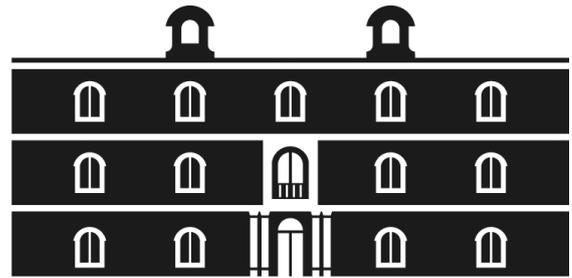




Universidad  
Politécnica  
de Cartagena



**industriales**

etsii UPCT

# Evaluación de la energía solar fotovoltaica como solución a la dependencia energética de zonas rurales de Colombia

**Titulación:** Arquitecto Técnico  
Ingeniero de Edificación

**Intensificación:** Energías Renovables

**Alumno/a:** Carlos Alberto Toledo Arias

**Director/a/s:** Dr. Antonio Urbina Yeregui

Cartagena, Septiembre de 2013



## Contenido

|       |   |    |
|-------|---|----|
| 1.    | Introducción.....   | 1  |
| 2.    | Energías renovables en Colombia.....  | 3  |
| 2.1   | La situación energética .....   | 4  |
| 2.2   | Demanda de energía.....   | 5  |
| 2.3   | Potenciales energéticos .....   | 7  |
| 2.3.1 | Potencial solar .....   | 7  |
| 2.3.2 | Potencial eólico.....   | 8  |
| 2.3.3 | Potencial de pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH's) .....                                   | 8  |
| 2.3.4 | Potencial de biomasa.....   | 9  |
| 2.3.5 | Energía de los mares .....  | 9  |
| 2.4   | Marco legal e institucional.....  | 9  |
| 3.    | El sector eléctrico en Colombia.....  | 12 |
| 3.1   | Antecedentes.....   | 12 |
| 3.2   | Marco regulatorio.....  | 13 |
| 3.3   | Cobertura.....  | 14 |
| 3.3.1 | División política.....  | 14 |
| 3.3.2 | División geográfica.....  | 14 |
| 3.3.3 | División desde el enfoque eléctrico .....   | 16 |
| 3.4   | Energía en ZNI.....   | 20 |
| 3.5   | Fuentes de financiación .....   | 21 |
| 3.5.1 | Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas (FAZNI).....     | 22 |
| 3.5.2 | Fondo Nacional de Regadías (FNR).....   | 22 |
| 3.5.3 | Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las zonas rurales Interconectadas (FAER)..... | 23 |
| 3.5.4 | Programa de Normalización de Redes (PRONE).....   | 23 |
| 3.6   | Generación eléctrica.....   | 23 |
| 4.    | Estimación de la demanda de consumo eléctrico.....  | 26 |
| 5.    | Análisis del recurso solar .....  | 29 |
| 5.1   | Características del Lugar .....   | 30 |
| 5.2   | Análisis del recurso solar .....  | 31 |
| 6.    | Diseño del sistema .....  | 35 |
| 6.1   | Definición técnica.....   | 36 |
| 6.1.1 | Orientación e inclinación.....  | 36 |
| 6.1.2 | Definición del sistema para cubrir el 100% de la demanda .....                                  | 37 |

|       |  |    |
|-------|--|----|
| 6.1.3 | Resultados de producción previstos ..... | 40 |
| 6.1.4 | Análisis económico .....                 | 43 |
|       | Conclusiones .....                       | 46 |
|       | Trabajo futuro .....                     | 46 |
|       | Bibliografía .....                       | 47 |
|       | Referencias .....                        | 47 |
|       | Anexos .....                             | 49 |

## Listado de figuras

|   |    |
|---|----|
| Figura 1 Eficiencia y costos de las tecnologías fotovoltaicas de primera (I), segunda (II) y tercera generación (III).      | 3  |
| Figura 2 Producción de energía primaria en 2009.  | 5  |
| Figura 3 Consumo final en 2009  | 6  |
| Figura 4 Proyección de demanda de energía   | 7  |
| Figura 5 Regiones naturales de Colombia   | 16 |
| Figura 6 Cobertura del SIN alcanzable para 2014   | 18 |
| Figura 7 Distribución geográfica de la ZI y ZNI   | 19 |
| Figura 8 Fuentes de recursos  | 21 |
| Figura 9 Capacidad eléctrica instalada según tecnologías. Marzo 2013  | 24 |
| Figura 10 Evolución de la capacidad eléctrica instalada de abril de 2012 a marzo de 2013                                    | 24 |
| Figura 11 Generación eléctrica en Colombia. Marzo 2013  | 25 |
| Figura 12 Evolución de la generación eléctrica en Colombia de abril 2012 a marzo 2013.                                      | 26 |
| Figura 13 Demanda en vivienda rural situada en estrato 1 (bajo - bajo)  | 27 |
| Figura 14 Demanda en vivienda rural situada en estrato 2 (bajo)   | 27 |
| Figura 15 Situación de la instalación, Departamento del Huila, Colombia.  | 29 |
| Figura 16 Ubicación de la instalación, municipio de Pitalito.   | 29 |
| Figura 17 Trayectoria solar (base de datos climatológica Meteonorm 6.1)   | 31 |
| Figura 18 Mapa de irradiación horizontal para América del Sur (NREL)  | 33 |
| Figura 19 Mapa de irradiación horizontal para Colombia (NREL)   | 33 |
| Figura 20 Mapa de radiación solar global, promedio multianual (UPME)  | 34 |
| Figura 21 Mapa de horas de sol al día, promedio anual (UPME).   | 35 |
| Figura 22 Orientación e inclinación PVSYST  | 37 |
| Figura 23 Corriente vs. Tensión en función de la irradiancia incidente en el módulo para el módulo FV <i>TSM-250 PDG5</i> . | 38 |
| Figura 24 Corriente vs. Tensión en función de la temperatura para el módulo FV <i>TSM-250 PDG5</i> .                        | 38 |
| Figura 25 Esquema unifilar 1.5 kWp para autoconsumo   | 40 |
| Figura 26 Producción estimada para potencia nominal 1500 Wp e irradiación de la localidad considerada                       | 41 |
| Figura 27 Performance ratio para potencia nominal de 1500 Wp e irradiación de la localidad considerada                      | 41 |
| Figura 28 Balances y resultados principales para potencia nominal de 1500 Wp e irradiación de la localidad considerada      | 42 |
| Figura 29 Diagrama de pérdidas durante todo el año para potencia nominal de 1500 Wp   | 43 |
| Figura 30 Coste de la electricidad ELECTROHUILA para mayo 2013 en pesos colombianos   | 44 |

## 1. Introducción

El cambio climático es un problema con características únicas, ya que, es de naturaleza global, sus impactos involucran interacciones entre procesos naturales y procesos sociales, económicos y políticos a escala mundial. Dada la importancia del tema, los tratados internacionales y las políticas nacionales deben de enriquecer las actividades mundiales encaminadas a mitigar el cambio climático y adaptarse al mismo.

Por su parte, el sector rural ha aprendido a lo largo de la historia a afrontar la variabilidad del clima y muchas veces han adaptado los cultivos y sus prácticas agrícolas a nuevas condiciones. Pero la intensidad y la velocidad del cambio climático presentan nuevos desafíos sin precedentes. Las zonas rurales serán las más afectadas, ya que dependen de actividades sensibles al clima y además tienen poca capacidad de adaptación. Se prevé un cambio gradual de temperaturas y lluvias, así como una mayor frecuencia de fenómenos meteorológicos extremos que se traducen en malas cosechas, muerte del ganado y otras pérdidas de activos, lo cual representa una amenaza para la producción de alimentos, así como para el acceso a los recursos alimentarios, la estabilidad y la utilización de los mismos. En algunas regiones estos cambios pueden superar ampliamente la capacidad de adaptación de la población.

Por lo tanto, se están comenzando a adquirir estrategias de adaptación conforme los gobiernos, las empresas y las comunidades para que todo el mundo entienda mejor el cambio climático y la urgencia de responder ante sus repercusiones actuales y potenciales. Para que den buenos resultados, las medidas de adaptación tienen que tener en cuenta las prácticas y las vulnerabilidades locales. La planificación en los hogares y de la comunidad pueden limitar los daños del cambio climático, así como los costos a largo plazo de la respuesta a los efectos del mismo, cuyo número e intensidad aumentarán.

El desafío de adaptación será mayor para los países en desarrollo. Estos países, situados a altitudes inferiores, están más expuestos a los efectos del cambio climático, incluidas las inundaciones, la sequía y una frecuencia mayor de plagas y enfermedades. Muchos países en desarrollo son muy vulnerables al cambio climático porque además de depender en gran medida de actividades sensibles al clima, como la agricultura y la pesca, tienen ingresos bajos per cápita, instituciones más débiles y un acceso limitado a la tecnología y los mercados [1].

En cuanto a la mitigación del cambio climático los esfuerzos van encaminados a desarrollar tecnologías y ciencias con el fin de frenar los efectos del calentamiento global. Las líneas de actuación giran en torno al ahorro y eficiencia energética, la investigación (I+D+i), formación, sensibilización y al uso de energías renovables.

El uso de energías renovables en el planeta está creciendo fuertemente en los últimos tiempos. Esto se debe principalmente a la conciencia ambiental en la política y a las nuevas necesidades de la sociedad. Los efectos directos de este crecimiento son la caída de los precios de los componentes y la mejora de la tecnología asociada. Este hecho puede ser aprovechado para diversificar el mercado de la energía [2].

Es necesario que todos los países tengan un “*mix*” energético equilibrado que cuente con fuentes de energía que permitan un desarrollo sostenible. Colombia, como muchos otros países en desarrollo, se enfrenta a decisiones estratégicas muy importantes en relación con su sector energético. Tiene abundante carbón y potencial hidroeléctrico, recursos eólicos muy importantes, pero limitadas reservas de gas y algunas reservas de crudo [3]. Cómo hacer un uso racional de estos recursos es una cuestión estratégica clave que Colombia necesita abordar en el contexto del cambio climático y de los tratados multilaterales encaminados a frenar los gases de efecto invernadero.

La reducción de la dependencia de los combustibles fósiles y la diversificación del mercado con el fin de minimizar el riesgo de falta de suministro, junto con las preocupaciones sobre la reducción de los impactos negativos del consumo de energía, han hecho de las energías renovables en Colombia una alternativa atractiva. Además, las posibilidades de producción de energía cerca de los centros de consumo y el suministro inadecuado de energía en las zonas remotas y rurales hacen también que las energías renovables sean una opción tecnológica interesante y prometedora.

El suministro eléctrico en Colombia depende del Sistema de Interconexión Nacional (SIN) y varios sistemas aislados que cubren Zonas No Interconectadas (ZNI). El SIN comprende la tercera parte del territorio y cubre 96% de la población. El sistema ZNI, cubre las dos terceras partes restantes del territorio nacional y solamente provee servicio al 4% de la población [4].

En 2005, el sistema de interconexión eléctrica dio servicio al 87% de la población, un porcentaje inferior al promedio de 95% para Latinoamérica y el Caribe (LAC). En Colombia, la cobertura eléctrica es del 93 por ciento en áreas urbanas y 55 por ciento en áreas rurales. Alrededor de 2,3 millones de personas todavía no tienen acceso a electricidad. Las zonas que se encuentran fuera del sistema interconectado plantean condiciones de electrificación especialmente difíciles con capacidad instalada basada casi exclusivamente en diésel, el 80 por ciento de la capacidad se encuentra en plantas en el umbral inferior a 100 kW [4].

Los sistemas de electrificación basados en el uso de fuentes de energías renovables son una opción adecuada para proporcionar electricidad a comunidades aisladas. Una instalación solar fotovoltaica autónoma o aislada es una fuente de alimentación independiente y es un recurso ideal y ecológico para estos lugares aislados y/o sin red eléctrica.

Las instalaciones fotovoltaicas (FV) autónomas o aisladas deben proporcionar un servicio de calidad para poder ser consideradas como alternativa a la electrificación por red. Los requisitos de calidad no sólo deben tener como objetivo cubrir el suministro diario de los usuarios, sino también garantizar una larga vida útil del sistema. La sostenibilidad, por tanto, también es un objetivo prioritario en el desarrollo de instalaciones aisladas [5].

En cuanto a las tecnologías fotovoltaicas en la actualidad, desde las primeras células solares de los años 50, construidas sobre silicio, se ha continuado investigando y desarrollando nuevos métodos con el objetivo de mejorar las eficiencias de conversión y reducir los costes de fabricación. Esta mejora constante ha permitido el desarrollo, tanto a nivel de

laboratorio como comercial, de una variedad de tecnologías fotovoltaicas que actualmente coexisten, con diferentes grados de madurez.

Las tecnologías de fabricación de dispositivos fotovoltaicos pueden clasificarse en tres grandes grupos: la primera generación que son aquellas tecnologías ampliamente utilizadas a nivel comercial y que están basadas principalmente por obleas de silicio cristalino. La segunda generación, de lámina delgada como tecnología en desarrollo que engloban principalmente, las basadas en telururo de cadmio (CdTe), silicio amorfo hidrogenado (a-Si:H), y diseleniuro de cobre-indio-galio (CIGS); y la tercera generación que se encuentran en fase de investigación y desarrollo y están basadas en tecnologías avanzadas de lámina delgada como pueden ser células orgánicas, combinaciones de la columna III de la tabla periódica y un elemento de la columna V (III-V) o células tándem. El profesor M. Green estudio los posibles costos de producción de módulos por unidad de superficie y la eficiencia de conversión de cada tecnología, los resultados se muestran en la *figura 1* [6].

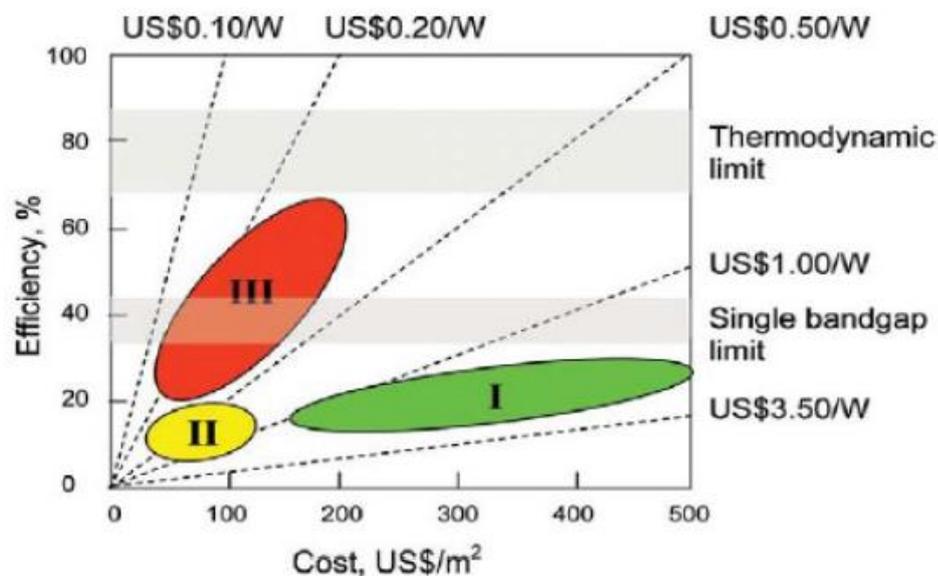


Figura 1 Eficiencia y costos de las tecnologías fotovoltaicas de primera (I), segunda (II) y tercera generación (III).

Con este marco, me motiva evaluar la energía solar fotovoltaica como solución a la dependencia energética de una vivienda rural situada en Colombia, realizando el diseño de la instalación, analizando el rendimiento de la misma y calculando las emisiones evitadas.

## 2. Energías renovables en Colombia

Colombia es un país dotado de diversas fuentes de energía. Es un país exportador neto de energía, donde se exporta petróleo, carbón y electricidad. La mayor parte de la generación eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) se deriva de la hidroelectricidad (80%) y el restante 20%, prácticamente de centrales térmicas, con una participación pequeña de las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCHs), cogeneración en la agroindustria y un parque eólico [7]. Es claro que en términos de generación eléctrica,

Colombia es un país verde, solamente superado en la participación de la energía renovable por algunos países del continente como Brasil y Costa Rica.

El potencial de recursos de Fuentes de Energía Renovable (FER) es elevado. El país dispone de recursos en prácticamente todas las fuentes renovables (solar, eólica, biomasa, pequeñas centrales, geotermia, etc.) y con potenciales elevados. Sin embargo el desarrollo de estas fuentes es limitado en el país. Entre las principales barreras que hasta ahora limitan su desarrollo no solamente se tiene el elevado costo inicial de las nuevas Tecnologías de Energía Renovable (TER) sino barreras de diversa índole derivadas de un marco legal y regulatorio para la generación de energía eléctrica con FER muy poco desarrollado, la fuerte competencia de tecnologías convencionales muy bien establecidas en el SIN, la falta de conocimiento sobre estas fuentes, una inadecuada evaluación y limitada información sobre el potencial de estos recursos de FER, entre otros.

La penetración de la generación eléctrica de las TER en el SIN tiene que tener en cuenta la existencia de una economía de mercado en la prestación de este servicio y por lo tanto tiene que competir con las tecnologías convencionales establecidas. Hay sin embargo otra gran extensa región del país que son las denominadas Zonas No Interconectadas (ZNI) en donde el gobierno actúa directamente para la prestación del servicio de energía eléctrica y el suministro de combustibles. Estas ZNI que cubren cerca de 2/3 del área del país, muy distantes de los centros de abastecimiento de combustibles e insumos, adolecen de un suministro muy costoso de combustibles y por lo tanto, las TER forman parte de la estrategia gubernamental para la prestación del servicio de energía eléctrica y el suministro de combustibles. En estas zonas, en el sector rural la generación de electricidad se fundamenta en la actualidad en la generación con plantas diesel lo cual constituye un nicho para el desarrollo de las ER, debido a los elevados costos que conlleva la generación con diesel, principalmente por los costos de transporte del combustible.

El Instituto para la Planeación y Promoción de las Soluciones Energéticas para las ZNI (IPSE), institución gubernamental adscrita al Ministerio de Minas y Energía, se encuentra adelantando un ambicioso programa de utilización de las TER en las zonas aisladas y remotas del país en donde emplea diversas tecnologías como solar, eólica, biomasa, biocombustibles, sistemas híbridos, sistemas de poli-generación, entre muchas innovaciones. Es de resaltar la visión de largo plazo del programa según la cual estos sistemas deben ser auto-sostenibles y dentro de lo cual las comunidades toman el reto de asumir esta responsabilidad. Si bien la mayoría de los proyectos se encuentran en la fase de desarrollo, la evaluación de los mismos después de varios años de operación será una fuente enorme de lecciones aprendidas.

## 2.1 La situación energética

Colombia cuenta con una gran diversidad de fuentes de energía primaria lo cual le permite garantizar el suministro de la demanda interna. Es además un país exportador neto de energía, incluyendo carbón, petróleo y electricidad.

La producción total de energía primaria durante el año 2009 fue de 1.000.268 Tcal, con una participación del carbón mineral del 47.3%, seguido del petróleo, el gas natural, la hidro-

energía, la leña, el bagazo y recuperación energética. Las exportaciones de energía representaron el 62.6% de la energía primaria producida.

No existió importación alguna, constituyéndose Colombia en un exportador neto de energía. Las FER (con la hidro-energía, la leña y el bagazo de caña de azúcar) participaron con el 8.1 % del total de la producción de energía primaria.

La producción de energía secundaria durante el 2009 fue de 196.687 Tcal. La mayor participación corresponde a la energía eléctrica con 24.9% y el Diesel Oíl con 18,7%. Los derivados del petróleo (Diesel Oíl, Gasolina Motor, Fuel Oíl y GLP) constituyeron el 54.3%. Es entonces claro que la producción de energía tanto primaria como secundaria en Colombia está basada en los combustibles fósiles [8].

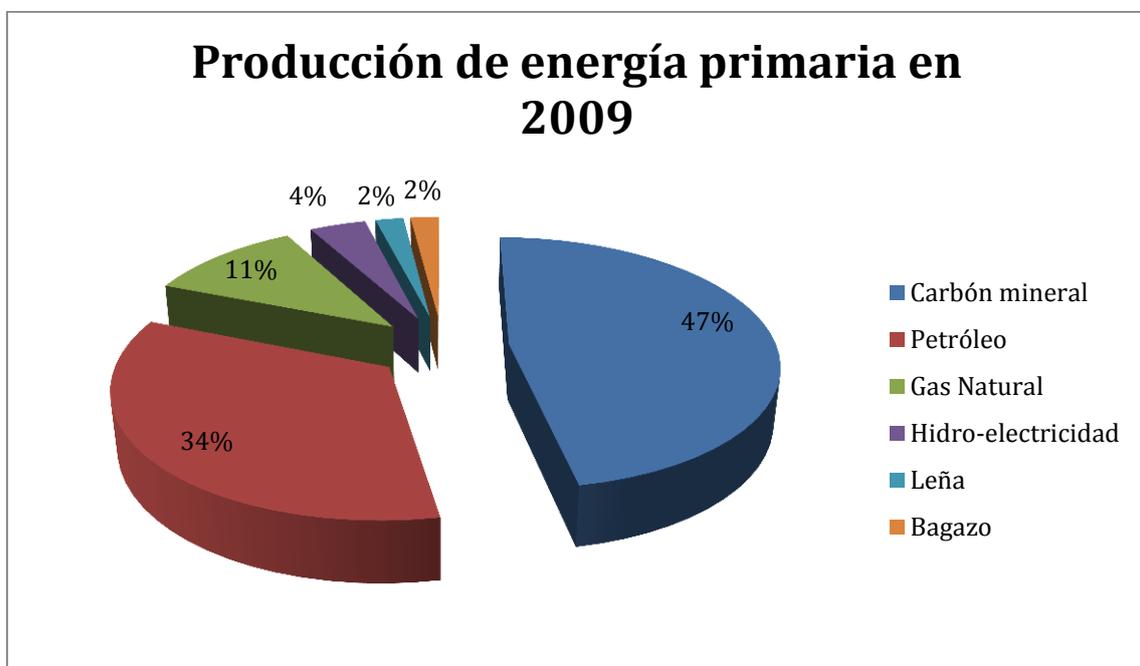


Figura 2 Producción de energía primaria en 2009

## 2.2 Demanda de energía

La demanda de energía en el año 2009 fue de 316.22 Tcal. El crudo y sus derivados representaron el 56% y electricidad el 19%.

El consumo final efectivo para el mismo año, fue de 227.769 Tcal, donde el sector transporte es el mayor consumidor de energía (37%), seguido por los sectores industrial (24%) y residencial (22%) [8].



Figura 3 Consumo final en 2009

La *figura 4* muestra las proyecciones de la demanda final de energía, con una tasa de crecimiento media anual esperada de 2.6% en un horizonte a 2020. Los derivados del petróleo continúan siendo los mayores contribuyentes a la estructura de consumo con un aumento de 8 millones de toneladas equivalentes de petróleo entre 2008-2020, aunque pierden participación relativa al final del año 2020. El gas natural con una tasa de crecimiento de 4.6% alcanzará una participación 21.1% en el total de la canasta energética colombiana, seguido de la electricidad cuya contribución estimada llegará al 16.8% en el 2020.

El carbón y la biomasa crecerán a tasas promedio año de 4.5% y 3% respectivamente, lo cual en 2020 participaran en forma relativa con 10.1% en el caso de carbón y 10.7% la biomasa. No obstante, la biomasa podrá aumentar su participación en la estructura de consumo energético hacia el final de periodo de estudio, dependiendo de las disposiciones que se emitan para el desarrollo del programa de biocombustibles [9].

