

METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LA FACTIBILIDAD TÉCNICA Y  
ECONÓMICA DEL ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO DE VIVIENDAS  
RURALES AISLADAS DE LA RED A PARTIR DE ENERGÍA  
FOTOVOLTAICA

WILLIAM LEONARDO MORENO ABRIL

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE  
TELECOMUNICACIONES  
BUCARAMANGA  
2014

METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LA FACTIBILIDAD TÉCNICA Y  
ECONÓMICA DEL ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO DE VIVIENDAS  
RURALES AISLADAS DE LA RED A PARTIR DE ENERGÍA  
FOTOVOLTAICA

WILLIAM LEONARDO MORENO ABRIL  
Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero Electricista

Director  
HERMANN RAÚL VARGAS TORRES  
Doctor Ingeniero Electricista

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECAICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE  
TELECOMUNICACIONES  
BUCARAMANGA  
2014

---

*A mis padres*

*Leonor Abril y Eliseo Moreno*

*A mis hermanos Diana y Diego*

*A Vivi*

*sin su apoyo nada hubiera sido posible*

---

## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios por guiarme y acompañarme durante toda mi vida y en especial durante mi desarrollo como ingeniero.

A la Universidad Industrial de Santander por formarme como profesional y brindarme las herramientas necesarias para el buen desarrollo de este trabajo de investigación.

A mi familia y a Vivi por todo su amor.

Al Dr. Hermann Raúl Vargas, director del proyecto por su dirección y asesoría las cuales hicieron posible la realización de este trabajo de grado.

Agradezco a todas las personas que me apoyaron durante el desarrollo de este proyecto.

# Índice general

<b>1. INTRODUCCIÓN</b>	<b>20</b>
1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA . . . . .	21
1.1.1. Pobreza . . . . .	21
1.1.2. Problema Energético Mundial y Cambio climático . . . . .	22
1.2. SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO . . . . .	23
1.2.1. Cobertura eléctrica nacional . . . . .	26
1.3. OBJETIVOS . . . . .	28
1.3.1. Objetivo general . . . . .	28
1.3.2. Objetivos específicos . . . . .	28
1.4. ORGANIZACIÓN DEL DOCUMENTO . . . . .	28
<b>2. CONCEPTOS FUNDAMENTALES SOBRE ENERGÍA SOLAR</b>	<b>30</b>
2.1. EL SOL Y LA TIERRA . . . . .	30
2.1.1. Geometría del movimiento Sol - Tierra . . . . .	30
2.1.2. Movimiento aparente del Sol . . . . .	33
2.1.2.1. Sistema de coordenadas celestes horizontales . . . . .	36
2.1.2.2. Sistema de coordenadas ecuatoriales . . . . .	36
2.1.3. Altura solar y duración del día . . . . .	37
2.2. RADIACIÓN SOLAR . . . . .	38
2.2.1. Influencia de la atmósfera terrestre en la radiación solar . . . . .	41
2.2.2. Datos de radiación . . . . .	42
2.2.2.1. Estimación radiación directa y difusa . . . . .	43

---

2.2.3.	Radiación en superficies inclinadas . . . . .	45
2.2.3.1.	Descripción de una superficie inclinada . . . . .	46
2.2.3.2.	Transformación de componentes directa y difusa . . . . .	47
2.2.3.3.	Inclinación óptima: cálculo para sistemas estáticos . . . . .	48
2.2.4.	Horas pico solares . . . . .	48
2.3.	EL EFECTO FOTOELÉCTRICO . . . . .	49
2.3.1.	Teoría de bandas de energía . . . . .	49
2.3.2.	Dopaje de semiconductores . . . . .	51
<b>3.</b>	<b>SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTÓNOMOS</b>	<b>53</b>
3.1.	CONCEPTOS GENERALES . . . . .	53
3.1.1.	Definición . . . . .	53
3.1.2.	Aplicaciones típicas . . . . .	54
3.2.	COMPONENTES DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO AISLADO . . . . .	55
3.2.1.	Generador fotovoltaico . . . . .	56
3.2.1.1.	Células fotovoltaicas . . . . .	56
3.2.1.2.	El panel fotovoltaico . . . . .	58
3.2.1.3.	Generador Fotovoltaico . . . . .	62
3.2.2.	Sistema de baterías . . . . .	62
3.2.2.1.	Tipos de baterías . . . . .	63
3.2.2.2.	Características técnicas . . . . .	65
3.2.3.	Regulador de carga . . . . .	67
3.2.3.1.	Reguladores serie y paralelo . . . . .	68
3.2.4.	Inversores . . . . .	71
3.3.	DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTÓNOMOS	73
3.3.1.	Cálculo de la radiación solar disponible . . . . .	75
3.3.2.	Estimación de los consumos . . . . .	77
3.3.3.	Cálculo de la potencia necesaria del generador fotovoltaico . . . . .	79
3.3.4.	Cálculo de la capacidad de la batería . . . . .	80

---

3.3.5.	Selección del regulador de carga . . . . .	81
3.3.6.	Selección del inversor . . . . .	82
<b>4.</b>	<b>METODOLOGÍA PROPUESTA</b>	<b>83</b>
4.1.	ESTUDIO DE LA COMUNIDAD . . . . .	83
4.2.	DISEÑO DEL SISTEMA . . . . .	84
4.3.	ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS . . . . .	86
<b>5.</b>	<b>EJEMPLOS UTILIZANDO LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL</b>	<b>91</b>
5.1.	DEPARTAMENTO DEL CHOCÓ . . . . .	91
5.1.1.	Datos previos . . . . .	91
5.1.2.	Cálculo de dispositivos fotovoltaicos . . . . .	93
5.1.3.	Análisis de alternativas . . . . .	95
5.2.	DEPARTAMENTO DEL CASANARE . . . . .	96
5.2.1.	Datos previos . . . . .	97
5.2.2.	Cálculo de los dispositivos fotovoltaicos . . . . .	99
5.2.3.	Análisis de alternativas . . . . .	99
5.3.	CASO GENERAL . . . . .	101
<b>6.</b>	<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	<b>105</b>
6.1.	Conclusiones . . . . .	105
6.2.	Trabajos futuros . . . . .	106
<b>A.</b>	<b>MAPAS DE RADIACIÓN SOLAR DE COLOMBIA</b>	<b>110</b>
<b>B.</b>	<b>DIAGRAMAS FACTOR DE IRADIACIÓN COLOMBIA</b>	<b>124</b>
<b>C.</b>	<b>GUIA DEL USUARIO NEWSOLAR</b>	<b>128</b>
C.1.	Introducción . . . . .	128
C.2.	Instalación de NewSolar . . . . .	128
C.3.	Estructura de la herramienta . . . . .	132

# Índice de figuras

1.1. Consumo mundial energía primaria por fuentes . . . . .	22
1.2. Infraestructura existente . . . . .	24
1.3. Composición de la generación en Colombia 2013 . . . . .	25
1.4. Centros Urbanos interconectables y no interconectables . . . . .	27
2.1. Eclíptica: Traslación de la Tierra al rededor del Sol . . . . .	32
2.2. Declinación solar . . . . .	33
2.3. Declinación solar anual . . . . .	34
2.4. Solsticio de junio . . . . .	34
2.5. Solsticio de diciembre . . . . .	35
2.6. Equinoccio marzo . . . . .	35
2.7. Equinoccio septiembre . . . . .	35
2.8. Esfera celeste . . . . .	38
2.9. Movimiento aparente del Sol . . . . .	39
2.10. Sistema de cordenadas horizontales . . . . .	39
2.11. Sistema de cordenadas ecuatoriales horaria . . . . .	40
2.12. Distribucion espectral de la radiación solar . . . . .	41
2.13. Variación en la radiación solar extraterrestre . . . . .	42
2.14. Radiación del Sol que llega a la Tierra . . . . .	43
2.15. Mapa de radiación global anual en Colombia . . . . .	44
2.16. Descripción superficie inclinada y orientada . . . . .	46
2.17. Hora pico solar . . . . .	49

