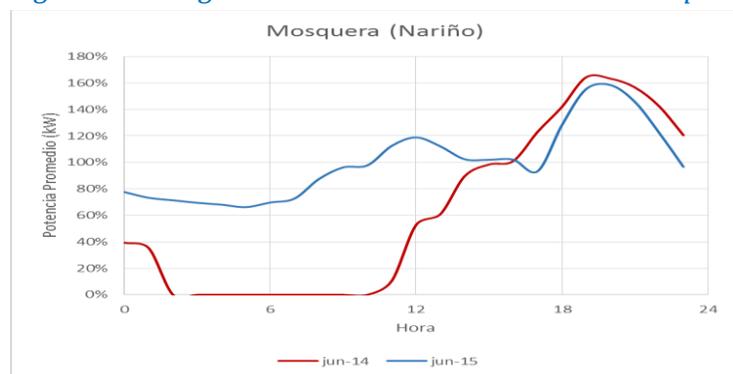
Tabla 74. Comportamiento de la curva de carga promedio diario Mosquera (Nariño) junio 2015

Localidad	Mosquera (Nariño)	
Mes	jun-14	jun-15
Total (kWh/día)	2,485	2,992
Incremento (kWh/día)		20%
Promedio (kW)*	165.7	124.7
Incremento		-25%
Máximo (kW)	272	198
Incremento		-27%
Mínimo (kW)	0	83
Servicio (h/día)	15	24
Incremento (h/día)		9
<b>Demanda</b>		
Diurna 6-17 h (kWh)	888	1455
	36%	49%
Nocturna 18-24 h (kWh)	1473	1006
	59%	34%
Amanecer 0 - 5 h (kWh)	124	531
	5%	18%
*Durante horas de servicio		

Fuente: Procesado de Informe Telemetría Mensual de Junio 2015. CNM IPSE (julio 2015) Bogotá

Como consecuencia de la extensión del servicio a 24 horas, el comportamiento de la potencia promedio (consideradas solamente las horas de servicio) es más aplanada como se muestra en la figura siguiente.

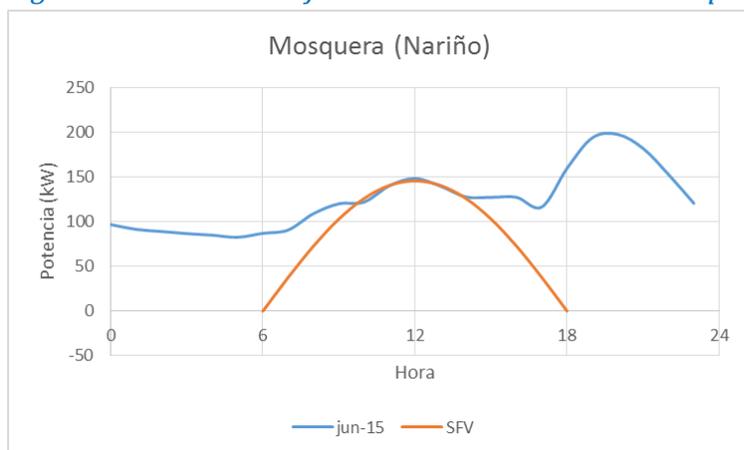
Figura 50. Carga Promedio Diaria Mensual de Mosquera (Nariño)



Fuente: Procesado de Informe Telemetría Mensual de Junio 2015. CNM IPSE (julio 2015) Bogotá

La figura siguiente muestra la generación del sistema fotovoltaico de 310 kWp (4.66 Horas de Sol Standard, NASA) que cubriría el 100% de la demanda entre las 8 am y las 16 horas y que por tanto ahorraría la generación de 1105 kWh/día que corresponde al 37% de la demanda diaria.

Figura 51. Generación fotovoltaica de SFV de 310 kWp en Mosquera (Nariño).

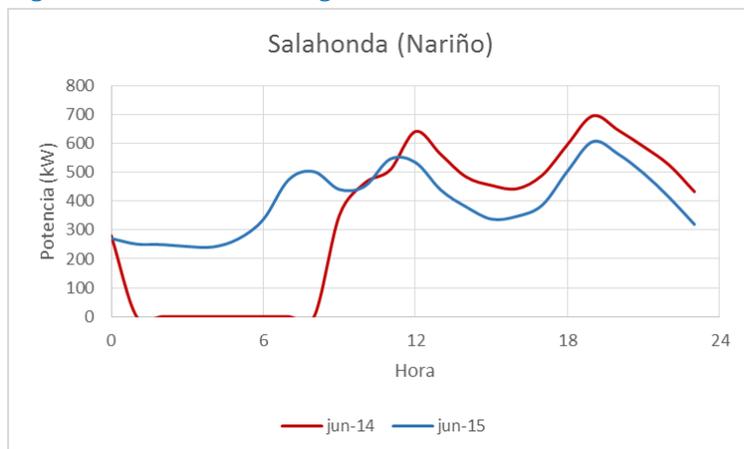


Fuente: Procesado de Informe Telemetría Mensual de Junio 2015. CNM IPSE (julio 2015) Bogotá

Salahonda - Nariño

La siguiente figura es la curva de carga del municipio de Salahonda en Nariño para el mes de junio de 2014 y junio de 2015. Se puede observar un aumento del número de horas de servicio (8 horas entre la madrugada y las 9 am), un aumento de la carga diaria y aplanamiento de la misma.

Figura 52. Curva de Carga Promedio Diaria Mensual de Salahonda (Nariño)



Fuente: Procesado de Informe Telemetría Mensual de Junio 2015. CNM IPSE (julio 2015) Bogotá

El aumento de 8 horas de servicio causó un aumento de la demanda de 18%. Como resultado de ello se ha aplanado la curva de carga, y la distribución de la demanda durante los tres diferentes periodos del día ha sido tal que la demanda para junio 2014 y junio 2015 entre las 6 y la 17 horas es de 54% y 54% de la demanda diaria, respectivamente, la demanda nocturna disminuyó de 43% a 30% y la demanda al amanecer se incrementó de 3 a 16%. *La demanda diurna ha permanecido porcentualmente constante.*

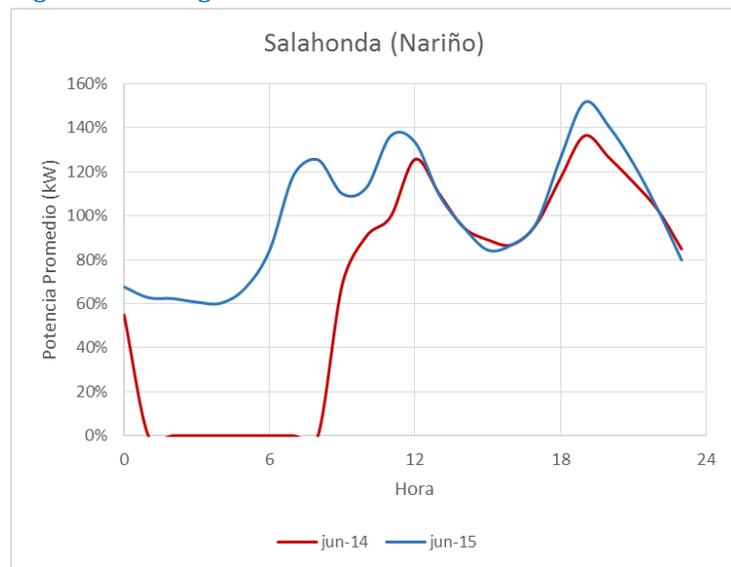
Tabla 75. Comportamiento de la curva de carga promedio diario Salahonda (Nariño) junio 2015

Localidad	Salahonda (Nariño)	
Mes	jun-14	jun-15
Total (kWh/día)	8,170	9,611
Incremento (kWh/día)		18%
Promedio (kW)*	510.6	400.5
Incremento		-22%
Máximo (kW)	696	607
Incremento		-13%
Mínimo (kW)	0	241
Servicio (h/día)	16	24
Incremento (h/día)		8
<b>Demanda</b>		
Diurna 6-17 h (kWh)	4401	5180
	54%	54%
Nocturna 18-24 h (kWh)	3488	2906
	43%	30%
Amanecer 0 - 5 h (kWh)	281	1526
	3%	16%
*Durante horas de servicio		

Fuente: Procesado de Informe Telemetría Mensual de Junio 2015. CNM IPSE (julio 2015) Bogotá

Como consecuencia de la extensión del servicio a 24 horas, el comportamiento de la potencia promedio (consideradas solamente las horas de servicio) es más aplanada como se muestra en la figura siguiente.

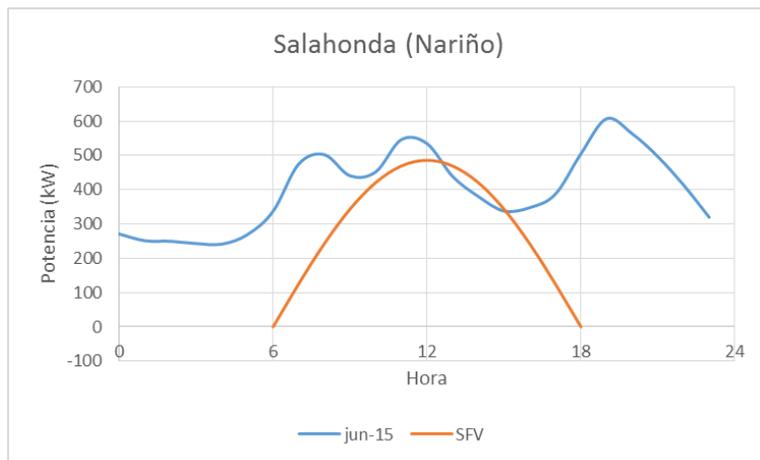
Figura 53. Carga Promedio Diaria Mensual de Salahonda (Nariño)



Fuente: Procesado de Informe Telemetría Mensual de Junio 2015. CNM IPSE (julio 2015) Bogotá

La figura siguiente muestra la generación de un sistema fotovoltaico de 1020 kWp (4.66 Horas de Sol Standard, NASA) que cubriría el 100% de la demanda entre las 8 am y las 16 horas y que por tanto ahorraría la generación de 3637 kWh/día que corresponde al 38 % de la demanda diaria.

Figura 54. Generación fotovoltaica de SFV de 1020 kWp en Salahonda (Nariño).



Fuente: Procesado de Informe Telemetría Mensual de Junio 2015. CNM IPSE (julio 2015) Bogotá

### Centrales con 6 a 16 horas de servicio

Las centrales con 6 a 16 horas de servicio se caracterizan por la prestación del servicio con 6 horas nocturnas y hasta 10 horas adicionales, generalmente diurnas. La tabla siguiente muestra las centrales reportadas por el CNM el mes de junio de 2015. De estas la central de Nazareth es ya un sistema híbrido que en la fecha solamente tenía en operación el generador solar de 320 kWp y el banco de baterías.

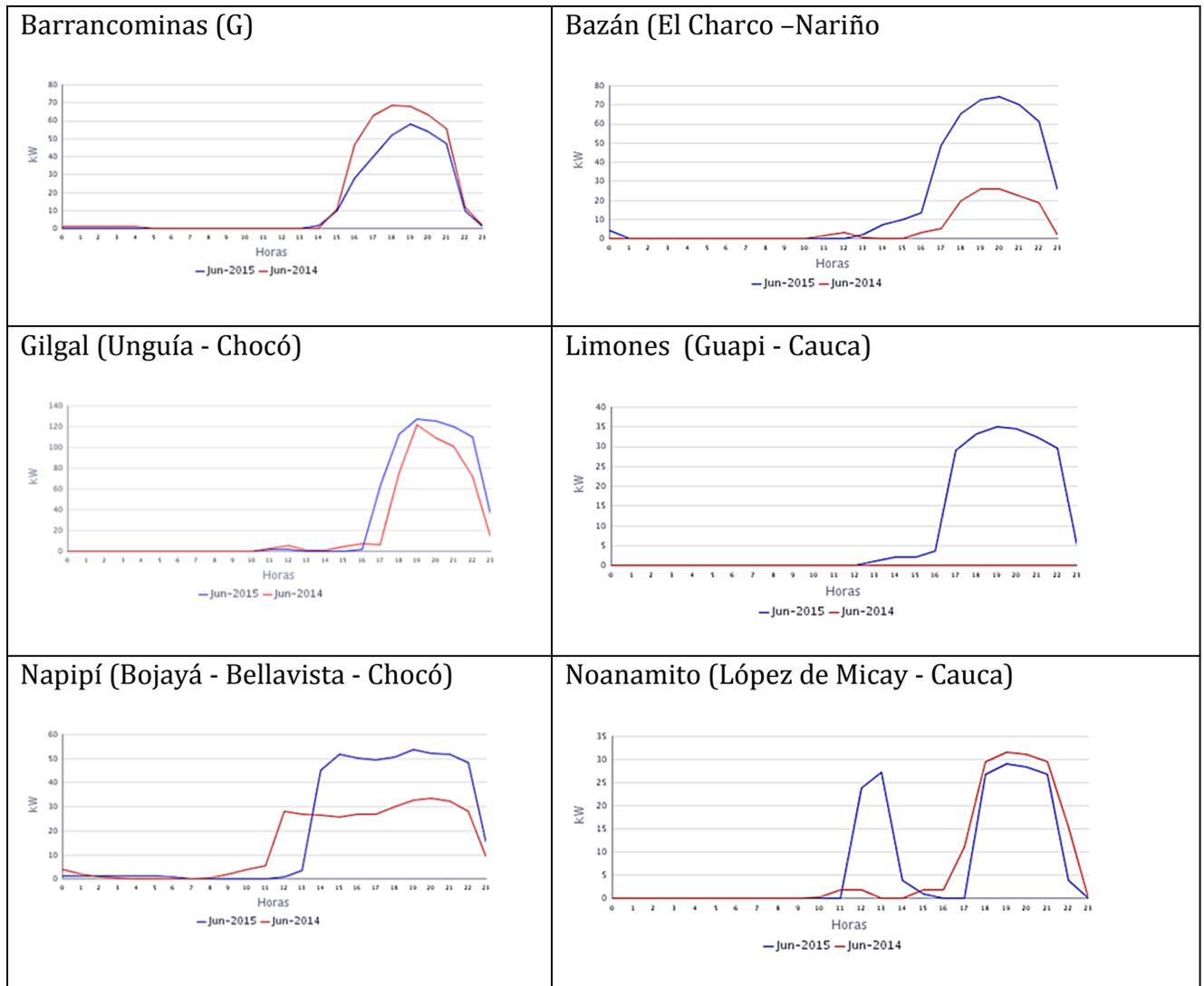
Tabla 76. Centrales en intervalo 6 a 16 horas de servicio reportadas por el CNM del IPSE junio 2015

Localidad	Departamento	Promedio Prestación Servicio (hr/día)	Energía Mensual (kWh)	Capacidad Operativa (kW)	Potencia Máxima Mensual (kW)	Energía / Usuario (kWh/mes/usuario)	Observación	Mes Información
BARRANCOMINAS (BARRANCOMINAS - GUANÍA)	GUANIA	6.50	9,073	200	80.48			1/06/2015
BAZÁN (EL CHARCO - NARIÑO)	NARIÑO	7.33	13,554	516	816	42.49		1/06/2015
GILGAL (UNGUÍA - CHOCO)	CHOCO	7.33	20,958	400	140.45	54.86		1/06/2015
LMONES (GUAPI - CAUCA)	CAUCA	6.60	6,217	110	37.03	16.80		1/06/2015
NAPIPÍ (BOJAYÁ (BELLAVISTA) - CHOCO)	CHOCO	9.73	14,469	160	57.6	71.99		1/06/2015
NAZARETH (URIBÍA - LA GUAJIRA)	LA GUAJIRA	6.75	31,925	934	223.77	ND		1/06/2015
NOANAMITO (LOPEZ (MICA) - CAUCA)	CAUCA	6.53	5,120	200	40	23.27		1/06/2015

Fuente: Procesado de Informe Telemetría Mensual de Junio 2015. CNM IPSE (julio 2015) Bogotá

Como puede observarse en todas las curvas de carga estas tienden a ser constantes durante las horas de servicio.

Figura 55. Curvas de carga de centrales con 6 a 16 horas de operación – CNM IPSE – junio 2015



Fuente: Procesado de Informe Telemetría Mensual de Junio 2015. CNM IPSE (julio 2015) Bogotá

Puesto que no hay disponible una estimación de la demanda para ampliar las horas de servicio, se puede suponer un incremento del 75% a 100% de la demanda actual diaria, para ser generada con SFV y bancos de baterías. Suponiendo radiación solar del lugar según NASA y derrateo del SFV-banco de baterías, de 76.5%, los resultados se dan en la tabla siguiente.