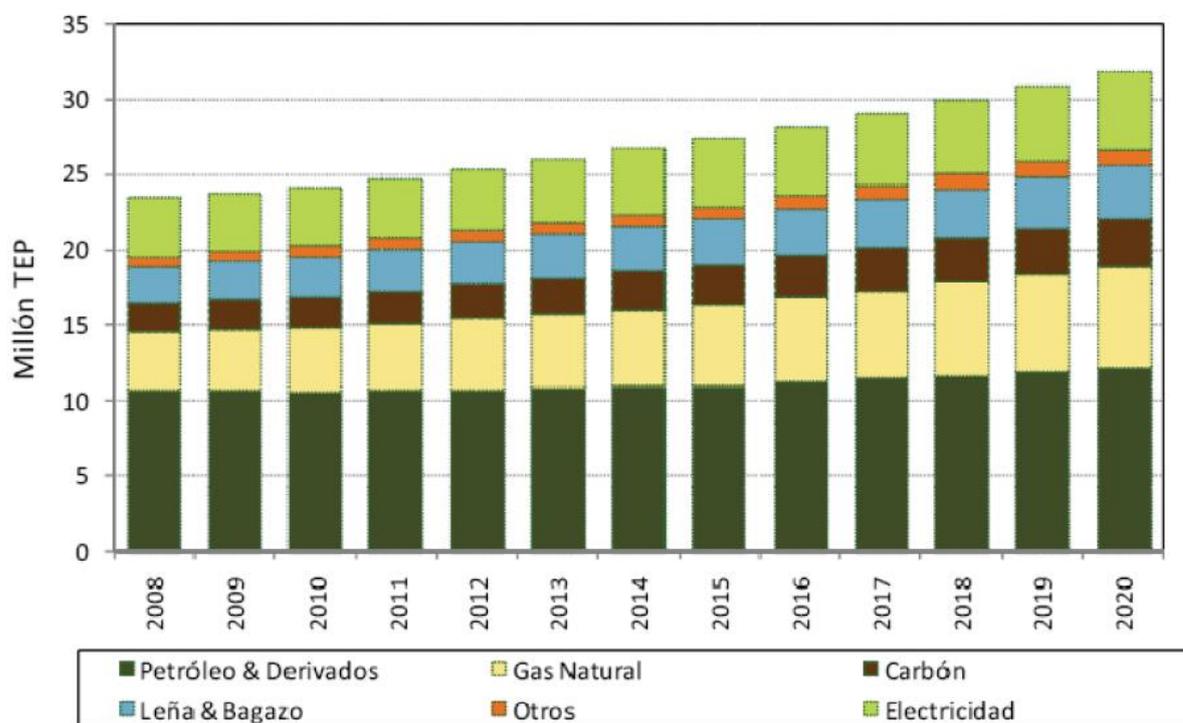


Figura 4 Proyección de demanda de energía

## 2.3 Potenciales energéticos

### 2.3.1 Potencial solar

Colombia tiene un potencial energético solar a lo largo de todo el territorio nacional, con un promedio diario multianual cercano a 4,5 kWh/m<sup>2</sup>. En las regiones costeras atlántica y pacífica, específicamente en la región noreste de la costa atlántica en la Guajira, de acuerdo con los resultados de la evaluación del recurso solar del país muestran un potencial solar promedio diario entre 5,0 y 6,0 kWh/m<sup>2</sup>, el mayor del país. Las regiones de la Orinoquia y Amazonia, que comprenden las planicies de los Llanos Orientales y zonas de las selvas colombianas, presentan una variación ascendente de la radiación solar en sentido suroeste-noreste, verificándose valores asimilables a los de La Guajira en el noreste (Puerto Carreño) [10].

| Región          | Radiación Solar (kW/m <sup>2</sup> /año) |
|-----------------|--|
| Guajira         | 1980 - 2340                              |
| Costa Atlántica | 1260 - 2340                              |
| Orinoquia       | 1440 - 2160                              |
| Amazonia        | 1440 - 1800                              |
| Andina          | 1080 - 1620                              |
| Costa Pacífica  | 1080 - 1440                              |

### 2.3.2 Potencial eólico

En Colombia la mayor disponibilidad de recurso eólico se encuentran en la costa Atlántica, donde los vientos aumentan en dirección a la península de La Guajira. Otras regiones con potencial del recurso se encuentran en el Bajo Magdalena y la cuenca del Cesar entre los departamentos de Bolívar, Atlántico y Norte de Santander, centro y sur del Cesar, en sectores del golfo de Urabá, Medio Magdalena y sur del Catatumbo a la altura de Norte de Santander y en los Llanos Orientales sobre Casanare, límites entre Boyacá y Cundinamarca, y límites entre Meta, Huila y Cundinamarca [10].

| Región                               | Densidad de Potencia a 20 m<br>(W/m <sup>2</sup> ) | Densidad de Potencia a 50 m<br>(W/m <sup>2</sup> ) |
|--------------------------------------|--|--|
| Guajira                              | 1000 - 1331  | 2744 - 3375  |
| San Andrés                           | 125 - 216  | 216 - 343  |
| Santanderes                          | 125 - 216  | 343 - 512  |
| Costa Atlántica                      | 216 - 512  | 729 - 1331   |
| Casanare y Llanos Orientales         | 125 - 216  | 216 - 343  |
| Boyacá                               | 125 - 216  | 216 - 343  |
| Límites entre Tolima y zona cafetera | 216 - 512  | 512 - 729  |
| Golfo de Uraba                       | 125 - 216  | 343 - 512  |

### 2.3.3 Potencial de pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH's)

En 1997 se identificó un potencial de 25.000 MW, con el 1% instalado mediante 200 PCH's. A 2008 existían instalados 146 MW de aprovechamientos hidro-energéticos menores a 10 MW. Adicionalmente Colombia tiene una precipitación media anual de 3.000 milímetros sobre el 25% del área total del territorio continental que equivale a 274.000 km. La tabla siguiente muestra las cuencas principales del país y el grado de participación de la oferta hídrica del país.

| Cuenca   | Área cubierta del territorio nacional | Oferta hidráulica | Población |
|--|---------------------------------------|-------------------|-----------|
| Ríos Magdalena y Cauca   | 25%                                   | 11%               | 70%       |
| Ríos Orinoco, Amazonas, Pacífico, Sinu, Atrato, Catatumbo y Sierra Nevada de Santa Marta | 75%                                   | 89%               | 30%       |

Además en Colombia existen 720.000 cuencas y micro cuencas y cerca de 1.600 cuerpos de agua, identificados como lagunas, lagos y embalses, con volumen aproximado de 26.300 millones de metros cúbicos y reservas aproximadas de 140.879 km<sup>3</sup> de agua subterránea [10].

### 2.3.4 Potencial de biomasa

La UPME en un estudio realizado en 2003 identificó un potencial de 16.267 MWh/año de energía primaria o potencial bruto con 658 MWh/año de aceite combustible, 2.640 MWh/año de alcohol carburante, 11.828 MWh/año de residuos agroindustriales y de cosecha, 442 MWh/año de residuos de bosques plantados, y 698 MWh/año de residuos de bosques naturales.

De acuerdo con la información disponible en la UPME para el 2008 la capacidad instalada de generación con residuos de biomasa es de 26,9 MW que corresponden a plantas en ingenios azucareros que utilizan el bagazo de caña mezclado con carbón para la generación de energía eléctrica [10].

### 2.3.5 Energía de los mares

Un estudio realizado por la Escuela Naval de Cadetes Almirante Padilla en 2003 [11], identifica el Pacífico colombiano como una de las regiones con un gran potencial energético con un rango de marea promedio superior a los 3 metros. Sin embargo las velocidades de las corrientes de marea en la Bahía de Málaga con 0.82 m/s en marea muerta (rango 2m) y 1.51 m/s en marea viva (rango 3.7m), no son suficientes para la generación de electricidad. Mediante modificaciones a los canales de entrada de Bahía Málaga es posible alcanzar las velocidades necesarias (1.75 m/s) para la generación eléctrica entre 70 y 100 MW. Sin embargo, se requiere de una evaluación económica y ambiental debido a la magnitud de las obras civiles y su impacto en la hidrodinámica local.

La Península de la Guajira es el sitio con mayor potencial para la explotación de la energía contenida en las olas en Colombia (11.67 kW/m), sin embargo el flujo de energía no alcanza los niveles mínimos (15 kW/m) para generar electricidad eficientemente con la tecnología actual [10].

Colombia cuenta con las condiciones oceanográficas y morfológicas necesarias al sur occidente de la Isla de San Andrés para la explotación de la energía del gradiente térmico del océano con capacidad para generar la electricidad para satisfacer las necesidades de la Isla con 4 lugares identificados, estos son:

- En el litoral Pacífico en el sector de Juradó en la frontera con Panamá
- Cabo Corrientes
- La isla de Malpelo
- Punta Cinto al norte de Santa Marta

## 2.4 Marco legal e institucional

Existe un vacío en el marco Legal y Regulatorio para las Energías Renovables en Colombia y requiere de un mayor desarrollo que deberá responder a las políticas energéticas de este subsector [12].

### **Ley 143 de 1994**

El punto de partida del marco legal para las energías renovables en Colombia está en la Ley 143 de 1994. La ley se relaciona con el Uso Racional y Eficiente de la Energía, donde el país establece 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 relacionados a las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI). Establece claramente las obligaciones comunes para todos los países, pero a su vez la diferencia. En particular para países como Colombia (país no desarrollado), no se exige ningún compromiso de reducción de emisiones, aunque este puede adoptar voluntariamente reducción de las mismas. 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.

### **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, Japón, 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.

### **Ley 697 de 2001**

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 4º 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. El objeto del PROURE es aplicar gradualmente programas para que toda la cadena energética, cumpla permanentemente con los niveles mínimos de eficiencia energética, sin perjuicio de lo dispuesto en la normatividad vigente sobre medio ambiente y los recursos naturales renovables.

Las disposiciones reglamentarias de esta ley tocan principalmente la eficiencia energética y los biocombustibles, sin embargo hay poco énfasis hasta la fecha en las fuentes de energía renovable.

### **Ley 788 de 2002**

El Decreto 3683 se limita a señalar que el Ministerio de Minas y Energía (MME), la Comisión de Regulación de la Energía y Gas (CREG) y la Unidad de Planeación Minero Energética (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 tienen 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. Para gozar de la exención del impuesto, el 50% de los ingresos provenientes de la certificación, se tienen que destinar 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 Gases del Efecto Invernadero (GEI) y, por lo tanto, al desarrollo sostenible.

### **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 nuevos subprogramas como son:

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 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 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.

### **3. El sector eléctrico en Colombia**

#### **3.1 Antecedentes**

En el año 1888 la iniciativa privada dio comienzo al suministro eléctrico, que siguió desarrollándose de forma aislada en los principales grupos urbanos del país. Este desarrollo se dio en manos del sector privado hasta 1928 cuando el gobierno procede a la nacionalización de las empresas por medio de la ley 113 que declara la explotación de energía hidroeléctrica de interés público. Esta ley además del fin social de cobertura a los estratos más bajos, buscaba remediar la incapacidad de los empresarios privados de asumir la inversión requerida, para atender la creciente demanda [13] [14].

Para entonces, el sistema se constituyó verticalmente por empresas autónomas y descentralizadas, de orden municipal cuando operaron en las principales ciudades o con jurisdicción departamental para cubrir el resto de la demanda en cada departamento. Más tarde se crea la compañía pública ISA (Interconexión Eléctrica S.A.) que durante cerca de 25 años ejerció el planeamiento centralizado de todo el Sistema Interconectado Nacional al tiempo que administró el mercado eléctrico a través de su junta directiva. También fue en

el seno de esta compañía donde se planteaban las propuestas de desarrollo sectorial que luego eran adoptadas por el Gobierno Nacional [15].

ISA permitió la integración del sistema eléctrico, coordinó el intercambio de electricidad entre los diferentes sistemas regionales, planeo la expansión del sistema de generación y transmisión y, si era necesario, la construcción y operación de las nuevas centrales de generación.

La década del 70 representó el periodo de mayor crecimiento y estuvo dirigido principalmente a mejorar la calidad, aumentar la capacidad de generación, ampliar las redes de interconexión y a ejecutar proyectos de electrificación rural en las zonas de mayor densidad poblacional (zona andina y costa atlántica y pacífica).

Al finalizar los 80s, la cobertura alcanzó valores mayores a 80% en las ciudades más grandes y cercana a 40% en áreas rurales de varios Departamentos.

El crecimiento del sector eléctrico demandó un gran componente de capital externo (calculada en 30% de la deuda nacional a comienzos de la década de los 80,) [13] [16] que comprometió las finanzas públicas cuando el deficiente desempeño administrativo condujo a las empresas eléctricas a una situación financiera cuestionable. La inversión realizada se respaldó con presupuesto nacional y el sector entró en crisis como resultado de las indiscriminadas tarifas subsidiadas, la influencia política en las compañías estatales, los retrasos y sobrecostos de grandes proyectos de generación [15].

A principios de la década de los noventa los problemas técnicos y financieros del sector eléctrico coincidieron con situaciones de gran envergadura, entre ellas, la reforma de la Constitución Política, el racionamiento del bienio 92-93 y la puesta en marcha de las políticas neoliberales establecidas en el Consenso de Washington [17] que fueron avaladas por los organismos financieros internacionales (FMI, BM y BID).

La dinámica de crecimiento de generación eléctrica experimentada hasta finales de los 80s (duplicada de década en década), sufrió una desaceleración porque las políticas en los 90s se centraron más en el ajuste sectorial y desarrollo del mercado de la energía eléctrica que en la construcción de infraestructura.

### 3.2 Marco regulatorio

La Constitución de 1991 establece que el estado debe garantizar a todos los habitantes del territorio nacional, la prestación eficiente de los servicios públicos de manera directa o indirecta a través de agentes públicos o privados.

Bajo estas condiciones se expiden las leyes que dotan a las empresas públicas del sector energía, del carácter de actores de derecho privado que deben operar en mercados competitivos y las que promueven la participación de los agentes privados en el sector, gracias a la venta de activos estatales o a la apertura de nuevos espacios para la inversión privada (como por ejemplo concesiones de explotación). Con la intervención de estos agentes, el Estado reduce el papel empresarial logrando asumir las funciones de regulación, control y

vigilancia (impuestas constitucionalmente). Solo cuando no se presenten empresas interesadas en atender la demanda, el Estado está obligado a ejecutar la inversión de los proyectos para ampliar la cobertura y a través de sus entidades territoriales, debe actuar como operador y subsidiario del servicio.

Para viabilizar el enfoque constitucional y a raíz del racionamiento en el bienio 1992-1993 se expidió en primer lugar el decreto ley 700 de 1992 que fijó las normas para la entrada de inversionistas privados en el negocio de la generación, seguido de la ley 80 de 1993 que regula los contratos estatales con el sector privado. Posteriormente, el Congreso de la República aprobó un nuevo marco legal para el sector eléctrico, mediante la expedición de las leyes 142 (Ley de Servicios Públicos Domiciliarios) y 143 (Ley Eléctrica) de 1994.

La Ley 142, establece los criterios generales y las políticas que rigen la prestación de los servicios públicos en el país. Establece como funciones primordiales del Estado, el ejercicio de regulación, vigilancia y control, para lo cual, se constituye la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), y la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) que hace las veces de organismo de control.

La Ley 143, reafirma la posibilidad de participación privada en los negocios eléctricos, creando un mercado mayorista de la electricidad y definiendo los procedimientos y mecanismos para regular las cuatro actividades de la industria eléctrica en las que se divide: Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización. Se estableció como regla la introducción de competencia donde fuera posible y la regulación de las actividades monopolísticas. Esta ley también asignó al Estado la función de abastecer la demanda de electricidad bajo criterios económicos y de viabilidad financiera, asegurando su cubrimiento en un marco de aprovechamiento, desarrollo, operación y uso racional, eficiente y sostenible de los recursos convencionales y no convencionales de energía.

### 3.3 Cobertura

#### 3.3.1 División política

Políticamente Colombia está dividida en 32 departamentos que su vez se dividen en municipios (1099) y corregimientos departamentales (20 en solo tres departamentos).

#### 3.3.2 División geográfica

En el contexto eléctrico se hace necesario mencionar la división geográfica del territorio Colombiano. En este sentido, el país está diferenciado en seis regiones naturales:

1. **La amazonia** es una amplia zona de bosques vírgenes y áreas de colonización agropecuaria con clima cálido húmedo. Es la más extensa, menos densamente poblada, menos electrificada y la más difícil de conectar al SIN.
2. **La región Andina** es montañosa, de climas y suelos variados, es la región más poblada y con mayores ingresos, tiene la mayor cobertura del SIN pero presenta zonas muy accidentadas que son atendidas mediante generación aislada.

3. **La región Caribe** corresponde a una zona de plana a ondulada, de clima húmedo en el sur y seco al norte. Presenta grandes desigualdades en cuanto a cobertura rural y urbana.
4. **La región insular** que tienen suministro a través de plantas locales de generación térmica que abastecen combustible por vía aérea y marítima.
5. **La Orinoquia** está formada por las extensas sabanas de los llanos orientales enmarcadas por tres ríos y el piedemonte de la cordillera. Tiene baja densidad poblacional y cobertura variable siendo mayor en los límites con la zona interconectada.
6. **La región del pacífico** corresponde a llanuras y colinas bajas de clima tropical húmedo con precipitación (una de las más lluviosas del mundo). Está cruzada por numerosos ríos que dificultan los cultivos y las comunicaciones internas. Es la región de las ZNI con mayor densidad, pero con muy bajo poder adquisitivo.



Figura 5 Regiones naturales de Colombia

### 3.3.3 División desde el enfoque eléctrico

Desde el punto de vista de electricidad, el país se puede dividir en dos grandes zonas: la interconectada y la no interconectada.

### **3.3.3.1 Zona interconectada (ZI)**

Conformadas por centros poblados con servicios de electricidad a través del SIN (Sistema Interconectado Nacional).

El SIN cubre la región Andina, gran parte de la zona norte del Caribe y las porciones de las regiones Pacífica y Orinoquia, relativamente cercanas a la región Andina. En ella se encuentra la casi totalidad de la industria, la mayor parte de las entidades comerciales y la población con mayores ingresos. Su población es mayoritariamente urbana y las proporciones del consumo son encabezadas por el sector residencial (425%), seguido del industrial (322%) mientras los restantes (Comercial, Oficial y otros) se llevan el 25,6% del consumo.

Según el Plan de expansión de energía eléctrica se espera alcanzar para el 2014 un 96.12% de cobertura si se financia sólo con gasto público y poder llegar a un 97.35% si además hay inversión privada [18].

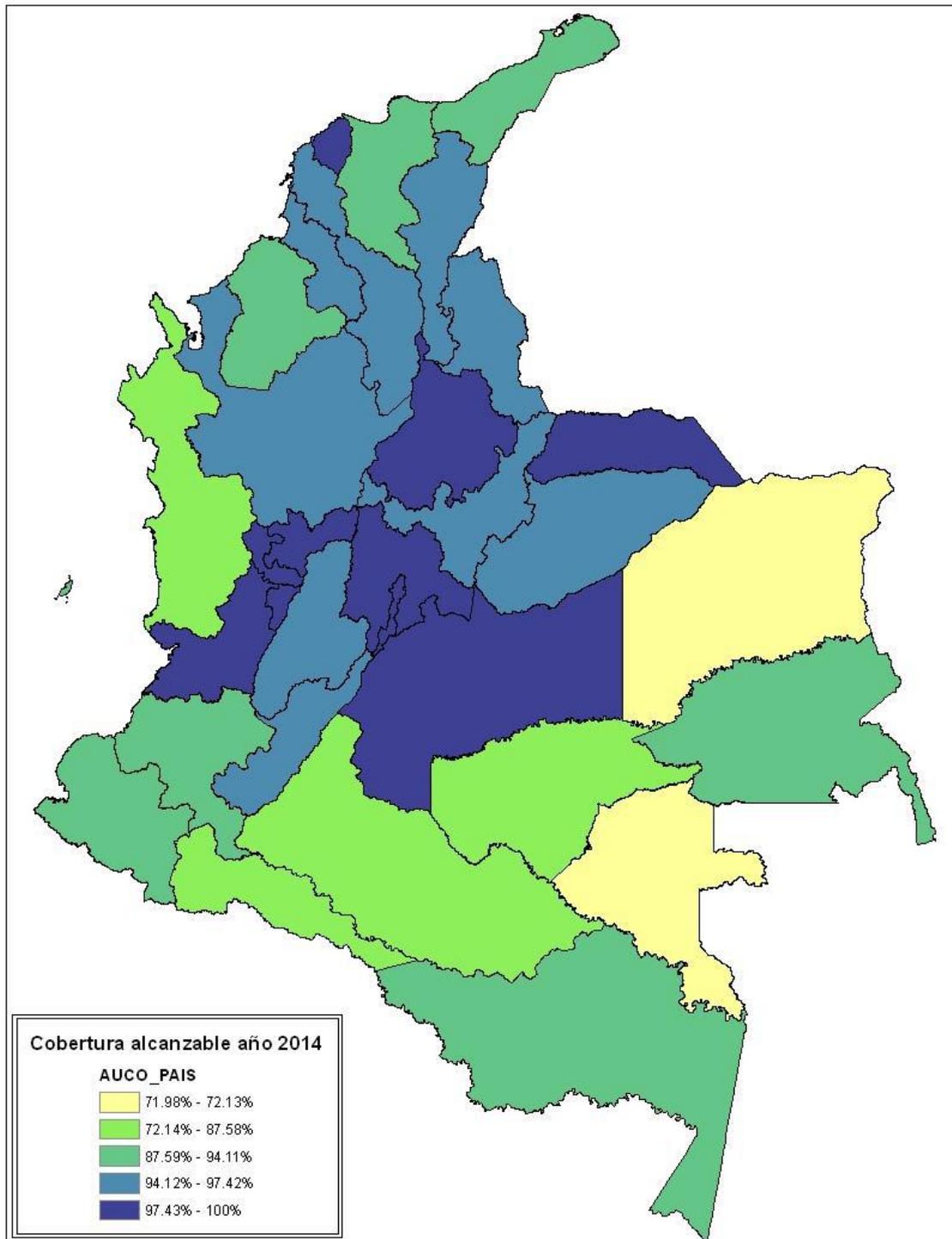


Figura 6 Cobertura del SIN alcanzable para 2014

### 3.3.3.2 Zonas No Interconectadas (ZNI)

Los municipios, corregimientos, localidades y caseríos, no conectadas al SIN y en las que la energía se provee mediante sistemas locales aislados. Dentro de este grupo se alberga el concepto de Zonas No Interconectables, que son los centros poblados cuya distancia al punto más cercano del SIN implica un costo más alto que el de otra alternativa para el servicio de electricidad [15].

Hacen parte de las ZNI la mayoría de la Amazonia, gran parte de la Orinoquia y Pacífico.

**Totalmente:** Amazonas, Guainía, Guaviare, Vaupés, Vichada; San Andrés y Providencia.

**Parcialmente:** Arauca, Casanare, Caquetá, Cauca, Chocó, Meta, Nariño y Putumayo.

**Marginalmente:** Antioquia y Valle del Cauca (algunas zonas de estos Departamentos se consideran no interconectables en el corto y mediano plazo) [16].