---

2.18. Bandas de energía . . . . .	50
2.19. Semiconductores dopados . . . . .	51
3.1. Aplicaciones energía fotovoltaica aislada . . . . .	54
3.2. Componentes energía fotovoltaica aislada . . . . .	56
3.3. Eficiencia de distintas tecnologías FV . . . . .	59
3.4. Curva característica voltaje-corriente panel Kiosera KC80 . . . . .	61
3.5. Esquema de operación reguladores paralelo y serie . . . . .	70
5.1. Población escogida Altagracia-Chocó . . . . .	92
5.2. Datos de radiación y equipos de consumo Altagracia-Chocó . . . . .	95
5.3. Equipos fotovoltaicos escogidos Altagracia-Chocó . . . . .	96
5.4. Análisis alternativas de electrificación Altagracia-Chocó . . . . .	97
5.5. Población escogida Centro Gaitán-Casanare . . . . .	98
5.6. Datos de radiación y equipos de consumo Centro Gaitán-Casanare . . . . .	100
5.7. Equipos Fotovoltaicos escogidos Centro Gaitan-Casanare . . . . .	100
5.8. Análisis alternativas de electrificación Centro Gaitán-Casanare . . . . .	101
A.1. Radiacion solar Colombia en el mes de enero . . . . .	111
A.2. Radiación solar Colombia mes de febrero . . . . .	112
A.3. Radiación solar Colombia mes de marzo . . . . .	113
A.4. Radiación solar Colombia mes de abril . . . . .	114
A.5. Radiación solar Colombia mes de mayo . . . . .	115
A.6. Radiación solar Colombia mes de junio . . . . .	116
A.7. Radiación solar Colombia mes de julio . . . . .	117
A.8. Radiación solar Colombia mes de agosto . . . . .	118
A.9. Radiación solar Colombia mes de septiembre . . . . .	119
A.10. Radiación solar Colombia mes de octubre . . . . .	120
A.11. Radiación solar Colombia mes de noviembre . . . . .	121
A.12. Radiación solar Colombia mes de diciembre . . . . .	122
A.13. Radiación solar Colombia anual . . . . .	123

---

B.1. Factor FI Leticia $\lambda = -4,2^0$ . . . . .	125
B.2. Factor FI Pasto $\lambda = 1,2^0$ . . . . .	125
B.3. Factor FI Bogotá $\lambda = 4,7^0$ . . . . .	126
B.4. Factor FI Cúcuta $\lambda = 7,9^0$ . . . . .	126
B.5. Factor FI Barranquilla $\lambda = 10,9^0$ . . . . .	127
C.1. NewSolar instalador . . . . .	128
C.2. Extrae archivos de las librerías de Matlab . . . . .	129
C.3. Instalación librerías Matlab . . . . .	129
C.4. Aceptar condiciones de la licencia . . . . .	130
C.5. Instalar librerías Matlab . . . . .	130
C.6. Proceso de instalación . . . . .	131
C.7. Finalizar instalación . . . . .	131
C.8. Ejecutable del programa NewSolar . . . . .	132
C.9. Software NewSolar . . . . .	132
C.10. Calculo de componentes . . . . .	133
C.11. Análisis económico . . . . .	134

# Índice de tablas

3.1. Tipos y características de las baterías FV . . . . .	63
3.2. Ciudades referencia para gráficos de <i>FI</i> . . . . .	76
3.3. Consumo para algunas cargas típicas . . . . .	77
4.1. Supuestos generales utilizados para determinar costo de alternativas . . . . .	87
4.2. Restricciones geográficas . . . . .	88
4.3. Costo Interconexión SIN . . . . .	89
5.1. Cargas instaladas . . . . .	93
5.2. Equipos seleccionados Altagracia-Chocó . . . . .	94
5.3. Equipos escogidos Altagracia-Chocó . . . . .	94
5.4. Costo de cada alternativa Altagracia-Chocó . . . . .	96
5.5. Equipos escogidos Centro Gaitán-Casanare . . . . .	99
5.6. Costo de cada alternativa Centro Gaitán-Casanare . . . . .	101
5.7. Análisis sin restricciones geográficas . . . . .	103
5.8. Análisis con restricciones geográficas del terreno . . . . .	104

# Glosario

- Acumulador. Asociación eléctrica de baterías.
- Autodescarga. Pérdida de carga de la batería cuando ésta permanece en circuito abierto. Habitualmente se expresa como porcentaje de la capacidad nominal, medida durante un mes a una temperatura de 20 °C.
- Batería. Dispositivo que almacena energía eléctrica en forma química y la suministra como electricidad en forma de corriente continua en la medida en que sea requerida. Esta tiene capacidad para efectuar este proceso en forma cíclica (recargable).
- Capacidad de sobrecarga. Capacidad del inversor para entregar mayor potencia que la nominal durante ciertos intervalos de tiempo.
- Capacidad nominal ( $C_{20}(Ah)$ ). Cantidad de carga que es posible extraer de una batería en 20 horas, medida a una temperatura de 20°C hasta que la tensión entre sus terminales llegue a  $1,8V/vaso$ . Para otros regímenes de descarga se pueden usar las siguientes relaciones empíricas:  $C_{100}/C_{20} = 1,25$ ;  $C_{40}/C_{20} = 1,14$ ;  $C_{20}/C_{10} = 1,17$ .
- Capacidad útil. Capacidad disponible o utilizable de la batería. Se define como el producto de la capacidad nominal y la profundidad máxima de descarga permitida,  $PD_{max}$ .
- Célula solar o fotovoltaica. Dispositivo básico que genera electricidad por el efecto fotovoltaico cuando es expuesto a energía radiante tal como la luz solar.
- Componentes del sistema. Todos los elementos del sistema diferentes de los equipos consumidores de energía, a saber: módulos o paneles, baterías, cables, conectores, controladores de carga, puesta a tierra y estructuras de montaje.

- 
- Condiciones Estándar de Medida (*CEM*). Condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar, utilizadas como referencia para caracterizar células, módulos y generadores fotovoltaicos.
  - Distorsión armónica total: THD (%) Parámetro utilizado para indicar el contenido armónico de la onda de tensión de salida.
  - Irradiancia. Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se mide en  $\frac{kW}{m^2}$ .
  - Irradiación. Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto período de tiempo. Se mide en  $\frac{kWh}{m^2}$ .
  - Inversor. Convertidor de corriente continua en corriente alterna.
  - Módulo fotovoltaico. Conjunto de células solares interconectadas entre sí y encapsuladas entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.
  - Generador fotovoltaico. Asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.
  - Potencia máxima del generador (potencia pico). Máxima potencia eléctrica que puede suministrar un arreglo fotovoltaico bajo condiciones estándar. Se mide en vatios.
  - Potencia nominal (VA). Potencia especificada por el fabricante, y que el inversor es capaz de entregar de forma continua.
  - Rendimiento del inversor. Relación entre la potencia de salida y la potencia de entrada del inversor. Depende de la potencia y de la temperatura de operación.
  - Profundidad de descarga (*PD*). Cociente entre la carga extraída de una batería y su capacidad nominal. Se expresa habitualmente en %.
  - Radiación solar [*G*]. Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.
  - Rama fotovoltaica. Subconjunto de módulos fotovoltaicos interconectados, en serie o en asociaciones serie-paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.
  - Regulador de carga. Dispositivo encargado de proteger a la batería frente a sobrecargas y sobredescargas. El regulador podrá no incluir alguna de estas funciones si existe otro componente del sistema encargado de realizarlas.