Tabla 77. Estimación de capacidad de los SFV para incremento del servicio de energía

Localidad	Departamento	SERVICIO ACTUAL							Incremento 75% Energía Diaria		Incremento 100% Energía Diaria	
		Promedio Prestación Servicio (hr/día)	Energía Mensual (kWh)	Energía Diaria (kWh)	Capacidad Operativa (kW)	Potencia Máxima Mensual (kW)	Energía / Usuario (kWh/mes/usuario)	HSS (kWh/m2/día) NASA	Incremento 75 % Energía Diaria (kWh)	SFV (kWp)	Incremento 100 % Energía Diaria (kWh)	SFV (kWp)
BARRANCO MINAS ( BARRANCO MINAS - GUAINÍA)	GUAINIA	6.50	9,073	302	200	80.48	ND	4.67	227	63	302	85
BAZÁN ( EL CHARCO - NARIÑO)	NARIÑO	7.33	13,554	452	516	81.6	42.49	4.66	339	95	452	127
GILGAL ( UNGUÍA - CHOCO)	CHOCO	7.33	20,958	699	400	140.45	54.86	4.20	524	163	699	217
LIMONES ( GUAPI - CAUCA)	ÇAUCA	6.60	6,217	207	110	37.03	16.80	4.31	155	47	207	63
NAPIPÍ ( BOJAYÁ (BELLAVISTA) - CHOCO)	CHOCO	9.73	14,469	482	160	57.6	71.99	4.10	362	115	482	154
NOANAMITO ( LOPEZ (MICAY) - CAUCA)	ÇAUCA	6.53	5,120	171	200	40	23.27	4.31	128	39	171	52

Como puede observarse, los sistemas que resultan están en el rango de capacidad 37 a 308 kWp.

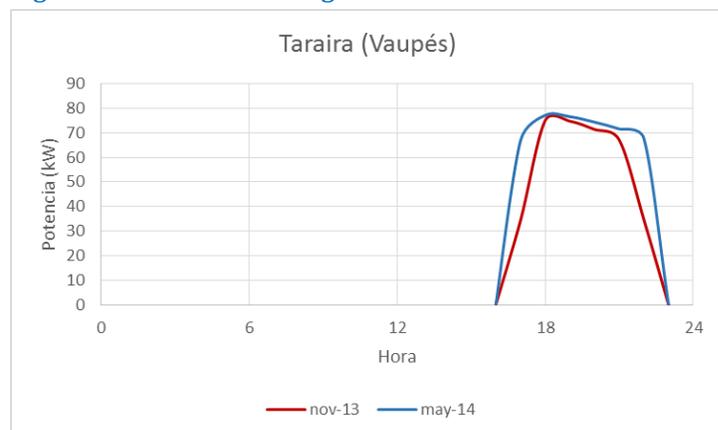
**Centrales con servicio de 6 pm a 12 pm -**

Característica de este tipo de servicio es que la curva de carga es aproximadamente constante durante las horas de servicio.

*Taraira – Vaupés*

La siguiente figura es la curva de carga del municipio de Taraira en Vaupés (servicio principalmente nocturno de 6 horas) para los meses de noviembre de 2013 y mayo 2014, con una carga similar ambos meses y aproximadamente constante.

Figura 56. Curva de Carga Promedio Diaria Mensual de Taraira (Vaupés)



Fuente: Procesado de Informe Telemetría Mensual de Junio 2015. CNM IPSE (julio 2015) Bogotá

Durante el periodo de un año se presentó un aumento de la generación de 22%.

Tabla 78. Comportamiento de la curva de carga promedio diario Taraira (Vaupés) junio 2015

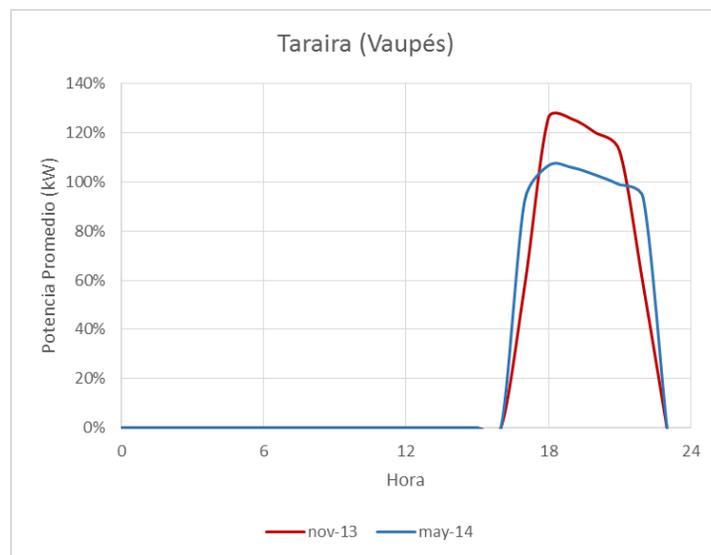
Localidad	Taraira (Vaupés)	
Mes	nov-13	may-14
Total (kWh/día)	357	434
Incremento (kWh/día)		22%
Promedio (kW)*	59.6	72.4
Incremento		22%
Máximo (kW)	75	77
Incremento		3%
Mínimo (kW)	0	0
Servicio (h/día)	6	6
Incremento (h/día)		0
<b>Demanda</b>		
Diurna 6-17 h (kWh)	34	67
	10%	15%
Nocturna 18-24 h (kWh)	323	367
	90%	85%
Amanecer 0 - 5 h (kWh)	0	0
	0%	0%

\*Durante horas de servicio

Fuente: Procesado de Informe Telemetría Mensual de Junio 2015. CNM IPSE (julio 2015) Bogotá

La demanda diaria mensual es aproximadamente constante (potencia promedio sobre el periodo de horas de servicio), como se observa en la figura siguiente.

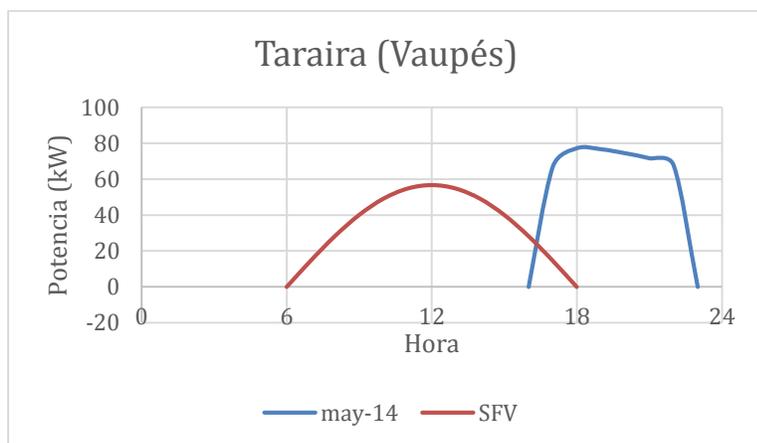
Figura 57. Carga Promedio Diaria Mensual de Taraira (Vaupés)



Fuente: Procesado de Informe Telemetría Mensual de Junio 2015. CNM IPSE (julio 2015) Bogotá

Si se duplica la oferta de energía, al suponer que la demanda diurna es igual a la nocturna, entonces es posible con un SFV generar esa energía diurna. La figura siguiente muestra la generación de un sistema fotovoltaico de 120 kWp (4.49 Horas de Sol Standard, NASA) que cubriría el 100% de la demanda entre las 8 am y las 16 horas y que por tanto ahorraría la generación de 412 kWh/día que correspondería al 50% de la nueva demanda diaria.

Figura 58. Generación fotovoltaica de SFV de 120 kWp en Taraira (Vaupés)



Fuente: Procesado de Informe Telemetría Mensual de Junio 2015. CNM IPSE (julio 2015) Bogotá

## Conclusiones

De la información generada anteriormente se puede concluir:

### Localidades con Servicio de 16 a 24 horas.

- Las localidades con este nivel de servicio disponen generalmente de 6 horas de servicio durante la noche, 12 horas durante el día y el restante tiempo en las horas de la madrugada hasta completar las horas de generación (hasta 24). En estos sistemas, la estrategia de despacho sería emplear la energía solar para atender la demanda desde las 8 am a las 16 horas.
- En estos sistemas la generación solar puede aportar entre el 68% y 76% de la demanda diurna de energía, y entre el 34% y 42% de la energía total diaria actualmente generada, pudiéndose de esta manera aumentar el número de horas de servicio a 24 horas y sacar parcialmente la generación Diésel durante el día, con los ahorros de combustible y tiempo de operación de las plantas.

**Tabla 79. Capacidad de SFV para varias centrales con 16 a 24 horas de servicio**

Localidad	Servicio a Junio 2015 (h/día)	Potencia SFV (kWp)	Energía Fotovoltaica (kWh)	Fracción Demanda Diaria Energía Junio 2015 (%)	Fracción Demanda Diurna Energía Junio 2015(%)
Nuquí - Chocó	24	420	1594	34%	68%
Miraflores - Guaviare	17	220	781	42%	75%
Mosquera - Nariño	24	310	1105	37%	76%
Salahonda - Nariño	24	1020	3637	38%	70%

Fuente: Cálculos propios a partir de información del CNM.

#### Localidades con Servicio entre 6 y 16 horas

- Para las centrales que prestan servicio de 6 a 16 horas, cubriendo generalmente alrededor de 6 horas durante el día, el posible generar con SFV un 75% o 100% de la energía actualmente suministrada, para extender el servicio de energía eléctrica a todo el día.

#### Localidades con Servicio inferior a 6 horas

- Las centrales que actualmente prestan servicio de 6 horas o menos (generalmente hasta 6 horas desde las 5 o 6 pm), podrían generar una cantidad de energía igual a la suministrada en la actualidad, generando con SFV para extender el servicio durante el día e incrementando el número de horas de servicio.
- La tabla siguiente muestra la capacidad del SFV requerida para generar 431 kWh/día en la localidad de Taraira en el Vaupés para generar una cantidad igual a la actualmente suministrada.

**Tabla 80. Capacidad del SFV en Taraira para duplicar la oferta de energía**

Localidad	Servicio a Junio 2015 (h/día)	Potencia SFV (kWp)	Energía Fotovoltaica (kWh)	Fracción Demanda Diaria Energía Junio 2015 (%)	Fracción Demanda Diurna Energía Junio 2015(%)
Taraira - Vaupés	6	120	412	100%	NA

#### Consideraciones sobre el diseño de los SH

- La definición de la arquitectura de los sistemas y sus componentes requiere de la actualización de la información de la demanda de energía (número de usuarios, demanda por tipos de usuario, tasa de crecimiento de la demanda, entre otros). Además es necesario identificar la condición de los equipos de generación existentes (capacidad, vida útil, entre otros), su capacidad de ser integrados en sistemas híbridos,

disponibilidad de espacio para los sistemas fotovoltaicos, cuartos de baterías y equipo electrónico del Sistema Híbrido, y optimizar el SH para determinar la mejor estrategia de despacho de la energía. Además implementar las medidas técnicas para el monitoreo de la generación Diésel, la solar y la operación del banco de baterías. los equipos existentes. La arquitectura del sistema y la estrategia de despacho son cruciales por cuanto los bancos de baterías son costosos y tienen una vida útil determinada por la estrategia de operación del SH.

### Potencial de los SFV en los SH

Para estimar el potencial de incremento de la generación con energía solar, la reducción de consumo de Diésel y de emisiones, se ha analizado el impacto que tienen los incrementos de generación solar en cada una de las centrales.

Tabla 81. Potencial de SFV en las ZNI

Departamento	2014					GENERACIÓN FOTOVOLTAICA					
	Energía Generada		Consumo Diesel	Emisiones		Energía Generada	Potencia SFV	Rendimiento	Diesel ahorrado	Reducción Emisiones	
	(kWh)	(%)	(gal)	(tCO2)	(%)	(kWh)	(kWp)	(kWh/kWp)	(gal)	(tCO2)	(%)
AMAZONAS	47,100,088	11.0%	3,451,180	35,029	10.3%	18,788,417	15,832	1,187	1,385,489	14,063	8.1%
ANTIOQUIA	4,884,648	1.1%	437,875	4,444	1.3%	3,775,558	3,182	1,187	345,682	3,509	2.0%
BOLIVAR	302,856	0.1%	26,651	271	0.1%	227,142	155	1,466	19,988	203	0.1%
CAQUETA	4,013,520	0.9%	363,025	3,685	1.1%	3,522,844	2,969	1,187	321,022	3,258	1.9%
CASANARE	250,804	0.1%	20,846	212	0.1%	188,103	142	1,326	15,518	158	0.1%
CAUCA	23,284,248	5.4%	2,026,443	20,568	6.0%	13,746,073	11,583	1,187	1,185,581	12,034	7.0%
CHOCO	32,489,560	7.6%	2,826,285	28,687	8.4%	21,802,476	20,822	1,047	1,887,732	19,160	11.1%
GUAINIA	16,695,880	3.9%	1,341,712	13,618	4.0%	12,591,738	9,494	1,326	915,702	9,294	5.4%
GUAVIARE	976,156	0.2%	82,075	833	0.2%	547,939	462	1,187	46,747	474	0.3%
LA GUAJIRA	328,264	0.1%	27,082	275	0.1%	328,264	204	1,606	31,973	325	0.2%
META	3,672,300	0.9%	306,209	3,108	0.9%	1,666,072	1,256	1,326	138,679	1,408	0.8%
NARIÑO	49,463,848	11.5%	4,452,474	45,193	13.2%	37,682,580	35,988	1,047	3,399,120	34,501	20.0%
PUTUMAYO	13,971,552	3.3%	1,151,905	11,692	3.4%	6,259,016	5,978	1,047	476,544	4,837	2.8%
SAN ANDRES	208,025,488	48.5%	15,122,637	153,495	44.9%	79,049,685	53,925	1,466	5,707,387	57,930	33.5%
VALLE DEL CAUCA	4,901,832	1.1%	474,999	4,821	1.4%	4,901,832	4,131	1,187	474,999	4,821	2.8%
VAUPES	10,816,056	2.5%	885,218	8,985	2.6%	4,396,077	3,704	1,187	326,261	3,312	1.9%
VICHADA	7,818,744	1.8%	650,019	6,598	1.9%	4,281,896	3,067	1,396	353,650	3,590	2.1%
<b>Total</b>	<b>428,995,844</b>	<b>100.0%</b>	<b>33,646,635</b>	<b>341,513</b>	<b>100.0%</b>	<b>213,755,713</b>	<b>172,893</b>		<b>17,032,075</b>	<b>172,876</b>	
						Reducciones	<b>50.2%</b>		<b>49.4%</b>	<b>49.4%</b>	
						con referencia a 2014					

## Sistema Fotovoltaico Tipo

Como mencionado anteriormente, cada sistema de generación Diésel ubicado en las ZNI tiene sus características propias de localización (región, lugar, características climáticas, disponibilidad de recursos renovables, disponibilidad de área para la instalación de los sistemas renovables), de equipos (diferentes capacidades, vida útil restante de las plantas, etc.), de administración, operación y mantenimiento (costo de combustible y lubricantes, salarios), de servicio (horas de servicio, calidad del servicio, etc.), por lo que aquí se abordará la propuesta de hibridización desde un punto de vista general. Este punto de vista estima el costo de energía eléctrica fotovoltaica para ser comparada con el costo de generación Diésel actual y poner en evidencia, en una aproximación genérica, la ventaja comparativa de la generación solar.

### Costo de generación solar fotovoltaica

Puesto que los sistemas Diésel se encuentran actualmente en operación, el objetivo de esta sección es estimar el costo de generación de la componente híbrida, para de esta manera tener un costo de generación que puede ser comparada por los operadores de las plantas con los costos de generación de las plantas Diésel.

El costo de generación de los SFV en la hibridización de las plantas Diésel existentes se compone de los siguientes costos:

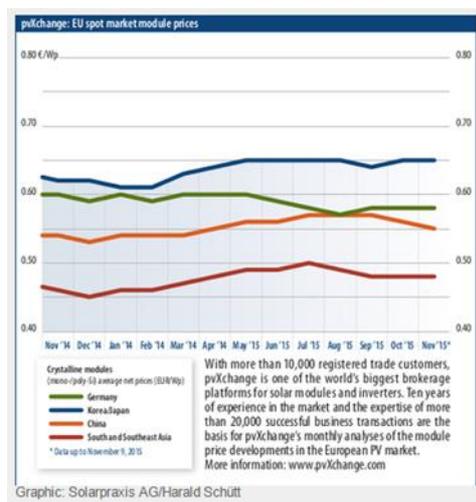
- Costo de inversión
- Costos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM)

El costo de inversión de los SFV está compuesto por el costo de los siguientes elementos:

- Costo de módulos fotovoltaicos
- Costo de banco de baterías
- Costo de inversores/cargadores
- Costos de transporte, instalación y montaje

Los costos de los sistemas fotovoltaicos han experimentado cambios supremamente importantes durante los años recientes. Primero que todo, ha habido un reducción muy importante en precio de los módulos solares hasta tal punto que los módulos fotovoltaicos se ofrecen en el mercado mundial a 600 US\$/kW FOB (Free On Board).