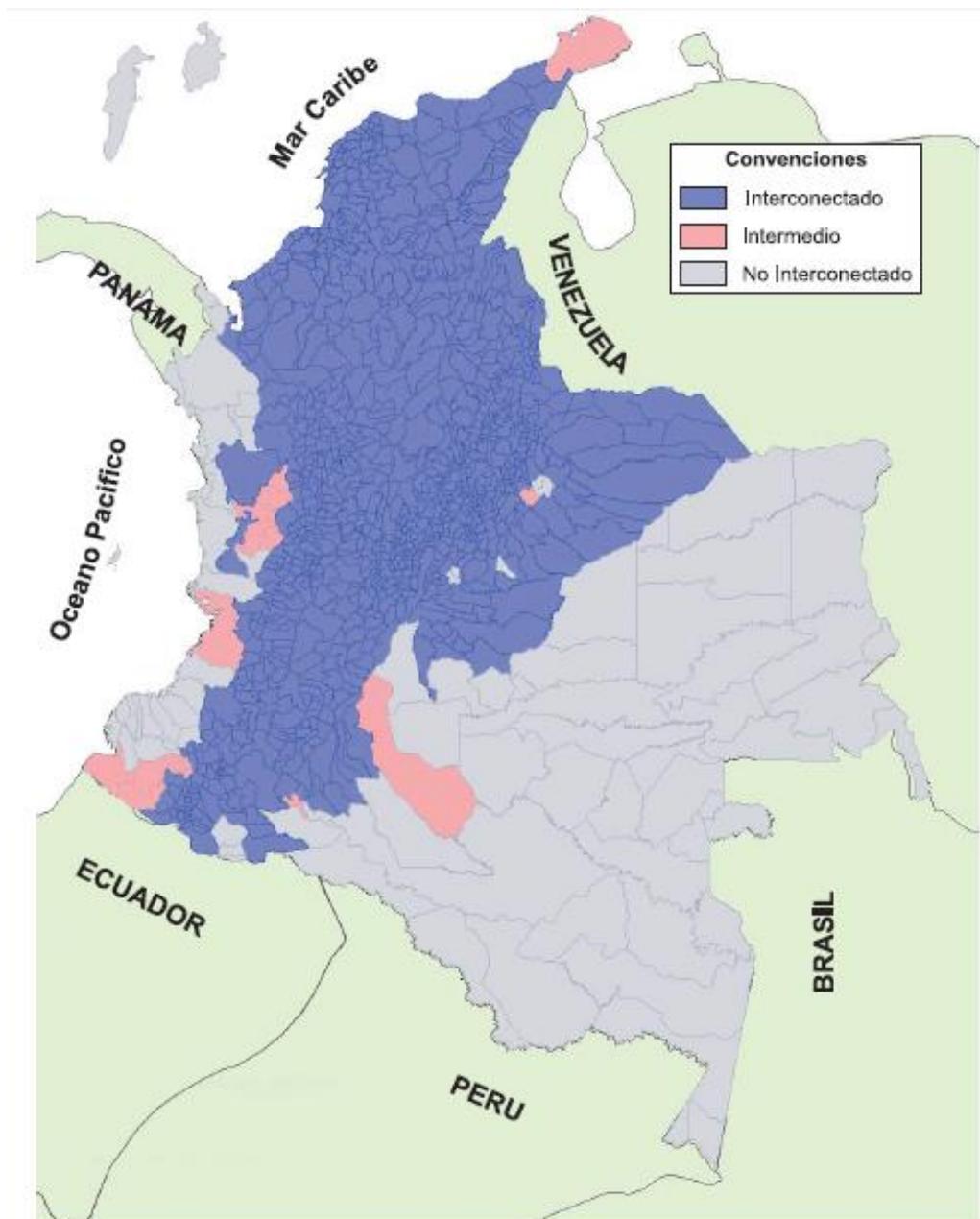


Figura 7 Distribución geográfica de la ZI y ZNI

### 3.4 Energía en ZNI

El ZNI abarca 1132 localidades (114 de ellas municipios) que constituyen el 66% del territorio nacional. La cobertura del servicio eléctrico ZNI es del 34% para una población estimada en 1.804.148 habitantes (4.1% de la población del país), mayoritariamente rural. Los usuarios de las ZNI tienen un preponderante carácter rural (75.6%); se encuentran ubicados en localidades remotas, dispersa, de baja densidad poblacional, (3 habitantes/km<sup>2</sup>), de bajos consumos, de ingresos familiares mínimos, con precarias condiciones socioeconómicas y con problemas de orden público, sin vías de transporte terrestres, y sin medios de comunicación confiables. La prestación del servicio en estas condiciones supone elevados costos de provisión y baja rentabilidad en la prestación del servicio [16]. En ese sentido, estas constituyen zonas de escaso interés para las empresas de transmisión y distribución que a partir de la reforma del sector, se rigen solo bajo criterios de rentabilidad.

El Estado ha facilitado la prestación del servicio de electricidad por medio de construcción de infraestructura como grupos generadores y redes locales, con “costos hundidos” (subsidiada). El servicio se presta directamente a través de los entes municipales (o bien departamentales si este quiere asumirla) o mediante acuerdos con el IPSE (Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas) y figuras prestadoras del servicio. Estas figuras pueden ser Empresas de Servicios Públicos (ESP) comunidades organizadas (asociaciones de usuarios, juntas de acción comunal, juntas administrativas locales del servicio de energía, comités eléctricos o comités de energía). Las ESP (que tienen carácter institucional y se ajustan al régimen jurídico de los servicios públicos domiciliarios) y entes territoriales atienden la población urbana, mientras que las localidades pequeñas donde solo se requiere satisfacer el consumo mínimo de subsistencia, el servicio se presta a través de comunidades organizadas. Estas últimas disponen de poca capacidad operativa y financiera, tienen carácter informal y su estructura no se adecua a los mandatos de ley; pese a ello, subsisten y reciben apoyo del IPSE porque han ayudado en la solución de las necesidades de núcleos y poblacionales mínimos de difícil acceso. Otra solución a la prestación del servicio se presenta cuando particulares que adquieren sus propias plantas para su actividad productiva venden los excedentes de energía a vecinos de la localidad.

Las empresas que desarrollan actividades en el sector eléctrico de las ZNI, presentan bajos niveles de facturación y recaudo y pérdidas de energía significativos (58%) [19]. La prestación del servicio en las ZNI se caracteriza por bajas coberturas, deficiente gestión en el servicio, bajos niveles de calidad, pocas horas de servicio y poca utilización del servicio como se manifiesta en los indicadores de las Zonas No Interconectadas:

| <b>Indicadores de las ZNI</b>              |                             |
|--|-----------------------------|
| Horas de servicio/día (promedio ponderado) | 8.8                         |
| Eficiencia en generación diesel (%)        | 26                          |
| Disponibilidad de la generación (%)        | 38                          |
| Perdidas (%)                               | 58                          |
| Tarifa actual \$/kWh (promedio ponderado)  | 269 ( $\approx 0.10$ €/kWh) |

Las ZNI pueden energizarse extendiendo las redes de interconexión hasta la red de transmisión nacional o a una regional (en cuyo caso pasaría a formar parte del SIN) o bien con soluciones energéticas aisladas cuando su ubicación geográfica genera restricciones de tipo técnico o económico para conectarse al SIN.

Dada la dispersión de los municipios como de las viviendas de ZNI y de su lejanía a las subestaciones del SIN, la mayoría de los centros poblados permanecerán sin conectarse por un lapso de varios años, pues con la regulación vigente los agentes del SIN no tienen señales en la tarifa para ampliar la cobertura del servicio más allá de los costos medios aprobados para cada uno de ellos. Con lo que las zonas con características de áreas rurales y alta dispersión que no cuentan con servicio en la actualidad no podrían ser atendidas.

En las zonas no interconectables el servicio debe ser prestado mediante generación local con el tipo de tecnología (convencional o alternativa) que resulte más económica.

### 3.5 Fuentes de financiación

Adicional a los recursos que se obtienen por la prestación del servicio, existe una variedad de fuentes para financiar la expansión de la cobertura. A continuación se presenta el esquema de las principales fuentes de recursos disponibles para el sector eléctrico tanto en zonas interconectadas como en no interconectadas.

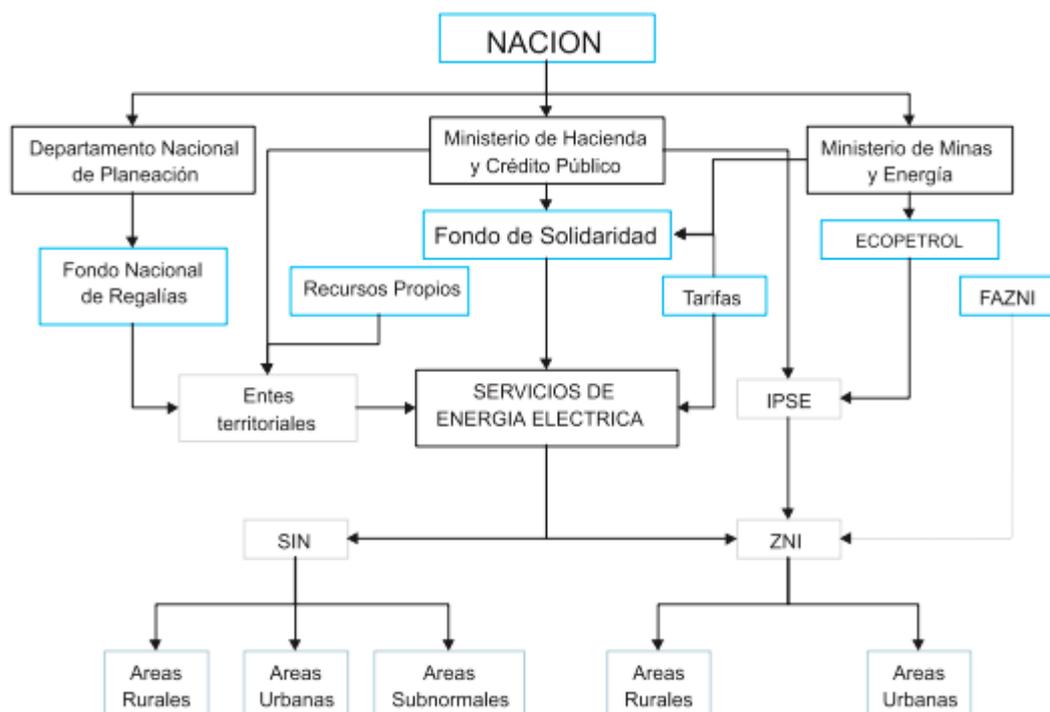


Figura 8 Fuentes de recursos

Los instrumentos financieros reconocidos por la ley para la implementación de los esquemas de gestión de las ZNI, corresponden al recaudo del FAZNI, a los recursos del

Fondo Nacional de Regalías que pueden ser utilizados en electrificación, a las contrapartidas de las entidades territoriales, a la venta de activos de la nación, a las tarifas pagadas por los usuarios y a subsidios procedentes del presupuesto oficial, del sector privado y de los usuarios más pudientes [20].

### **3.5.1 Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas (FAZNI)**

El objetivo del FAZNI es financiar los planes, programas y proyectos de inversión en infraestructura energética en las zonas no interconectadas, de acuerdo con la ley y con las políticas de energización que para las zonas no interconectadas ha determinado el Ministerio de Minas y Energía, conforme con los lineamientos de política establecidos por el Consejo Nacional de Política Económica y Social en documentos tales como los Documentos Conpes 3108 de 2001 y 3453 de 2006, para financiar planes, programas y/o proyectos priorizados de inversión para la construcción e instalación de la nueva infraestructura eléctrica y para la reposición o la rehabilitación de la existente, con el propósito de ampliar la cobertura y procurar la satisfacción de la demanda de energía en las Zonas No Interconectadas.

La contribución de los generadores al FAZNI corresponde al recaudo de un peso por cada kilovatio hora comercializado en la Bolsa de Energía Mayorista. Este fondo extendió vigencia hasta el 2014.

Los recursos del FAZNI son ejecutados por el MME (Ministerio de Minas y Energía) y financian los proyectos prioritarios de inversión para la construcción e instalación de nueva infraestructura eléctrica y para la reposición o rehabilitación de la existente. Adicionalmente de los recursos del FAZNI se admite reembolsar total o parcialmente los costos de pre inversión de aquellos proyectos aprobados para financiación.

Los proyectos, planes o programas se presentaran como resultado de las invitaciones públicas diseñadas por el Ministerio de Minas y Energía. Cuando el proyecto sea iniciativa de Entidades Territoriales, el IPSE, o empresas prestadoras del servicio, se presentaran ante el CAFAZNI (Comité de Administración del FAZNI) que señala los criterios de evaluación, criterios para la asignación de recursos y requisitos de presentación.

### **3.5.2 Fondo Nacional de Regadías (FNR)**

Los recursos del FNR están destinados a los Planes de Desarrollo municipales con prioridad para los dirigidos a saneamiento ambiental, salud, educación y servicios públicos. Para solicitar los recursos del capital constituido en el FNR destinados a la energización del ZNI, los proyectos deben cumplir los requisitos básicos y criterios de viabilidad establecidos en el acuerdo 006-2005 del consejo asesor de Regalías.

### **3.5.3 Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las zonas rurales Interconectadas (FAER)**

El Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas (FAER), 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 y que deberá contar con la viabilidad de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME).

Este fondo financia hasta el 100% de la inversión inicial del proyecto, siempre y cuando requiera de recursos adicionales que garanticen sus sostenibilidad (gestión comercial, la reposición de los activos, entre otros). Los recursos adicionales los debe entregar la Entidad Territorial al Operador de Red que avala el proyecto, previa firma de un convenio o acuerdo entre las partes. El objeto de este mecanismo es asegurar la prestación del servicio de electricidad en el horizonte de vida del proyecto.

### **3.5.4 Programa de Normalización de Redes (PRONE)**

El Programa de Normalización de Redes Eléctricas (PRONE) se crea mediante los artículos 63 y 64 de la Ley 812 de 2003 y consiste en la financiación por parte del Gobierno Nacional de proyectos para Barrios Subnormales que implican la instalación o adecuación de las redes de distribución de energía eléctrica, la acometida a la vivienda del usuario, incluyendo el contador o sistema de medición del consumo el cual podrá ser un sistema de medición prepago. Este programa fue reglamentado mediante Decreto 3735 de 2003.

## **3.6 Generación eléctrica**

El último informe de generación de energía eléctrica en Colombia [21] nos enseña que la capacidad instalada del país es de unos catorce mil mega vatios distribuidos de la siguiente forma:

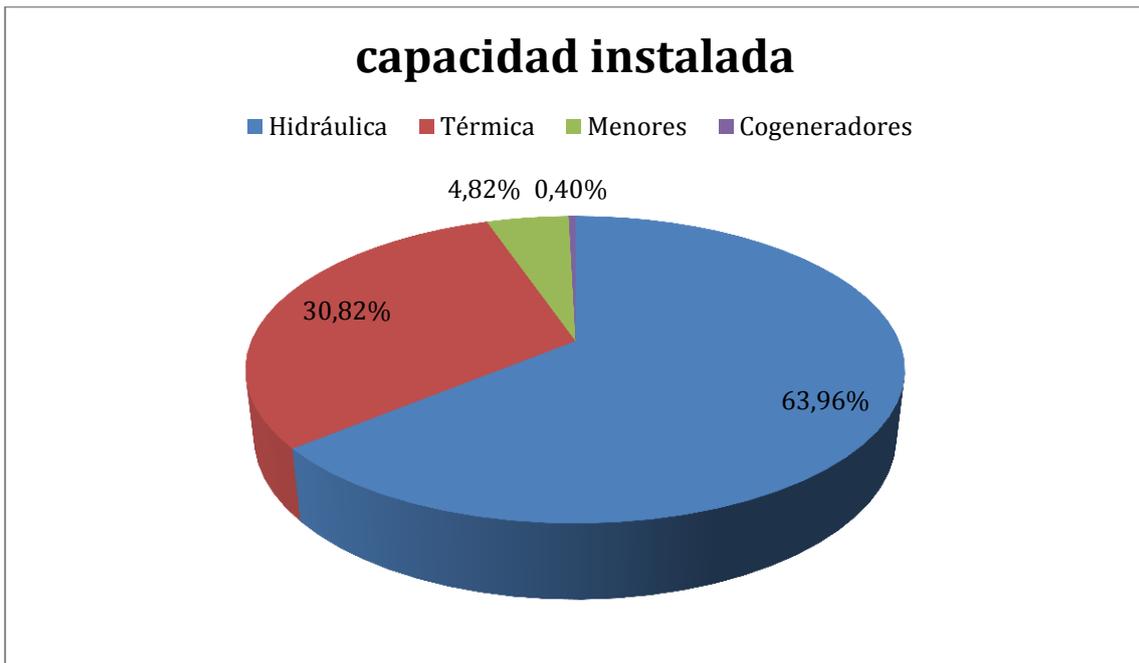


Figura 9 Capacidad eléctrica instalada según tecnologías. Marzo 2013

| Marzo 2013    |                |
|---------------|----------------|
| Tecnología    | Capacidad (MW) |
| Hidráulica    | 9185,00        |
| Térmica       | 4426,00        |
| Menores       | 692,40         |
| Cogeneradores | 57,30          |
| <b>Total</b>  | <b>14360,7</b> |

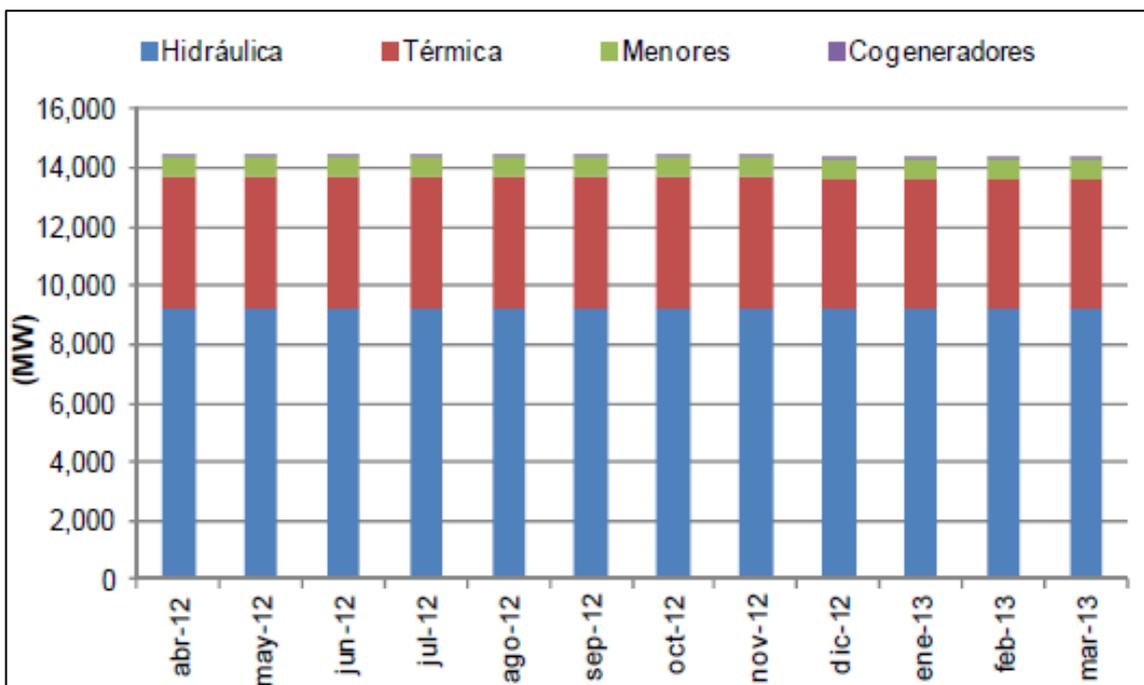


Figura 10 Evolución de la capacidad eléctrica instalada de abril de 2012 a marzo de 2013

Ahora vemos datos actuales de la generación eléctrica dependiendo del tipo de tecnología usada:

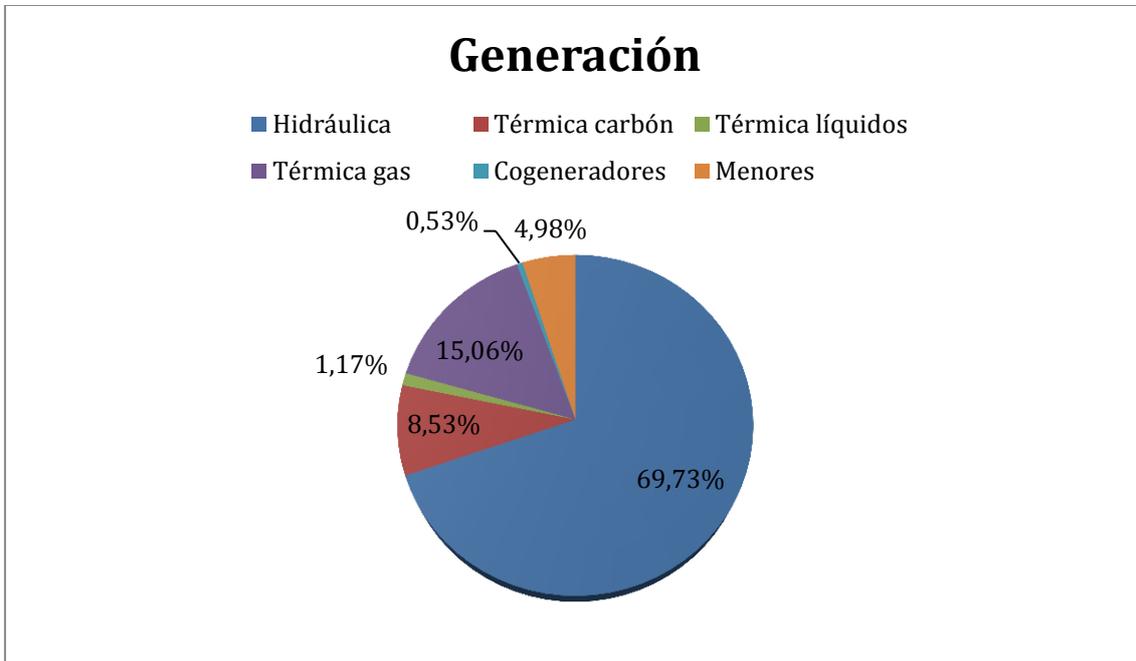


Figura 11 Generación eléctrica en Colombia. Marzo 2013

| Marzo 2013       |                  |
|------------------|------------------|
| Tecnología       | Generación (GWh) |
| Hidráulica       | 3615,44          |
| Térmica carbón   | 442,13           |
| Térmica líquidos | 60,82            |
| Térmica gas      | 780,60           |
| Cogeneradores    | 27,47            |
| Menores          | 258,20           |

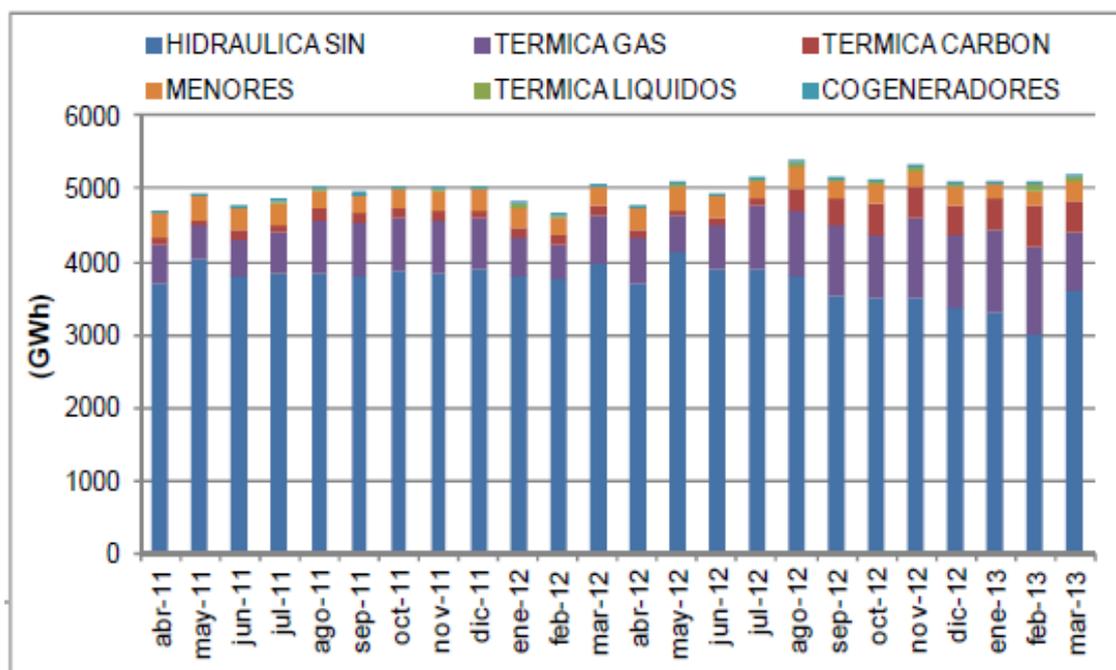


Figura 12 Evolución de la generación eléctrica en Colombia de abril 2012 a marzo 2013

Como vemos el sector eléctrico en Colombia está mayormente dominado por generación hidráulica (casi un 70%) y generación térmica (alrededor de un 25%). Las demás tecnologías ocupan un lugar apenas significativo en el sector, como la cogeneración con apenas un 0.53 % y las tecnologías menores donde podemos agrupar las energías renovables y en especial la energía eólica con un 4.98%. Vemos que el gran potencial del país en energía renovable (principalmente eólica, solar y biomasa) apenas ha sido explorado.