- 
- Voltaje de desconexión de las cargas de consumo. Voltaje de la batería por debajo del cual se interrumpe el suministro de electricidad a las cargas de consumo.
  - Voltaje final de carga. Voltaje de la batería por encima del cual se interrumpe la conexión entre el generador fotovoltaico y la batería, o reduce gradualmente la corriente media entregada por el generador fotovoltaico.
  - $V_{RMS}$ . Valor eficaz de la tensión alterna de salida.

# Lista de símbolos

$\delta$	Declinación solar.
$\beta$	Inclinación de una superficie.
$\alpha$	Azimut.
$\theta_0$	Angulo de incidencia de la radiación Ssolar.
$\beta_{opt}$	Inclinación óptima.
$FI$	Factor de Radiación.
$\eta$	Eficiencia.
$\lambda$	Latitud.
$G_0$	Constante solar.
SIN	Sistema de Interconexión Nacional.
ZNI	Zona No Interconectada.
HPS	Hora Pico Solar

---

## Resumen

**TÍTULO: METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LA FACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA DEL ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO DE VIVIENDAS RURALES AISLADAS DE LA RED A PARTIR DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA \***

**AUTORES: WILLIAM LEONARDO MORENO ABRIL \*\***

**PALABRAS CLAVES: Radiación solar, sistema fotovoltaico, electrificación rural.**

### **DESCRIPCIÓN:**

La prestación del servicio de energía eléctrica a todos los habitantes del territorio nacional manteniendo un principio de conservación ambiental es el principal objetivo del gobierno nacional. Teniendo en cuenta que el 52 % del territorio colombiano no está conectado a la red de distribución de energía eléctrica y que en la mayoría de los casos estas las zonas no interconectadas presentan gran potencial en recursos naturales (solar, eólico, agrícola y minero) se debe plantear la mejor alternativa a la hora de llevar el servicio eléctrico a estos lugares.

La Universidad Industrial de Santander, en especial la escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica, y de Telecomunicaciones, tiene como propósito ser pionera en la investigación de energías limpias.

Con base en lo anterior, en este trabajo de grado se propone una metodología que atiende a la necesidad de electrificación de viviendas apartadas de la red de distribución de energía eléctrica, buscando el menor impacto ambiental a la hora de prestar el servicio. Con su aplicación se busca determinar la mejor opción de electrificación rural comparando la alternativa de interconexión al Sistema Interconectado Nacional (SIN) con la generación local mediante energía fotovoltaica. Para facilitar el uso de la metodología propuesta se han recogido los resultados en el software *NewSolar* donde se puede evaluar fácilmente la alternativa más favorable para cada vivienda o centro poblado.

---

\*Trabajo de grado

\*\*Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director Dr. Hermann Raúl Vargas Torres.

---

## Abstract

**TITLE: METHODOLOGY FOR DETERMINING THE TECHNICAL AND ECONOMIC FEASIBILITY OF ENERGY SUPPLY IN RURAL HOUSING ISOLATED FROM THE PHOTOVOLTAICS NETWORK\***

**AUTHORS: WILLIAM LEONARDO MORENO ABRIL \*\***

**KEY WORDS: Solar radiation, photovoltaic system, rural electrification.**

**DESCRIPTION:**

Colombian's Government principal aim is to provide electric energy services to its inhabitants based on environmental conservation but 52 % of the Colombian territory is not connected to the electric power distribution net and in most of the cases the zones that are not interconnected have a great potential in natural resources (solar, wind, agricultural and mining) reason why it is necessary to offer them the best alternative at the moment of taking the electrical service to these places.

The Industrial University of Santander (UIS) and its school of Electrical, Electronic and Telecommunications Engineering is seeking to pioneer a clean energies investigation.

Based on it, this Degree Work proposes a methodology that would fulfill the need of energy supply for isolated rural housing network looking for a low environmental impact. This application seeks to determine the best option for rural electrification comparing the interconnection to the Interconnected National System (SIN) with the local generation through photovoltaic energy. To facilitate the use of the proposed methodology the results have been gathered through the NewSolar software which offers an easy evaluation of the most favorable alternative for every housing or populated center.

---

\*Degree Work.

\*\*Department of physical-Mechanical Engineerings. School of Electrical, Electronic and of Telecommunications Engineerings. Director: Dr. Hermann Raúl Vargas Torres.

# Capítulo 1

## INTRODUCCIÓN

A través de los tiempos ha sido de vital importancia para el hombre aprovechar las fuentes de energía que se tienen en nuestro planeta, de manera que le permitan realizar algún tipo de actividad que por sí solo no podría llevar a cabo. Con la masificación de la industria se ha elevado el consumo de energía eléctrica, esto se refleja en la enorme explotación de recursos naturales no renovables provenientes de combustibles fósiles, lo cual ha creado no solo una dependencia de estos recursos si no también una gran contaminación ambiental (GREENPEACE).

No obstante tomando conciencia que los recursos naturales existentes en el planeta son finitos se ha optado por nuevos métodos para obtener energía más limpia y a la vez renovable, manteniendo una disponibilidad inagotable y de fácil acceso. En Colombia el manejo de las fuentes no convencionales de energía está dirigido hacia las zonas no interconectadas de la red eléctrica debido a su difícil acceso y las enormes inversiones necesarias para llevar las redes de distribución eléctrica a estos lugares donde en muchos casos la evaluación de los recursos renovables (solar, eólico, biomasa) se califica como extraordinarios (UPME, (PDFNCE)).

Con base en lo planteado, este proyecto consiste en establecer una metodología para determinar la factibilidad técnica y económica del abastecimiento energético de viviendas rurales aisladas de la red a partir de energía fotovoltaica. Esta metodología podrá ser desarrollada mediante una herramienta software que recogerá una base de datos de demanda instalada en la vivienda, radiación solar, distancia de la vivienda a la red de distribución eléctrica para finalmente determinar la factibilidad de un proyecto de estas características.

## **1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

En el año 2010 se calculó que 1.600 millones de personas en el mundo no tenían acceso al servicio de energía eléctrica, concentrándose la mayoría en zonas rurales de países en desarrollo (BANCO MUNDIAL, 2010). Las razones por las cuales estas zonas están aisladas de la red eléctrica son básicamente que estos entornos rurales se caracterizan por su difícil acceso lo cual encarece la opción de extender una red de distribución eléctrica tradicional y su posterior mantenimiento. También se debe tener en cuenta que el consumo en estas zonas es reducido y disperso, lo cual hace que el mercado de energía rural sea poco rentable económicamente para una empresa eléctrica nacional o privada. Esto significa que estas personas no disponen de iluminación eléctrica, telecomunicaciones o potencia mecánica, dependiendo completamente de combustibles tradicionales aumentando las emisiones de  $CO_2$  y el calentamiento global.

En Colombia el Sistema interconectado Nacional cubre aproximadamente el 48% del territorio nacional alimentando cerca del 98,2% de los usuarios, el resto de los usuarios se encuentran en zonas remotas del territorio llamadas zonas no interconectadas (XM . filial ISA).

### **1.1.1. Pobreza**

La reducción de la pobreza y el desarrollo sostenible sigue siendo una prioridad para todas las organizaciones internacionales (Consejo Mundial de Energía, Banco Mundial, Naciones Unidas) esto se puede lograr entre otros factores, con el acceso a los servicios básicos de energía eléctrica ya que ayudaría al mejoramiento de otros servicios igualmente importantes como salud, educación, agua potable entre otros.

Se calculó que en el año 2010 un 20% de la población de países en desarrollo vivía con menos de US\$1,25 al día y más de un 50% con menos de US\$2,50 al día. Unos 1.000 millones de personas carecían de agua potable, 1.600 millones de electricidad y 3.000 millones del servicio de alcantarillado (BANCO MUNDIAL, 2010). Se han tomado medidas para el mejoramiento de estas condiciones de extrema pobreza trazando objetivos para el 2015 algunos de los cuales ya se han cumplido, sin embargo estos se ven amenazados por el inminente cambio climático que se está presentando en el mundo, según estimaciones los países en desarrollo soportarán aproximadamente el 75% y 80% del costo de los daños provocados por la variación de clima.