Figura 59. Mercado spot de la Unión Europea para módulos cristalinos



Fuente: [http://www.pvxchange.com/products/Archive.aspx?template\\_id=1&langTag=en-GB](http://www.pvxchange.com/products/Archive.aspx?template_id=1&langTag=en-GB) accessed 5<sup>th</sup> December 2015.

Los inversores solares también han disminuido su costo, el cual depende de su potencia y funcionalidad. Inversores maestros para redes híbridas cuestan entre 600 y 700 US\$/kW para potencias entre 6 y 4.6 kW. Inversores para acoplar directamente entre módulos fotovoltaicos y red AC, cuestan alrededor de 600 US\$/kW para potencias de alrededor de 1.5 kW. Las baterías tubulares de plomo -ácido se tienen en el mercado internacional a 200 US\$/kWh. Baterías Li-Ion en el rango 300 a 400 US\$/kWh.

Cuando se trata de proyectos en Colombia, en las ZNI, es necesario considerar costos de nacionalización de equipos, posteriormente costos de transporte e instalación de los módulos, de las pesadas baterías y demás equipos a zonas remotas lo que tiene un impacto notable sobre la estructura de costos de los proyectos. A través de conversaciones realizadas con expertos instaladores y desarrolladores de proyectos fotovoltaicos en Colombia, se ha obtenido la estructura de costos que se da en la tabla siguiente.

Tabla 82. Estructura de costos de componente solar de sistemas híbridos

Componente	Participación
Módulos	26%
Inversores	10%
Baterías	40%
Mano de Obra	17%
Otros	7%
Total	100%

Fuente: Instaladores/desarrolladores de proyectos con SFV

Durante 2015, el IPSE desarrolló tres proyectos en las islas Isla Fuerte, Santa Cruz del Islote e Isla Múcura (región Golfo de Morrosquillo), en donde instaló 250 kWp de sistemas fotovoltaicos

con una inversión de \$7.000 millones. Este costo incluye módulos, estructuras de montaje, bancos de baterías, inversores de SFV e inversores de red, transporte e instalación.

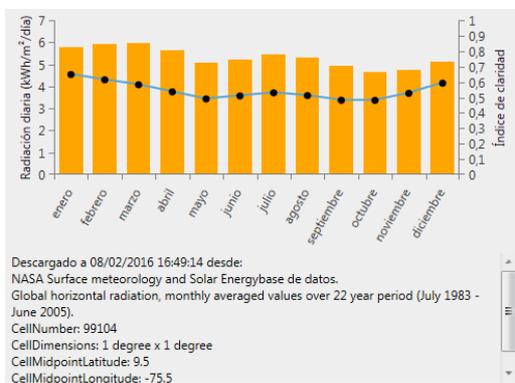
**Costo Nivelado de Energía Eléctrica**

Para calcular el costo de generación de la energía eléctrica solar es necesario tener en cuenta los siguientes factores:

Energía solar disponible

Para el proyecto del IPSE en mención, la energía solar disponible en Golfo de Morrosquillo es de 5.32 kWh/m<sup>2</sup>/día promedio anual.

*Figura 60. Energía solar disponible en el Golfo de Morrosquillo*



Fuente: HOMER

Tasa descuento y vida útil

Se ha supuesto una tasa de descuento del 10% anual y una vida útil de 20 años del proyecto.

Factores de derateo

Se consideran los siguientes factores de derateo:

- *Derateo por efecto de la temperatura* de las celdas solares. Este se ha supuesto para módulos estándar de Si poly o monocristalino de 85%.
- *Derateo correspondiente al ciclo carga descarga de las baterías*, incluye el ciclo en las baterías, la eficiencia de los inversores y de los cargadores, y es de 80%.
- *Porcentaje de energía generada ciclada por el banco de baterías*. Este % depende de la estrategia de despacho del sistema. Se supone que 50% de la energía generada va directamente a los usuarios en AC y el restante 50% cicla por las baterías.

El costo nivelado de la energía (LCOE) de los proyectos del IPSE del 2015 en el Golfo de Morrosquillo resulta de \$2365/kWh (

Tabla 83).

Tabla 83. Costo nivelado de la energía eléctrica – Caso proyectos Golfo de Morrosquillo

<b>Costo Nivelado de Energía Fotovoltaica</b>	
<b>Potencia Instalada - kWp</b>	250
<b>Costo de Capital</b>	
Costo de Capital - \$/kWp	28,000,000
Costo Inicial de Capital - \$	7,000,000,000
<b>Costo Anual de Operación</b>	
Costo Anual Fijo O&M- % de Línea 2-Costo de Capital FV	0.80%
<b>Recuperación de Capital</b>	
Vida física de la planta FV en años	20
Tasa de interés - %	10%
Factor de Recuperación de Capital (Capital Recovery Factor - CRF)	0.1175
<b>Capacidad &amp; Energía Generada</b>	
Horas de Sol Estándar-horas por día	5.32
Factor derateo de módulos por temperatura	85.0%
Factor Capacidad- %	18.84
Factor derateo por ciclo en baterías	80.0%
Energía que cicla por baterías	50.0%
Energía Generatada por Año- kWh/1kWp	1485
<b>Costo Anual Nivelado (Levelized Cost of Energy - LCOE)</b>	
Amortización Anual - \$/ 1kWp	3,288,869
O&M Fijo Anual-\$/ 1 kWp	224,000
<b>LCOE - \$/kWh</b>	<b>2,365</b>
<b>Reemplazos de Equipos</b>	
Costo actual del 1er reemplazo de baterías - fracción	40%
Periodo del 1er reemplazo de baterías - año	7
Tasa escalación precios - %/año	2%
TD	10%
Valor Presente del 1er reemplazo	23.6%
Costo actual del 2do reemplazo de baterías - fracción	40%
Periodo del 2do reemplazo de baterías - año	14
Tasa escalación precios - %/año	2%
TD	10%
Valor Presente del 2do reemplazo	13.9%
Costo actual del reemplazo de inversores - fracción	10%
Periodo del reemplazo inversores - año	10
Tasa escalación precios - %/año	2%
TD	10%
Valor Presente del reemplazo de inversores	4.7%
<b>Fracción Total de Valor Presente de Todos los reemplazos</b>	<b>42.2%</b>
<b>LCOE incluyendo reemplazos durante vida útil - \$/kWh</b>	<b>3,362</b>

Fuente: Cálculos propios.

Es importante tener en cuenta los siguientes factores que afectan este costo nivelado:

- *Reposición de equipos.* Las baterías tienen una vida útil que se da en número de ciclos de carga/descarga el cual a su vez depende del material y tipo de la batería, la profundidad de las descargas, y la temperatura de operación, principalmente. Lo anterior indica que dependiendo de la estrategia de despacho de la energía, los bancos de baterías se reemplazarán entre los 7 y 10 años de servicio. Los inversores y demás equipos electrónicos suele tener un MTBF<sup>64</sup> de 100.000 horas de servicio que corresponde a aproximadamente 11 años, de tal suerte que se haría un reemplazo de todos estos equipos durante la vida útil del proyecto. Dado que las baterías son el 40% del valor del sistema, si se hacen 2 reemplazos de banco de baterías a los 7 y 14 años, y que se hace un reemplazo de inversores que son el 10% del sistema a los 10 años, el incremento del Valor Presente Total de la inversión es de 42.2% del costo inicial de la inversión, suponiendo que la tasa de escalación de precios de los bienes reemplazados es de 2% que corresponde a la devaluación anual del dólar. El costo nivelado de la energía es entonces de **\$3.362/kWh**.
- *Devaluación del peso colombiano.* Los proyectos mencionados fueron licitados durante 2015, y a Enero de 2016, el promedio de la tasa de cambio ha pasado de 3000 Col\$/US\$ promedio segundo semestre de 2015 a US\$3300 en la actualidad<sup>65</sup>. Este aumento del 10% incide en un incremento en por los menos el 76% del LCOE que corresponde a los costos de los equipos importados (módulos e inversores, y materiales para la fabricación de las baterías), para un total de 7.6% de posible incremento del LCOE.
- El efecto combinado de estos factores de costo aumentaría el LCOE en aproximadamente 7.6% adicional, por lo que el costo del LCOE sería de **\$3.618/kWh**.

Por tanto, desde el punto de vista económico y para hacer este kWh más competitivo frente al costo de la generación Diésel **es necesario buscar una reducción de costos en los proyectos futuros.**

### Costo Nivelado de Energía en Diferentes Regiones del País

La disponibilidad de energía solar varía dependiendo de la región en el país. Teniendo en cuenta este factor, el LCOE variará entre el valor más bajo de \$2.981/kWh para la Guajira y \$5.111/kWh para la Costa Pacífica.

---

<sup>64</sup> MTBF: Mean time between failures (Vida media entre fallas).

<sup>65</sup> <http://dolar.wilkinsonpc.com.co/divisas/dolar.html>

Tabla 84. Costo nivelado de la energía en diferentes regiones del país

Región	Radiación (kWh/m <sup>2</sup> /día)	Generación anual (kWh/kWp)	LCOE (\$/kWh)
Amazonas	4.25	1,187	4,207
Antioquia	4.25	1,187	4,207
Bolívar	5.25	1,466	3,406
Caquetá	4.25	1,187	4,207
Casanare	4.75	1,326	3,764
Cauca	4.25	1,187	4,207
Choco	3.75	1,047	4,768
Guainía	4.75	1,326	3,764
Guajira	5.75	1,606	3,110
Guaviare	4.25	1,187	4,207
Meta	4.75	1,326	3,764
Nariño	3.75	1,047	4,768
Putumayo	3.75	1,047	4,768
San Andrés	5.25	1,466	3,406
Valle del Cauca	4.25	1,187	4,207
Vaupés	4.25	1,187	4,207
Vichada	5.00	1,396	3,576

Fuente: Cálculos propios.

## Evaluación de beneficios

Los beneficios esperados son los siguientes:

### Mejoramiento del servicio.

El mejoramiento del servicio consiste en el aumento de la energía disponible diariamente, el aumento de las horas de servicio, la confiabilidad y calidad del producto técnico (tensión y frecuencia). *Estas mejoras se pueden determinar mediante el sistema de telemetría.*

### Reducción de la dependencia de los combustibles fósiles

La reducción del consumo de combustible por kWh suministrado es proporcional a la penetración de la energía renovable en el sistema de generación. *Como el sistema de telemetría introducirá la medición de la contribución renovable, la reducción del consumo de combustible por kWh suministrado se puede determinar de allí.*

### Beneficios económicos.

En los sistemas híbridos (Diésel + renovable), si se tiene una reducción en el costo de generación de electricidad este debería tener un impacto en los subsidios que se otorgan a los operadores locales. Es importante tener en cuenta entonces que la definición de la formula tarifaria y las metodologías para la remuneración de las actividades de generación, distribución

y comercialización del servicio de energía eléctrica en las ZNI se encuentra en desarrollo (Resolución CREG 004-2014 en desarrollo).

### Beneficios ambientales

La utilización de energía solar en el sistema híbrido:

- Reduce las emisiones sonoras de las plantas Diésel durante las horas de servicio de energía
- Reduce las emisiones de las plantas Diésel en la localidad
- Reduce el consumo de lubricantes
- Reduce la disposición final de productos derivados del mantenimiento de la plantas Diésel.

### Reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>

A manera de ejemplo, consideremos la reducción de emisiones que causa un generador fotovoltaico en un sistema híbrido Diésel-solar-banco de baterías. La reducción de emisiones de del generador fotovoltaico-banco de baterías en un sistema híbrido es proporcional a las emisiones específicas de las plantas Diésel con las cuales está integrado el sistema fotovoltaico. La tabla siguiente muestra las emisiones anuales evitadas por kWp de generador solar para diferentes regiones del país y para diferentes capacidades de plantas Diésel que están integradas en el sistema híbrido (Tabla 85). Como puede observarse entre más pequeña sea la planta Diésel y mayor la energía solar, mayores son las emisiones evitadas. Por el contrario, entre más baja sea la radiación solar y mayor la capacidad de la planta Diésel, menor es la cantidad de emisiones anuales evitadas.

Tabla 85. Reducción anual de emisiones por kWp de generador solar en un sistema híbrido Diésel-fotovoltaico

Región	Radiación (kWh/m <sup>2</sup> /día)	Generación anual (kWh/kWp)	Emisiones anuales evitadas - kgCO <sub>2</sub> /kWp				
			Rango capacidad planta diesel				
			100 ≤ P/kW	100 < P/kW ≤ 200	200 < P/kW ≤ 1000	1000 < P/kW ≤ 2000	P/kW >2000
Amazonas	4.25	1,187	1,174	1,060	993	965	870
Antioquia	4.25	1,187	1,174	1,060	993	965	870
Bolívar	5.25	1,466	1,450	1,309	1,227	1,192	1,075
Caquetá	4.25	1,187	1,174	1,060	993	965	870
Casanare	4.75	1,326	1,312	1,184	1,110	1,078	972
Cauca	4.25	1,187	1,174	1,060	993	965	870
Choco	3.75	1,047	1,036	935	876	851	768
Guainía	4.75	1,326	1,312	1,184	1,110	1,078	972
Guañira	5.75	1,606	1,588	1,434	1,344	1,305	1,177
Guaviare	4.25	1,187	1,174	1,060	993	965	870
Meta	4.75	1,326	1,312	1,184	1,110	1,078	972
Nariño	3.75	1,047	1,036	935	876	851	768
Putumayo	3.75	1,047	1,036	935	876	851	768
San Andrés	5.25	1,466	1,450	1,309	1,227	1,192	1,075
Valle del Cauca	4.25	1,187	1,174	1,060	993	965	870
Vaupés	4.25	1,187	1,174	1,060	993	965	870
Vichada	5.00	1,396	1,381	1,247	1,169	1,135	1,023

Fuente: Cálculos propios.

## Evaluación de cobeneficios

Como resultado del aumento de una hora del servicio de energía eléctrica en las ZNI<sup>66</sup>, se tienen los siguientes cobeneficios:

- Económicos
  - Aumento del valor del agregado municipal en 6%,
- Sociales que implican un cambio en la calidad de vida de los individuos de una comunidad o de la sociedad en general, que no vienen expresados en términos monetarios.
  - Reducción del índice de pobreza (NBI) en 1.38 puntos, y
  - Mejora las pruebas de Saber que se realizan en el grado 11 en 0.13.

Se tienen además los siguientes cobeneficios (descripción nominal):

- Institucionales como es:

<sup>66</sup> Desarrollo y aplicación piloto de la metodología de evaluación de los cobeneficios de acciones de mitigación del cambio climático. Elaborado por Econometría Consultores para MADS (Abril 2014) Bogotá

- Expansión de la cobertura de energía eléctrica. Facilita el acceso a los habitantes de las ZNI a la energía eléctrica y a sus servicios.
- Ambientales
  - Reducción de las emisiones de productos de combustión para iluminación (velas, otros) por parte de usuarios que carecen del servicio de energía eléctrica.
  - Reducción de contaminación sonora cuando se emplean plantas Diésel
  - Reducción de los riesgos de derrame del Diésel durante su transporte
  - Incremento de la utilización de fuentes de energía renovable.

## Gestión de baterías y equipos electrónicos reemplazados

Las baterías que se reemplazan cuando cumplen su vida útil deben ser transportadas hacia las plantas de reciclaje existentes en el país, como por ejemplo, la planta de reciclaje de baterías MAC en la ciudad de Yumbo. Esta gestión puede ser contratada con la empresa que provea las baterías de reemplazo.

Igualmente los inversores y demás equipo electrónico de regulación y control reemplazado deben ser trasladado las plantas recicladoras de equipos electrónicos, gestión puede ser contratada con la empresa que provea los equipos de reemplazo.

## Monitoreo y seguimiento

Para el monitoreo y seguimiento del comportamiento de los sistemas híbridos es necesaria la medición de las características de la generación como lo hace el CNM pero monitoreando además la generación del SFV y la operación (carga-descarga) del banco de baterías.

## Centrales Diésel a hibridizar en el Proyecto Piloto 2

Los criterios para la selección de proyectos que se han propuesto son los siguientes:

- Criterio 1. Índice de NBI.
- Criterio 2. Índice de Cobertura de Energía Eléctrica Resto
- Criterio 3. Número de VSS
- Criterio 4. Plantas Diésel a hibridizar
- Criterio 5. Sistema de telemetría
- Criterio 6. Tecnologías y potencial de energía renovable
- Criterio 7. Localidades con los mayores costos de combustible y costos de usuarios aislados
- Criterio 8. Localidades con el mayor número de habitantes
- Criterio 9. Apalancamiento financiero.