#### 4. Estimación de la demanda de consumo eléctrico

Para realizar la estimación de un consumo de una vivienda en Colombia, es necesario saber el estrato socioeconómico en la que se encuentra tal vivienda.

La estratificación socioeconómica es la clasificación de los inmuebles residenciales que deben recibir servicios públicos [22]. Se realiza principalmente para cobrar de manera diferencial (por estratos) los servicios públicos domiciliarios permitiendo asignar subsidios y cobrar contribuciones. De esta manera, quienes tienen más capacidad económica pagan más por los servicios públicos y contribuyen para que los estratos bajos puedan pagar sus tarifas.

Los estratos socioeconómicos en los que se pueden clasificar las viviendas y/o los predios son 6. Los estratos 1 (bajo – bajo) y 2 (bajo) corresponden a estratos bajos que albergan a los usuarios con menores recursos, los cuales son beneficiarios de subsidios en los servicios públicos domiciliarios; los estratos 5 (medio – alto) y 6 (alto) corresponden a estratos altos que albergan a los usuarios con mayores recursos económicos, los cuales deben pagar contribución (sobrecostos) sobre el valor de los servicios públicos domiciliarios. El estrato 3 (medio – bajo) recibe algún pequeño porcentaje de subsidio, el

estrato 4 (medio) no es beneficiario de subsidios, ni debe pagar sobrecostos, paga exactamente el valor que la empresa defina como costo de prestación del servicio puesto que este sí representa a la clase media que no es de bajos recursos pero tampoco es de altos, por ende no tiene derechos a subsidios ni deberes de subsidios.

Para determinar la demanda de una vivienda rural típica de la zona en la cual vamos a diseñar el sistema fotovoltaico, nos basamos en las facturas eléctricas de dos viviendas situadas en los estratos 1 y 2 entre los años 2012 y 2013 (*ver facturas en anexos*).

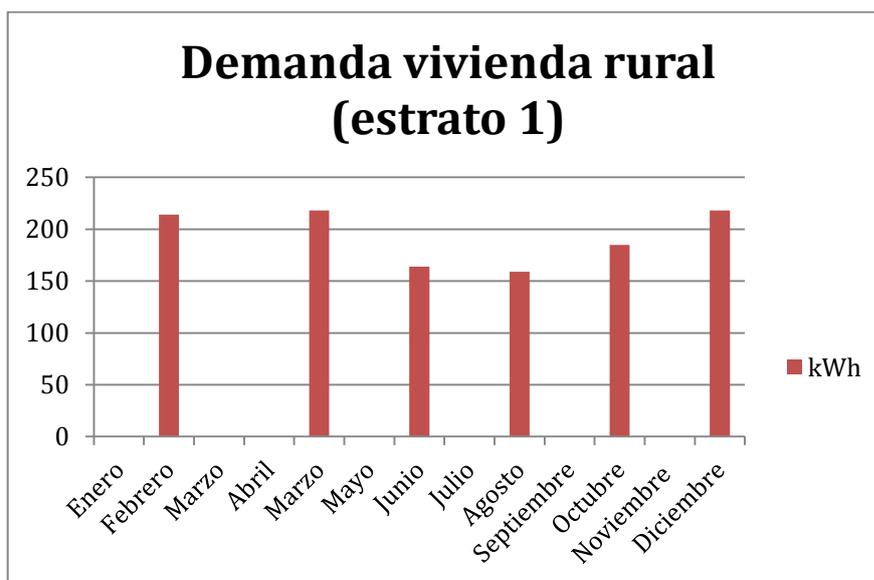


Figura 13 Demanda en vivienda rural situada en estrato 1 (bajo - bajo)

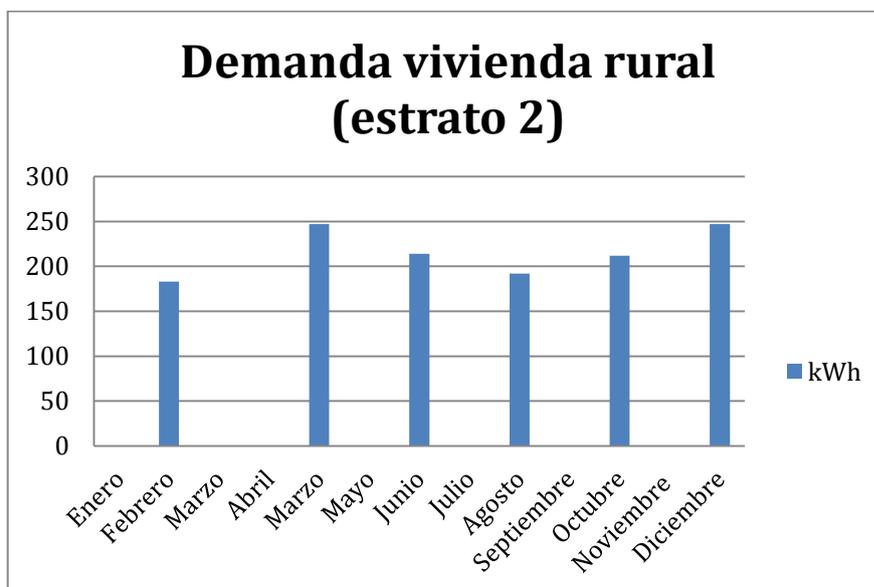


Figura 14 Demanda en vivienda rural situada en estrato 2 (bajo)

Como se aprecia, en ninguno de los dos casos se supera un consumo de 250 kWh bimensuales, siendo prácticamente constante la demanda. Se aprecia una pequeña

variación estacional en los meses de junio a septiembre en ambos casos donde el consumo es ligeramente menor, pero aun así, no es relevante para el diseño de la instalación. Por tanto, se puede considerar una demanda máxima de 1500 kWh/año.

La fórmula tarifaria que se aplica para el cobro de la prestación del servicio es:

$$Cuv_{n,m} = G_m + T_m + D_{n,m} + Cv_m + PR_{n,m} + R_m$$

Donde:

n = nivel de tensión

m = mes para el cual se calcula el costo unitario de prestación del servicio

Cuv = componente variable del costo unitario de prestación del servicio (\$/kWh)

G = costo de compra de energía (\$/kWh)

T = costo por uso del Sistema Nacional de Transmisión (\$/kWh)

D = costo por uso del Sistema de Distribución (\$/kWh)

Cv = Margen de comercialización que incluye los costes variables de la actividad de comercialización (\$/kWh)

PR = Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía acumuladas hasta el nivel de tensión correspondiente (\$/kWh)

Los niveles de tensión que podemos encontrar son cuatro. El nivel 1 corresponde a una tensión inferior a 1 kV, el nivel 2 para tensiones superiores a 1 kV pero inferiores a 30 kV, el nivel 3 con tensiones superiores o iguales a 30 kV e inferiores a 62 kV y por último el nivel 4 con tensiones superiores a 62 kV.

La compañía que suministra el servicio en la zona donde se va a hacer el diseño (*Electrificadora del Huila S.A.-E.S.P*) es una empresa de carácter público y los costos de cada componente unitario se publican mes a mes, puesto que, estos pueden variar. En general, los costos de compra de energía, uso de Sistema Nacional de Transmisión, comercialización y restricciones no varían según el nivel de tensión contratado. Sin embargo, los costes de distribución y pérdidas sí, llegando a suponer de tener un nivel 1 a un nivel 4, una diferencia de hasta 7 u 8 veces mayor (*ver tarifas de mayo de 2013 en el anexo*).

En nuestro caso, estamos en un nivel de tensión 1 y al costo unitario total de la prestación del servicio se le descuenta el subsidio correspondiente por parte del Gobierno por encontrarse en estratos inferiores.



## 5.1 Características del Lugar

Pitalito pertenece al Departamento del Huila situado sobre el valle del Magdalena y en el vértice que forman las cordilleras central y oriental, a 188 Km de la Capital del Huila, Neiva y a 485,4 Km de la capital del país, Bogotá.

A este municipio se le conoce como "El Valle de Laboyos". Además es el segundo municipio más poblado del departamento del Huila y considerado como uno de los mayores productores de café de Colombia, cultivándose en su tierra granos de muy alta calidad, lo cual lo ha convertido en el nuevo eje cafetero de Colombia.

Su clima es húmedo con variaciones térmicas durante todo el año, predominando así el clima templado entre unos 18 a 22 °C. Hacia la mitad del año en los meses de mayo, junio y julio se presenta un periodo húmedo moderado, alcanzando así temperaturas hasta de 12 a 14 °C.

Según el censo del 2005 la Población de Pitalito se estima 125.000 habitantes. De los cuales 75.568 habitantes se encuentran en el área urbana y 49.412 en la zona rural. El 91.1% de las viviendas son casas y el 5% apartamentos. Respecto a los servicios con que cuentan las viviendas, el 92.3% tienen conexión a energía eléctrica, el 80,2% cuentan con servicio de acueducto, el 66.5% Alcantarillado y el 42.1% cuenta con el servicio de telefonía. El promedio de personas que viven por hogar es de 4.1 en la cabecera municipal y de 4.4 personas por hogar en la zona rural. Cabe resaltar que el 4.8% de los hogares poseen una actividad económica dentro de sus viviendas [23].

Pitalito se ha proyectado como el centro de desarrollo del Sur Colombiano alrededor del cual giran muchos de los mercados del Departamento y de los Departamentos vecinos como el Caquetá, Putumayo y Cauca; sus principales generadoras de ingresos son el sector Agropecuario, el Comercio informal y la Prestación de Servicios.

Además se ha considerado a este municipio como el primer y mayor productor de café en el País, con 11.700 hectáreas sembradas; reconocidos a nivel internacional por la calidad y posicionamiento de los llamados "Cafés Especiales" que se comercializan en los grandes mercados mundiales. También en el sector agrícola se producen productos frutales de clima frío moderado entre los cuales están: la Granadilla, Mora, Lulo y Golupa.

El acceso a la localidad se puede hacer por avión, puesto que, cuenta con un aeropuerto con una pista de unos 1500 metros que sólo permite que aterricen aviones de tamaño moderado. Este aeropuerto se encuentra a 6 km de la zona urbana y actualmente sólo operan vuelos comerciales a la ciudad de Cali. Por carretera, a la capital del departamento Neiva existe una vía de 2 carriles, uno para cada sentido, y se estima un tiempo de desplazamiento de aproximadamente 3 horas y media, ya de Neiva a Bogotá hay tramos de carretera de más de un carril por sentido, con un tiempo estimado de desplazamiento entre las 2 capitales de 5 horas y media.

Para acceder a la zona rural en la cual queremos diseñar la instalación, que no está situada en el valle sino en lo alto de una montaña no existe transporte público y el acceso se hace por una carretera a una media hora de un solo carril no asfaltado y que en época de lluvias

presenta condiciones muy peligrosas. La comunidad de campesinos por mutuo acuerdo establece condiciones para llegar a la ciudad utilizando sus vehículos privados y así poder vender sus productos o recibir asistencia sanitaria.

## 5.2 Análisis del recurso solar

Latitud: 1.8° N

Longitud: 76° O

Altitud: 1265 metros sobre el nivel del mar

Para el estudio del recurso solar nos apoyamos en la base de datos climatológica *Meteonorm 6.1* [24] y los mapas de recursos proporcionados por NREL (*National Renewable Energy Laboratory*) [25] y UPME (*Unidad de Planeamiento Minero Energética*) [26].

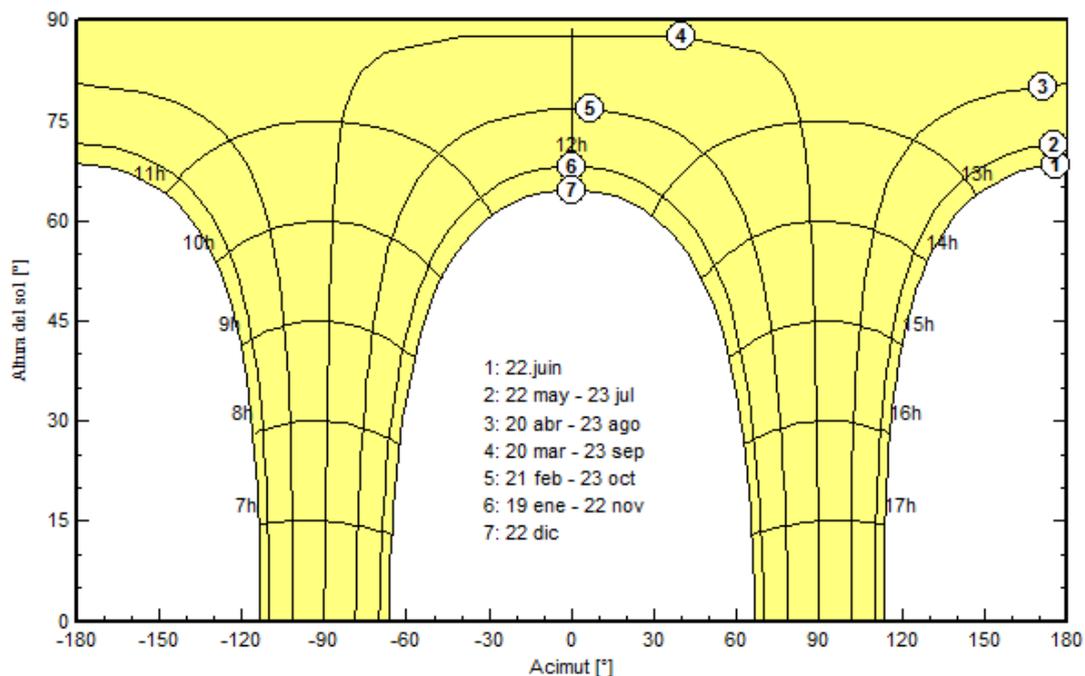


Figura 17 Trayectoria solar (base de datos climatológica *Meteonorm 6.1*)

|              | <b>Irrad. Global horizontal</b><br>kWh/m <sup>2</sup> /mes | <b>Difuso</b><br>kWh/m <sup>2</sup> /mes | <b>Temp.</b><br>°C | <b>VelViento</b><br>m/s |
|--------------|--|--|--------------------|-------------------------|
| Enero        | 126,5  | 69,3                                     | 22                 | 1,62                    |
| Febrero      | 93,4   | 59,2                                     | 22,2               | 1,62                    |
| Marzo        | 115,4  | 80,9                                     | 22,1               | 1,53                    |
| Abril        | 111,6  | 67,2                                     | 22,1               | 1,41                    |
| Mayo         | 117,5  | 63,4                                     | 22                 | 1,43                    |
| Junio        | 115,1  | 58,5                                     | 21,8               | 1,34                    |
| Julio        | 117,5  | 64,8                                     | 22,2               | 1,55                    |
| Agosto       | 116,5  | 75,1                                     | 22,7               | 1,85                    |
| Septiembre   | 117,1  | 73,4                                     | 22                 | 1,82                    |
| Octubre      | 129,4  | 60,2                                     | 21,8               | 1,72                    |
| Noviembre    | 107,3  | 65,6                                     | 21,5               | 1,52                    |
| Diciembre    | 120,3  | 71,1                                     | 21,8               | 1,51                    |
| <b>Total</b> | <b>1387,7</b>  | <b>808,8</b>                             | <b>22</b>          | <b>1,6</b>              |

**Tabla 1 Climatología mensual (base de datos climatológica Meteonorm 6.1)**

Los datos de la irradiancia de la tabla 1 son datos por interpolación en dicha localidad de las estaciones meteorológicas disponibles para *Meteonorm* y sus unidades totales son referidas en kWh/m<sup>2</sup>/año.

Contrastamos los valores de irradiación con los mapas de irradiación que elaboró el “*National Renewable Energy Laboratory*”, *NREL*.

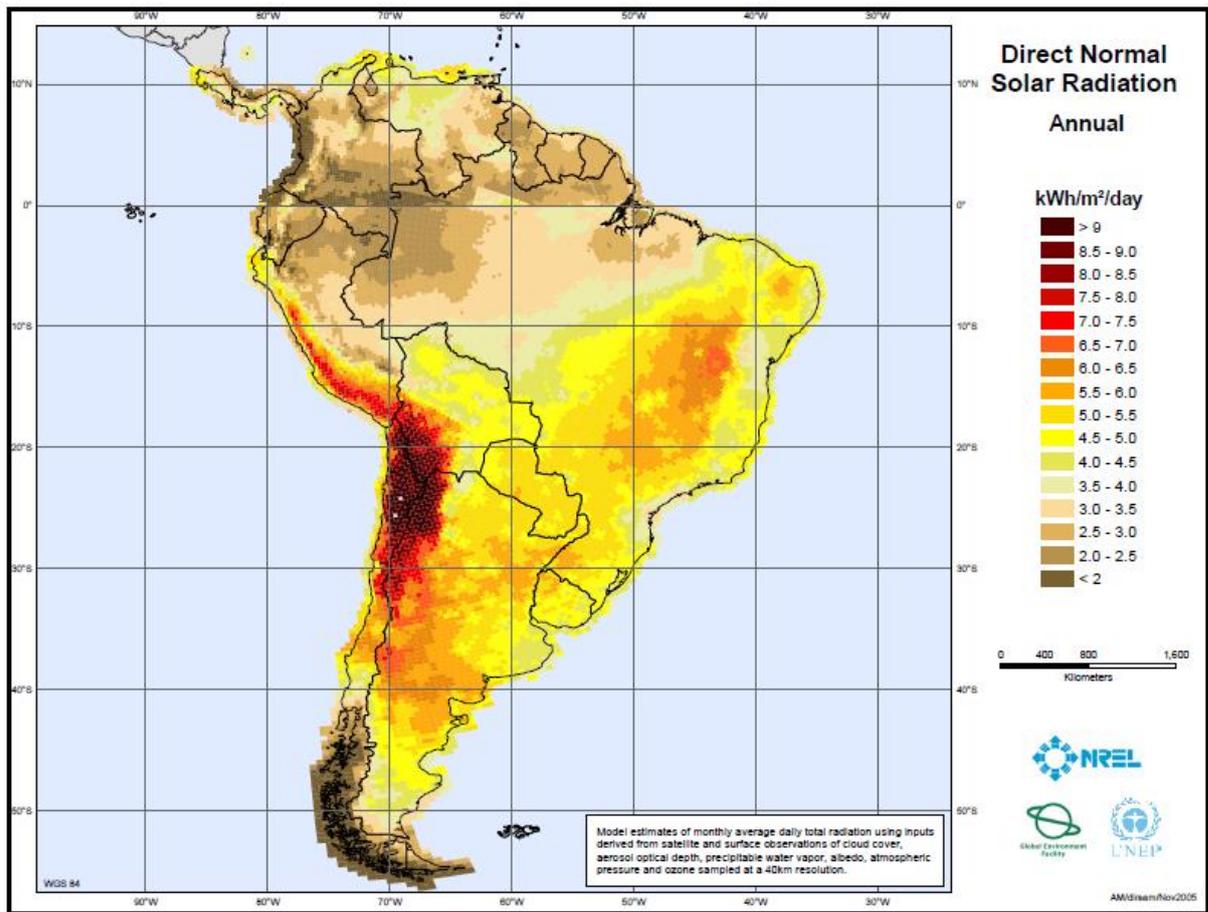


Figura 18 Mapa de irradiación horizontal para América del Sur (NREL).

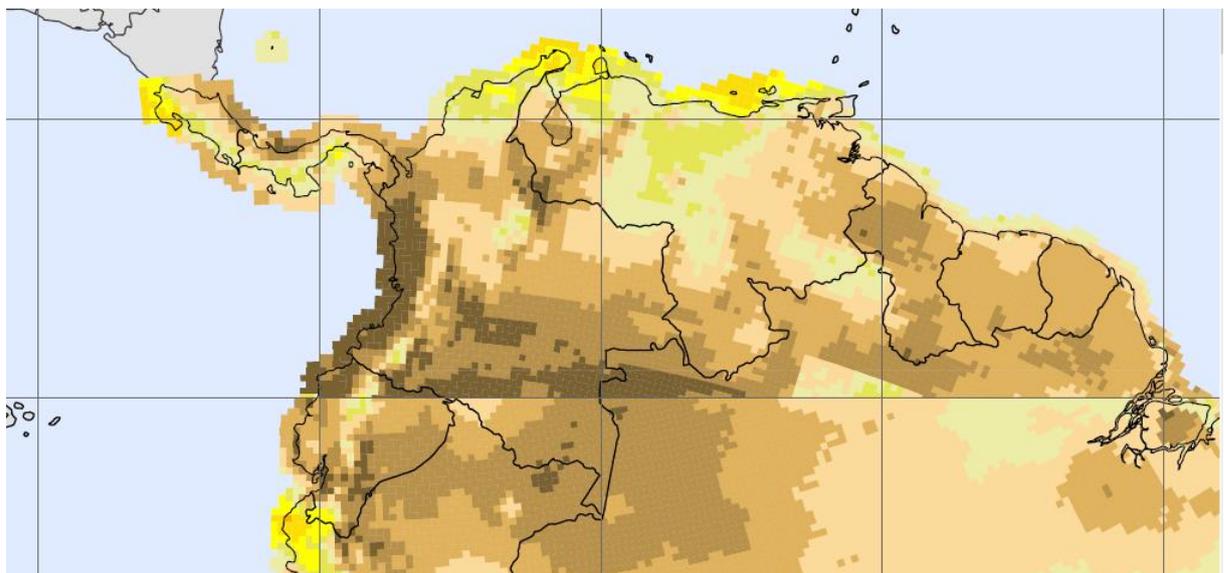


Figura 19 Mapa de irradiación horizontal para Colombia (NREL).

Nuestro lugar geográfico corresponde a una irradiación horizontal sobre los 3 a 3.5 kWh/m²/día o lo que corresponde a unos 1200 kWh/m²/año que se aproxima a los valores de la base de datos *Meteonorm*. Esta diferencia de valores de 1387 kWh/m²/año dada por

*Meteonorm* frente a los 1200 kWh/m<sup>2</sup>/año de los mapas del NREL puede deberse a que en los mapas utiliza una “rejilla” que incluye una zona amplia, y dicha media puede uniformizar los datos, llevándolos a la baja por la diversidad geográfica de la zona, como es su vegetación o sus montañas. Por otro lado, los valores límites de la base de datos del NREL provienen de una estimación a partir de un rango de 3 a 3.5 kWh/m<sup>2</sup>/día, que son 1277.5 kWh/m<sup>2</sup>/año en su límite superior y de 1095 en el inferior, por lo que, gracias al contraste con los datos de *Meteonorm* vemos que se aproxima más al valor de 3.5 kWh/m<sup>2</sup>/día.