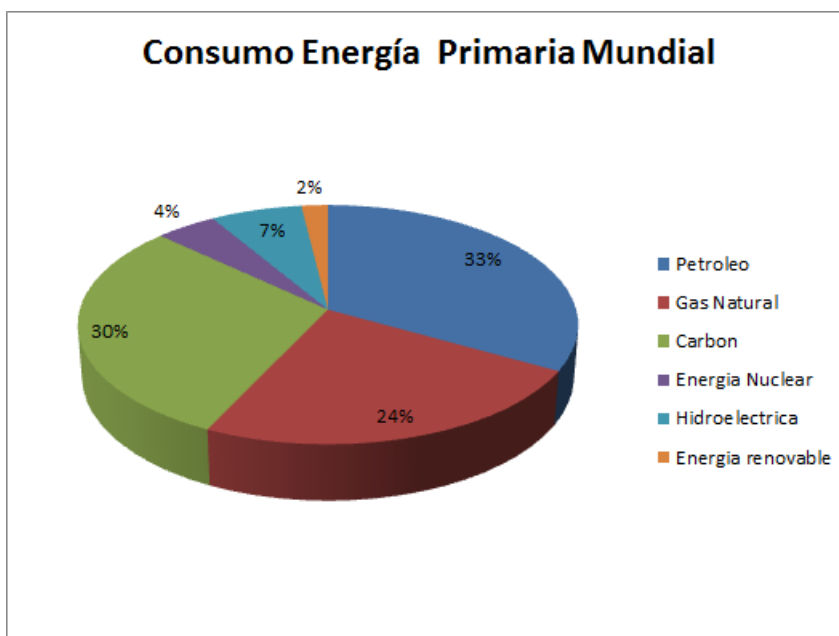


Figura 1.1: Consumo mundial energía primaria por fuentes  
Fuente: (BP GLOBAL)

### 1.1.2. Problema Energético Mundial y Cambio climático

La demanda de energía y servicios asociados con miras al desarrollo social y económico ha venido en aumento en el siglo XX, todas las sociedades necesitan los servicios energéticos para cubrir las necesidades humanas básicas (alumbrado, cocina, transporte y comunicación) y para la producción, esto ha hecho que el consumo de combustibles fósiles (petróleo, carbón, gas) haya aumentado convirtiéndose en el suministro de energía predominante (IPCC, Escenario de emisiones). Este modelo energético en el cual está basado el desarrollo económico mundial a traído serias consecuencias como lo son las emisiones contaminantes de GEI (gases de efecto invernadero) las cuales tiene un impacto negativo en el medio ambiente ya que son las principales causantes del calentamiento global, también el carácter finito de estos recursos y el enorme consumo actual tiene como consecuencia su agotamiento en un tiempo relativamente corto, algunas estimaciones indican que las reservas de petróleo tiene una duración de 45 años, las de gas de 60 años y las de carbón de 200 años dependiendo de nuevos hallazgos (World Energy Congress, 2013).

El modelo energético mundial que se muestra en la Figura 1.1 basado en consumo masivo de combustibles fósiles está llegando a una encrucijada puesto que aun si fuese posible cubrir el

desbordado crecimiento de la demanda mundial para los próximos años esto llevaría consigo un aumento en las emisiones de  $CO_2$  las cuales tendrían un efecto catastrófico en el clima, según el informe especial escenario de emisiones del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC, Escenario de emisiones) las concentraciones de  $CO_2$  han aumentado desde 1850 un 39% hasta superar 390 ppm a finales de 2010 y se proyecta un aumento para 2030 entre un 25% y 90% suponiendo que los combustibles fósiles sigan teniendo una posición dominante en las fuentes de energía hasta el 2030, esto supondría un aumento en la temperatura mundial de hasta  $5^{\circ}C$  lo cual ocasionaría alteraciones climáticas críticas.

Teniendo en cuenta este inminente problema energético está claro que se debe buscar una estrategia energética coherente que tenga en cuenta el ciclo completo de la energía, esto se puede lograr buscando tanto un desarrollo tecnológico que permita optimizar el consumo y la eficiencia energética de los recursos ya existentes, como nuevas fuentes de energía no contaminantes y duraderas.

Aunque Colombia como pequeño consumidor de energía puede alterar muy poco el balance global de GEI, se tiene claro que es un esfuerzo conjunto el que llevará al retroceso de cambio climático; teniendo en cuenta esto Colombia ha tomado algunas medidas como la Estrategia de Desarrollo Bajo en Carbono del Ministerio de Ambiente (Min Ambiente Colombia, ECDDB) y la ley 1715 del 13 de mayo de 2014 con la cual se regula la integración de fuentes no convencionales de energía al sistema energético nacional.

## 1.2. SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO

El sistema eléctrico de potencia colombiano, Sistema Interconectado Nacional (SIN), a pesar de cubrir solo el 48% del territorio nacional provee energía a cerca del 98,2% del consumo total de energía eléctrica en el país. El resto de la demanda de energía se da en zonas remotas del territorio llamadas (ZNI) Zonas No Interconectadas. El SIN se encuentra en la Región Central o Andina y en la Costa Atlántica, con dos grandes subsistemas: el Central y el de la Costa Atlántica (UPME, Estimación de Cobertura).

De igual forma, la generación en el país se encuentra localizada por regiones. La generación hidráulica se ubica principalmente en la Región Central y la generación térmica en la Costa Atlántica y el Magdalena Medio.

El SIN de Colombia alcanzó una generación de energía de 62.196,6 GWh, 3,7% por encima de