Puesto que las plantas Diésel a hibridizar son plantas Diésel ya existentes, entonces los criterios 1 a 3 no aplican pero si pueden ser empleados para control de los mismos en las localidades seleccionadas.

#### Criterio 4. Plantas Diésel a hibridizar

*Las plantas Diésel a hibridizar son, cada una de ellas, un proyecto a analizar individualmente. La información disponible sobre las plantas Diésel en operación proviene del IPSE y de la SSPD. La información del IPSE es específica para las 72 localidades reportadas por el CNM. Para estas localidades se tiene información sobre la capacidad de generación Diésel, las características eléctricas como curva de carga, frecuencia y número de horas de servicio. La información sobre el número de usuarios conduce a valores no razonables de consumo por usuario, máximo si tampoco se da el tipo de usuario (residencial, comercial, otros), como puede calcularse fácilmente. Para las restantes localidades reportadas por el IPSE (1450 menos 72 reportadas por el CNM del IPSE) se debe recurrir a la información de la SSPD. En otros productos de este estudio se ha ya manifestado la necesidad de consolidar la información del IPSE y la SSPD.*

Por tanto el criterio para seleccionar las localidades a hibridizar buscando el máximo beneficio económico es seleccionar las localidades que tengan la mayor generación Diésel y el menor número de horas de servicio en la actualidad. La mayor generación Diésel se tiene en San Andrés, Leticia e Inírida con generación superior al millón de kWh/mes. Las posibilidades de generación con energía renovables en estos sistemas escapan al alcance de este estudio.

*De acuerdo a lo anterior, son las localidades con servicio del CNM del IPSE (exceptuando San Andrés y Leticia) las que se consideran que tienen información básica para el diseño de los SH. Es necesario entonces advertir de la necesidad de confirmar la información de tipo técnico y la relacionada con la prestación del servicio a los usuarios durante la fase de estudios.*

#### Criterio 5. Sistema de telemetría

Las plantas reportadas por el CNM disponen de un sistema de telemetría que ha permitido el registro de variables que facilitan el diseño del sistema híbrido. Haría falta introducir el equipo de medición para la generación renovable y dependiendo de la arquitectura del sistema híbrido, la medición total del sistema híbrido o la medición bidireccional del banco de baterías. Además, las centrales Diésel reportadas por el CNM son las únicas sobre las que hay información técnica básica para su hibridización y cuentan con la infraestructura para el monitoreo y la verificación, la cual será necesario complementar.

#### Criterio 6. Tecnologías y potencial de energía renovable

La información de recursos renovables sobre energía solar debe estar disponible así como otros recursos renovables. La información sobre energía solar es la que ofrece mayor grado disponibilidad y certidumbre, proveniente del Atlas de Radiación Solar de la UPME y de NASA.

La tecnología de hibridización disponible actualmente y más comercial es la hibridización con SFV y bancos de baterías.

### **Criterio 7. Localidades con los mayores costos de combustible y costos para los usuarios aislados**

Los mayores costos de combustible están asociados a los precios en los centros de abasto disponibles en varias regiones del país más los costos de transporte de estos centros al lugar de empleo.

### **Criterio 8. Localidades con el mayor número de habitantes**

Las localidades con el mayor número de habitantes y mayor número de horas de servicio demandan el mayor consumo de Diésel y mayores emisiones de CO<sub>2</sub>, por lo que el potencial de ahorro de combustible y reducción de emisiones es el mayor. Sin embargo, por tratarse de un proyecto piloto y por la magnitud de los recursos requeridos se buscarán proyectos que correspondan con el uso de equipo estándar para la hibridización buscando de esta manera reducir costos y aumentar la rapidez de implementación de los proyectos. Por tanto, para los fines del proyecto piloto no se empleará este criterio.

### **Criterio 9. Apalancamiento financiero**

No se ha aplicado este criterio porque están por establecerse las fuentes de apalancamiento financiero.

### **Criterio 10. Uso de equipos estándar**

El rango de equipos estándar para la hibridización de las centrales Diésel es hasta aproximadamente 300 kWp.

### **Cumplimiento de criterios**

Las siguientes siete centrales Diésel seleccionadas para el Proyecto Piloto 2, cumplen con los criterios anteriores, además de que tienen los siguientes atributos:

- todas ellas a los tres rangos de prestación de servicio consideradas,
- se encuentran localizadas en diferentes departamentos de país con diferentes potenciales de energía solar.

El total de la capacidad a instalar alcanza 898 kWp y la reducción de emisiones, 943 tCO<sub>2</sub>, para un aumento de la generación de 3081 kWh/día, que representa un incremento de la generación entre 38% y 100% para cada una de las centrales Diésel.

Tabla 86. Centrales seleccionadas para el programa piloto de hibridación de centrales Diésel.

Localidad	Departamento	SERVICIO ACTUAL			Generación Fotovoltaica				
		Promedio Prestación Servicio (hr/día)	Energía Mensual (kWh)	Capacidad Operativa (kW)	HSS (kWh/m <sup>2</sup> /día) NASA	Incremento energía (%)	SFV (kWp)	Generación (kWh/día)	Emisiones Evitadas (tCO <sub>2</sub> /año)
BARRANCO MINAS (BARRANCO MINAS - GUAINÍA)	GUAINIA	6.50	9,073	200	4.67	75%	63	227	73
GILGAL (UNGUÍA - CHOCO)	CHOCO	7.33	20,958	400	4.2	75%	163	524	158
MIRAFLORES (MIRAFLORES - GUAVIARE)	GUAVIARE	16.88	55,267	824	4.64	38%	197	700	211
MOSQUERA (MOSQUERA - NARIÑO)	NARIÑO	23.50	88,891	900	4.66	38%	316	1126	339
NAPIPI (BOJAYÁ (BELLAVISTA) - CHOCO)	CHOCO	9.73	14,469	160	4.1	75%	115	362	116
NOANAMITO (LOPEZ (MICAY) - CAUCA)	CAUCA	6.53	5,120	200	4.31	75%	39	128	41
TARAIRA (Vaupés)	VAUPES	6.00	434	228	4.49	100%	4	14	4
<b>Totales</b>							<b>898</b>	<b>3081</b>	<b>943</b>

## Anexo 1. CONCEPTOS BÁSICOS DIVISIONES TERRITORIALES

Con el objeto de proporcionar un mayor entendimiento y lectura del presente documento, se explican los siguientes conceptos básicos sobre las divisiones territoriales existentes en Colombia y la reglamentación para su constitución y/o existencia<sup>67</sup>.

**Área metropolitana:** entidad administrativa, formada por un conjunto de dos o más municipios integrados alrededor de un municipio núcleo o metrópoli, vinculados entre sí por estrechas relaciones de orden físico, económico y social, que para la programación y coordinación de su desarrollo y para la racional prestación de sus servicios públicos requiere una administración coordinada (Artículo 1, Ley 128 de 1994).

**Área urbana:** se caracteriza por estar conformada por conjuntos de edificaciones y estructuras contiguas agrupadas en manzanas, las cuales están delimitadas por calles, carreras o avenidas, principalmente. Cuenta por lo general, con una dotación de servicios esenciales tales como acueducto, alcantarillado, energía eléctrica, hospitales y colegios, entre otros. En esta categoría están incluidas las ciudades capitales y las cabeceras municipales restantes.

**Área rural o resto municipal:** se caracteriza por la disposición dispersa de viviendas y explotaciones agropecuarias existentes en ella. No cuenta con un trazado o nomenclatura de calles, carreteras, avenidas, y demás. Tampoco dispone, por lo general, de servicios públicos y otro tipo de facilidades propias de las áreas urbanas.

**Cabecera Municipal (CM):** es el área geográfica que está definida por un perímetro urbano, cuyos límites se establecen por acuerdos del Concejo Municipal. Corresponde al lugar en donde se ubica la sede administrativa de un municipio.

**Centro poblado (CP):** es un concepto creado por el DANE para fines estadísticos, útil para la identificación de núcleos de población. Se define como una concentración de mínimo veinte (20) viviendas contiguas, vecinas o adosadas entre sí, ubicada en el área rural de un municipio o de un Corregimiento Departamental. Dicha concentración presenta características urbanas tales como la delimitación de vías vehiculares y peatonales. En las tablas referidas a la codificación de la Divipola, se identifican en la columna “Categoría” con la expresión o etiqueta “CP”, indicando que si bien se trata de un centro poblado, no se cuenta con la precisión de la autoridad municipal, que permita afirmar si se trata de un caserío, de una inspección de policía, o de un corregimiento municipal. Este concepto considera:

---

<sup>6767</sup> Descargado 01/07/2015. [https://www.dane.gov.co/files/inf\\_geo/4Ge\\_ConceptosBasicos.pdf](https://www.dane.gov.co/files/inf_geo/4Ge_ConceptosBasicos.pdf)

- **Caserío (CAS):** sitio que presenta un conglomerado de viviendas, ubicado comúnmente al lado de una vía principal y que no tiene autoridad civil. El límite censal está definido por las mismas viviendas que constituyen el conglomerado.
- **Inspección de Policía (IP):** es una instancia judicial en un área que puede o no ser amanzanada y que ejerce jurisdicción sobre un determinado territorio municipal, urbano o rural y que depende del departamento (IPD) o del municipio (IPM). Es utilizada en la mayoría de los casos con fines electorales. Su máxima autoridad es un Inspector de Policía.
- **Corregimiento municipal (C):** es una división del área rural del municipio, la cual incluye un núcleo de población, considerada en los Planes de Ordenamiento Territorial, P.O.T. El artículo 117 de la ley 136 de 1.994 faculta al concejo municipal para que mediante acuerdos establezca esta división, con el propósito de mejorar la prestación de los servicios y asegurar la participación de la ciudadanía en los asuntos públicos de carácter local.

**Corregimiento Departamental (CD):** es una división del departamento, al tenor del Decreto 2274 del 4 de octubre de 1991, la cual incluye un núcleo de población. Según esta misma disposición, los ahora corregimientos departamentales no forman parte de un determinado municipio.

**Departamento:** de acuerdo con el Artículo 298 de la actual Constitución Política de Colombia, es una entidad territorial que goza de autonomía para la administración de los asuntos seccionales y la planificación y promoción del desarrollo económico y social dentro de su territorio en los términos establecidos por la Constitución y las leyes. Los departamentos ejercen funciones administrativas, de coordinación, de complementariedad de la acción municipal, de intermediación entre la Nación y los municipios y de prestación de los servicios que determinen la Constitución y las leyes.

**Entidad territorial:** de acuerdo con los artículos 286 y 287 de la actual Constitución Política de Colombia, se da este calificativo a los departamentos, los distritos, los municipios y los territorios indígenas; gozan de autonomía para la gestión de sus intereses dentro de los límites de la Constitución y de la ley.

**Municipio:** de acuerdo con el Artículo 311 de la actual Constitución Política de Colombia y la Ley 136 de junio 2 de 1994, es la entidad territorial fundamental de la división político-administrativa del Estado, con autonomía política, fiscal y administrativa dentro de los límites que le señalen la Constitución y las leyes de la República. Sus objetivos son la eficiente prestación de los servicios públicos a su cargo, la construcción de las obras que demande el progreso local, la ordenación de su territorio, la promoción de la participación comunitaria en la gestión de sus intereses y el mejoramiento social y cultural de sus habitantes. La creación de un municipio obedece a lo reglamentado en la Constitución y las Leyes (136 de 1994, 177 de 1994 y 617 de 2000), donde se establecen los requisitos, excepciones y anexos, que deben ser sustentados para el establecimiento de un territorio como municipio. Dentro de los requisitos se pueden mencionar los siguientes: 1. Que el área del municipio propuesto tenga identidad,

atendidas las características naturales, sociales, económicas y culturales. 2. Que cuente por lo menos con catorce mil (14.000) habitantes y que el municipio o municipios de los cuales se pretende segregar no disminuya su población por debajo de este límite señalado, según certificación del Departamento Administrativo Nacional de Estadística, DANE. 3. Que el Municipio propuesto garantice, por lo menos, ingresos corrientes de libre destinación anuales equivalentes a cinco mil (5.000) salarios mínimos mensuales vigentes, durante un período no inferior a cuatro (4) años. 4. Estudio de conveniencia económica y social de la iniciativa y de viabilidad, elaborado por el órgano departamental de planeación. En ningún caso podrá crearse un municipio que sustraiga más de la tercera parte del territorio del municipio o municipios de los cuales se segrega. De forma previa a la sanción de la ordenanza de creación del municipio, el Tribunal Contencioso Administrativo ejercerá control automático previo sobre la legalidad de la misma. Si el proyecto no se encontrare ajustado a la ley no podrá sancionarse. Cuando no hubiere precedido la consulta popular a la ordenanza que apruebe la creación de un nuevo municipio, una vez ésta se expida será sometida a referéndum en el que participen los ciudadanos del respectivo territorio. El referéndum deberá realizarse en un plazo máximo de (6) seis meses, contados a partir de la fecha de sanción de la ordenanza. Si el proyecto de ordenanza 3 fuere negado, se archivará y una nueva iniciativa en el mismo sentido sólo podrá presentarse tres (3) años después. También podrán las Asambleas Departamentales elevar a municipios sin el lleno de los requisitos generales los corregimientos creados por el Gobierno Nacional antes de 1991 que se encuentren ubicados en las zonas de frontera siempre y cuando no hagan parte de ningún municipio, previo visto bueno del Presidente de la República.

## Anexo 2. EL ROL DE LA ENERGÍA EN EL MEJORAMIENTO DE LA CONDICIONES DE VIDA

Los habitantes rurales adquieren productos que les prestan diversos tipos de servicios. Tales productos suelen ser:

- Combustible para iluminación interior
- Pilas para radios
- Baterías para televisores

La utilización de estos productos produce servicios que no son de la mejor calidad (la luz de las velas y mecheros es de baja calidad), los productos de la combustión de velas y kerosene para iluminación tiene efectos nocivos para la salud, su uso conlleva riesgo de incendio en las viviendas, las baterías empleadas para los TV deben ser recargadas en sitios distantes y su transporte es difícil y molesto, y la disposición final de pilas y baterías se realiza generalmente de manera inapropiada. Por otro lado, los costos de estos productos suelen representar entre 10 y 20 US\$/mes, lo cual para la calidad del servicio que prestan resulta oneroso.

La posibilidad de emplear energía eléctrica les permite a los usuarios rurales tener servicios de mejor calidad (mejor calidad en la iluminación), permite el empleo de nuevos equipos para nuevos servicios (licuadoras, neveras, refrigeradores, ventiladores, cargadores de celular, TV y reproductores de video, entre otros) y abre la posibilidad de emplear la energía para fines productivos.

El uso de la energía eléctrica conlleva beneficios sobre la salud (reducción de la combustión dentro de los hogares), la mejora en la iluminación para la ejecución de las tareas escolares y aumento de actividades productivas hogareñas, conservación de alimentos y vacunas en refrigeradores y congeladores respectivamente, mejora de la información pasiva recibida en TVs y posibilidad de comunicación vía celular, habida cuenta de disponibilidad de señales de TV y de telefonía celular, la posibilidad en las aldeas de adelantar programas de alfabetización<sup>68</sup>.

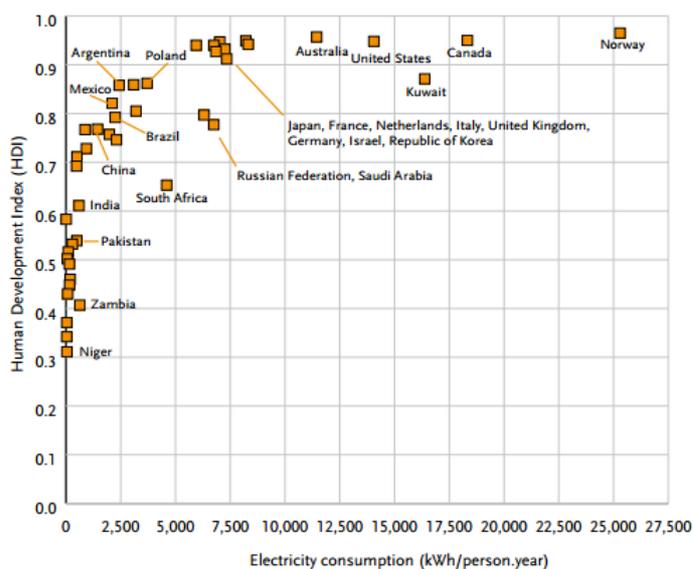
Una manera diferente de considerar el desarrollo de una nación es el Índice de Desarrollo Humano (IDH, en inglés, HDI). Este indicador fue propuesto por el PNUD para medir el nivel de

---

<sup>68</sup> **The Welfare Impact of Rural Electrification: a Reassessment of the Costs and Benefits.** The World Bank (2008) New York.

desarrollo humano de un territorio<sup>6970</sup>. La figura siguiente muestra en enorme impacto que tiene el suministro de energía en el IDH. Muy pequeñas cantidades de energía anualmente producen un cambio elevado en el IDH, con cifras de energía que podrían corresponder a los niveles anuales de energía en el sector rural colombiano.