Por otra parte, tenemos los mapas de irradiación elaborados por el UPME para el territorio colombiano donde la irradiación horizontal para nuestra zona ronda los 3.5 a 4 kWh/m<sup>2</sup>/día, lo cual se aproxima aún más a los valores proporcionados por la base de datos *Meteonorm*. La pequeña discrepancia con los datos del NREL puede ser debida a que esta Entidad elaboró los mapas para toda Sur América sin centrarse en el territorio colombiano y los datos pueden llegar a uniformarse más, ya que, no consideran con profundidad la diversidad geográfica; mientras que *Meteonorm* y los mapas elaborados por el UPME aunque tampoco se centran en nuestra localidad en concreto, sus valores pueden ser más aproximados porque se centran en menos territorio y pueden considerar las características geográficas del lugar y tener una interpolación más aproximada.

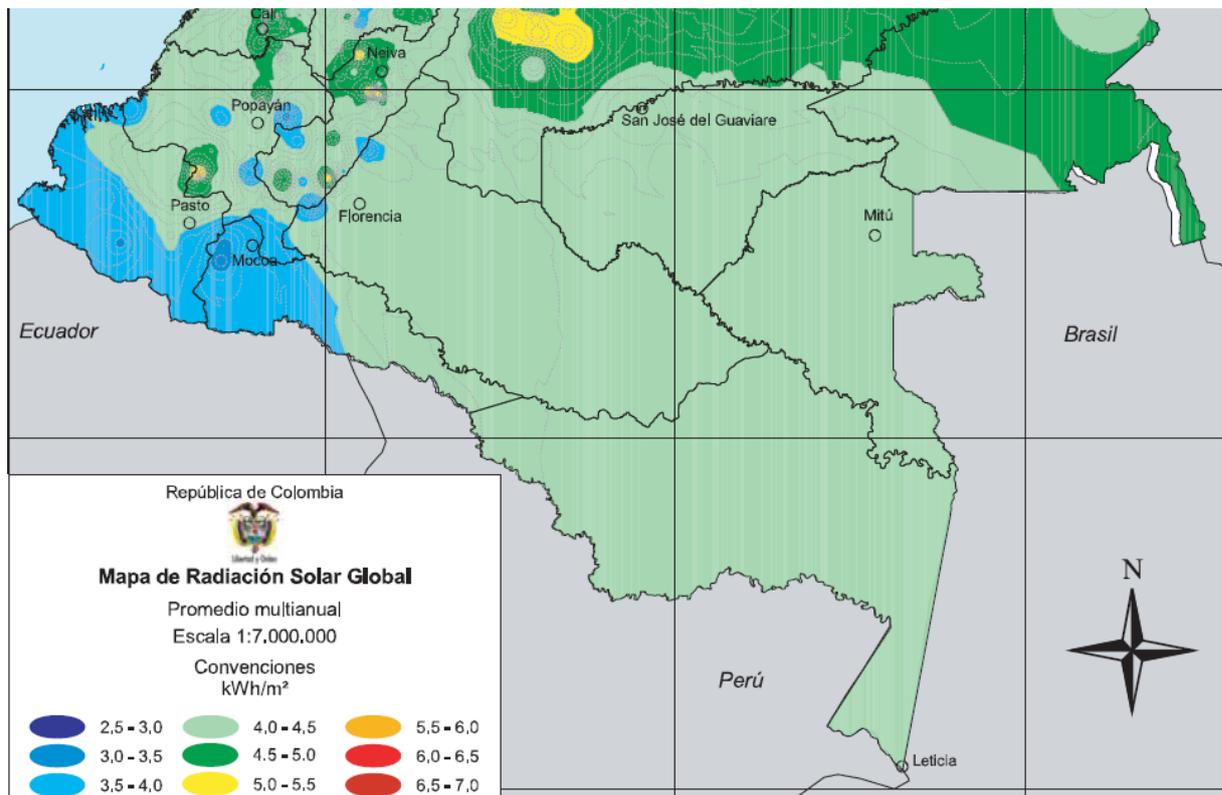


Figura 20 Mapa de radiación solar global, promedio multianual (UPME)

En cuanto a la determinación de horas de sol al día, nos apoyamos en la base de datos de UPME (Unidad de Planeamiento Minero Energética) que determina para la zona entre 3 y 5 horas como promedio anual al año.

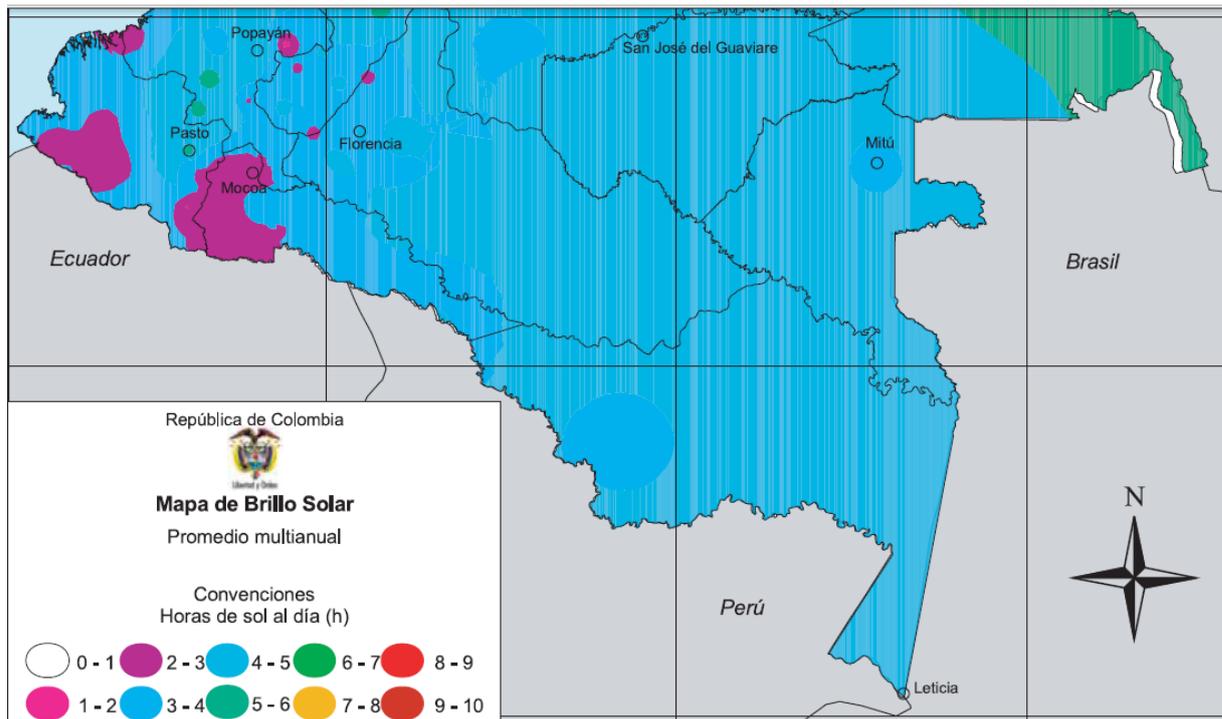


Figura 21 Mapa de horas de sol al día, promedio anual (UPME).

## 6. Diseño del sistema

El diseño de una instalación fotovoltaica puede llegar a ser muy complejo, es necesario tener los conocimientos para realizar todos los cálculos a mano pero también es conveniente saber apoyarse en programas informáticos que ayuden a considerar todos los factores que influyen en el sistema y faciliten la labor del diseño. Además, en el mundo laboral actual, no viene de más comprender las diferentes herramientas disponibles en el mercado para llegar a un mismo fin.

Un ejemplo claro de estos programas, es el desarrollado por la Comisión Europea: PVGIS (*Photovoltaic Geographical Information System*) [27]; que permite consultar *on-line* y de forma gratuita datos de irradiación de Europa o África (pronto va a incluir accesos a bases de datos de América Latina), cuenta con la ventaja que se encuentra traducido a las principales lenguas de la Unión Europea además de ser muy intuitivo y fácil de manejar.

Otros programas de cálculo más potentes y con amplia difusión son el HOMER (*Hybrid Optimization Model for Electric Renewables*) [28] y el PVSYS [29]. Este tipo de herramientas permiten dimensionar un sistema a partir de unos requisitos energéticos. Pueden determinar el tamaño óptimo de cada uno de los diferentes componentes del sistema, proporcionan información detallada sobre el balance energético de los componentes, indicando además los periodos críticos en los que puede darse una pérdida de carga durante el año. Pueden considerar factores tan obvios como irradiación, temperaturas e inclinación del lugar como otros más complejos de correcciones por albedo, sombras, suciedad o tipo de componentes.

Para realizar nuestro diseño, nos apoyaremos en el software informático PVSYST 6.0.6. Esta herramienta sirve para el estudio, dimensionamiento y análisis de diferentes sistemas fotovoltaicos como pueden ser conexiones a red, sistemas de bombeo o aislados. Además incluye una amplia base de datos meteorológicos y de componentes fotovoltaicos que se encuentran en el mercado. Una de las principales características de este software, es que, permite realizar una simulación del sistema diseñado a lo largo de un año estimando valores de interés como pueden ser la energía total producida o el performance ratio (PR) de la instalación.

## 6.1 Definición técnica

Con una demanda de 1500 kWh/año y unas horas equivalentes aproximadas de 1095 horas para el lugar geográfico definido, podemos estimar que con una instalación de 1.5 kW<sub>p</sub> podemos cubrir el total de la demanda una vivienda perfectamente.

Ahora bien, para determinar el sistema ideal de una instalación fotovoltaica en un hogar rural hay que considerar diferentes factores, como por ejemplo: el costo de la electricidad para el estrato al que se diseña, el consumo, la legislación correspondiente, si hay ayudas a la financiación, etc.

Para poder analizar los aspectos anteriores con profundidad y sabiendo que no hay una legislación que regule las instalaciones fotovoltaicas en Colombia, se estima la posibilidad de 2 sistemas: una conexión a red para un autoconsumo con un balance neto favorable al consumidor, es decir, que se cubra el 100% de la demanda a lo largo del año y otro con sistema que limite la inyección de energía a la red, para que de esta forma sólo se cubra un tanto por cien de la demanda a lo largo de un año. Por otra parte, se puede analizar el sobrecoste aproximado que tendría realizar un sistema aislado de la red, con la incorporación de baterías y grupos electrógenos.

### 6.1.1 Orientación e inclinación

Puesto que nos encontramos en una latitud de 1º, se podrían disponer los paneles sin inclinación alguna. Las pérdidas prácticamente serían nulas, pero los dispondremos con una inclinación de 5º para que no se acumule polvo y suciedad en su superficie, favoreciendo su auto limpieza en época de lluvia, además no produce una pérdida de producción fotovoltaica significativa (*figura 22*). Asimismo se estima una producción anual y una estructura fija con orientación sur.

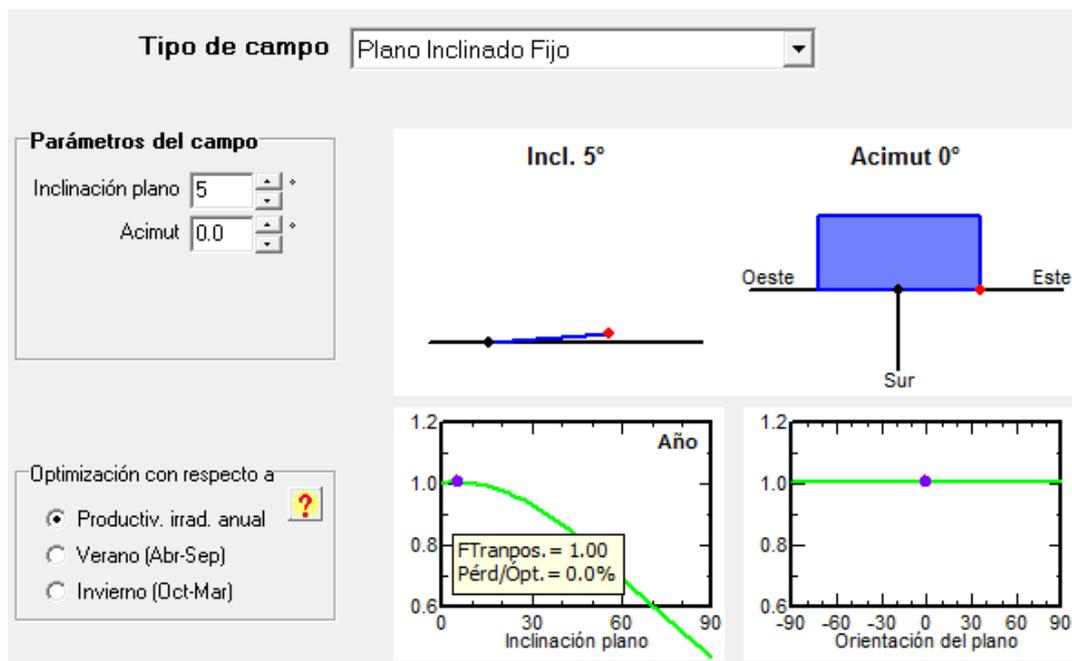


Figura 22 Orientación e inclinación PVSYST

Utilizando la estimación de pérdidas por inclinación y orientación de la normativa española, como es el Código Técnico de Edificación CTE obtendríamos unas pérdidas estimadas de apenas un 2.35 %, que son perfectamente aceptables.

$$P\acute{e}rdidas (\%) = 100 \cdot [1.2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - \phi + 10)^2] \text{ para } \beta \leq 15^\circ$$

Siendo:

$\beta$  = inclinación

$\phi$  = la latitud del lugar

### 6.1.2 Definición del sistema para cubrir el 100% de la demanda

En primer lugar estimaremos un sistema fotovoltaico de conexión a red para autoconsumo cubriendo la demanda total de la vivienda. Esto es, una instalación de 1.5 kW<sub>p</sub>.

La herramienta informática PVSYST posee una gran base de datos que nos permite escoger entre una gran variedad de componentes que se encuentran en el mercado actualmente.

Debido a la eficiencia, precio y disponibilidad se escoge para el diseño la tecnología convencional de silicio cristalino.

Así pues escogemos módulos de la marca *Trina solar* [30] de 250 W de silicio policristalino. Las características de este modelo (*TSM-250 PDG5*) son las siguientes:

- Tecnología: Silicio policristalino
- Eficiencia: 14.84 %
- Potencia nominal (STC): 250 W

- $I_{sc}$ : 8.7 A
- $V_{oc}$ : 37.50 V
- $I_{mpp}$ : 8.26 A
- $V_{mpp}$ : 30.30 A
- Coef. Temperatura: 4.3 mA/°C
- Dimensiones (largo/ancho/espesor): 1688/1000/32 mm
- Sup. Del módulo: 1.688 m<sup>2</sup>
- Peso: 24 kg

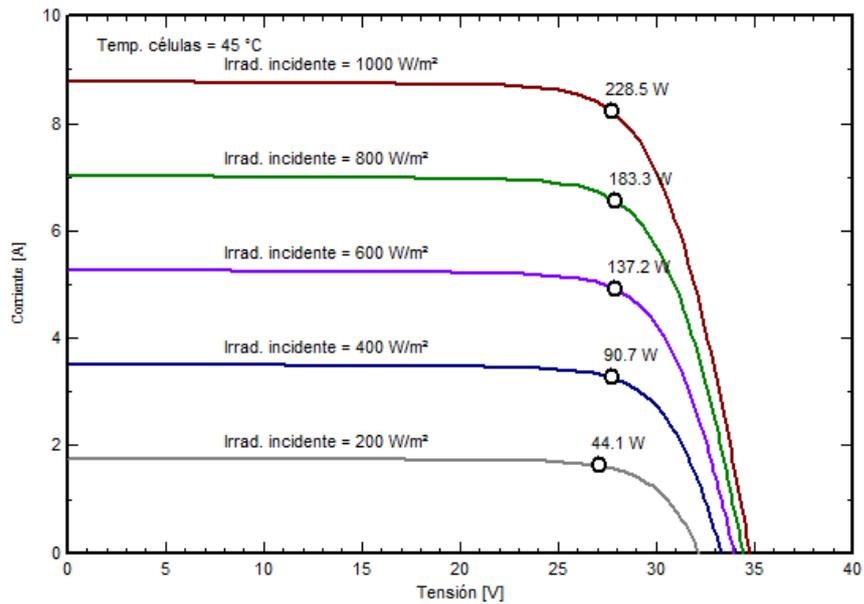


Figura 23 Corriente vs. Tensión en función de la irradiancia incidente en el módulo para el módulo FV TSM-250 PDG5

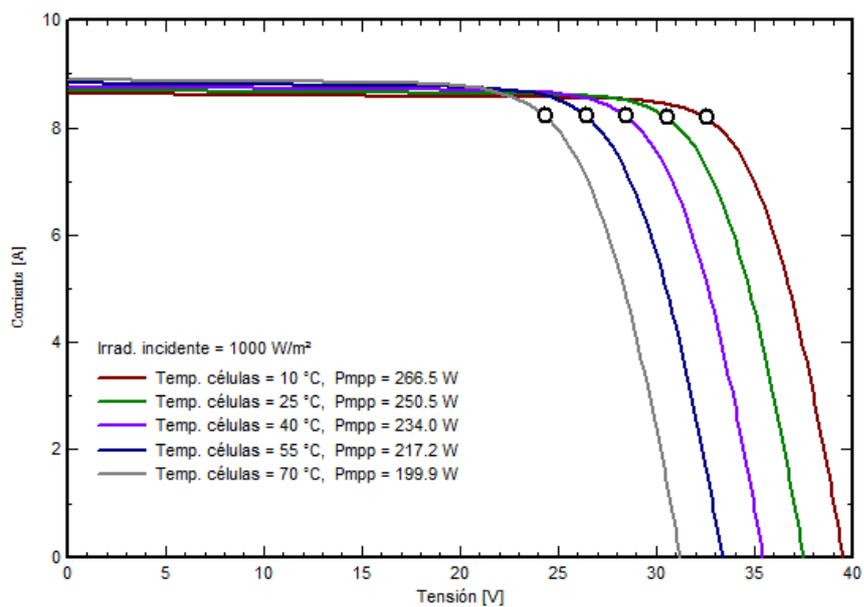


Figura 24 Corriente vs. Tensión en función de la temperatura para el módulo FV TSM-250 PDG5

Seleccionamos un inversor que cumpla con estas características. Elegimos el fabricante "SMA" [31] con el modelo *Sunny Boy SB 1700* que cuenta con las siguientes características:

Entrada al inversor (CC):

Potencia máxima de entrada: 1850 W  
Tensión MPP mínima: 139 V  
Tensión MPP máxima: 400 V  
Rango de tensión MPP: 147 V – 320 V  
Corriente máxima de entrada: 12.6 A

Salida del inversor (CA):

Potencia nominal: 1.5 kW  
Frecuencia de red: 50 – 60 Hz  $\pm$  4.5 Hz  
Corriente máxima de salida: 8.6 A  
Factor de potencia ( $\cos \varphi$ ): 1

Rendimiento máximo: 93.5%  
Rendimiento europeo: 91.8 %  
Dimensiones (largo/ancho/espesor): 440/339/214 mm  
Peso: 25 kg

De esta forma queda un sistema definido por 1 cadena de 6 módulos en serie. Con una superficie de módulos de unos 10.1 m<sup>2</sup> conectados a 1 inversor de 1.5 kW. La tensión máxima del sistema en el punto de máxima potencia (a una temperatura de 50 °C) se estima en 163 V con una intensidad en el punto de máxima potencia de 8.2 A.

El esquema unifilar permite verlo con claridad:

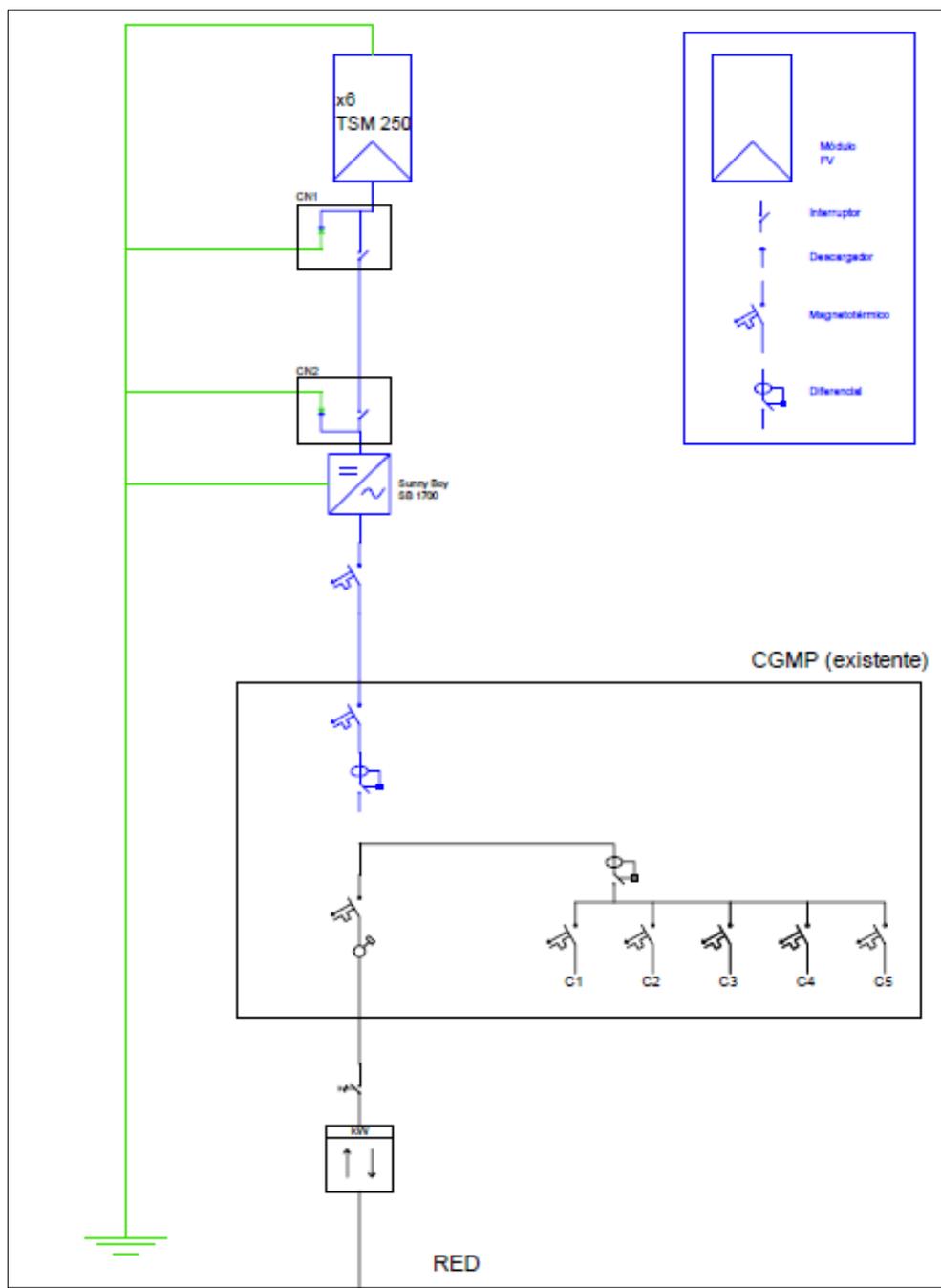


Figura 25 Esquema unifilar 1.5 kWp para autoconsumo

### 6.1.3 Resultados de producción previstos

La herramienta PVSYST permite hacer una simulación del sistema FV realizado para hacer estimaciones de pérdidas o energía producida. Los modelos empleados por el PVSYST para hacer esta simulación se basan en el modelo *Liu Jordan* para estimar la irradiación solar media; también debemos considerar que para el cálculo de pérdidas no se ha considerado sombra alguna, puesto que, la superficie de captación es pequeña y no supone ningún problema en relación con el espacio necesario para llevar a cabo la instalación.