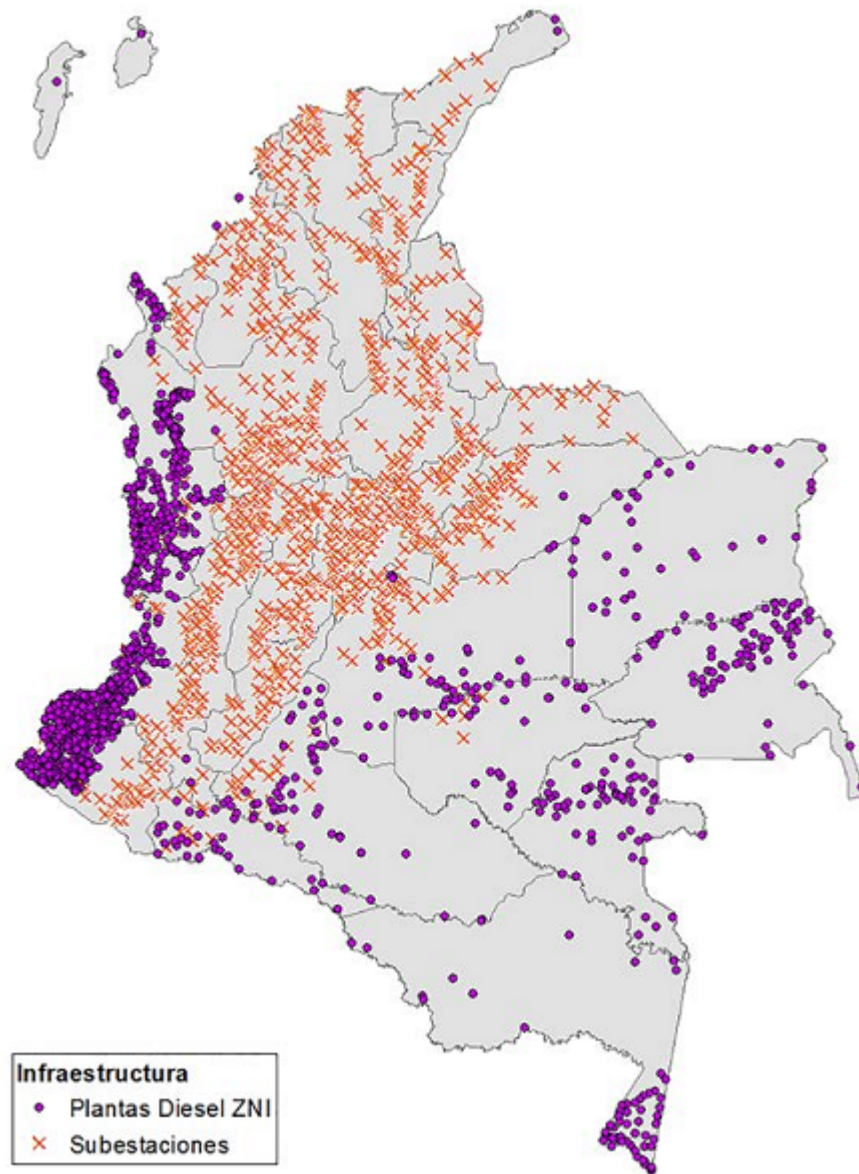


Figura 1.2: Infraestructura existente  
Fuente: (Plan expansión UPME 2013-2017)

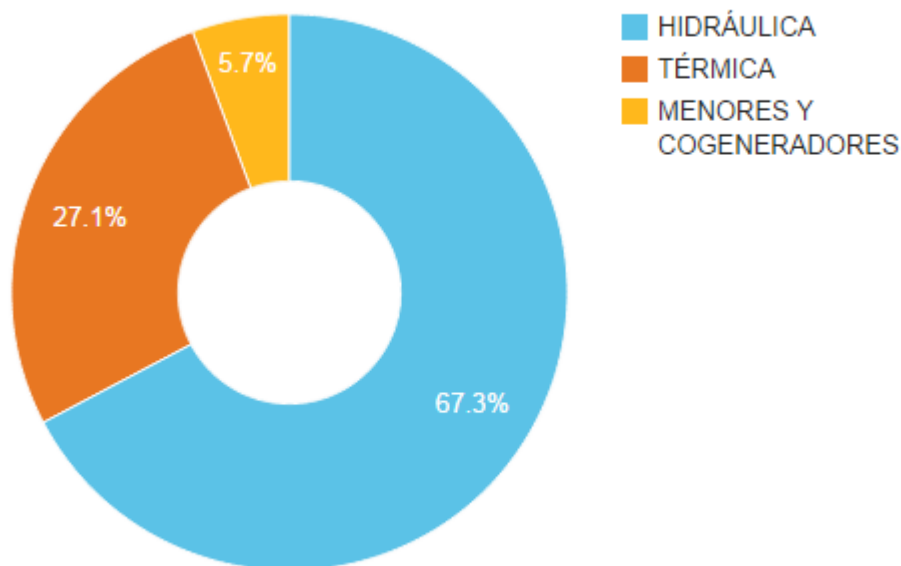


Figura 1.3: Composición de la generación en Colombia 2013

Fuente: (XM . filial ISA)

la registrada en 2012, con la siguiente composición: 41.835,9 GWh (67%) energía hidráulica, 16.838,6 GWh (27%) energía térmica, 3.522,0 GWh (6%) energía plantas menores y Cogeneradores (XM . filial ISA).

El elevado aporte hidráulico en la canasta de generación, es la mayor fuente de vulnerabilidad del sistema energético colombiano frente a fenómenos climáticos de sequía como el Fenómeno del Niño. Actualmente el país cuenta con un respaldo importante de generación térmica que le ha permitido al sistema responder a las exigencias de los periodos de sequía en los últimos años.

El marco legal e institucional del sector eléctrico ha sido modificado acorde a las necesidades del sector. Hoy existen políticas sectoriales para garantizar el suministro de la energía a través de la promoción de la generación, expansión y distribución del servicio. De otro lado, se crearon entidades para la planeación, regulación, vigilancia y control de la generación y distribución de la energía en el país.

### 1.2.1. Cobertura eléctrica nacional

Para determinar el índice de cobertura que se tiene en el país la UPME (Unidad de Planeación Minero Energética) desarrolló una metodología para su estimación (UPME, Estimación de Cobertura ), Los resultados obtenidos permiten identificar 11.594.208 usuarios con servicio de energía eléctrica a nivel nacional, de los cuales 9.172.929 se clasifican como usuarios urbanos y 2.421.279 como rurales, adicionalmente con la información recopilada se obtuvo un total de 12.064.452 viviendas a nivel nacional y desagregado en 9.210.663 urbano y 2.853.789 rural dando como resultado un Índice de Cobertura de Energía Eléctrica (ICEE) a nivel nacional de 96,10% desagregada en urbano y rural de 99,59% y 84,84%, respectivamente esto equivale a un total Nacional de Viviendas Sin Servicio (VSS) de 470.244, las viviendas sin servicio a nivel urbano corresponden a 37.734 y a nivel rural a 432.511.

Adicionalmente, se obtuvo que del total de usuarios del país, el 94,35% (10.939.597 usuarios) se encuentran dentro del Sistema Interconectado Nacional, el 3,88% (450.060 usuarios subnormales\*) y el 1,76% (204.551 usuarios) pertenecen a las Zonas No Interconectadas.

La UPME en cumplimiento con el Decreto 388 de 2007 donde el Estado generó un esquema para alcanzar la prestación del servicio de energía eléctrica a todos los habitantes del territorio nacional, realizó un estudio para determinar la expansión de la cobertura de energía eléctrica y estimar las inversiones públicas que deben ejecutarse y las privadas que deben estimularse en búsqueda de la universalización de este servicio y formuló el Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica 2013 - 2017.

Allí se elaboró una metodología con la cual poder determinar la opción adecuada para prestar el servicio de energía eléctrica a los usuarios tanto fuera como dentro del SIN, comparando la alternativa de interconexión al sistema nacional con la generación local con plantas diesel.

Los resultados de este plan arrojan que una gran mayoría de centros poblados tienen como mejor alternativa de prestación del servicio la solución diesel ver Figura 1.4 lo cual significa que en estas localidades se debe analizar con mayor detalle el tipo de solución aislada que sea técnica y económicamente favorable, ya que se busca el menor impacto ambiental a la hora de prestar el servicio con miras a mitigar los efectos del cambio climático mundial.

---

\*De acuerdo con el Art. 2 de la Resolución CREG 120 de 2001, es “la persona jurídica que representa legalmente a la comunidad de usuarios conectados a un circuito subnormal y que suscribe un contrato para la prestación del servicio a la misma”.