Figura 61. Relación entre IDH y el consumo per cápita de energía eléctrica 2003-2004



Fuente: Chu, S., J. Goldemberg. **Lighting the Way**. InterAcademy Council (2007) Washington

Es importante anotar que si bien el uso de formas modernas de energía en el sector rural produce impactos en los habitantes y comunidades, estos se materializan cuando corresponden a planes y programas de desarrollo. *La energía es un factor necesario pero no suficiente para el desarrollo.*

<sup>69</sup> El IDH se fundamenta en tres indicadores:

- Longevidad, medida en función de la esperanza de vida al nacer.
- Nivel educacional, medido en función de una combinación de la tasa de alfabetización de adultos (ponderación, dos tercios) y la tasa bruta de matrícula combinada de primaria, secundaria y superior (ponderación, un tercio)
- Nivel de vida, medido por el PIB real per cápita (PPA en dólares)

Para el cálculo del IDH, el PNUD ha establecido valores mínimos y máximos para cada uno de los indicadores:

- Esperanza de vida al nacer: 25 y 85 años
- Alfabetización de adultos: 0% y 100%
- Tasa bruta de matrícula combinada: 0% y 100%
- PIN real per cápita (PPA en dólares): 100 dólares y 40.000 dólares

<sup>70</sup> El IDH de Colombia en 2013 fue de 0.711.

## Anexo 3. ACCIONES PREVIAS SUGERIDAS PARA LA FORMULACIÓN DE UNA NAMA

Para el desarrollo de proyectos específicos de electrificación con energía renovable y la hibridización de los sistemas de generación Diésel, se considera conveniente desarrollar acciones previas de diferente naturaleza.

### Consolidación de Información

- Consolidación de la información que reportan la SSPD y el IPSE y su CNM sobre las localidades que tienen actualmente Servicio de Energía Eléctrica, en cuanto se refiere a:
  - Nombre localidad, código DANE
  - Número de usuarios por tipo (residencial, comercial, otro)
  - Demanda represada por usuarios actuales y nuevos<sup>71</sup>
  - Consumos mensuales por tipo de usuario
  - Sistema actual de generación con características técnicas y operativas
  - Número de horas de servicio
  - Consumo de combustible
  - Facturación, recaudo, morosidad
- Consolidación de la información sobre Viviendas Sin Servicio, para los municipios en donde se realicen proyectos ya que la información del DANE podría estar desactualizada.

### Evaluación técnico económica y operativa de los Sistemas de Energía Renovable

En las ZNI se han hecho inversiones importantes en diversos departamentos con Sistemas de Energía Renovable empleando recursos de fondos como el FAZNI, recursos de regalías y recursos departamentales y municipales. Estos proyectos se comenzaron a realizar hace más de 20 años.

No existe una evaluación técnica, económica, ambiental y de sostenibilidad de estos proyectos, ni siquiera de un número representativo de ellos en cuanto a capacidad, usuarios y tecnologías empleadas, que permita concluir sobre la bondad de los mismos y de la cual se puedan extraer lecciones aprendidas para incorporar en la formulación y ejecución de planes que conlleven el aumento de la cobertura del servicio de energía de manera significativa y acelerada.

Actualmente existe la oportunidad de adelantar la Evaluación del Desempeño de

---

<sup>71</sup> Demanda es la que se manifiesta cuando se mejora el servicio a los usuarios tanto en capacidad como en tiempo de prestación de los servicios y se manifiesta en nuevos usuarios y aumento de la demanda de los usuarios por conexión de nuevos equipos gracias a las nuevas condiciones de suministro del servicio.

- Sistemas Fotovoltaicos Individuales
- Sistemas Híbridos Diesel, Fotovoltaico, Eólicos

de diferentes proyectos realizados por diferentes instituciones, principalmente por el IPSE, gobernaciones y municipios, entre otros.

### Desarrollo de normas técnicas y de calidad de productos

Para la instalación de sistemas fotovoltaicos se han establecido en diferentes países normas técnicas para asegurar la seguridad de los usuarios y la calidad del producto técnico. Para asegurar esta calidad, también se han desarrollado normas de calidad de producto que aseguran la seguridad, calidad y durabilidad de las componentes de los sistemas fotovoltaicos, y en general, de los sistemas de energía renovable.

La integración de sistemas de energía renovable en sistemas híbridos también tiene en la actualidad normatividad internacional (por ejemplo, de la International Electrotechnical Commission, IEC) que deberían adoptarse en el país para asegurar la seguridad, durabilidad y sostenibilidad de las soluciones energéticas.

En este sentido se recomienda que las autoridades responsables del desarrollo de la energización con energías renovables adopten normas tanto de calidad de productos, desarrollen y/o adopten normas y prácticas recomendadas de instalación de sistemas aislados y de integración de sistemas renovables en sistemas híbridos:

- Normas de Calidad de Producto para PSFV
- Normas de Calidad de Productos para Sistemas Fotovoltaicos Domésticos Individuales
- Normas de Calidad de Productos para Sistemas Híbridos
- Normas de Instalación de Sistemas Fotovoltaicos Individuales
- Normas de Instalación de Sistemas Híbridos

## Anexo 4. FORMATO BORRADOR SUGERIDO PARA LA NAMA

GENERALIDADES DE LA NAMA						
NOMBRE DE LA NAMA	<i>Energización con Fuentes Renovables en Zonas No Interconectadas</i>					
OBJETIVO DE LA NAMA	<p><i>Ampliar la cobertura del servicio de energía eléctrica en las ZNI limitando las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en su suministro, al incorporar, dependiendo del caso, sistemas individuales o isla y sistemas de generación híbridos en mini-redes.</i></p> <p><i>De igual manera se busca que la ampliación de la cobertura del servicio de energía eléctrica sea impulsada y a su vez impulse la generación de proyectos productivos para los habitantes de estas zonas y la generación de proyectos de infraestructura para estas comunidades</i></p>					
ESTADO DE LA NAMA	Pre-formulación	X	Formulación		Implementación	
ALCANCE DE LA NAMA	Una política, programa de gobierno					
	Un programa o meta a nivel sectorial	SI				
	Estrategia	SI				
	Proyecto (Inversión en maquinaria)					
	Proyecto (Inversión en infraestructura)	SI				- Proyectos de generación de energía eléctrica a nivel individual y a nivel comunitario con componente FNCER en localidades No Interconectables de Colombia, asociados a modelos sostenibles de prestación del servicio
	Proyecto (Otro)					
	Otro					
SECTOR(ES) (Marque con una X el/los sector(es) objetivo de la NAMA)	Agropecuario					
	Forestal					
	Vivienda Rural					
	Energía Eléctrica	X				
	Hidrocarburos					
	Minería					

	Transporte y su infraestructura		
	Industria		
	Comercio		
	Turismo		
	Vivienda Urbana		
	Agua Residual		
	Residuos sólidos		
	Otro		
ALCANCE GEOGRÁFICO	Nacional:	X	
	Región(es):		
	Departamento(s):		
	Observaciones del alcance geográfico:	El alcance geográfico puede abarcar las zonas rurales o aisladas en general	
MINISTERIO(S) SECTORIAL(ES) INVOLUCRADO(S) EN LA NAMA	Ministerio de Minas y Energía		
	Ha permanecido atento respecto a los resultados de la búsqueda, recopilación, organización y análisis de la información relacionadas con ZNI en Colombia, así como a los enfoques y planteamientos que se propongan para la NAMA.		
PERSONA DE CONTACTO EN EL MINISTERIO:			
TELEFONO:			
CORREO ELECTRÓNICO:			
FUNCIONES DEL MINISTERIO EN LA NAMA:	- Proveer y gestionar información para la formulación de la NAMA - Contribuir a la formulación de la NAMA - Supervisar la implementación de la NAMA		
GASES DE EFECTO INVERNADERO CUBIERTOS POR LA NAMA	CO2	X	CH4
	N2O		HFCs
	PFCs		SF6
	Otro		¿Cuál?

AGENCIA(S) IMPLEMENTADORA(S)	
Nombre de las entidades que lideran y presentan la NAMA (Agregar campos si es necesario)	
<b>NOMBRE IMPLEMENTADORA 1:</b>	AGENCIA Ministerio de Minas y Energía
PERSONA ENCARGADA:	
DIRECCIÓN:	
TELEFONO:	
CORREO ELECTRÓNICO:	
RESPONSABILIDADES DE LA AGENCIA IMPLEMENTADORA:	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Proveer y gestionar información para la formulación de la NAMA</li> <li>- Contribuir a la formulación de la NAMA</li> <li>- Supervisar la implementación de la NAMA</li> </ul>
EXPERIENCIA Y CAPACIDADES DE LA AGENCIA IMPLEMENTADORA	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Formular, adoptar, dirigir y coordinar la política en materia de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica</li> <li>- Formular la política en materia de expansión del servicio de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas -ZNI</li> <li>- Formular, adoptar, dirigir y coordinar la política sobre las actividades relacionadas con el aprovechamiento integral de los recursos naturales no renovables y de la totalidad de las fuentes energéticas del país</li> <li>- Adoptar los planes generales de expansión de generación de energía y de la red de interconexión y establecer los criterios para el planeamiento de la transmisión y distribución</li> <li>- Administrar el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas no Interconectadas - FAZNI</li> <li>- Administrar el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas - FAER</li> </ul>
<b>NOMBRE IMPLEMENTADORA 2:</b>	AGENCIA Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas (IPSE)
PERSONA ENCARGADA:	Gerardo de Jesús Cañas
DIRECCIÓN:	Calle 99 No. 9 A – 54 Torre 3 Piso 14 Edificio 100 Street - Bogotá D.C., Colombia
TELEFONO:	(571) 6397888
CORREO ELECTRÓNICO:	gerardocanas@ipse.gov.co

RESPONSABILIDADES DE LA AGENCIA IMPLEMENTADORA:	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Proveer y gestionar información para la formulación de la NAMA</li> <li>- Contribuir a la formulación de la NAMA</li> <li>- Apoyar la supervisión de la implementación de la NAMA</li> </ul>
EXPERIENCIA Y CAPACIDADES DE LA AGENCIA IMPLEMENTADORA	Establecimiento Público cuyo objetivo es lograr la participación de las entidades regionales y el sector privado en la ejecución y operación de los proyectos energéticos, apoyar técnica, administrativa y financieramente a las empresas establecidas, identificar y promover proyectos de inversión en las ZNI. En caso de requerirse, puede financiar con recursos del Presupuesto Nacional el desarrollo de tales proyectos.
<b>RESUMEN</b>	
ANTECEDENTES	<p>La Ley 855 de 2003, “por la cual se definen las Zonas No Interconectadas”, enunció que “para todos los efectos relacionados con la prestación del servicio público de energía eléctrica se entiende por Zonas No Interconectadas a los municipios, corregimientos, localidades y caseríos no conectadas al Sistema Interconectado Nacional, SIN”.</p> <p>En los 32 departamentos de Colombia existen Localidades o Zonas No Interconectadas (ZNI), de los cuales, con base en el criterio cobertura rural, 17 se encuentran bajo priorización del Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas (IPSE), bien sea parcial o totalmente. Esto quiere decir que 26 departamentos son cobijados por el SIN, 11 departamentos tienen áreas del SIN y tienen áreas bajo gestión del IPSE simultáneamente, y 6 departamentos reciben gestión exclusiva de parte del IPSE.</p> <p>A partir de lo anterior, es importante mencionar que el Decreto 1140 de 1999 dio origen al Instituto de Planeación y Promoción de Soluciones Energéticas –IPSE, transformándolo en un Establecimiento Público que debe enfocar su papel en lograr la participación de las entidades regionales y el sector privado en la ejecución y operación de los proyectos energéticos, apoyar técnica, administrativa y financieramente a las empresas establecidas, identificar y promover proyectos de inversión en las ZNI; y en caso de requerirse, financiar con recursos del Presupuesto Nacional el desarrollo de tales proyectos, sin participar directamente en su ejecución y posterior operación.</p> <p>En general, las ZNI se caracterizan por:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ser zonas dispersas con baja densidad poblacional</li> <li>• Tener en promedio un nivel alto de Necesidades Básicas Insatisfechas (NBI)</li> <li>• Falta de infraestructura física</li> <li>• Escasa presencia estatal</li> <li>• Significativa actividad de grupos armados al margen de la ley</li> </ul>

Lo anterior trae como consecuencia que en estas zonas se presenten altos índices de violencia y subdesarrollo del país, lo cual se traduce en marginamiento social y económico.

En cuanto al servicio público de electricidad, las características de las ZNI son las siguientes:

- Baja cobertura en la prestación del servicio público de electricidad
- Bajo nivel de consumo de electricidad
- Baja capacidad de pago del servicio público de electricidad debido a bajos ingresos
- Altos índices de cartera por deudas de los usuarios hacia los prestadores del servicio
- Bajo nivel de recaudo por parte de las empresas u operadores prestadores del servicio
- Bajos niveles de facturación originados, entre otros aspectos, por los bajos niveles de micro-medición, en especial en las áreas de difícil acceso
- Puntos distantes de atención y pago
- Altos costos de prestación del servicio
- Alto nivel de pérdidas en los sistemas de distribución de electricidad
- Deterioro de la relación cliente-prestador por dificultad en la comunicación y la deficiente gestión en el servicio por parte de las empresas, municipios y gobernaciones
- Las empresas prestadoras del servicio de energía no facilitan la información a las entidades gubernamentales por no contar con ella, y las que cuentan con ella la suministran parcialmente
- Carencia de adecuados mecanismos de inspección, vigilancia y control
- Constante asistencia de la Nación con recursos para mantenimiento, reposición de la infraestructura eléctrica, abastecimiento de combustibles e inversión para la expansión del servicio.
- Dificultad para hacerle seguimiento a los subsidios

Colombia tiene más de 48,2 millones de habitantes, de los cuales hay aproximadamente 1,9 millones de personas sin servicio de energía eléctrica. De acuerdo con el Plan Indicativo de Expansión de Cobertura del servicio de energía eléctrica 2013- 2017 (PIEC) de la UPME, existen en total 11,7 millones de viviendas en el país, de las cuales el 94,3% se encuentran conectadas al SIN, el 1,5% cuentan con el servicio en las ZNI, y el 4,2% (0,49 millones de viviendas) no tienen servicio de energía

eléctrica. De este último grupo, pero en relación con el total de Colombia, el 1,9% de viviendas podrían ser conectadas al SIN de manera económicamente viable (son Interconectables) y el 2,3% se consideran como No Interconectables.

En Colombia existen 18.504 localidades no interconectadas, de las cuales 2.913 son No Interconectables y en las cuales existen 55.809 viviendas sin servicio de energía eléctrica.

En los departamentos bajo gestión del IPSE existen 1.450 localidades no interconectadas, lo que representa 201.742 usuarios. De estas localidades se estima que existen 916 No Interconectables, lo que representa 152.093 usuarios.

La energía suministrada en las ZNI bajo gestión del IPSE proviene de cuatro fuentes de generación:

- Interconexión con países vecinos
- Plantas Diésel
- Fuentes de energía renovable (Pequeñas Centrales Hidroeléctricas -PCH's- y Sistemas fotovoltaicos)

La capacidad operativa en las ZNI bajo gestión del IPSE es de 215.568 kW; 187.439 kW corresponden a plantas diésel. Las mayores capacidades corresponden a San Andrés (68.736 kW), Chocó (32.783 kW), Nariño y Amazonas, las cuales todas ellas representan el 69.5% de la capacidad operativa total. La capacidad de las plantas diésel varía desde decenas de kW hasta miles de kW, como la unidad Wartsila de Leticia de 6900 kW.

El número de plantas Diésel operativas instaladas en las ZNI es de 1505, las cuales la mayoría son de las marcas Lister, Perkins y Cummins.