El resultado de la simulación con el diseño propuesto e irradiación para la localidad considerada, es el siguiente:

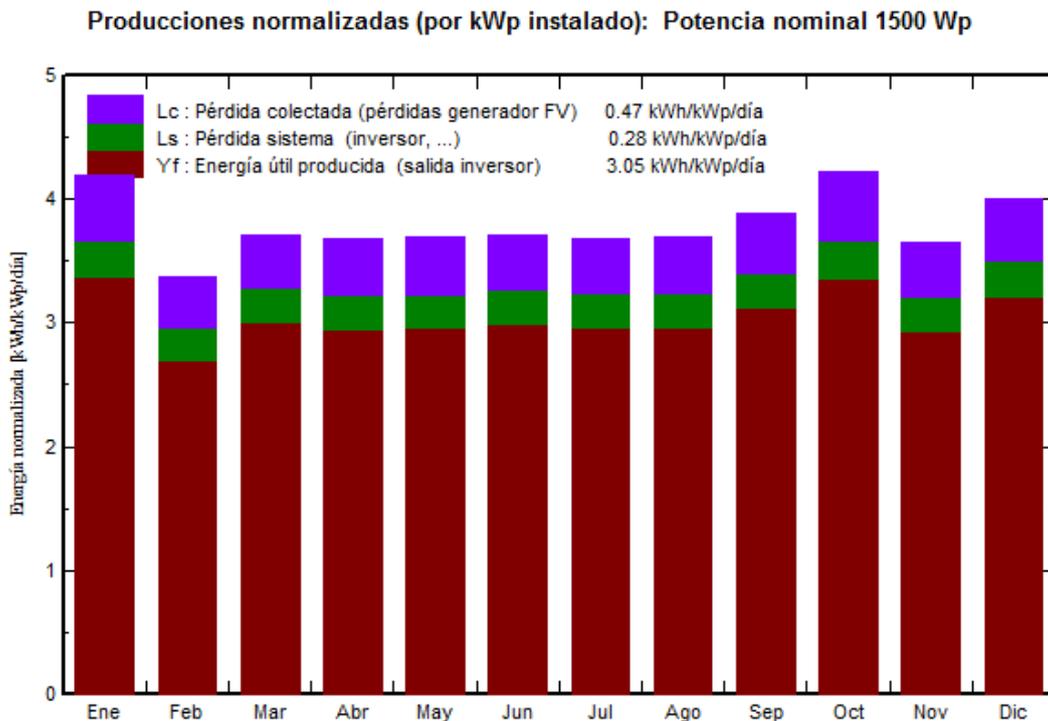


Figura 26 Producción estimada para potencia nominal 1500 Wp e irradiación de la localidad considerada

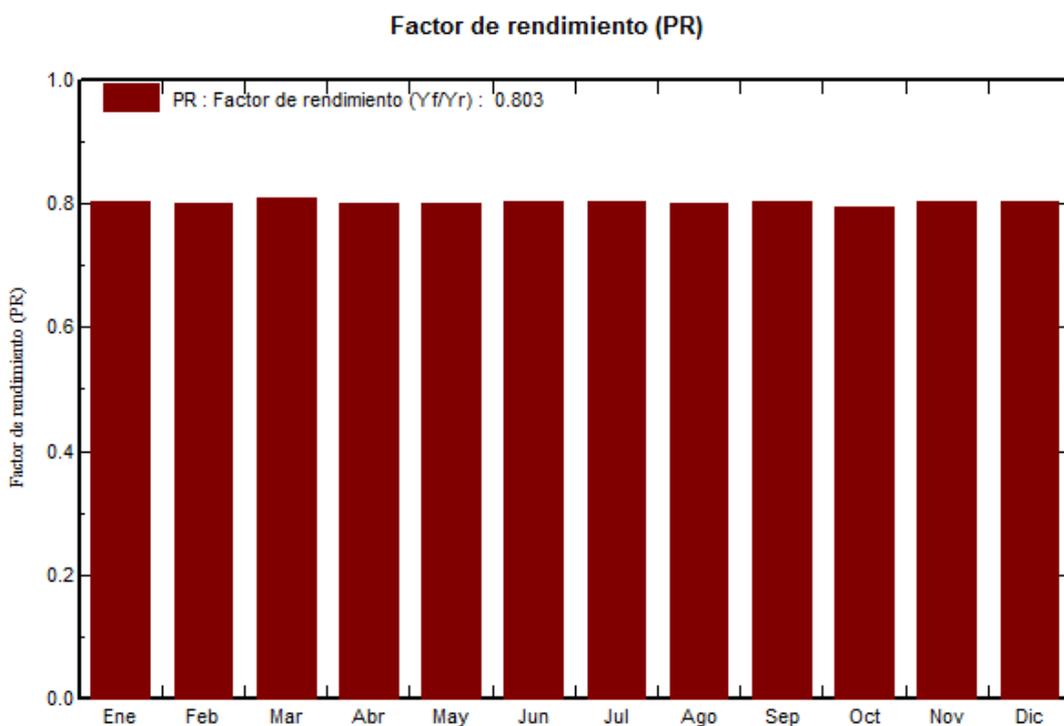


Figura 27 Performance ratio para potencia nominal de 1500 Wp e irradiación de la localidad considerada

Si definimos  $Y_f$  como la energía útil producida a diario por el sistema referido a la potencia pico de los paneles que generan esa energía y expresada en kWh/kWp/día e  $Y_r$  como la irradiación media diaria sobre el plano generador fotovoltaico en función de la irradiación de referencia según condiciones STC ( $1\text{kW}/\text{m}^2$ ) y expresada en kWh/m<sup>2</sup>/día, definimos el Performance Ratio (PR) como:

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r}$$

O lo que es lo mismo:

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} = \frac{\frac{E_{pv}}{P_o}}{\frac{H_i}{G_{STC}}}$$

Siendo:

- $E_{pv}$  = Energía generada por el sistema fotovoltaico (kWh)
- $P_o$  = Potencia pico de los paneles que generan esa energía (kWp)
- $H_i$  = Irradiación diaria media (kWh/m<sup>2</sup>)
- $G_{STC}$  = Irradiación de referencia según condiciones STC, en este caso  $1\text{kW}/\text{m}^2$

PVSYST da como resultado un Performance Ratio (PR) mensual de la instalación, esto es debido a que las pérdidas serán variables a lo largo del año, la medida anual del PR, según la simulación realizada, es del **80.3%** lo cual es un valor bastante válido.

|                   | GlobHor            | T Amb | GlobInc            | GlobEff            | EArray | E_Grid | EffArrR | EffSysR |
|-------------------|--------------------|-------|--------------------|--------------------|--------|--------|---------|---------|
|                   | kWh/m <sup>2</sup> | °C    | kWh/m <sup>2</sup> | kWh/m <sup>2</sup> | kWh    | kWh    | %       | %       |
| <b>Enero</b>      | 126.5              | 22.01 | 130.0              | 125.2              | 170.8  | 156.8  | 12.98   | 11.91   |
| <b>Febrero</b>    | 93.4               | 22.21 | 94.6               | 90.9               | 124.5  | 113.6  | 13.00   | 11.86   |
| <b>Marzo</b>      | 115.4              | 22.11 | 115.3              | 110.6              | 152.8  | 140.0  | 13.09   | 11.99   |
| <b>Abril</b>      | 111.6              | 22.11 | 110.4              | 106.1              | 145.2  | 132.8  | 12.99   | 11.88   |
| <b>Mayo</b>       | 117.5              | 22.01 | 114.5              | 109.9              | 150.4  | 137.5  | 12.97   | 11.86   |
| <b>Junio</b>      | 115.1              | 21.81 | 111.4              | 107.0              | 146.9  | 134.4  | 13.02   | 11.91   |
| <b>Julio</b>      | 117.5              | 22.21 | 114.2              | 109.7              | 150.5  | 137.7  | 13.01   | 11.91   |
| <b>Agosto</b>     | 116.5              | 22.70 | 114.6              | 110.1              | 150.6  | 137.9  | 12.97   | 11.88   |
| <b>Septiembre</b> | 117.1              | 22.01 | 116.7              | 112.2              | 153.4  | 140.6  | 12.98   | 11.89   |
| <b>Octubre</b>    | 129.4              | 21.81 | 131.2              | 126.7              | 170.7  | 156.4  | 12.85   | 11.78   |
| <b>Noviembre</b>  | 107.3              | 21.51 | 109.5              | 105.3              | 144.6  | 132.2  | 13.03   | 11.92   |
| <b>Diciembre</b>  | 120.3              | 21.81 | 124.0              | 119.1              | 162.9  | 149.4  | 12.98   | 11.90   |
| <b>Año</b>        | 1387.7             | 22.03 | 1386.3             | 1333.0             | 1823.2 | 1669.4 | 12.99   | 11.89   |

Figura 28 Balances y resultados principales para potencia nominal de 1500 Wp e irradiación de la localidad considerada

Siendo:

- GlobHor: Irradiación global horizontal
- T Amb: Temperatura ambiente

GlobInc: Global incidente en plano receptor  
 GlobEff: Global efectivo, corrección para 1AM y sombras  
 EArray: Energía efectiva en la salida del generador  
 E\_Grid: Energía inyectada a red  
 EffArrR: Eficiencia Esal campo/superficie bruta  
 EffSysR: Eficiencia Esal sistema/superficie bruta

Dada la dimensión del proyecto se han estimado los siguientes factores de pérdida:

Pérdida óhmica en el cableado: 1.4 en STC  
 Pérdida en la calidad del módulo: -0.8%  
 Pérdida por "Mismatch" de los módulos: 1% en MPP  
 Efecto de incidencia en el módulo: 0.05

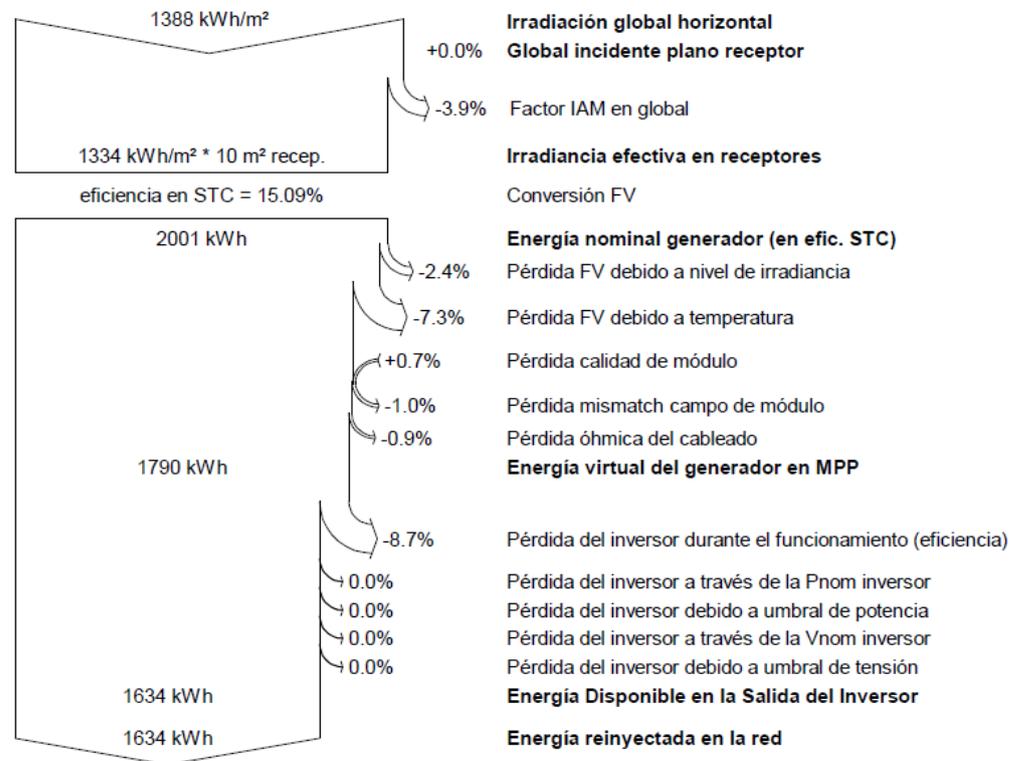


Figura 29 Diagrama de pérdidas durante todo el año para potencia nominal de 1500 Wp

#### 6.1.4 Análisis económico

Realizamos una pequeña estimación económica del coste de la instalación, con valores aproximados en el mercado europeo actual:

| <i>Elemento</i>        | <i>Uds.</i> | <i>Precio unitario</i>     | <i>Precio total</i> |
|------------------------|-------------|----------------------------|---------------------|
| Módulos fotovoltaicos  | 6           | 272,48                     | 1634,88             |
| Estructura soporte     | 6           | 50                         | 300                 |
| Inversor               | 1           | 1156                       | 1156                |
| Elementos auxiliares   |             |                            | 300                 |
| Contador bidireccional | 1           | 200                        | 200                 |
| Mano de obra           |             |                            | 300                 |
|                        |             |                            | <u>3890,88</u>      |
|                        |             | Gastos generales (6%)      | 233,4528            |
|                        |             | Beneficio industrial (20%) | <u>778,176</u>      |
|                        |             |                            | <b>4902,51 €</b>    |

(\*) Precio según tarifas distribuidora "Thecno sun" a mayo de 2013.

Ahora, según la electrificadora del lugar donde realizamos la instalación, los precios de la electricidad (en pesos colombianos) a mes de mayo son los siguientes:

| Nivel de Tension | Componentes del Costo Unitario de Prestacion del Servicio calculados según resolución CREG 119-2007 |                    |                  |                  |                   |                        | Cuv <sub>n,m,j</sub>                      |
|------------------|---|--------------------|------------------|------------------|-------------------|------------------------|---|
|                  | G <sub>m,t</sub>  | T <sub>m,t,z</sub> | D <sub>n,m</sub> | C <sub>m,t</sub> | PR <sub>n,t</sub> | R <sub>m,i</sub>       |   |
|                  | Compra energía  | Uso del STN        | Distribucion     | Comercializac.   | Pérdidas          | Costo de Restricciones | Costo unitario de prestacion del servicio |
|                  | [\$/KWh]  | [\$/KWh]           | [\$/KWh]         | [\$/KWh]         | [\$/KWh]          | [\$/KWh]               | [\$/KWh]                                  |
| I (aérea - C 2)  | 153,5292  | 18,9177            | 152,7047         | 58,3372          | 28,2227           | 5,4765                 | 417,1880                                  |
| II               | 153,5292  | 18,9177            | 79,0929          | 58,3372          | 9,3710            | 5,4765                 | 324,7245                                  |
| III              | 153,5292  | 18,9177            | 52,3087          | 58,3372          | 6,5588            | 5,4765                 | 295,1281                                  |
| IV               | 153,5292  | 18,9177            | 17,0696          | 58,3372          | 3,9224            | 5,4765                 | 257,2526                                  |

Figura 30 Coste de la electricidad ELECTROHUILA para mayo 2013 en pesos colombianos

(\*) A fecha de mayo de 2013, 1000 Pesos colombianos son el equivalente a 0.39 Euros. Es decir, que para nuestro caso (nivel de tensión 1), el costo unitario del servicio es de 417,1880 \$ por kWh que equivalen a unos 0.16 Euros por kWh consumido.

Determinamos el beneficio neto que implica esta solución determinando el ahorro en electricidad cada año en un periodo de 20 años, teniendo en cuenta que el ahorro será:

$$A = \sum_1^t \left( \frac{1+c}{1+e} \right)^t$$

Siendo  $t$  el periodo de años, esto es 20 años;  $e$  la tasa de interés y  $c$  la inflación del costo de electricidad.

En cuanto al mantenimiento, estimamos un 1% respecto a la inversión inicial y tenemos que durante el periodo de tiempo de vida útil comparándolo con el dinero en el valor inicial es:

$$M = \sum_1^t \left( \frac{1+i}{1+e} \right)^t$$

Siendo  $i$  la inflación en el mantenimiento.

Así el beneficio neto viene dado por:

$$B = A \sum_1^t \left( \frac{1+c}{1+e} \right)^t - M \sum_1^t \left( \frac{1+i}{1+e} \right)^t - \text{Coste inversión}$$

Si consideramos un interés del 8%, una inflación de la electricidad del 10% y una inflación del mantenimiento del 12% obtenemos: el valor presente neto para cada uno de los 20 años considerados:

| Estrato 1 |                   |             |                   |
|-----------|-------------------|-------------|-------------------|
| Años      | Mantenimiento (€) | Ahorro (€)  | VAN (€)           |
| 1         | 49,0251           | 283,9       | -4667,6351        |
| 2         | 50,84084444       | 289,1574074 | -4429,3185        |
| 3         | 52,72383868       | 294,5121742 | -4187,5302        |
| 4         | 54,67657345       | 299,9661034 | -3942,2407        |
| 5         | 56,70163173       | 305,5210312 | -3693,4213        |
| 6         | 58,80169216       | 311,1788281 | -3441,0441        |
| 7         | 60,97953261       | 316,941399  | -3185,0823        |
| 8         | 63,23803382       | 322,8106841 | -2925,5096        |
| 9         | 65,58018322       | 328,7886598 | -2662,3011        |
| 10        | 68,00907889       | 334,8773387 | -2395,4329        |
| 11        | 70,52793367       | 341,0787708 | -2124,882         |
| 12        | 73,14007936       | 347,3950444 | -1850,6271        |
| 13        | 75,84897119       | 353,8282859 | -1572,6478        |
| 14        | 78,65819234       | 360,3806616 | -1290,9253        |
| 15        | 81,57145872       | 367,0543776 | -1005,4424        |
| 16        | 84,59262386       | 373,8516809 | -716,18332        |
| 17        | 87,72568401       | 380,7748601 | -423,13415        |
| 18        | 90,97478341       | 387,8262464 | -126,28268        |
| 19        | 94,34421984       | 395,008214  | <b>174,381312</b> |
| 20        | 97,8384502        | 402,3231809 | 478,866043        |

Como observamos el tiempo de retorno de la inversión para el caso más favorable (inyectamos el total de la demanda a la red), es a los 19 años.

## Conclusiones

Sin duda alguna, el cambio climático es un problema que nos afecta y que cada vez va tomando más relevancia en la sociedad actual. Pero la intensidad y velocidad del cambio climático presentan nuevos desafíos sin precedentes. Las zonas rurales se ven gravemente afectadas, ya que dependen de actividades sensibles al clima y tienen poca capacidad de adaptación. Una forma de mitigar este cambio es considerando el uso de fuentes renovables y así reducir la emisiones de carbono que se vierten a la atmosfera y provocan el efecto invernadero.

Sin embargo, en Colombia no se ha entendido el cambio climático como un tema de desarrollo económico o social y por tanto, no se ha integrado dicha problemática dentro de los procesos de planificación e inversión de los sectores productivos y los territorios. Esto se manifiesta, por ejemplo, en que no hay una normativa que regule las energías renovables en el país.

Se ha considerado el estudio de implementar una energía renovable, como es la energía solar fotovoltaica, para cubrir las necesidades de una vivienda rural en la zona sur de Colombia haciendo un análisis previo de la situación geográfica, del recurso solar, del sistema eléctrico del país y apoyándonos en una herramienta informática para realizar una estimación de la producción generada y se ha obtenido que el tiempo de retorno de la inversión es de 19 años.

Sabemos que el ahorro conseguido es bajo debido al bajo coste de la electricidad en Colombia y por eso, el tiempo de retorno de la inversión se alarga tanto. Pero debemos considerar los beneficios económicos que se obtendrían después de amortizar la inversión, además de otros factores como el beneficio social con la implementación de un nuevo sector como son las energías renovables que generarían nuevos empleos y nuevas industrias, un beneficio social incrementando el nivel de vida de los habitantes en zonas rurales y un beneficio ambiental disminuyendo el cambio climático y contribuyendo al desarrollo sostenible.

Por otra parte, podemos concluir que la participación del Gobierno es esencial para el éxito de proyectos de esta naturaleza, siempre acompañada de una visión global de largo plazo y considerando los beneficios sociales, económicos y ambientales. Las energías renovables, no reciben el apoyo ni los subsidios que gozan las energías convencionales y facilitar la canalización del apoyo financiero, tecnológico y el fomento de la capacidad para esas medidas será un reto que Colombia debe cumplir para alcanzar un desarrollo sostenible.

## Trabajo futuro

A partir de las conclusiones que se han obtenido de este proyecto, se puede continuar el estudio de implementar las energías renovables como beneficio en zonas rurales realizando un seguimiento de la evolución de la situación energética en Colombia, analizando los cambios en la sustitución de las energías convencionales por energías renovables, viendo la viabilidad financiera, el incremento del precio del petróleo y sus

derivados, la demanda energética, la toma de conciencia en la sociedad y la participación del Gobierno para este tipo de proyectos.

También, se puede estimar el estudio de otro diseño fotovoltaico, considerando un sistema aislado y analizar su beneficio en zonas con red eléctrica o sin ella. Además de considerar un sistema con mayor demanda energética, como es un centro de salud o una escuela rural.

Por último, ya que se ha utilizado un sistema informático para realizar la estimación de producción de un diseño en concreto, sería muy importante realizar dicho diseño y contrastar los datos con la realidad producida, y ya de paso ver los problemas logísticos que se pueden generar en el proceso de construcción de un sistema solar fotovoltaico en zonas rurales, considerando variables como las condiciones de acceso, las circunstancias culturales, ambientales, políticas, etc.