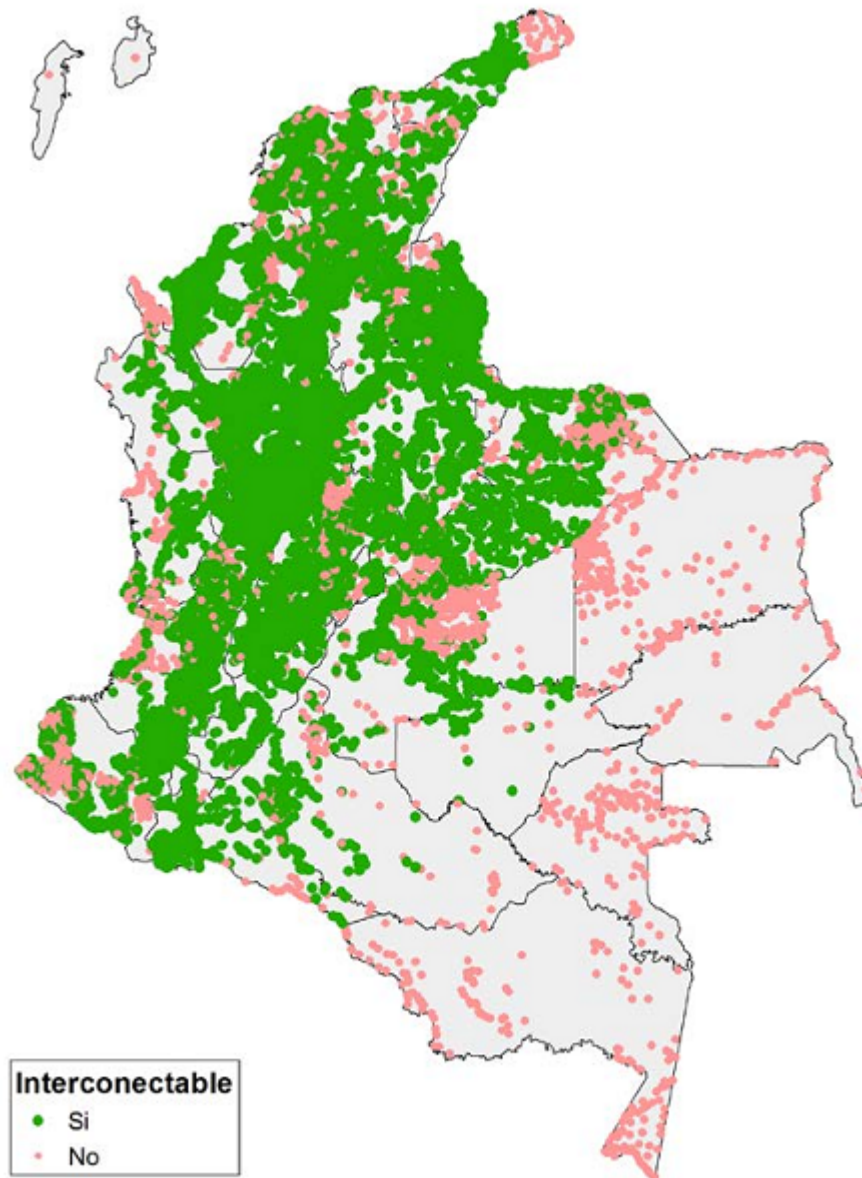


Figura 1.4: Centros Urbanos interconectables y no interconectables  
Fuente: (Plan expansión UPME 2013-2017)

## **1.3. OBJETIVOS**

### **1.3.1. Objetivo general**

Elaborar una metodología para determinar la factibilidad técnica y económica de generación de energía eléctrica por medio de paneles solares fotovoltaicos y abastecer una vivienda rural alejada de la red de distribución eléctrica.

### **1.3.2. Objetivos específicos**

- Implementar una metodología básica que permita determinar la factibilidad técnica y económica del abastecimiento energético de viviendas rurales aisladas de la red a partir de energía fotovoltaica.
- Elaborar en Matlab un programa que asista en el estudio de la factibilidad técnica y económica del diseño.
- Elaborar dos casos ejemplo.

## **1.4. ORGANIZACIÓN DEL DOCUMENTO**

El documento está conformado por cinco capítulos y un apéndice.

En el capítulo 1, se hace un planteamiento de la tesis y sus objetivos, comentado brevemente el contenido de cada uno de sus capítulos.

En el capítulo 2, se revisan algunos conceptos fundamentales relacionados a la energía solar.

En el capítulo 3, se muestran fundamentos teóricos necesarios para esta tesis.

En el capítulo 4, se muestra la metodología propuesta.

En el capítulo 5, se muestran ejemplos utilizando la herramienta computacional.

En el capítulo 6, se muestran conclusiones y recomendaciones.

En el apéndice A, se presenta el mapa de radiación solar de Colombia.

En el apéndice B, se dan a conocer los diagramas FI para algunas ciudades de Colombia propuesto en (MULCÚE Nieto, L.F)

En el apéndice C, se muestra una guía de instalación del software NewSolar

## Capítulo 2

# CONCEPTOS FUNDAMENTALES SOBRE ENERGÍA SOLAR

### 2.1. EL SOL Y LA TIERRA

El Sol es una de las innumerables estrellas que hay en nuestra galaxia, la más cercana y sin duda, la más importante ya que sin ella no existiría ninguna forma de vida sobre la Tierra. Es una estrella de tipo medio con unos 700.000 km. de radio y una masa aproximada de  $1,8 \times 10^{30}$ kg.

El origen de la energía que el Sol produce está en las reacciones nucleares en su interior. En ellas el hidrógeno que es el elemento más abundante en el Sol, se combina entre sí para formar átomos de helio y al mismo tiempo una parte de la masa de estos átomos se convierte en energía siendo irradiada hacia el espacio, esta energía es transportada en forma de ondas electromagnéticas (fotones) que desplazan en el espacio vacío a unos 300.000 km/s. tardando aproximadamente 8 minutos en recorrer la distancia que hay del Sol a la Tierra.

#### 2.1.1. Geometría del movimiento Sol - Tierra

Como es sabido el movimiento de la Tierra se compone de una traslación al rededor del Sol y una rotación o giro sobre su propio eje. En el movimiento de traslación la Tierra se desplaza al rededor del Sol siguiendo una trayectoria elíptica de baja excentricidad donde el Sol ocupa uno de los focos Figura 2.1, la duración de este movimiento define un año.

Debido al movimiento elíptico durante la traslación la distancia entre el Sol y la Tierra es variable y tiene un promedio aproximado de  $149,46 \times 10^6$  km. valor al cual se conoce como unidad astronómica (U.A.) (KEPLER, Johannes).

La órbita de la Tierra se puede describir en coordenadas polares mediante la ecuación (2.1).

$$R = \frac{a(1 - \varepsilon^2)}{(1 + \varepsilon \cos \alpha)} \quad (2.1)$$

Dónde:

R= distancia de la Tierra al Sol

a= unidad astronómica

$\varepsilon$ =excentricidad de la órbita terrestre ( $\varepsilon = 0,01676$ )

$\alpha$ =posición angular de la Tierra en la órbita

$$\alpha = \frac{2\pi(d_n - 1)}{365} \quad (2.2)$$

$d_n$ = número del día del año

Cuando  $\alpha = 0$  la Tierra está en el punto más cercano al Sol (perihelio), de la ecuación (2.1) se obtiene  $R = a(1 - \varepsilon^2) = 0,983$  U.A y cuando  $\alpha = 180$  la Tierra está en el punto más alejado del Sol (afelio), en este punto  $R = a(1 + \varepsilon^2) = 1,017$  U.A estos puntos se pueden ver en la Figura 2.1.

Al analizar el movimiento de rotación de la Tierra se puede notar que el eje de este giro (línea que une los polos Norte y Sur) está inclinado con relación al plano de la órbita elíptica un ángulo de  $66,55^\circ$  aproximadamente lo que equivale a decir que el plano ecuatorial está inclinado  $23,45^\circ$  respecto a la eclíptica ver Figura 2.2. A este ángulo se le denomina declinación Solar ( $\delta$ ) y puede ser calculado de forma aproximada usando la ecuación (2.3) propuesta por (COOPER, P.I.). El error asociado al uso de esta aproximación es inferior a  $1,6^\circ$  por lo cual es una expresión adecuada para cálculos rápidos. Existen expresiones más precisas para la declinación solar, como la de (SPENCER, J.W) ecuación (2.4) con una error máximo de 0,0001. Estas dos expresiones están representadas en la Figura 2.3 donde se muestra la expresión de Cooper en verde comparada con la de Spencer en rojo. Se supone que la declinación permanece constante a lo largo de un mismo día y el criterio de signos supone considerar ángulos positivos al norte del ecuador terrestre.

$$\delta = 23,45^\circ \cdot \sin\left(\frac{2\pi(d_n + 248)}{365}\right) \quad (2.3)$$