Las FNCER se emplean en la actualidad en cinco localidades:

- Nazareth (Guajira) con 320 kWp SFV y 307 kW diésel
- Titumate (Chocó) con 105 kWp SFV y 124 kW diésel
- Bahía Solano (Chocó) con 1875 kW PCH y 1800 kW diésel
- Bahía Cupica (Chocó) con 125 kW PCH y 125 kW diésel
- Isla Fuerte (Bolívar) con 175 kWp SFV y 300 kW diésel

La mayor capacidad de renovables se tiene en dos PCH's con una capacidad total de 2000 kW, y 600 kW en Sistemas Fotovoltáicos (SFV). Es de anotar que Nazareth y Titumate disponen de bancos de baterías e inversores conectados a la red local.

Nazareth tiene fuera de servicio dos aerogeneradores de 100 kW cada uno de capacidad, y la PCH La vuelta en el Chocó de 4 MW se encuentra fuera de servicio.

En cuanto a proyectos de electrificación para las zonas ZNI, se tienen contemplados 10 proyectos de PCH's, (5 en Chocó, 2 en Putumayo, 1 en Vaupés, 1 en Amazonas y 1 en Magdalena) que sumarían 7840 kW de capacidad instalada, siendo la más grande la de Mitú en Vaupés con 3 MW. Es importante mencionar que en Ciénaga (Magdalena) se tiene una PCH de 142 kW en operación, sobre la cual se adelanta ingeniería de detalle para su repotenciación a 130 kW adicionales.

El número total de empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica en los 17 departamentos de las ZNI bajo priorización del IPSE asciende a 109, registradas ante la SSPD. Los departamentos de Chocó, Nariño, Caquetá y Meta presentan el mayor número de ellas. De acuerdo con el artículo 74 de la Ley 143 de 1994, las empresas prestadoras del servicio público de energía eléctrica localizadas en las ZNI pueden desarrollar, en forma integrada, las actividades de generación, distribución y comercialización. Según el Registro Único de Prestadores, RUPS, administrado por la SSPD, la mayor parte de las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica en las ZNI son alcaldías municipales y sociedades anónimas constituidas como Empresas de Servicios Públicos (SA ESP).

La metodología tarifaria aplicable a estas zonas se rige por la resolución CREG-091 de 2007, excepto para el Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina. En dicha resolución se establecen las fórmulas para determinar los costos de las actividades de generación, distribución y comercialización de energía. Sin embargo desde 2014 la CREG propuso una nueva metodología para remunerar la generación, distribución y comercialización de Energía Eléctrica en las ZNI, la cual aún no ha entrado oficialmente en vigor.

En cuanto a la institucionalidad general para las ZNI, el Conpes 3055 de 1999 (Estrategias y acciones para el establecimiento y desarrollo de un nuevo esquema institucional, administrativo y financiero para la energización de las Zonas No Interconectadas -ZNI- del país) fue el primero en proponer políticas, estrategias y acciones para la energización de las ZNI.

Posteriormente el Conpes 3108 de 2001 (Programa De Energización Para Zonas No Interconectadas), con el fin de suministrar un servicio acorde con las necesidades de cada centro poblado, propuso las alternativas de organización de las localidades y metas de prestación del servicio con el objeto de concentrar la responsabilidad de operación del servicio en el menor número posible de empresas, mediante agrupaciones en las que se atendiera diferentes tipos de localidades. El criterio para establecer dichas agrupaciones fue la accesibilidad, ya que es un factor determinante en la estructura de costos de administración, operación y mantenimiento de la empresa prestadora del servicio.

Adicionalmente, se tuvo en cuenta factores tales como caracterización socioeconómica y los recursos energéticos disponibles en cada región.

Este Conpes también señaló que con el Programa de Energización de las ZNI se deberá fomentar el establecimiento de Empresas de Servicio Públicos eficientes que asuman a través del esquema contractual más apropiado, la administración, operación y mantenimiento de la infraestructura energética regional de propiedad del IPSE o de la Nación, y, si es del caso, aquellas de propiedad de los entes regionales.

Así mismo indicó que las empresas se deberían hacer cargo de la ejecución de los planes de inversión de mínimo costo que garanticen la adecuada prestación del servicio. Estos contratos deberían ser adjudicados en el área determinada en cada una de las agrupaciones propuestas, aunque estas agrupaciones pueden ser modificadas en lo que se considere conveniente durante el proceso de estructuración.

El Conpes igualmente indicó que en el evento de no presentarse ninguna empresa idónea que cumpla con las condiciones necesarias para la prestación del servicio, el municipio deberá, en el marco de la ley, hacerse cargo de la prestación del servicio y preferiblemente, constituir una empresa que se ajuste a las condiciones establecidas en este documento.

Luego el Conpes 3453 de 2006 (Esquemas de Gestión para la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica en las Zonas No Interconectadas) recomendó diseñar un esquema tarifario para las ZNI con una metodología de actualización simple y verificable que considere los costos reales de la generación de energía eléctrica con los diferentes tipos de tecnologías que el IPSE recomiende utilizar en cada localidad o zona, los costos de administración, operación, mantenimiento y reposición de redes, rentabilidades coherentes con los riesgos inherentes, las características demográficas y el costo de mantener el CNM (Centro Nacional de Monitoreo).

Finalmente, es importante anotar que la Ley 633 de 2000 (por la cual se expiden normas en materia tributaria, se dictan disposiciones sobre el tratamiento a los fondos obligatorios para la vivienda de interés social y se introducen normas para fortalecer las finanzas de la Rama Judicial), estableció que por cada kilovatio hora despachado en la Bolsa de Energía Mayorista, el administrador del sistema de intercambios comerciales (ASIC) recaudará un peso (\$1.00) m/cte., con destino al Fondo de Apoyo Financiero para la energización de las zonas no interconectadas (FAZNI). A este Fondo también podrán ingresar los recursos provenientes del Presupuesto General de la Nación y los que canalice el Gobierno Nacional de diferentes fuentes públicas y privadas, nacionales e internacionales. Todos los recursos del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas se utilizarán para financiar planes, programas y proyectos de inversión destinados a la construcción e instalación de la infraestructura eléctrica que permitan la ampliación de la cobertura y satisfacción de la demanda de energía en las zonas no interconectadas. Adicionalmente, por medio de la ley 1099 de 2006 se estableció que parte de los recursos del FAZNI

	<p>pueden ser utilizados para el reembolso parcial o total de los costos de preinversión de aquellos proyectos aprobados para financiación.</p> <p>La motivación de la NAMA radica en que los intentos realizados por parte del Estado para instaurar soluciones de electrificación en las Zonas No Interconectadas con fuentes alternativas (solar, hidráulica, eólica o biomasa), no han tenido el impacto, el funcionamiento o la sostenibilidad deseada, debido a fallas en el diseño, operación o modelo de negocio, provenientes de dificultades económicas, técnicas o culturales. Adicionalmente la electrificación en esas zonas se limita principalmente a suplir necesidades de iluminación y electrodomésticos sin que se convierta en un motor de desarrollo socioeconómico en combinación con el aprovechamiento de otros modos de energía y en combinación con otro tipo de servicios.</p>									
<p>DESCRIPCIÓN</p> <p>Máximo 5000 caracteres</p> <p>(Adjunte información detallada si es necesario)</p>	<p>Los objetivos generales de la NAMA son:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Llevar energía eléctrica a localidades No Interconectables mediante sistemas individuales de generación de energía eléctrica basados en tecnología fotovoltaica, o mediante mini-redes con sistemas híbridos de generación de energía eléctrica que involucren fuentes no convencionales de energía renovable.</li> <li>2. Formular e implementar proyectos de sustitución de plantas de generación de energía eléctrica basadas en combustibles fósiles en las localidades Interconectables de Colombia que representen importantes emisiones de GEI, y su posibilidad de pronta interconexión sea considerada baja por los actores del sector.</li> </ol> <p>Se establecerían arreglos institucionales entre Minminas, el IPSE y la UPME para la destinación de recursos, de esfuerzos y de supervisión sobre los proyectos mencionados anteriormente.</p> <p>Como componentes transversales de la NAMA se tienen los siguientes:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Finalización de documentos de política y regulación concerniente a electrificación en ZNI</li> <li>2. Actividades de articulación y soporte entre entidades del sector</li> <li>3. Construcción y mejora de sistemas de información</li> <li>4. Fortalecimiento de capacidades para los actores del sector</li> <li>5. Consolidación de estándares de calidad para sistemas de generación de electricidad en ZNI</li> <li>6. Sistemas de divulgación de los anteriores componentes</li> </ol>									
<p><b>ACTIVIDADES BAJO LA NAMA</b></p> <p><b>PROPUESTAS</b></p>	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="3" data-bbox="603 1839 1482 1912"><b>Actividades propuestas</b></th> </tr> <tr> <th data-bbox="603 1912 828 2022"><b>Actividad propuesta</b></th> <th data-bbox="828 1912 1177 2022"><b>Resultado esperado</b></th> <th data-bbox="1177 1912 1482 2022"><b>Tiempo estimado de ejecución</b></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td> </td> <td> </td> <td> </td> </tr> </tbody> </table>	<b>Actividades propuestas</b>			<b>Actividad propuesta</b>	<b>Resultado esperado</b>	<b>Tiempo estimado de ejecución</b>			
<b>Actividades propuestas</b>										
<b>Actividad propuesta</b>	<b>Resultado esperado</b>	<b>Tiempo estimado de ejecución</b>								

(Adjunte información detallada si es necesario)	<b>Componente No. 1: Ampliación de la cobertura de electricidad en zonas No Interconectables</b>		
	0. Introducción de los PSFV a las comunidades seleccionadas	Se espera con el Proyecto Piloto 1 introducir 3000 PSFV (Pico Sistemas Fotovoltaicos) en localidades con menos de 25 Viviendas Sin Servicio (VSS). Para la gestión del proyecto se está considerando la participación de agencias del estado que trabajen en las ZNI u otras entidades / organizaciones. Depende del modelo de negocio seleccionado (por ejemplo, empresas de telefonía celular en las cabeceras municipales).	Por definir
	1. Diálogos con los actuales operadores sobre modelos de prestación del servicio en ZNI con FNCER	Definición de operadores que están dispuestos a participar en la NAMA	4 meses
	2. Estudios de preinversión sobre modelos de prestación del servicio en ZNI con FNCER aplicados a los proyectos identificados	Formulación detallada de los proyectos	6 meses
	3. Convocatoria, selección y negociación con entidades y asociaciones privadas para prestación del servicio en ZNI con FNCER	Definición de entidades y asociaciones privadas que harán parte de la NAMA	3 meses
DURACIÓN DE LA NAMA	10 años.		
PRINCIPALES BENEFICIARIOS DE LA NAMA	Ministerio de Minas y Energía IPSE UPME Usuarios Proveedores de tecnología Prestadores del servicio de electricidad Prestadores del servicio de potabilización de agua		

	Compañías de ingeniería y consultoría Entidades locales y regionales
MAPA DE ACTORES INVOLUCRADOS EN LA NAMA	Por definir
<b>LINEA BASE DE EMISIONES DE GEI</b>	
SECTOR O SUBSECTOR DE LA LINEA BASE DE EMISIONES  (Adjunte información detallada si es necesario)	El sector aplicable a la NAMA es el sector de Energía Eléctrica, más específicamente desde el lado de la oferta en Zonas No Interconectadas, en general
FUENTES DE EMISIÓN DE GEI (Adjunte información detallada si es necesario)&	La frontera para el cálculo de las emisiones lo constituye la frontera física de la central de generación a combustibles derivados del petróleo, compuestas a su vez por una o varias unidades de generación y conectadas a una mini-red localizada en las ZNI.
LINEA BASE DE EMISIONES DEL SECTOR/SUBSECTOR (MtonCO <sub>2</sub> e/año)  (Adjunte información detallada si es necesario)&	341.513 toneladas de CO <sub>2</sub> anuales por sistemas de generación Diesel durante 2014 en las ZNI  40.349 toneladas de CO <sub>2</sub> anuales proyectadas al no atender las 2913 localidades sin servicio no interconectables  40 toneladas CO <sub>2</sub> durante 2014 por emisiones correspondientes a energía eléctrica importada de Ecuador.  Total emisiones ZNI 2014: 381.902 tCO <sub>2</sub>
AGENTES Y PROYECCIONES DE LAS EMISIONES	Los principales factores que influyen en las emisiones de GEI del sector de la NAMA son: <ul style="list-style-type: none"> <li>- Capacidad instalada de plantas Diesel</li> <li>- Operación de las plantas Diesel</li> <li>- Eficiencia de las plantas Diesel</li> <li>- Demanda de energía</li> <li>- Horas de servicio</li> </ul>
SUPUESTOS Y PROYECCIONES DE LA LINEA BASE DE EMISIONES  (Adjunte información detallada si es necesario)	Las emisiones de CO <sub>2</sub> en las ZNI se calculan como las emisiones de las plantas de generación actualmente en operación reportadas por el SUI de la SSPD y las emisiones que se producirían si todas las localidades NO interconectables reportadas por el PIEC fueran generadas por plantas Diésel. Las emisiones se calculan mensualmente para cada localidad, se escalan a un año y se contabilizan por departamento. Las emisiones totales de las ZNI son entonces la suma de las actualmente producidas por las centrales de generación en cada localidad y las que se producirían si a todos los usuarios actualmente sin servicio NO interconectables se les suministrara un consumo básico generado por plantas Diésel.  El año base para la estimación de las emisiones totales está constituido por las emisiones de todas las plantas durante el año 2014. Se ha tomado como referencia el último trimestre y se ha

extrapolado a todo el año teniendo en cuenta que por razones del orden social este trimestre es el que suele presentar una mayor demanda de energía, en particular el mes de diciembre.

Las emisiones de Gases de Efecto Invernadero para la generación de electricidad en las ZNI provienen de la combustión de las plantas Diésel. Por lo tanto, la metodología para calcular la Línea Base de Emisiones de CO<sub>2</sub> por generación Diésel en las ZNI consiste en determinar para un periodo de tiempo específico, la generación de energía eléctrica en cada localidad de las ZNI, calcular el consumo de combustible requerido por la generación de la energía eléctrica y las emisiones de CO<sub>2</sub>, para ese periodo de tiempo y para esa localidad. Se ha tomado el CO<sub>2</sub> como el gas de efecto invernadero emitido producto de la combustión.

Para una localidad, sea D una central de generación compuesta por plantas Diésel Dj (j: número de la planta). Además sean:

- CD<sub>ij</sub> consumo de Diésel de la planta Diésel j durante el mes i (gal),
- CD<sub>i</sub> consumo de Diésel de todas las plantas Diésel durante el mes i (gal),
- GD<sub>ij</sub> la generación de energía eléctrica de la planta Diésel j durante el mes i (kWh)
- GD<sub>i</sub> la generación de energía eléctrica de todas las plantas Diésel durante el mes i (kWh),
- ED<sub>ij</sub> emisiones de GEI de la planta Diesel j durante el mes i (kg CO<sub>2</sub>),
- CEC<sub>j</sub> consumo específico de combustible de la planta Diésel j (gal/kWh),
- FEmD factor de emisiones de CO<sub>2</sub> del combustible Diésel (kg CO<sub>2</sub>/kWh), y
- ED<sub>i</sub> emisiones totales del Sistema Diesel D durante el mes i (kg CO<sub>2</sub>).

Entonces para cada localidad y para el mes específico i:

$$GD_i = \sum_j GD_{ij}$$

$$CD_i = \sum_j CD_{ij}$$

Las emisiones totales de todas las plantas Diésel está dada por

$$ED_i = \sum_j ED_{ij} = FEmD * CD_i = FEmD * \sum_j CD_{ij}$$

Ahora, el consumo de Diésel se mide o se puede estimar. La información disponible es la generación GD<sub>ij</sub>, por lo que el

$$CD_{ij} = GD_{ij} * CEC_j$$

y por tanto, las emisiones totales de CO<sub>2</sub> por generación Diésel durante el mes i, ED<sub>i</sub>, en una localidad se calculan como la suma de la generación de cada planta j por su respectivo Consumo Especifico de Combustible, CEC<sub>j</sub>, el cual depende de la potencia

de la unidad Diésel, y por el coeficiente de emisiones de CO<sub>2</sub> del combustible Diésel, FEmD:

$$EDi = FEmD * \sum_j GDij * CECj$$

La información de la Generación Diesel, GDij, es la información requerida de las plantas en operación. El consumo de combustibles se reconoce de acuerdo a la Resolución CREG 091 de 2007, Art. 24, como el producto de la energía generada multiplicada por el Coeficiente de Consumo Específico de combustible según el rango de potencia dentro del cual se encuentra la unidad generadora.