## Bibliografía

- Análisis y revisión de los objetivos de política energética colombiana de largo plazo y actualización de sus estrategias de desarrollo, 2010.
- Observatorio de energías renovables en América Latina y el Caribe. Colombia. Informe final para la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), 2011.
- Posibilidades para el uso de sistemas fotovoltaicos en las zonas no interconectadas de Colombia. Programa de doctorado en energías renovables UPCT. Lucero Llanos Posada, Sonia Milena Lozano Valencia. 2008.
- Web del sistema de información eléctrico colombiano. <http://www.siel.gov.co/>
- Web del Ministerio de Minas y Energía de la República de Colombia. <http://www.siel.gov.co/>
- Web de la electrificadora "Electrohuila S.A.". <http://www.electrohuila.com.co/>

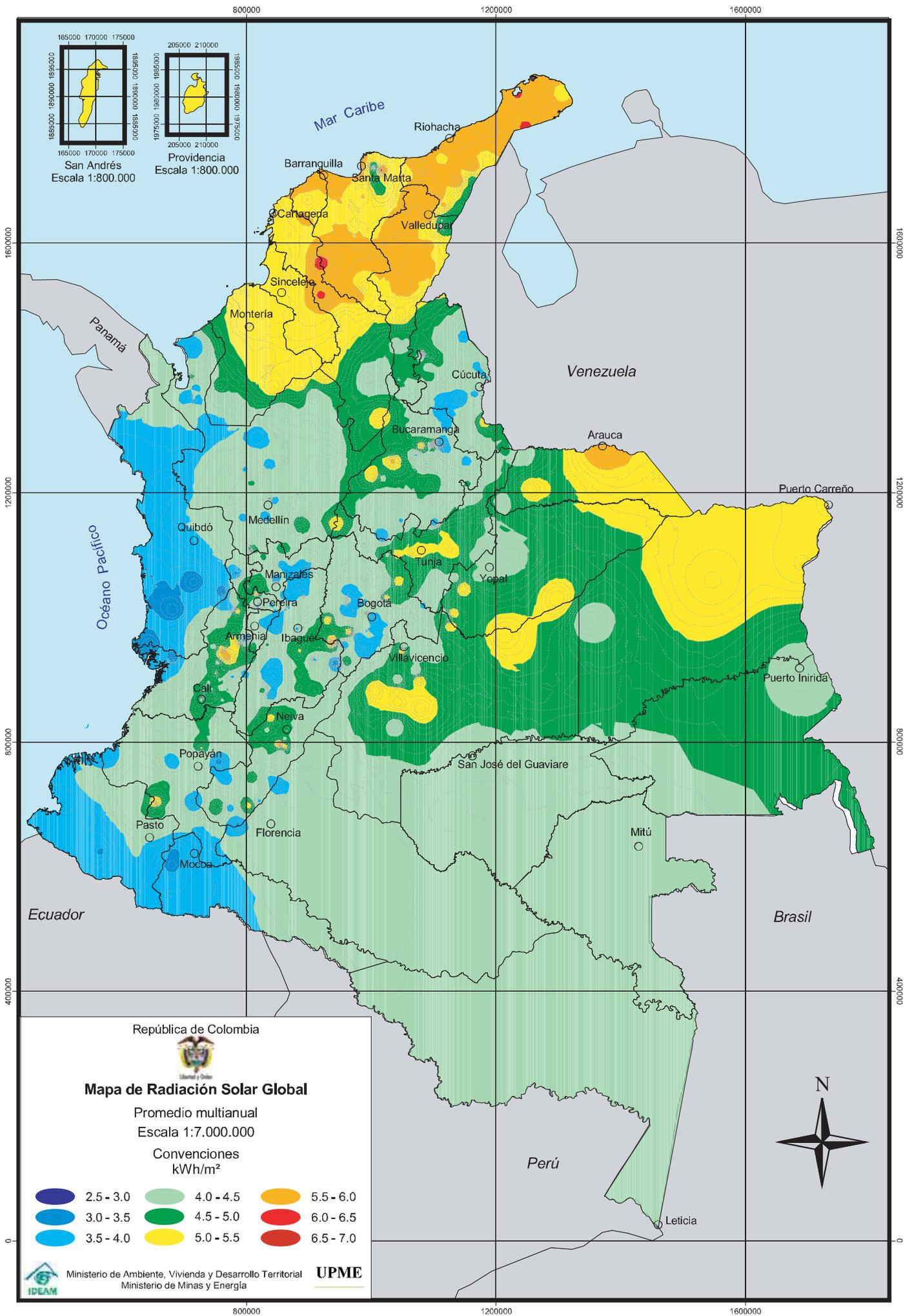
## Referencias

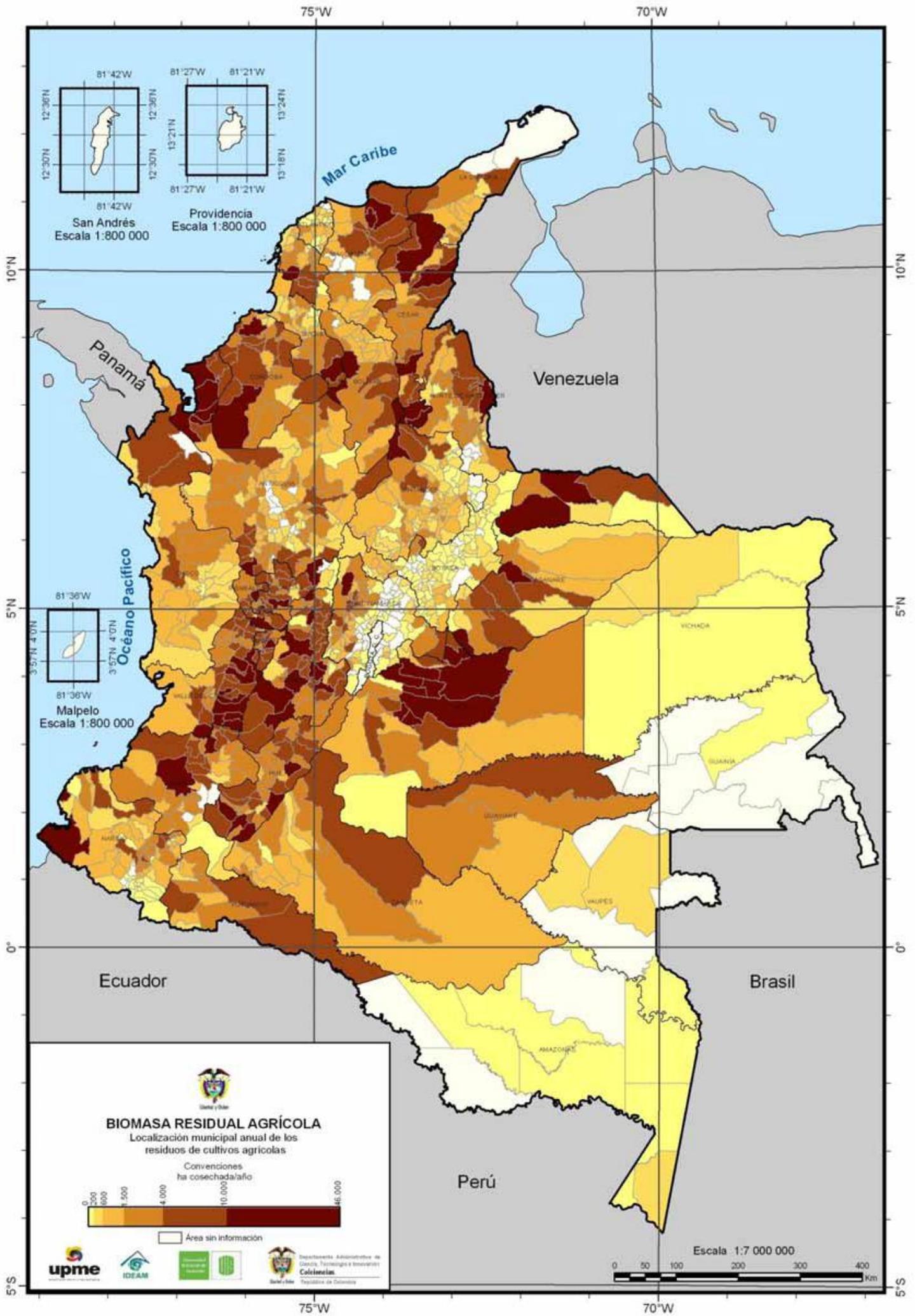
- [1] FAO, «Food and Agriculture Organization of the United Nations,» 2008.
- [2] D. V. C. T. JA Hernández, «Analysis of the effect of the implementation of photovoltaic system like option of distributed generation in Colombia,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, pp. 2290 - 2298, 2011.
- [3] G. Caspary, «Gauging the future competitiveness of renewable energy in Colombia,» *Energy Economics*, vol. 31, pp. 443-449, 2009.
- [4] B. Mundial, 2004.
- [5] M. Á. E. F. N. Pablo Díaz, «Dependability analysis of stand-alone photovoltaic systems,» *Wiley InterScience*, vol. 15, pp. 245-264, 2006.
- [6] M. A. Green, «Third generation photovoltaics: ultra-high conversion efficiency at low

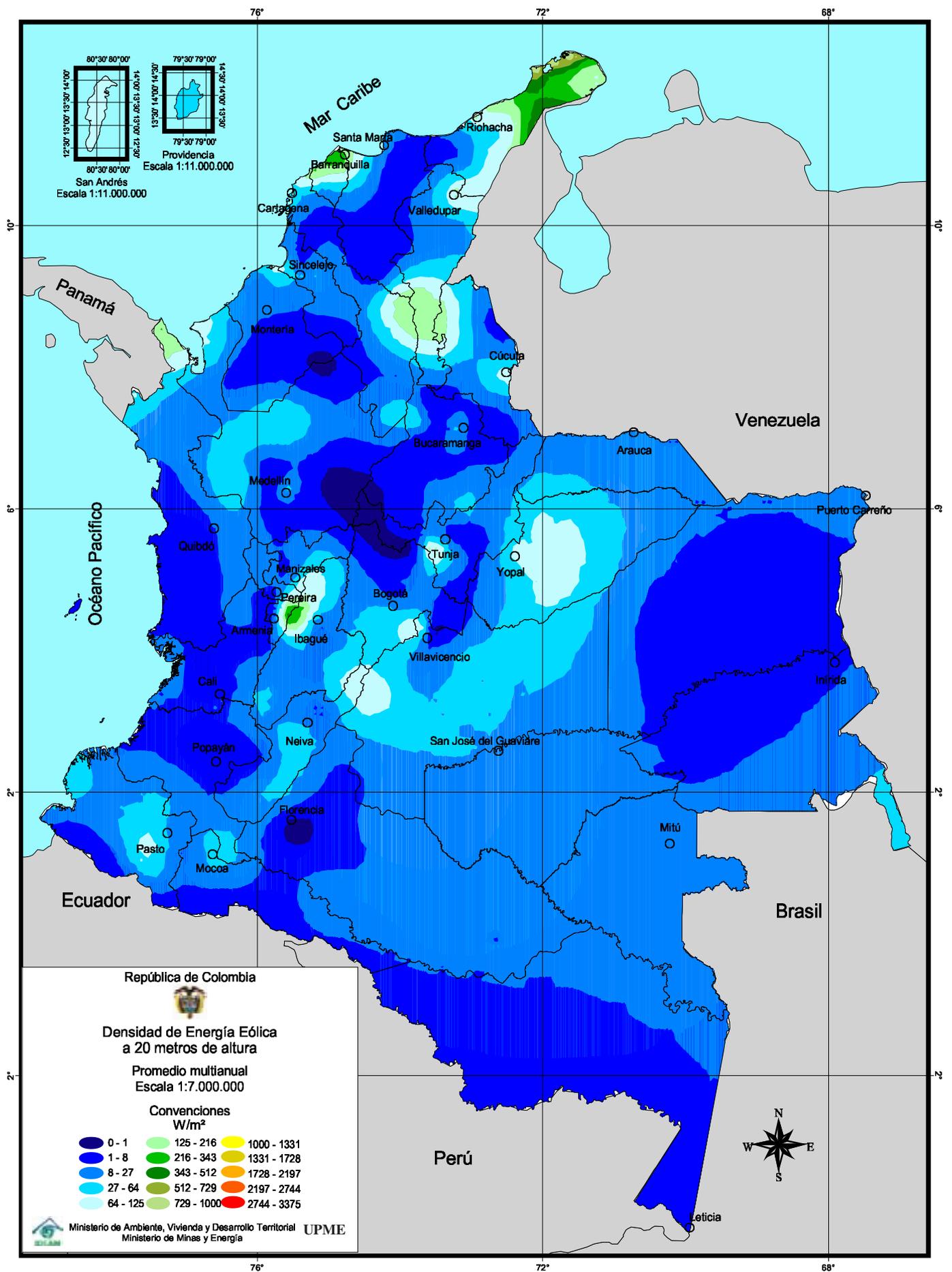
- cost.,» *Progress in Photovoltaics; Research and Applications*, vol. 9, pp. 123-135, 2001.
- [7] UPME, «Energética, Unidad de Planeamiento Minero,» 2007.
- [8] UPME, «Energética, Unidad de Planeamiento Minero,» 2010.
- [9] PROCUE, «Programa de uso racional y eficiente de energía y fuentes no convencionales,» Plan de acción 2015 con visión al 2025.
- [10] U. -. IDEAM, «Unidad de Planeación Minero Energética e Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales,» 2005.
- [11] T. R., «Estudio del potencial en Colombia para el aprovechamiento de la energía no convencional de los océanos,» Escual Naval de Cadetes Almirante Padilla, Cartagena, 2003.
- [12] ESMAP, «Energú Sector Management Assistance Program,» 2007.
- [13] UPME, «Plan indicativo de expansión de cobertura del servicio de energía eléctrica,» 2003.
- [14] S.A., *Interconexión Eléctrica*.
- [15] UPME, «Plan indicativo de expansión de la cobertura del servicio de energía eléctrica,» 2006 a 2010.
- [16] B. Mundial, «REDI para Colombia informe base: sector electricidad».
- [17] CEPAL, «Comisión económica para América Latina y el Caribe,» 2003.
- [18] UPME, «Plan indicativo de expansión de cobertura de energía eléctrica,» 2010 a 2014.
- [19] A. C. Hagler Bailly, 2001.
- [20] PEN, «Plan energético nacional,» 2006 a 2025.
- [21] UPME, «Informe mensual de variables de generación y del mercado eléctrico colombiano,» marzo 2013.
- [22] C. d. Colombia, «Ley 142, artículo 102,» 11 de julio de 1994.
- [23] DANE, «Boletín del censo general del Departamento Administrativo Nacional de Estadística,» 2005.
- [24] Meteonorm. [En línea]. Available: <http://meteonorm.com/>. [Último acceso: 07 2013].
- [25] NREL, «Laboratorio Nacional de Energías Renovables de EEUU,» [En línea]. Available: <http://www.nrel.gov/gis/mapsearch/>. [Último acceso: 07 2013].
- [26] UPME, «Mapas de promedios anuales diarios de la cantidad de energía de la radiación solar que incide por metro cuadrado de superficie solar sobre el territorio colombiano,» [En línea]. Available: <http://www1.upme.gov.co/>. [Último acceso: 07 2013].
- [27] PVGIS, «Photovoltaic Geographical Information System,» [En línea]. Available: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>. [Último acceso: 07 2013].
- [28] HOMER, «Hybrid Optimization Model for Electric Renewables,» [En línea]. Available: <http://homerenergy.com/index.html>. [Último acceso: 07 2013].
- [29] PVSYST. [En línea]. Available: <http://www.pvsyst.com/en/>. [Último acceso: 07 2013].
- [30] T. Solar, «Trina Solar,» [En línea]. Available: <http://www.trinasolar.com/sp/index.html>. [Último acceso: 07 2013].
- [31] SMA, «productor de inversores SMA,» [En línea]. Available: <http://www.sma-iberica.com/es/inicio.html>. [Último acceso: 07 2013].

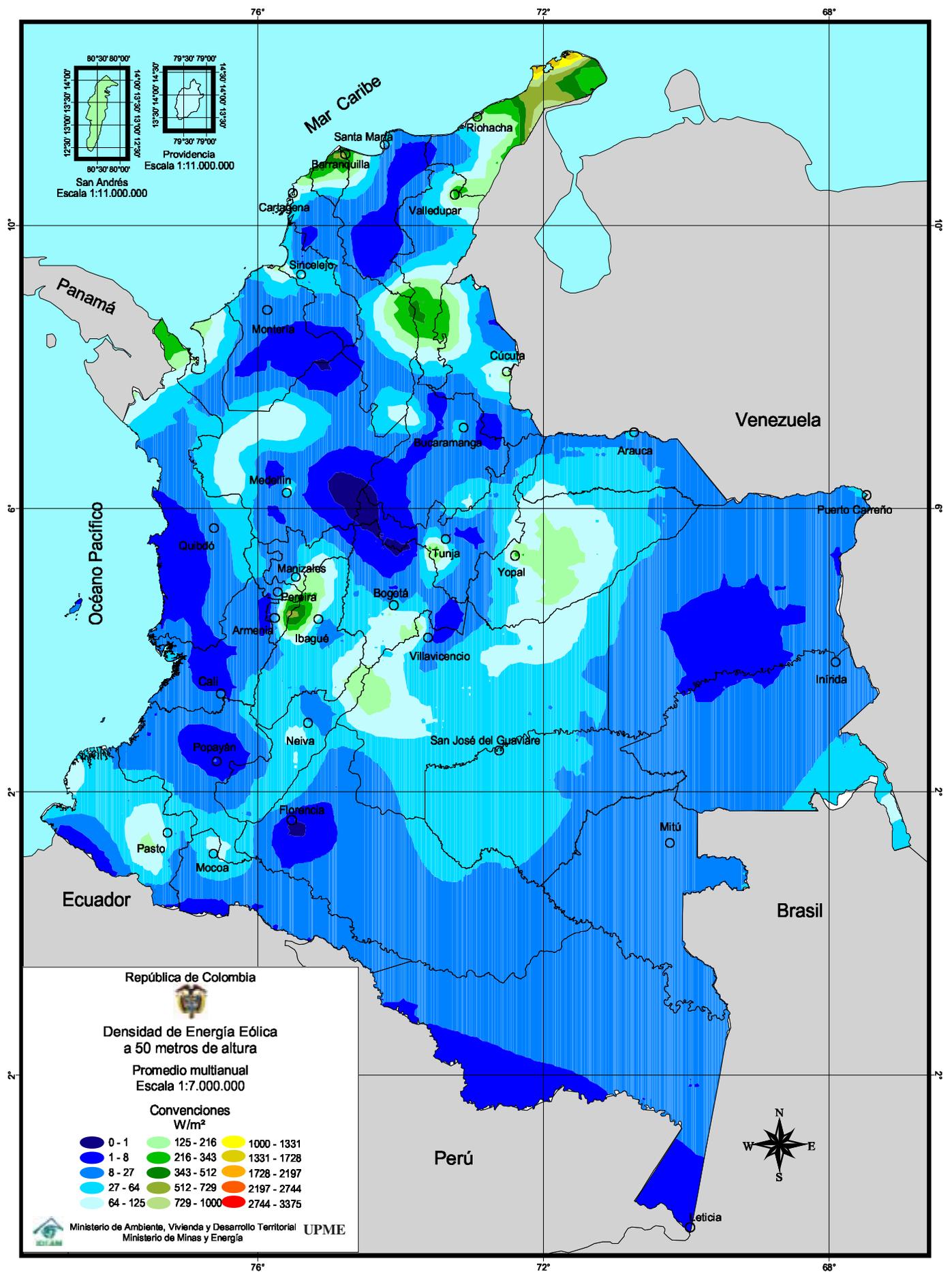
## **Anexos**

- Mapas de potencial energético en Colombia
- Facturas para la estimación de la demanda eléctrica
- Esquema unifilar
- Tarifa eléctrica para la zona del diseño a mayo de 2013











FACTURA DE VENTA No.

FECHA DE EMISION

22/03/2013

NIT. 891.180.001 - 1

C.C. / NIT:

VDA GIRASOL  
PITALITO

POSTAL:

CODIGO DE CUENTA NIU

PARA CUALQUIER CONSULTA  
Y PAGO ELECTRONICO

FT - CFE - 05 - 001

Nro. Máx. Interrupciones FES 13 Nro. Interrupciones FES 5  
 Horas Máx. Interrupciones DES 8 Horas Interrupciones DES .77  
 DEMANDA: .15 GRUPO: 3 CIRCUITO: POHP063  
 TRIMESTRE: 4/2012 CI: 8600063

Ruta: [Redacted] Nivel de Tensión: 1  
 Ciclo: 64 GIRASOL MIRAVALLE Carga en Watios: 3390  
 Clase Servicio: Residencial Estrato: 2

CONSUMO  
 LIQUIDACION  
 VIGILANCIA POR DUMPERELECTRICOS  
 ALICENCIAMIENTO DE PREVA EN SOLUCION No. 34720027 ANEXO LICENCIAMIENTO ADMINISTRACION ART. 175 DEL CODIGO DE COMERCIO  
 DUMPERELECTRICOS CONTINUA EN LA PAGINA SIGUIENTE

| Contador | Marca | Tipo | Obs. | Lect. Actual | Lect. Anterior | Factor | Consumo kwh |
|----------|-------|------|------|--------------|----------------|--------|-------------|
| 08316060 | KRI   | 3S   | 0    | 6659         | 6476           | 1      | 183         |

**ULTIMOS CONSUMOS**

| Mes | Consumo | Promedio Cuenta |
|-----|---------|-----------------|
| DIC | 0       | 109             |
| DIC | 247     |                 |
| OCT | 212     |                 |
| OCT | 0       |                 |
| AGO | 192     | 215             |
| AGO | 0       |                 |

Original Emitio 2425 OSOTO

| Rango o Tipo | Consumo | Tarifa   | Valor  |
|--------------|---------|----------|--------|
| 3 1 130      | 92      | 375.1809 | 34,329 |
| 3 1 130      | 92      | 387.5601 | 35,462 |

**COSTO UNITARIO DE PRESTACION DEL SERVICIO**

|         |          |                   |          |       |         |
|---------|----------|-------------------|----------|-------|---------|
| Gm      | \$130.62 | Dn,m              | \$133.85 | PRn,m | 24.89   |
| Tm      | \$21.17  | Cv,m              | \$59.27  | Rm    | \$ 5.38 |
| CUv,o,m |          | \$375.18 (\$/KWh) |          |       |         |

**FINANCIACION Y OTROS**

Financiaciones

| Financiacion      | Cuo. Pen | Total Fina | Saldo |
|-------------------|----------|------------|-------|
| Electrodomesticos |          |            |       |
| Convenio          | Cuo. Pen | Total Conv | Saldo |
| FOES              |          |            |       |
| Kwh               |          |            |       |
| \$/Kwh            |          |            |       |
| Total             |          |            |       |
| N. Fact           |          |            |       |

**DETALLE DE CUENTA**

|     |                 |        |
|-----|-----------------|--------|
| 21  | Consumo Periodo | 69,791 |
| 608 | Ajuste Decena   | <3>    |

Multiservicios WAL  
11 ABR 2013  
DANIELA DE CAJA 6

**RESUMEN DE CUENTA**

|                        |                 |            |
|------------------------|-----------------|------------|
| ULTIMO PAGO            | 31/01/2013      | \$55,130   |
| FECHAS DE LECTURAS     | 10/01/2013      | 13/03/2013 |
| ATRASOS                | 0               |            |
| SUSPENSION A PARTIR DE |                 |            |
| PAGO OPORTUNO          | 11/04/2013      |            |
| OTROS CARGOS           | \$0             |            |
| ALUMBRADO PUBLICO      | \$0             |            |
| VALOR ELECTROHUILA     | \$40,840        |            |
| <b>TOTAL A PAGAR</b>   | <b>\$40,840</b> |            |

Subsidio o Contribución -28,948

La Etiqueta Del Contador Garantiza La Lectura, Consérvala. Pague E Obs: lectura  
 BANCO POPULAR, DAVIVIENDA, BBVA, UTRAHUILCA, COONFIE, CH# Toma exitosa de Lectura

REPRESENTANTE LEGAL

ESTA FACTURA CAMBIARIA DE COMPROBANTE SE ASIMILA EN TODOS SUS EFECTOS A UNA LETRA DE CAMBIO ART. 774 C.C. Y PRESTA MERITO EJECUTIVO ART. 130 LEY 142/94



FACTURA DE VENTA No. [REDACTED]

FECHA DE EMISION

22/03/2013

NIT. 891.180.001 - 1

D.C. / NIT.