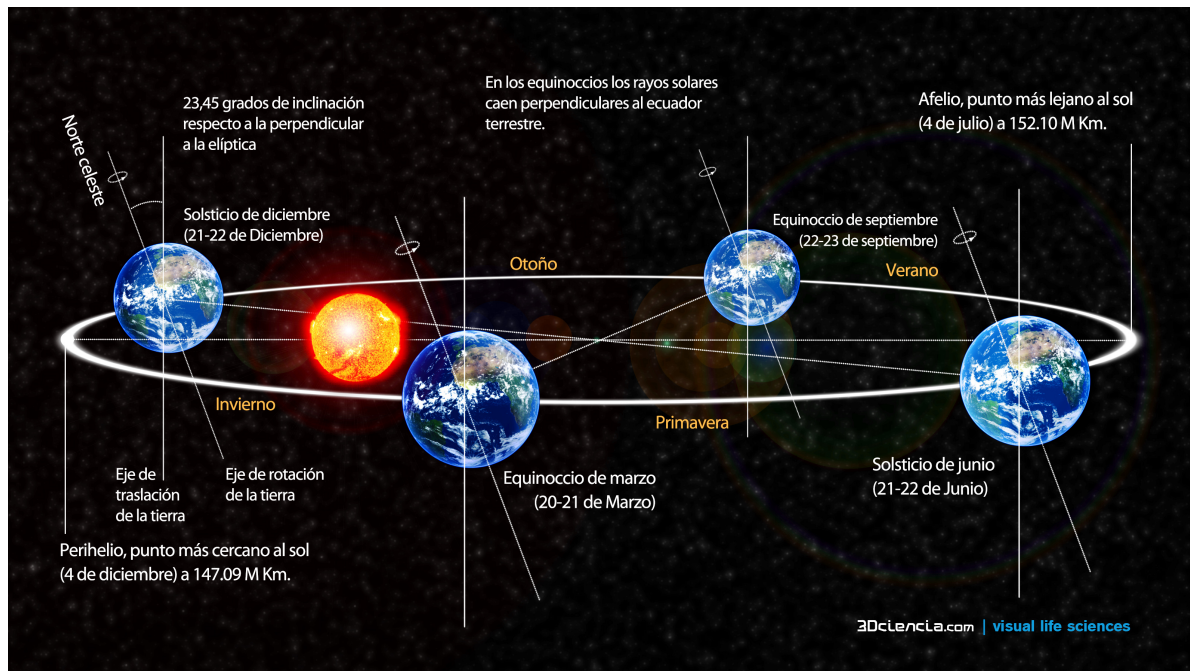


Figura 2.1: Eclíptica: Traslación de la Tierra al rededor del Sol  
Fuente: (Astronomía Física y Cuántica)

$$\delta = 0,006918 - 0,399912 \cos(\Gamma) + 0,020757 \sin(\Gamma) - 0,006758 \cos(2\Gamma) + \dots \quad (2.4)$$

$$0,000907 \sin(2\Gamma) - 0,002697 \cos(3\Gamma) + 0,00148 \sin(3\Gamma)$$

$$\Gamma = \frac{2\pi(n-1)}{365} \quad (2.5)$$

Debido a la posición inclinada del eje de rotación, el área que recibe la máxima intensidad se desplaza de norte a sur entre el trópico de cáncer (latitud 23,5°N) y el trópico de Capricornio (latitud 23,5°S). Esta es la causa principal de los cambios de estaciones. Entre el 21 y 22 de junio (solsticio de junio) la declinación toma un valor  $\delta = 23,45^\circ$  lo cual hace que los rayos solares incidan de forma perpendicular en algún lugar del hemisferio norte y que la Tierra tenga días más largos en el hemisferio norte que en el hemisferio sur, por estas razones se tiene verano al norte del ecuador e invierno al sur del ecuador ver Figura 2.4. Entre el 21 y 22 de diciembre (solsticio de Diciembre) la declinación es  $\delta = -23,45^\circ$  y los rayos solares están de forma perpendicular en algún lugar del hemisferio sur ocasionando que los días en este hemisferio sean más largos ver Figura 2.5.

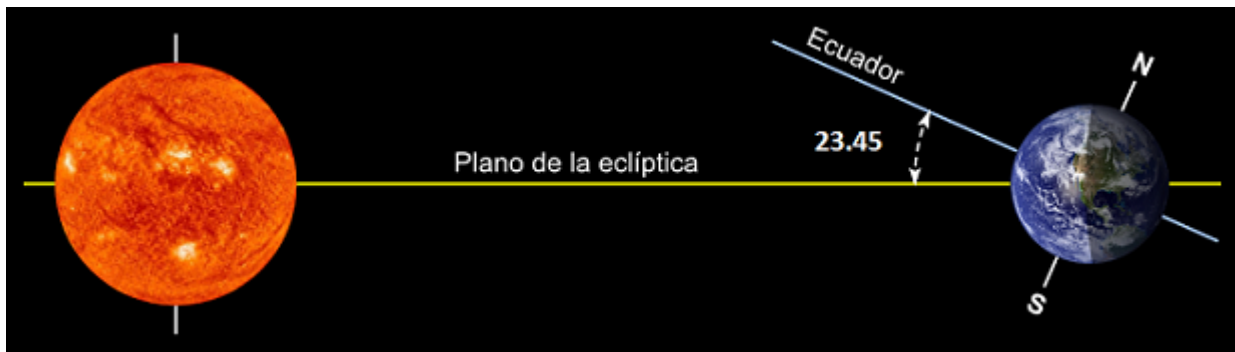


Figura 2.2: Declinación solar  
Fuente: (Astronomía Física y Cuántica)

Dos veces al año (21-22 de marzo y 22-23 de septiembre) la declinación es  $\delta = 0$  de forma que los rayos solares llegan de forma perpendicular sobre un plano que se encuentra en el ecuador terrestre ocasionando los equinoccios de septiembre y marzo ver Figuras 2.7 y 2.6.

### 2.1.2. Movimiento aparente del Sol

El movimiento combinado que realiza la Tierra es percibido como un movimiento aparente del Sol alrededor de la Tierra siguiendo una trayectoria circular que forma un ángulo de  $23,45^\circ$  con el plano del ecuador, de esta forma debido a la rotación de la Tierra, el Sol recorre diariamente un círculo a su alrededor. Sin embargo, la traslación de la Tierra alrededor del Sol hace que la distancia Sol-Tierra cambie diariamente, por este motivo se puede observar cómo varía la posición del Sol y su recorrido en el cielo en el transcurso de un año, este fenómeno lo podemos explicar recurriendo a la esfera celeste que es una proyección del movimiento de cualquier astro en el cielo teniendo como referencia la Tierra ver Figura 2.8, en los equinoccios se tendrá la misma duración del día para todo el planeta y en los solsticios se tendrá el día más largo en uno de los hemisferios y el más corto en el otro, también los puntos por donde sale y se oculta el Sol cambian en el curso del año, en los equinoccios (primavera y otoño) el Sol sale exactamente por el este y se oculta por el oeste, al acercarnos al solsticio de junio las posiciones de salida y ocaso del Sol avanzan hacia el norte aumentando el recorrido del Sol en el cielo en el hemisferio norte y en el solsticio de diciembre la salida del sol se tendrá hacia el sureste y se ocultará en el suroeste. ver Figura 2.9.