Para calcular las emisiones que los usuarios No interconectables causarían si tuvieran servicio de energía eléctrica vía generación Diésel, se debe considerar los resultados obtenidos en el análisis del consumo de energía de los usuarios en las ZNI reportado por empresas prestadoras del Servicio a la SSPD. De acuerdo a la SSPD, el número total de usuarios residenciales reportados por 61 empresas a diciembre de 2014 era de 165.910, de los cuales el 84.6% eran de estrato 1. El consumo promedio en el estrato 1 de esas empresas en diciembre de 2014 fue de 67.66 kWh y el consumo más alto correspondió al estrato 6 con 721.9 kWh/mes para un número reducido de 153 usuarios. Si se tiene en cuenta la totalidad de los usuarios residenciales, el consumo promedio es de 91.25 kWh/mes.

En los cálculos se ha supuesto que el consumo de los usuarios es de 67.66 kWh/mes, y que las emisiones son producidas por unidades generadoras Diésel con potencia entre 100 y 200 kW dado que aún no es posible identificar las capacidades para las localidades por rangos de potencia de las unidades de generación.

## POTENCIAL DE MITIGACIÓN DE LA NAMA

### CONSTRUCCIÓN DEL POTENCIAL DE MITIGACIÓN DE LA NAMA

(Adjunte información detallada si es necesario)

El potencial de mitigación de la NAMA se debe a la reducción de emisiones causadas por los dos proyectos propuestos:

#### Proyecto 1. Generación eléctrica a Pequeña Escala

Objetivo. Introducir PSFV para el servicio de iluminación

Universo Usuarios. Los potenciales usuarios son los usuarios de Viviendas Sin Servicio (VSS) NO Interconectables, de los cuales 12407 se encuentran en 2334 Centros Poblados, con un número máximo de 25 VSS (promedio de 5, mínimo de 1, máximo 24). El mayor número de estos usuarios se encuentra en los departamentos de Vaupés (1689) y Vichada (1344). Entre 500 y 1000 usuarios por departamento, en los departamentos de Meta, Amazonas, Magdalena, Cesar, Chocó, Arauca y Casanare. Menos de 500 usuarios, en los restantes departamentos del país.

Estos usuarios, por las características de los Centros Poblados (CP) y la baja densidad de VSS en los CP, difícilmente van a acceder a servicios con energía eléctrica por los elevados costos que significa su suministro pero si pueden cubrir sus requerimientos de iluminación empleando Pico Sistemas Foto-Voltaicos (PSFV).

Usuarios Objetivo. El 25% de las VSS se encuentran en Vaupés y Vichada. Se propone dotar a 3000 usuarios en estos departamentos con PSFV porque se adecuan bien a los requerimientos de iluminación de ellos. Un proyecto piloto de esta magnitud contribuye que resulte exitoso puede escalarse a las más de 9000 VSS que faltarían.

Localización de los usuarios. Los beneficiarios del proyecto pueden estar en el Vaupés y Vichada (3033).

Potencial de mitigación. Los usuarios emplean para la iluminación velas, mecheros, pilas para linterna, entre otros.

El Potencial de Reducción Emisiones de CO2 (PRECO2) está dado por

$$PRECO2 = EmCO2 * VU * HS * UN * 365, (gCO2/año)$$

con

$$EmCO2 = 10.69 \text{ gCO2/hora/vela}$$

VU = Número de velas/usuario

HS = horas de servicio/día

NU = Número usuarios

Suponiendo VU =4, HS=2 en promedio, NU=3000,

$$PRECO2 = 93.64 \text{ tCO2/año.}$$

Los supuestos anteriores se fundamentan en el número reducido de velas y horas de servicio debidas a los elevados costos de la iluminación con velas. Los PSFV ofrecen 4 puntos iluminación y 4 horas de servicio (el doble), con 10 veces más alta luminancia y mejor calidad de luz, por lo que si se supone su equivalente en velas, la reducción de emisiones sería mucho mayor.

## **Proyecto 2. Hibridización de Centrales Diesel**

Objetivo. Hibridizar centrales Diésel con Sistemas Fotovoltaicos

Universo de Centrales. El universo está constituido por todas las centrales Diésel existentes en las ZNI. El número total de estas es de 1287 localidades de acuerdo a la SSPD (a Dic. 2014), con 1505 plantas Diésel y una capacidad total de 187.439 kW (de acuerdo al IPSE, su capacidad operativa en las ZNI a julio 2015 en 1452 localidades era de 215.568 kW, de los cuales 1% era energía renovable.)

Localización de las centrales Diésel. Se encuentran en 17 departamentos del país.

Emisiones actuales. Las emisiones de las centrales Diésel fueron durante el año 2014 de 341.513 tCO<sub>2</sub>.

Departamento	2014				
	Energía Generada		Consumo Diesel	Emisiones	
	(kWh)	(%)	(gal)	(tCO <sub>2</sub> )	(%)
AMAZONAS	47,100,088	11.0%	3,451,180	35,029	10.3%
ANTIOQUIA	4,884,648	1.1%	437,875	4,444	1.3%
BOLIVAR	302,856	0.1%	26,651	271	0.1%
CAQUETA	4,013,520	0.9%	363,025	3,685	1.1%
CASANARE	250,804	0.1%	20,846	212	0.1%
CAUCA	23,284,248	5.4%	2,026,443	20,568	6.0%
CHOCO	32,489,560	7.6%	2,826,285	28,687	8.4%
GUAINIÁ	16,695,880	3.9%	1,341,712	13,618	4.0%
GUAVIARE	976,156	0.2%	82,075	833	0.2%
LA GUAJIRA	328,264	0.1%	27,082	275	0.1%
META	3,672,300	0.9%	306,209	3,108	0.9%
NARIÑO	49,463,848	11.5%	4,452,474	45,193	13.2%
PUTUMAYO	13,971,552	3.3%	1,151,905	11,692	3.4%
SAN ANDRÉS	208,025,488	48.5%	15,122,637	153,495	44.9%
VALLE DEL CAUCA	4,901,832	1.1%	474,999	4,821	1.4%
VAUPES	10,816,056	2.5%	885,218	8,985	2.6%
VICHADA	7,818,744	1.8%	650,019	6,598	1.9%
<b>Total</b>	<b>428,995,844</b>	<b>100.0%</b>	<b>33,646,635</b>	<b>341,513</b>	<b>100.0%</b>

#### Potencial de mitigación.

El potencial de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> de un SFV hibridando una central Diésel, depende de los siguientes factores:

- Energía solar disponible en la localidad
- Emisiones de las plantas Diésel desplazadas por la generación solar y el suministro del banco de baterías
- Estrategia de despacho de energía del sistema híbrido

La tecnología estándar de sistemas híbridos (y por tanto, susceptible de los más bajos costos de suministro) permite hibridar centrales Diésel con SFV en un rango de potencias de hasta 300 kWp. La estrategia de diseño de los SH busca reducir la generación con Diésel (reducción del consumo de combustible, reducción del mantenimiento) y hacerla más eficiente mediante una estrategia de despacho que incluye mejoramiento del factor de carga de las plantas Diésel, despacho de energía de origen solar durante las horas del día, y almacenamiento y despacho de energía en bancos de baterías. En lugares donde la insolación es muy variable, el costo de inversión en estas capacidades extras de generación FV y almacenamiento en baterías puede ser prohibitivo. También los costos de operación aumentan por el hecho de que la batería normalmente se reemplaza dos o tres veces durante la vida útil del sistema de 20 años (estas representan cerca de 40% de los costos de inversión).

Dividiendo por rangos de horas de suministro, la generación diurna con SFV puede duplicar la generación actual, aumentando el

número de horas de servicio. En las centrales que prestan entre 6 y 14 horas de servicio pueden aumentar la generación en 75% de la actual, aumentando también las horas de servicio. Y en las centrales que generan más de 16 horas, pueden suministrar el 38% de la energía aumentando las horas de servicio. En todos los casos hay reducción del consumo de combustible, mejor gestión de la generación y reducción de emisiones.

*Es conveniente anotar que cada localidad es un caso particular en el que hay que inspeccionar las cargas, las centrales de generación, y las estrategias de despacho y operación y mantenimiento.*

Para analizar las posibilidades de la generación fotovoltaica en las 1287 localidades de las ZNI, se han hecho las siguientes suposiciones:

Servicio (horas/día)	< 6	>6, <14	>14, <24
Generación fotovoltaica /Generación actual	100%	75%	38%

Derating SFV. Módulos 75%, Ciclaje batería: 80%, Fracción energía a través baterías: 50%; derating total: 76.5%.

Rango SFV (kWp)	< 20	>20, < 30	>300

La introducción de 1287 SFV en igual número de centrales con una potencia total de 172 MWp aumentaría la generación en 50.2% de la generación Diésel actual, ahorrando el 49.4 % del Diésel actualmente consumido y reduciendo las emisiones en igual porcentaje, en relación a la generación de 2014.

Departamento	GENERACIÓN FOTOVOLTAICA				
	Energía Generada	Sistemas	Potencia SFV	Diesel ahorrado	Reducción Emisiones
	(kWh)	Cantidad	(kWp)	(gal)	(tCO2)
AMAZONAS	18,788,417	36	15,832	1,385,489	14,063
ANTIOQUIA	3,775,558	45	3,182	345,682	3,509
BOLIVAR	227,142	1	155	19,988	203
CAQUETA	3,522,844	59	2,969	321,022	3,258
CASANARE	188,103	1	142	15,518	158
CAUCA	13,746,073	148	11,583	1,185,581	12,034
CHOCO	21,802,476	278	20,822	1,887,732	19,160
GUAINIA	12,591,738	41	9,494	915,702	9,294
GUAVIARE	547,939	9	462	46,747	474
LA GUAJIRA	328,264	1	204	31,973	325
META	1,666,072	7	1,256	138,679	1,408
NARIÑO	37,682,580	550	35,988	3,399,120	34,501
PUTUMAYO	6,259,016	22	5,978	476,544	4,837
SAN ANDRES	79,049,685	2	53,925	5,707,387	57,930
VALLE DEL CAUCA	4,901,832	34	4,131	474,999	4,821
VAUPES	4,396,077	29	3,704	326,261	3,312
VICHADA	4,281,896	24	3,067	353,650	3,590
<b>Total</b>	<b>213,755,713</b>	<b>1,287</b>	<b>172,893</b>	<b>17,032,075</b>	<b>172,876</b>
<b>Referencia 2014</b>	<b>50.2%</b>			<b>49.4%</b>	

Al segmentar en sistemas por capacidad, se encuentra la distribución de SFV por capacidad y potencial de reducción de emisiones.

Capacidad	Sistemas Fotovoltaicos				
	Sistemas (Cantidad)	Generación (kWh)	Potencia (kWp)	Diesel ahorrado (gal)	Reducción Emisiones (tCO2) (%)
Sistemas < 20 kWp	397	5,162,593	4,625	501,296	5,088 3%
20 kWp < Sistemas < 300 kWp	853	55,322,915	50,576	5,189,556	52,674 30%
Sistemas > 300 kWp	37	153,270,204	117,691	11,341,233	115,114 67%
<b>Totales</b>	<b>1,287</b>	<b>213,755,713</b>	<b>172,893</b>	<b>17,032,075</b>	<b>172,876 100%</b>

#### Potencial de reducción de emisiones de los proyectos piloto

El proyecto piloto propone la ejecución de 7 proyectos, con un total de 898 kWp, que generan 3081 kWh/día y evitan emisiones por 943 tCO2/año.

Localidad	Departamento	SERVICIO ACTUAL		Generación Fotovoltaica					
		Promedio Prestación Servicio (hr/día)	Energía Mensual (kWh)	Capacidad Operativa (kW)	HSS (kWh/m <sup>2</sup> /día) NASA	Incremento energía (%)	SFV (kWp)	Generación (kWh/día)	Emisiones Evitadas (tCO2/año)
BARRANCO MINAS (BARRANCO MINAS - GUAINIA)	GUAINIA	6.50	9,073	200	4.67	75%	63	227	73
GILGAL (UNGUÍA - CHOCO)	CHOCO	7.33	20,958	400	4.2	75%	163	524	158
MIRAFLORES (MIRAFLORES - GUAVIARE)	GUAVIARE	16.88	55,267	824	4.64	38%	197	700	211
MOSQUERA (MOSQUERA - NARIÑO)	NARIÑO	23.50	88,891	900	4.66	38%	316	1126	339
NAPIPI (BOJAYÁ (BELLAVISTA) - CHOCO)	CHOCO	9.73	14,469	160	4.1	75%	115	362	116
NOANAMITO (LOPEZ (MICAY) - CAUCA)	CAUCA	6.53	5,120	200	4.31	75%	39	128	41
TARAIIRA (Vaupés)	VAUPES	6.00	434	228	4.49	100%	4	14	4
<b>Totales</b>							<b>898</b>	<b>3081</b>	<b>943</b>

Año

Potencial de reducción de emisiones

POTENCIAL DE MITIGACIÓN DE LA NAMA (Adjunte información detallada si es necesario)	1 a 20	Proyecto Piloto 1. Generación eléctrica a Pequeña Escala  La reducción de emisiones por los 3000 PSFV es de 93.64 tCO <sub>2</sub> /año.  Si se llevaran PSFV a todo el universo de VSS en localidades con menos de 25 usuarios, el potencial de reducción de emisiones sería de 387 tCO <sub>2</sub> /año.
	1 a 20	Proyecto Piloto 2. Hibridización de Centrales Diesel  El proyecto piloto reduce 943 tCO <sub>2</sub> /año las emisiones de las siete centrales seleccionadas.  Si todas las centrales Diésel (1287) fueran hibridizadas aumentando la generación en 213.755.713 kWh (50.2% de la generación Diésel 2014, de 428.995.844 kWh), las emisiones se reducirían en 172.876 tCO <sub>2</sub> /año (49.4% de las emisiones de 2014 de 341.513 tCO <sub>2</sub> ).
	Inserte según sea necesario	Miniredes. El número total de VSS No Interconectables, descontando las 12407 que recibirían PSFV, es de 43.402 en 579 CP con más de 26 VSS. Determinar cuántos de estos CP recibirían una mini-red con generación totalmente renovable (solar o eólica o de otra naturaleza), o un sistema híbrido (Diésel + renovable +banco de baterías), o un Sistema Fotovoltaico Individual, requiere de información adicional sobre el número de usuarios y su demanda, distribución de los usuarios en el CP, acceso y costo de combustibles...
<b>SISTEMA DE MONITOREO, REPORTE Y VERIFICACIÓN-MRV</b>		
SISTEMA DE MONITOREO Y REPORTE DE EMISIONES  (Adjunte información detallada si es necesario)	<u>Actividades Previas.</u> Estas no generan reducción de emisiones  <u>Proyecto Piloto 1. Generación eléctrica a Pequeña Escala</u>  Puesto que los usuarios se encuentran alejados los centros urbanos, el monitoreo del rendimiento de estos sistemas se hace difícil. Para el Reporte de Emisiones es necesario realizar encuestas sobre el uso de los equipos a una muestra representativa de los usuarios. Otra fuente de información es la organización que preste el servicio de mantenimiento (ONG o prestadores del servicio de mantenimiento de telefonía celular que	

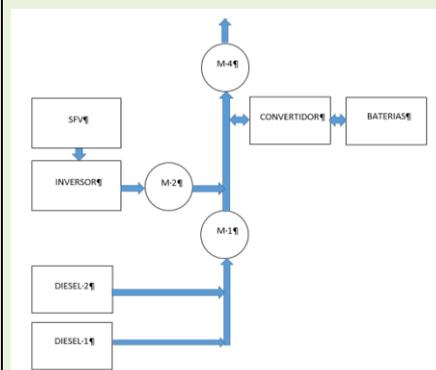
presten el servicio de baterías de repuesto y mantenimiento de los PSFV) para conocer acerca del uso de los sistemas, y duración y frecuencia de cambio de baterías.

Proyecto Piloto 2. Hibridización de Centrales Diesel

Se empleará la plataforma ya existente del CNM del IPSE, a la cual será necesario adicionarle los sistemas de medición que permitan medir la generación fotovoltaica y la medición de la energía y entregada por el banco de baterías.

*Monitoreo.*

Para el monitoreo y seguimiento del comportamiento de los sistemas híbridos es necesaria la medición de las características de la generación como lo hace el CNM pero incluyendo la generación del SFV y la operación (carga-descarga) del banco de baterías. Actualmente se dispone el Medidor M1.



Tal como está configurado el sistema, puesto que el banco de baterías se comporta tanto como una fuente y como una carga, se podría incluir un medidor bidireccional M3 entre el convertidor y el barraje AC, pero se ha preferido por simplicidad, calcular la carga/descarga, esto es la energía que fluye hacia el banco de baterías (carga) y la energía de fluye del banco de baterías (descarga), como la cantidad  $M4-M1-M2$ : Si esta cantidad es negativa, el banco de baterías está en carga, y si esta cantidad es positivo, el banco de baterías está en función de descarga.