VDA GIRASOL MIRAVALLE  
PITALITO

POSTAL:

SU CODIGO DE CUENTA NIU

PARA CUALQUIER CONSULTA  
Y PAGO ELECTRONICO  
www.electrohuala.com.co  
FT - CFE - 05 - 001

Nro. Máx. Interrupciones FES 13 Nro. Interrupciones FES 5  
Horas Máx. Interrupciones DES 8 Horas Interrupciones DES .77  
DEMANDA: .11 GRUPO: 3 CIRCUITO: PCHP064  
TRIMESTRE: 4/2012 CI: 8600064

Ruta: [REDACTED] Nivel de Tensión: 1  
Ciclo: 64 GIRASOL MIRAVALLE Watts: 2250  
Clase Servicio: Residencial Estrato: 1

| Contador | Marca | Tipo | Obs. | Lect. Actual | Lect. Anterior | Factor | Consumo kwh |
|----------|-------|------|------|--------------|----------------|--------|-------------|
| 247917   | SAN   | 2S   | 0    | 22136        | 21922          | 1      | 214         |



| Rango o Tipo | Consumo | Tarifa   | Valor  |
|--------------|---------|----------|--------|
| 2 1 130      | 107     | 375.1809 | 40,144 |
| 2 1 130      | 107     | 387.5601 | 41,469 |

Original Emitio 2437 OSOTO

COSTO UNITARIO DE PRESTACION DEL SERVICIO

|         |          |      |          |          |          |
|---------|----------|------|----------|----------|----------|
| Gm      | \$130.62 | Dn,m | \$133.85 | PRn,m    | 24.89    |
| Tm      | \$71.17  | Cv,m | \$39.27  | Rm       | \$ 5.36  |
| CUv,n,m |          |      |          | \$375.18 | (\$/KWh) |

FINANCIACION Y OTROS

| Financiaciones |          |            |       |
|----------------|----------|------------|-------|
| Financiacion   | Cuo. Pen | Total Fina | Saldo |
| 21             |          |            |       |
| 607            |          |            |       |

| Electrodomesticos |          |            |       |
|-------------------|----------|------------|-------|
| Convenio          | Cuo. Pen | Total Conv | Saldo |
|                   |          |            |       |

| FOES    |  |
|---------|--|
| Kwh     |  |
| \$/Kwh  |  |
| Total   |  |
| N. Fact |  |

DETALLE DE CUENTA

|                         |         |
|-------------------------|---------|
| Consumo Periodo         | 81,613  |
| Ajuste Decena           | 1       |
| Subsidio o Contribución | -43,404 |



ULTIMO PAGO

|                        |                          |
|------------------------|--------------------------|
| 06/02/2013             | \$38,940                 |
| FECHAS DE LECTURAS     | 10/01/2013<br>13/03/2013 |
| ATRASOS                | 0                        |
| SUSPENSION A PARTIR DE |                          |
| PAGO OPORTUNO          | 11/04/2013               |
| OTROS CARGOS           | \$0                      |
| ALUMBRADO UBICO        | \$0                      |
| VALOR ELECTROHUILA     | \$38,210                 |
| <b>TOTAL A PAGAR</b>   | <b>\$38,210</b>          |

REPRESENTANTE LEGAL:

ESTA FACTURA DE VENTA SE ASMILA EN TODOS SUS EFECTOS A UNA LETRA DE CAMBIO ART. 774 C.C. Y PRESTA MERITO EJECUTIVO ART. 136 LEY 142/94

La Etiqueta Del Contador Garantiza La Lectura, Consérvala. Pague E BANCO POPULAR, DAVIVIENDA, BBVA, UTRAHUILCA, COONFIE, CHA

Obs: lectura Toma exitosa de Lectura



FACTURA DE VENTA No. [REDACTED]

FECHA DE EMISION

20/05/2013  
NIT. 891.180.001 - 1

C.C. / [REDACTED]

VDA GIRASOL  
PITALITO

POSTAL: [REDACTED]

SU CODIGO DE CUENTA NIJ

PARA CUALQUIER CONSULTA  
Y PAGO ELECTRONICO  
www.electrohuala.com.co  
FT - CFE - 05 - 001

Nro. Máx. Interrupciones FES 13 Nro. Interrupciones FES 2  
Horas Máx. Interrupciones DES 7 Horas Interrupciones DES 2.11  
DEMANDA: .15 GRUPO: 3 CIRCUITO: POHP063  
TRIMESTRE: 3/2012 CI: 666.5 8600063

Ruta: [REDACTED] Nivel de Tensión: 1  
Ciclo: 64 GIRASOL MIRAVALLE Carga en Voltaje: 3390  
Clase Servicio: Residencial Estrato: 7

| Contador | Marca | Tipo | Obs. | Lect. Actual | Lect. Anterior | Factor | Consumo kwh |
|----------|-------|------|------|--------------|----------------|--------|-------------|
| 08316060 | KRI   | 3S   | 0    | 6476         | 6229           | 1      | 247         |



| Rango o Tipo | Consumo | Tarifa   | Valor  |
|--------------|---------|----------|--------|
| 3 1 130      | 124     | 381.092  | 47,065 |
| 3 1 130      | 124     | 359.0974 | 44,349 |

Original Emitio 1 TVARGAS  
**COSTO UNITARIO DE PRESTACION DEL SERVICIO**

|                     |          |                  |          |                   |                  |
|---------------------|----------|------------------|----------|-------------------|------------------|
| G <sub>m</sub>      | \$131.57 | D <sub>n,m</sub> | \$131.52 | PR <sub>n,m</sub> | 25.24            |
| T <sub>m</sub>      | \$20.62  | C <sub>v,m</sub> | \$59.06  | R <sub>m</sub>    | \$ 7.51 (\$/KWh) |
| CU <sub>v,n,m</sub> | \$275.51 |                  |          |                   |                  |

**FINANCIACION Y OTROS**

**DETALLE DE CUENTA**

**ULTIMO PAGO**

Financiaciones

|              |          |            |        |
|--------------|----------|------------|--------|
| Financiacion | Cuo. Pen | Total Fina | Saldo  |
| 21           |          |            | 91,414 |
| 608          |          |            | -2     |

Electrodomésticos

|          |          |            |       |
|----------|----------|------------|-------|
| Convenio | Cuo. Pen | Total Conv | Saldo |
|          |          |            |       |

FOES

|         |  |
|---------|--|
| Kwh     |  |
| \$/Kwh  |  |
| Total   |  |
| N. Fact |  |

FACTURA SALD:

|                         |         |
|-------------------------|---------|
| Consumo Periodo         | 91,414  |
| Ajuste Decena           | -2      |
| Subsidio o Contribución | -36,282 |

|                        |            |
|------------------------|------------|
| FECHAS DE LECTURAS     | 12/04/2013 |
|                        | \$40,840   |
| 08/11/2012             |            |
| 14/01/2013             |            |
| ATRASOS                | 0          |
| SUSPENSION A PARTIR DE |            |
| PAGO OPORTUNO          | 11/02/2013 |
| OTROS CARGOS           | \$0        |
| ALUMBRADO UBILICO      | \$0        |
| VALOR ELECTROHUALA     | \$55,130   |
| <b>TOTAL A PAGAR</b>   | <b>\$0</b> |

AUTORIZACION PARA LA REVISION DE LA CUENTA DE CREDITO Y DEBITO EN EL MOMENTO DE LA EMISION DE LA FACTURA DE VENTA. PARA MAS INFORMACION CONTACTAR AL SERVIDOR DE CLIENTES AL TELEFONO 011 891 180 001.

REPRESENTANTE LEGAL: ESTE FACTURA DE VENTA SE ASIMILA EN TODOS SUS EFECTOS A UNA LETRA DE CAMBIO ART. 774 C.C. Y PRESTA MÉRITO EJECUTIVO ART. 130 LEY 142/94

**La Etiqueta Del Contador Garantiza La Lectura, Consérvala. Atención:** Obs: lectura  
**BRUSELAS, Domingo 19/05/2013 Parque; Pague En: SU CHANCE ó I** Toma exitosa de Lectura



FACTURA DE VENTA No. [REDACTED]

FECHA DE EMISION

20/05/2013  
NIT. 891.180.001 - 1

C.C. / NIT. [REDACTED]

VDA GIRASOL MIRAVALLE  
PITALITO

POSTAL: [REDACTED]

SU CODIGO DE CUENTA NIU

[REDACTED]  
PARA CONSULTAR CONSULTA  
Y PAGO ELECTRONICO  
www.electrohuila.com.co  
FT - CFE - 05 - 001

Nro. Máx. Interrupciones FES 13 Nro. Interrupciones FES 2  
Horas Máx. Interrupciones DES 7 Horas Interrupciones DES 2.11  
DEMANDA: .11 GRUPO: 3 CIRCUITO: POHP064  
TRIMESTRE: 3/2012 CI: 666.5 8600064

Ruta: [REDACTED] Nivel de Tensión: 1  
Ciclo: [REDACTED] Carga en Voltios: 2250  
Clase Servicio: Residencial Estrato: 1

| Contador | Marca | Tipo | Obs. | Lect. Actual | Lect. Anterior | Factor | Consumo kwh |
|----------|-------|------|------|--------------|----------------|--------|-------------|
| 247917   | SAN   | 2S   | 0    | 21922        | 21704          | 1      | 218         |



| Rango o Tipo | Consumo | Tarifa   | Valor  |
|--------------|---------|----------|--------|
| 2 1 130      | 109     | 381.092  | 41,539 |
| 2 1 130      | 109     | 359.0974 | 39,142 |

Original Emitio 1 TVARGAS

**COSTO UNITARIO DE PRESTACION DEL SERVICIO**

| Gm               | Dn,m     | PRn,m            |
|------------------|----------|------------------|
| \$131.57         | \$131.52 | 25.24            |
| Tm               | Cv,m     | Rm               |
| \$20.62          | \$59.06  | \$ 7.51 (\$/KWh) |
| CUv,n,m \$375.51 |          |                  |

**FINANCIACION Y OTROS**

**DETALLE DE CUENTA**

**ULTIMO PAGO**

| Financiaciones |          |            |       |
|----------------|----------|------------|-------|
| Financiacion   | Cuo. Pen | Total Fina | Saldo |
| 110            |          |            |       |
| 21             |          |            |       |
| 608            |          |            |       |

| Electrodomesticos |          |            |       |
|-------------------|----------|------------|-------|
| Convenio          | Cuo. Pen | Total Conv | Saldo |
|                   |          |            |       |

| FOES    |        |
|---------|--------|
| Kwh     | \$/Kwh |
| Total   |        |
| N. Fact |        |

|     |                   |        |
|-----|-------------------|--------|
| 110 | Interes moratorio | 16     |
| 21  | Consumo Periodo   | 80,681 |
| 608 | Ajuste Decena     | -3     |

|                        |            |
|------------------------|------------|
| FECHAS DE LECTURAS     | 10/04/2013 |
|                        | \$38,210   |
| 08/11/2012             |            |
| 14/01/2013             |            |
| ATRASOS                | 0          |
| SUSPENSION A PARTIR DE |            |
| PAGO OPORTUNO          | 11/02/2013 |
| OTROS CARGOS           | \$0        |
| ALUMBRADO UBICO        | \$0        |
| VALOR ELECTROHUILA     | \$38,940   |
| <b>TOTAL A PAGAR</b>   | <b>\$0</b> |

FACTURA SALD. Subsidio o Contribución -41,754

REPRESENTANTE LEGAL

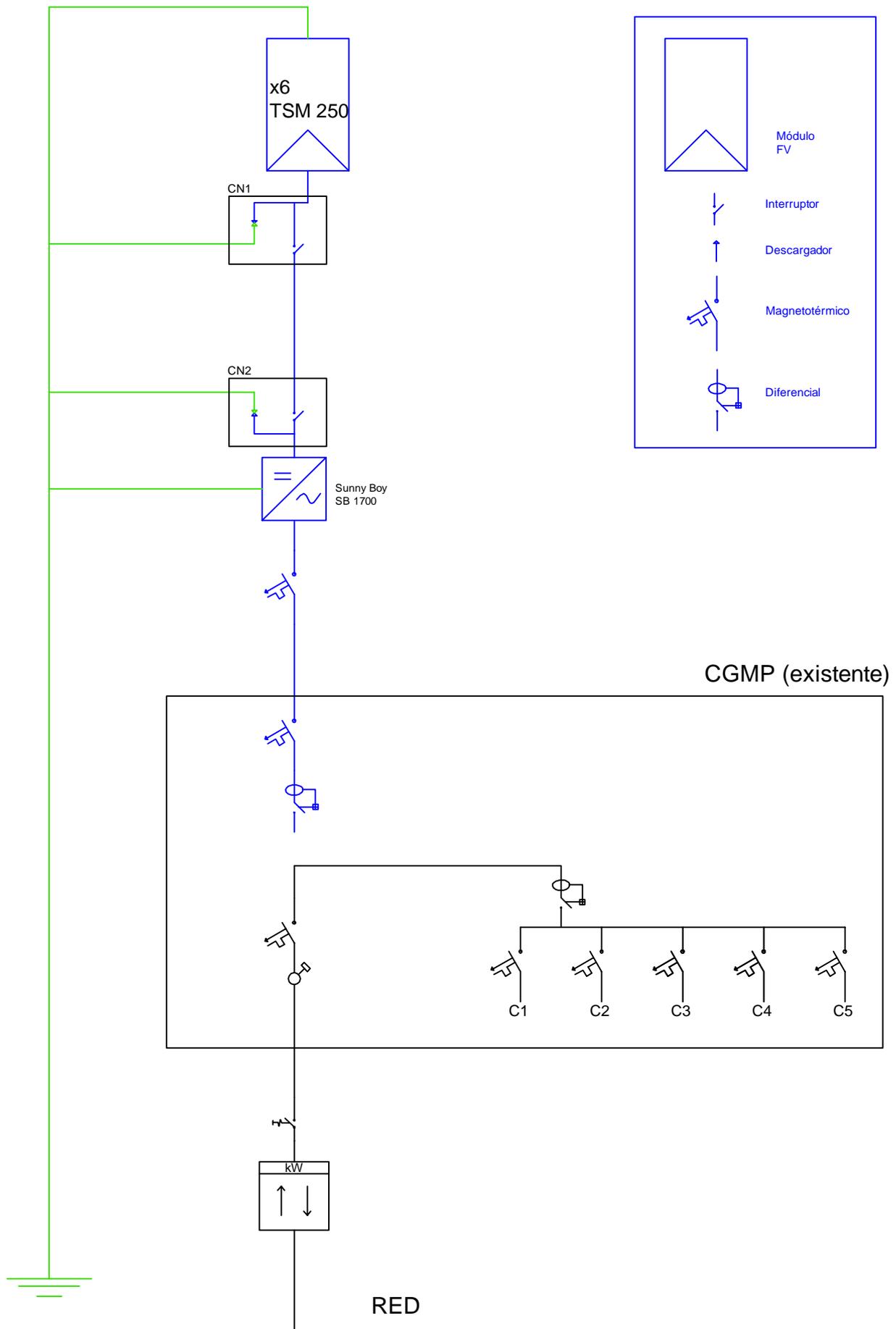
ESTA FACTURA DE VENTA SE ASIMILA EN TODOS SUS EFECTOS A UNA LETRA DE CAMBIO ART. 774 C.C. Y PRESTA MERITO EJECUTIVO ART. 130 LEY 142/94

**La Etiqueta Del Contador Garantiza La Lectura, Consérvala. Atención**  
**BRUSELAS, Domingo 19/05/2013 Parque; Pague En: SU CHANCE ó I**

Obs: lectura  
Toma exitosa de Lectura

AUTORRETOBILIDAD DE VENTA RESOLUCION No. 5472002 DEAN EXCMO. ALCALDE AUTORIZACION NUMERACION ART. 3 RESOLUCION 387487 DE 2002 SOMOS GRANDES CONTRIBUYENTES AUTORETOBILIDAD CIRCULAR A DEL 0001799 SECRETARIA DE HACIENDA DE NEIVA

www.electrohuila.com.co



x6  
TSM 250

CN1

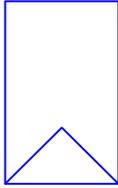
CN2

Sunny Boy  
SB 1700

CGMP (existente)

KW

RED



Módulo  
FV



Interruptor



Descargador



Magnetotérmico



Diferencial

C1 C2 C3 C4 C5

TARIFAS CLIENTES REGULADOS MAYO-2013  
FT-CGC-02-010

$$Cuv_{n,m,i,j} = G_{m,i,j} + T_m + D_{n,m} + Cv_{m,i,j} + PR_{n,m,i,j} + R_{m,i}$$

$$Cuf_{m,j} = Cf_{m,j}$$

| Nivel de Tension | Componentes del Costo Unitario de Prestacion del Servicio calculados según resolución CREG 119-2007 |                    |                  |                  |                   |                        | Cuv <sub>n,m,j</sub>                      | Cf <sub>m,j</sub>              |
|------------------|---|--------------------|------------------|------------------|-------------------|------------------------|---|--------------------------------|
|                  | G <sub>m,t</sub>  | T <sub>m,t,z</sub> | D <sub>n,m</sub> | C <sub>m,t</sub> | PR <sub>n,t</sub> | R <sub>m,i</sub>       |   |                                |
|                  | Compra energia  | Uso del STN        | Distribucion     | Comercializac.   | Pérdidas          | Costo de Restricciones | Costo unitario de prestacion del servicio | Costo base de Comercialización |
|                  | [\$/KWh]  | [\$/KWh]           | [\$/KWh]         | [\$/KWh]         | [\$/KWh]          | [\$/KWh]               | [\$/KWh]                                  | [\$/Factura]                   |
| I (aérea - C 2)  | 153,5292  | 18,9177            | 152,7047         | 58,3372          | 28,2227           | 5,4765                 | 417,1880                                  | 0,00                           |
| II               | 153,5292  | 18,9177            | 79,0929          | 58,3372          | 9,3710            | 5,4765                 | 324,7245                                  | 0,00                           |
| III              | 153,5292  | 18,9177            | 52,3087          | 58,3372          | 6,5588            | 5,4765                 | 295,1281                                  | 0,00                           |
| IV               | 153,5292  | 18,9177            | 17,0696          | 58,3372          | 3,9224            | 5,4765                 | 257,2526                                  | 0,00                           |

| SERVICIO RESIDENCIAL (1)<br>FACTURACION MENSUAL (2) | PROPIEDAD REDES<br>NIVEL 1<br>RANGO DE CONSUMO | SERVICIO RESIDENCIAL<br>FACTURACION MENSUAL |          |            |                                |                                |                      |
|---|--|---|----------|------------|--------------------------------|--------------------------------|----------------------|
|   |  | NIVEL 1 (3)<br>(Inferior a 1 kV)            |          |            | NIVEL 2<br>(>= 1 kV y < 30 kV) | NIVEL 3<br>(>= 30 kV, < 62 kV) | NIVEL 4<br>(> 62 kV) |
|   |  | ELECTROHUILA                                | USUARIO  | COMPARTIDA |                                |                                |                      |
| ESTRATO   |  |   |          |            |                                |                                |                      |
| BAJO- BAJO (Estrato 1)                              | 0-CS   | 180,7701                                    | 163,0186 | 159,8471   | 150,2518                       | 131,6980                       | 104,3806             |
|   | >CS  | 417,1880                                    | 382,0476 | 399,6178   | 324,7245                       | 295,1281                       | 257,2526             |
| BAJO (Estrato 2)                                    | 0-CS   | 225,9626                                    | 203,7732 | 199,8089   | 187,8147                       | 164,5755                       | 130,4758             |
|   | >CS  | 417,1880                                    | 382,0476 | 399,6178   | 324,7245                       | 295,1281                       | 257,2526             |
| MEDIO - BAJO (Estrato 3)                            | 0-CS   | 354,6098                                    | 324,7405 | 339,6751   | 276,0158                       | 250,8589                       | 218,6647             |
|   | >CS  | 417,1880                                    | 382,0476 | 399,6178   | 324,7245                       | 295,1281                       | 257,2526             |
| MEDIO (Estrato 4)                                   | TODO   | 417,1880                                    | 382,0476 | 399,6178   | 324,7245                       | 295,1281                       | 257,2526             |
| MEDIO - ALTO (Estrato 5)                            | TODO   | 500,6256                                    | 458,4571 | 479,5414   | 389,6694                       | 354,1537                       | 308,7032             |
| ALTO (Estrato 6)                                    | TODO   | 500,6256                                    | 458,4571 | 479,5414   | 389,6694                       | 354,1537                       | 308,7032             |
| AREAS COMUNES- ESTRATOS 5-6                         | TODO   | 500,6256                                    | 458,4571 | 479,5414   | 389,6694                       | 354,1537                       | 308,7032             |
| AREAS COMUNES- ESTRATOS 1-2-3-4                     | TODO   | 417,1880                                    | 382,0476 | 399,6178   | 324,7245                       | 295,1281                       | 257,2526             |

| CLASE DE SERVICIO / OPCION           | PROPIEDAD REDES<br>NIVEL 1 | FACTURACION MENSUAL (2)          |          |            |                                |                                |                      |
|--------------------------------------|----------------------------|----------------------------------|----------|------------|--------------------------------|--------------------------------|----------------------|
|                                      |                            | NIVEL 1 (3)<br>(Inferior a 1 kV) |          |            | NIVEL 2<br>(>= 1 kV y < 30 kV) | NIVEL 3<br>(>= 30 kV, < 62 kV) | NIVEL 4<br>(> 62 kV) |
|                                      |                            | ELECTROHUILA                     | USUARIO  | COMPARTIDA |                                |                                |                      |
| COMERCIAL (7)                        |                            |                                  |          |            |                                |                                |                      |
| * Opción 2 Rangos                    |                            |                                  |          |            |                                |                                |                      |
| En Punta                             |                            | 513,7070                         | 471,5385 | 492,6227   | 401,6067                       | 365,9202                       | 320,3096             |
| Fuera de Punta                       |                            | 495,3646                         | 453,1961 | 474,2804   | 384,8744                       | 349,4282                       | 304,0429             |
| * Opción 1 Rango                     |                            |                                  |          |            |                                |                                |                      |
| Monomía                              |                            | 500,6256                         | 458,4571 | 479,5414   | 389,6694                       | 354,1537                       | 308,7032             |
| Reactiva para todas las opciones (4) |                            | 183,2456                         | 141,0772 | 162,1614   | 94,9115                        | 62,7704                        | 20,4835              |
| OFICIAL, ESPECIAL E INDUSTRIAL       |                            |                                  |          |            |                                |                                |                      |
| * Opción 2 Rangos                    |                            |                                  |          |            |                                |                                |                      |
| En Punta                             |                            | 428,0892                         | 392,9488 | 410,5189   | 334,6723                       | 304,9335                       | 266,9247             |
| Fuera de Punta                       |                            | 412,8038                         | 377,6634 | 395,2337   | 320,7287                       | 291,1902                       | 253,3691             |
| * Opción 1 Rango                     |                            |                                  |          |            |                                |                                |                      |
| Monomía                              |                            | 417,1880                         | 382,0476 | 399,6178   | 324,7245                       | 295,1281                       | 257,2526             |
| Reactiva para todas las opciones (4) |                            | 152,7047                         | 117,5643 | 135,1345   | 79,0929                        | 52,3087                        | 17,0696              |
| PROVISIONAL                          |                            |                                  |          |            |                                |                                |                      |
| Activa                               |                            | 500,6256                         | 458,4571 | 479,5414   | 389,6694                       | 354,1537                       | 308,7032             |
| Reactiva (4)                         |                            | 183,2456                         | 141,0772 | 162,1614   | 94,9115                        | 62,7704                        | 20,4835              |

(1) Se publican las tarifas incluyendo la aplicación de la contribución del 20% adicional, para las clases de servicio que deben pagarla según la ley e incluyendo el subsidio para las tarifas residenciales de los estratos 1, 2 y 3.

(2) La facturación bimestral difiere únicamente en que el rango de subsistencia (al que aplica el subsidio) cambia de CS a CS\*2.

(3) El nivel se refiere al voltaje al cual se encuentra conectado el medidor.

(4) La Energía Reactiva se cobrará cuando exceda el 50% de la energía activa para cada rango horario.

(5) **cs:** consumo de subsistencia, de acuerdo a resolución 355 /04 de la UPME a los Municipios de Algeciras, Altamira, Acevedo, Iquira, Saladoblanco, Santa María, La Argentina, La Plata, Nataga, Suaza, Elias, Isnos, Oporapa, Palestina, Pitalito, San Agustín el consumo de subsistencia es 130 Kwh/mes, para los demás Municipios es 173 kwh/mes.

(6) Para el servicio de acueducto la contribución será calculada como el 10% adicional de acuerdo al decreto 2287 de 2004.

OPCION 2 RANGOS

|                |                               |
|----------------|-------------------------------|
| En Punta       | 09:00 a 12:00 Y 18:00 a 21:00 |
| Fuera de Punta | 21:00 a 09:00 Y 12:00 a 18:00 |