*Variables a medir*

Las variables a medir en los diferentes medidores son:

- Potencia Activa (kW), como función del tiempo
- Potencia Reactiva (kVAR), como función del tiempo
- Frecuencia (Hz), como función del tiempo

Funciones de los medidores M1, M2 y M4.

Medidor	Mide	Variables Medidas	Cálculo de
M1	Generación AC de las dos plantas Diésel	Potencia Activa (kW), Potencia Reactiva (kVAR), en el tiempo	GDi
M2	Generación AC del Sistema Fotovoltaico	Potencia Activa (kW), Potencia Reactiva (kVAR), en el tiempo	GRI
M4	Generación total del sistema híbrido	Potencia Activa (kW), Potencia Reactiva (kVAR), en el tiempo	GHi
			Carga/ Descarga del Banco de Baterías $M4-M1-M2 < 0$ , Carga $M4-M1-M2 > 0$ Descarga

Fuente: Elaboración propia

Con la información del CNM en estos sistemas es posible entonces cuantificar los indicadores que se han formulado.

*Reporte de Emisiones.*

Las emisiones se calculan a partir de la información de generación provista por el CNM y con ella se establece el Reporte de Emisiones.

#### INDICADORES DE SEGUIMIENTO DEL SISTEMA DE MONITOREO Y REPORTE DE EMISIONES

(Adjunte información detallada si es necesario)

Proyecto Piloto 1. Generación eléctrica a Pequeña Escala

Proyecto Piloto 2. Hibridización de Centrales Diesel

A partir de la información adquirida anteriormente por el CNM, se calcularán los siguientes indicadores:

- Aumento del tiempo de servicio diario  
 El aumento de la oferta de energía al pasar de un sistema totalmente Diésel a un sistema híbrido (Diésel + renovable) se manifiesta para los usuarios en un aumento del tiempo de servicio al día y en una mayor energía disponible. Sean:
  - TSDi Tiempo de Servicio diario promedio con plantas Diesel para el mes  $i$  (horas al día/24 horas)
  - TSHi Tiempo de Servicio diario promedio con planta Híbrida para el mes  $i$  (horas al día/24 horas).

El TS se determina a partir de la condición de que la potencia del sistema solo Diésel, PDi, y la potencia del sistema híbrido, PHi sean

$P_{Di} > 0$ ;

$P_{Hi} > 0$ .

Entonces el incremento del tiempo de servicio diario promedio estará dada por

$\Delta T_{Si} = T_{SHi} - T_{SDi}$

- Aumento de la generación de energía  
Sea H un sistema de generación híbrido compuesto por plantas Diésel Dj (j: número de la planta) y por plantas de energía renovable Rk (k: número de la planta renovable). Además:

$G_{Dij}$  la generación de energía eléctrica de la planta Diésel j durante el mes i (kWh)

$G_{Di}$  la generación de energía eléctrica de todas las plantas Diésel durante el mes i (kWh),

$G_{Rik}$  la generación de energía eléctrica de la planta renovable k durante el mes i (kWh),

$G_{Ri}$  la generación de energía eléctrica de todas las plantas renovables durante el mes i (kWh),

$G_{Hi}$  la generación de energía eléctrica de todas las plantas durante el mes i (kWh).

$G_{Bi}$  la energía eléctrica neta entregada por el banco de baterías durante el mes i (kWh), resultado de la energía recibida por el banco y la entregada por el mismo.

Entonces:

$$G_{Di} = \sum_j G_{Dij}$$

en donde j es cada planta Diésel, y

$$G_{Ri} = \sum_k G_{Rik}$$

k es cada planta renovable.

Por tanto

$$G_{Hi} = G_{Di} + G_{Ri} + G_{Bi}$$

El  $G_{Bi}$  no tiene ningún instrumento de medición, así que

$$G_{Bi} = G_{Hi} - G_{Di} - G_{Ri}$$

El aumento de energía generada está dado entonces por:

$$\Delta \text{Energía Mes } i = G_{Hi} - G_{Di}$$

- Porcentaje de energía renovable generada  
La penetración de la energía renovable durante el mes i,  $PR_i$  (%), está dada por:

$$PR_i = (G_{Ri} + G_{Bi}) / (G_{Hi}) = (G_{Hi} - G_{Di}) / G_{Hi}$$

Para calcular este indicador, el coeficiente de penetración, el CNM mide actualmente la GDi y deberá medir además la GHi o la GRi. Si mide GHi, GRi se calcula por diferencia entre GHi y GRi, y si mide GRI, GHi se calcula como la suma de GRi con GDi.

- Reducción de emisiones por energía renovable generada  
El porcentaje de reducción de emisiones por energía renovable generada es un indicador que se puede estimar a partir de mediciones que realiza el CNM y calculable a partir de ellas. Sean:

EDij emisiones de Gases de Efecto Invernadero de la planta Diésel j durante el mes i (kg CO2),  
CECj consumo específico de combustible de la planta Diésel j (gal/kWh)  
CEmD coeficiente de emisiones de CO2 del combustible Diésel (kg CO2/kWh), y  
EHi emisiones totales de la planta híbrida durante el mes i (kg CO2).

El coeficiente CECj depende del rango de potencia de la planta como está dado en la Tabla siguiente.

Rango potencia	gal/kWh	kWh/gal
100< P/kW	0.0974	10.2669
100< P/kW <= 200	0.0880	11.3636
200< P/kW <= 1000	0.0825	12.1212
1000< P/kW <= 2000	0.0801	12.4844
2000< P/kW	0.0722	13.8504

Fuente: Resolución CREG 091 de 2007, Art.24.

Las emisiones totales de CO2 por generación Diésel durante el mes i, EDi, se calculan como la suma de la generación de cada planta j por su respectivo Consumo Especifico de Combustible, según su potencia la potencia, CECj, y por el coeficiente de emisiones de CO2 del combustible Diésel, CEmD:

$$EDi = CEmD * \sum_j GDij * CECj$$

Las emisiones totales de CO2, si toda la generación fuera debida a las plantas Diésel, se puede estimar considerando un Coeficiente de Emisiones Diesel Promedio,  $\overline{CEmD}_i$ , para todo el parque de plantas Diésel así:

$$\overline{CEmD}_i = CEmD * \frac{\sum_j GDij * CECj}{\sum_j GDij} = \frac{EDi}{GD\bar{i}}$$

Para calcular la reducción de emisiones y el coeficiente de emisiones del sistema híbrido, supongamos que la generación total del sistema híbrido se realizara

	<p>exclusivamente con plantas Diésel. En este caso, las emisiones equivalentes de un sistema totalmente Diésel, <math>E_{tDi}</math>, hubieran sido:</p> $E_{tDi} = G_{Hi} * \overline{CEmDi}$ <p>Puesto que las emisiones del sistema híbrido son las correspondientes a la generación Diésel, <math>E_{Hi}=E_{Di}</math> entonces la utilización de renovables reduce las emisiones el mes <math>i</math> como:</p> $\Delta E_{Hi} = (E_{Hi} - E_{tDi}) = E_{Di} - G_{EHi} * \overline{CEmDi}$ <p>Las emisiones específica por kWh generado por el sistema híbrido <math>\overline{CEmHi}</math> están dadas por</p> $\overline{CEmHi} = \frac{E_{Di}}{G_{Hi}}$ <p>Estos dos indicadores, la reducción de las emisiones y las emisiones por kWh, se calculan a partir de las mediciones que realiza actualmente el CNM de la <math>G_{Di}</math> y que son la base para la Línea Base y de las mediciones de <math>G_{Hi}</math> que se realicen una vez se implemente el sistema.</p> <p><i>Cobeneficios</i></p> <p>Se estima que <i>el aumento de una hora del servicio de energía eléctrica</i> en las ZNI:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• aumenta el valor del agregado municipal en 6%,</li> <li>• reduce el índice de pobreza (NBI) en 1.38 puntos, y mejora las pruebas de Saber que se realizan en el grado 11 en 0.13.</li> </ul>
<p>OTRAS MEDIDAS DE DESEMPEÑO</p> <p>(Adjunte información detallada si es necesario)</p>	
<p><b>CO-BENEFICIOS Y ALINEACIÓN CON POLÍTICAS DE DESARROLLO NACIONAL/SECTORIAL</b></p>	
<p>DESCRIPCIÓN DE CO-BENEFICIOS ASOCIADOS (Marque con una X el/los co-beneficios esperados asociados a la implementación de la NAMA) (Máximo 5000 caracteres)</p>	<p>Económico</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Aumento del suministro de energía</li> <li>- Aumento del valor agregado de los municipios</li> <li>- Mejora y aprovechamiento de la infraestructura pública</li> <li>- Ampliación de los servicios públicos</li> </ul>

	Social	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Generación de empleo</li> <li>- Reducción de la pobreza</li> <li>- Reducción de la desigualdad</li> <li>- Mejora de las condiciones de vida</li> <li>- Posibilidad de existencia de sistemas de telecomunicaciones en las comunidades</li> <li>- Prevención de desplazamiento de las comunidades</li> <li>- Estimulación de buenas prácticas en torno a la generación de energía</li> </ul>
	Ambiental	Reducción de la contaminación y los residuos por utilización de las plantas de Diésel, especialmente al disminuir las emisiones de material particulado
ALINEACIÓN CON POLÍTICAS DE DESARROLLO NACIONAL/SECTORIAL (Máximo 5000 caracteres)	<p>El país cuenta con la Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono (ECDBC desde 2012. La ECDBC es un programa de planificación del desarrollo a corto, mediano y largo plazo, que busca desligar el crecimiento de las emisiones de gases efecto invernadero (GEI) del crecimiento económico nacional.</p> <p>El objetivo de la ECDBC es diseñar e implementar nuevas políticas, programas y acciones en sectores productivos específicos para mejorar la eficiencia y la competitividad. Al conjunto de políticas, programas y acciones en sectores productivos específicos se le ha denominado Planes de Acción Sectoriales de Mitigación (PAS).</p> <p>Para el sector eléctrico ha sido formulado el respectivo PAS, que comprende un conjunto de medidas de mitigación clasificados como políticas, programas y acciones para reducir las emisiones de gases efecto invernadero en comparación con una proyección de las emisiones de referencia en el corto, mediano y largo plazo. El análisis de las políticas y los programas se realizó de acuerdo con la percepción de los expertos sectoriales en relación con la importancia de la política / programa dentro del sector, la alineación con las prioridades sectoriales y la revisión de los co-beneficios de su implementación.</p> <p>El PAS de Energía Eléctrica en su Política de Línea nº 3 se centra en las fuentes no convencionales de energía renovables en el sistema energético nacional y considera el fomento de las energías renovables no convencionales en las Zonas No Interconectadas con criterios de confiabilidad y sostenibilidad ambiental, social y económica para reducir las emisiones de gases efecto invernadero generados por el Diésel, usando fuentes de energía renovables no</p>	

convencionales para reemplazar o complementar la generación Diésel en zonas aisladas.

Para ello, el PAS busca implementar un programa para aumentar la participación de las fuentes de energía no convencionales, de los proyectos de híbridos en los municipios, y para implementar soluciones térmicas con fuentes de energía no convencionales.

Por ello la NAMA se convierte en una herramienta fundamental para la implementación de estas líneas del PAS.

Adicionalmente, la Ley 1715 de 2014, por la cual se regula la integración de la energía renovable no convencional al Sistema Nacional de Energía, considera opciones para lograr la sustitución de generación Diésel en Zonas No Interconectadas, generando áreas de servicio exclusivo de electricidad y gas combustible, y el desarrollo de un plan de incentivos para los proveedores de servicio de energía eléctrica en Zonas No Interconectadas. Esta ley da prioridad a los proyectos que se incorporan dentro de los planes de energización rural sostenible a nivel departamental o regional (PERS).

Se vienen desarrollando PERS para los departamentos de Nariño, Tolima, Guajira y Chocó, y se espera que se desarrollen para los departamentos de Cundinamarca y Arauca en el corto plazo.

Los PERS son una iniciativa conjunta del sector eléctrico colombiano a través de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas (IPSE); que se puede potenciar mediante la intervención de cooperación internacional y entidades locales y departamentales.

En cada departamento, los esfuerzos técnicos, administrativos y financieros se fusionan a través de convenios interinstitucionales de las entidades participantes para estructurar y desarrollar una metodología para llevar a cabo evaluaciones socioeconómicas rurales y energéticas en subregiones de cada departamento.

Como resultado de la aplicación de esta metodología, se obtiene información detallada y sólida de base para la estructuración de proyectos de energía rural, en los que los sistemas de financiación y modelos de organización empresarial de la comunidad son esenciales.

Con información primaria y secundaria clasificada y analizada, los PERS evaluarán las directrices de política energética e identificarán, formularán y estructurarán de manera integral proyectos sostenibles en el corto, mediano y largo plazo como parte de la planificación en el país, e identificarán la problemática particular en las zonas rurales de los departamentos.

## BARRERAS IDENTIFICADAS

- De mercado:
  - La falta de conocimiento local de modelos de negocio innovadores para proyectos de energía.
  - La competencia de soluciones de energía con FNCER están compitiendo con las plantas de generación Diésel que reciben altos subsidios del gobierno.
  - Las malas condiciones de mercado para incentivar soluciones inclusivas enfocadas en empresarios locales de soluciones de energía limpia.
- Financieras/económicas
  - Alta inversión de capital para energías renovables en comparación con proyectos de energía convencionales.
  - La falta de instrumentos financieros adaptados a promover el acceso a las energías limpias
  - Falta de conocimiento de los bancos comerciales y las instituciones de microfinanzas de oportunidades para aumentar sus préstamos con líneas de crédito verdes.

## COSTOS, PLAN DE FINANCIAMIENTO Y APOYO REQUERIDO PARA LA NAMA

Aunque es recomendable presentar información sobre los costos estimados de la NAMA, si la NAMA requiere apoyo para el cálculo de los mismos no es necesario presentar información en todos los campos de esta sección.

	Compon ente de la NAMA)	Costo USD	REQUI RE APOYO  SI/NO (indique)	Contribu ción Nacional  USD	Fuente/ Mecanis mo	Contribu ción Internaci onal  USD	Fuente/ Mecanis mo
	COSTOS DE LA NAMA Y APOYO REQUERIDO (Adjunte información detallada si es necesario)	1.Activid ades Previas		SI			
		176,083	Normas de Calidad de Producto para PSFV, Normas de Calidad de Producto para Sistemas Fotovoltaicos Domésticos Individuales, Normas de Calidad de Producto para Sistemas Híbridos, Normas de Instalación de Sistemas Fotovoltaicos Individuales, Normas de Instalación de Sistemas Híbridos.				
			SI	Por estimar	Por determin ar	Por determin ar	Por determin ar
		101,076	Evaluación de Sistemas Fotovoltaicos Individuales + Evaluación de Sistemas Híbridos				

2. Proyecto Piloto 1		SI	Por estimar	Por determinar	Por determinar	Por determinar
	84,435	Formulación y Diseño de Proyectos de Generación Piloto 1. Generación a Pequeña Escala El Costo de Inversión Final de los 7 proyectos será resultado del estudio anterior				
3. Proyecto Piloto 2		SI	Por estimar	Por determinar	Por determinar	Por determinar
	478,465	Formulación y Diseño de Proyectos de Generación Piloto 2. Hibridización de Centrales Diesel El Costo de Inversión Final de los 7 proyectos será resultado del estudio anterior				
DESCRIPCIÓN Y OBSERVACIONES SOBRE NECESIDADES FINANCIERAS	Describir actividades concretas y estudios requeridos.					
DESCRIPCIÓN Y OBSERVACIONES SOBRE OTROS REQUERIMIENTOS	Describir las actividades concretas requeridas.					
<b>APOYO RECIBIDO PARA PREPARACIÓN</b>						
Especificar los montos que han sido utilizados en la etapa de preparación de la NAMA, por fuera de la plataforma de registro de NAMAs de la CMNUCC (NAMA Registry)						
APOYO RECIBIDO POR FUERA DE LA PLATAFORMA DE REGISTRO DE NAMAS DE LA CMNUCC PARA PREPARACIÓN (NAMA Registry) (Adjunte información detallada si es necesario)	¿La NAMA ha recibido recursos para el proceso de preparación?					SI/NO (indique)
	País / organización donante			OLADE		
	Total (valor en dólares)			US\$20.000		
	Fecha			2015-2016		
<b>DOCUMENTACIÓN DE SOPORTE</b>						

<p>DOCUMENTACIÓN DIGITAL DE SOPORTE</p> <p>Listado de los documentos, informes y/o estudios que soportan la información presentada de la NAMA</p>	<p>Formulación de una Propuesta para una Acción de Mitigación Nacionalmente Apropriada (NAMA) para las Zonas No Interconectadas (ZNI) de Colombia. OLADE (2015-2016) Quito-Bogotá.</p>
---	--

Última página