El aumento en el tiempo de duración del Sol en el cielo, sumado a que el ángulo de los rayos

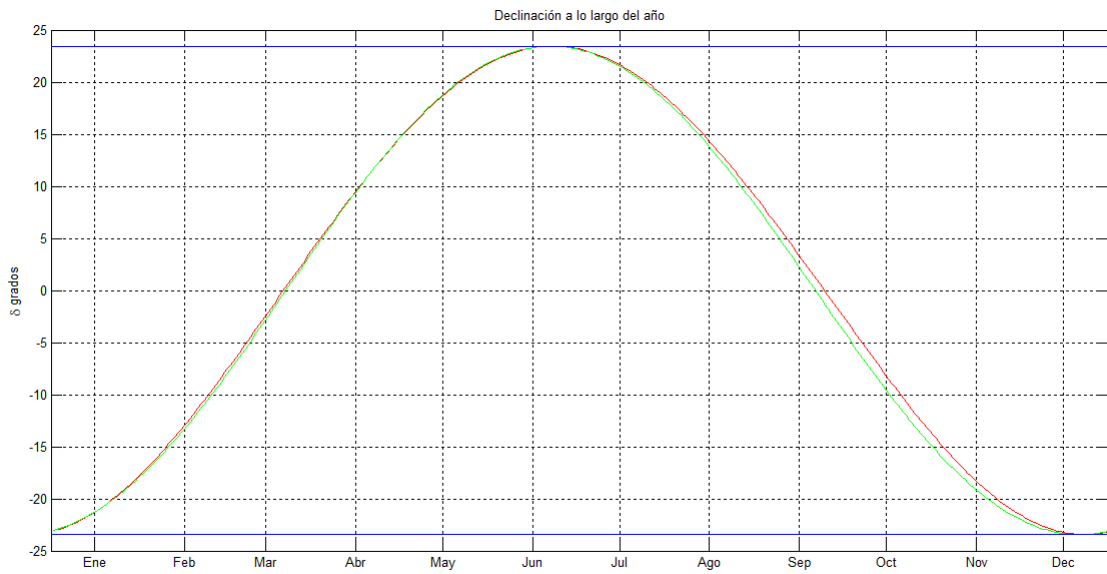


Figura 2.3: Declinación solar anual

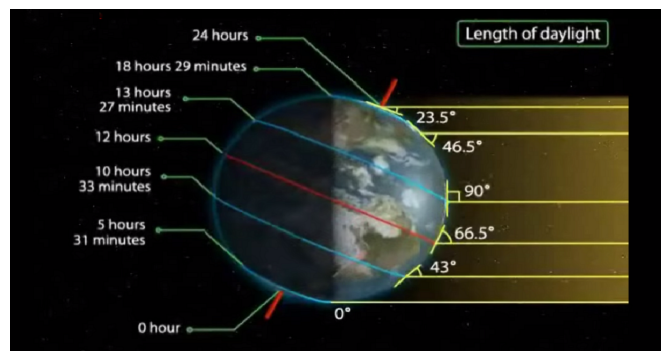


Figura 2.4: Solsticio de junio  
Fuente: (Astronomía Física y Cuántica)

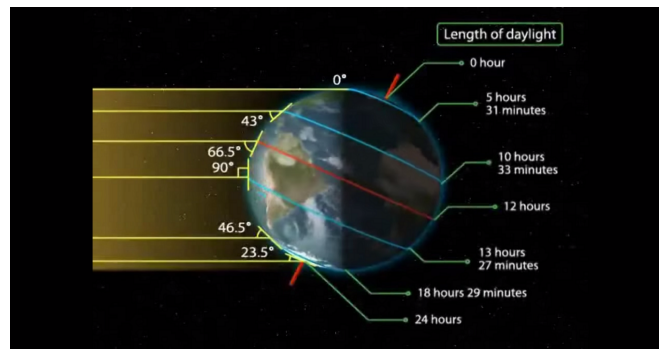


Figura 2.5: Solsticio de diciembre  
Fuente: (Astronomía Física y Cuántica)

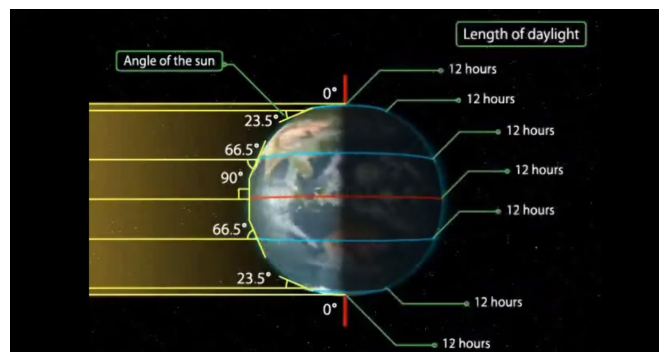


Figura 2.6: Equinoccio marzo  
Fuente: (Astronomía Física y Cuántica)

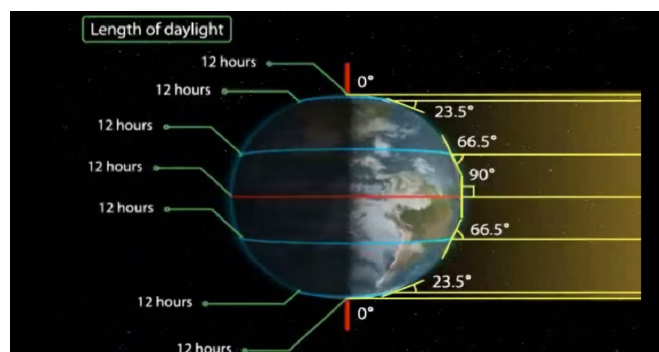


Figura 2.7: Equinoccio septiembre  
Fuente: (Astronomía Física y Cuántica)

solares con la vertical es pequeño en verano, haciéndolos casi perpendiculares son las razones por las cuales hace más calor en esta época del año.

De esta forma para poder calcular con exactitud la trayectoria del Sol en la esfera celeste se pueden usar dos tipos de coordenadas, las coordenadas celestes horizontales y las coordenadas celestes ecuatoriales.

**2.1.2.1. Sistema de coordenadas celestes horizontales**

Las coordenadas horizontales tienen como plano de referencia el horizonte local del observador esto divide el cielo en el hemisferio superior que puede ser visto y el inferior oculto al observador. Tales coordenadas permiten ubicar la posición aparente de un astro para un observador cualquiera situado a una latitud y longitud dadas para un instante de tiempo especificado. En la Figura 2.10 se muestra la forma como se ubica al Sol en la esfera celeste basado en ángulos llamados altura solar  $h$  y distancia azimutal  $A_z$ , la altura solar es la distancia angular entre el horizonte del observador y la posición del Sol y el ángulo azimutal es la distancia angular formada por la proyección sobre la superficie horizontal del lugar de la recta norte - sur y el meridiano del Sol. En el hemisferio norte se mide desde el sur y es positivo hacia el oeste y negativo hacia el este, siendo todo lo contrario en el hemisferio sur (UN. Observatorio).

$$\bar{S} = (\cos h \cdot \sin A_z)\hat{I} + (\cos h \cdot \cos A_z)\hat{Y} + (\sin h)\hat{Z} \tag{2.6}$$

$\bar{S}$  = posición del Sol coordenadas celestes horizontales.

**2.1.2.2. Sistema de coordenadas ecuatoriales**

El sistema de coordenadas ecuatoriales es probablemente el sistema de coordenadas celeste más utilizado. Es además el que más se asemeja al sistema de coordenadas geográfico, ya que ambos utilizan el mismo plano fundamental y los mismos polos. La proyección del ecuador terrestre sobre la esfera celeste se denomina ecuador celeste. Igualmente, la proyección de los polos geográficos sobre la esfera celeste define los polos celestes norte y sur.

Angulo horario  $w$  es el arco medido sobre el ecuador en sentido retrógrado desde el punto  $Q'$  (proyección sobre el ecuador del meridiano de observador) hasta el meridiano que pasa por el Sol Figura 2.11, se expresa en unidades de tiempo (horas) o unidades de arco (grados) su conversión es  $1h = 15^\circ$ . Este ángulo mide en realidad el tiempo que transcurre desde que el Sol pasa por

el meridiano del lugar hasta que ocupa la posición en que es observado, el ángulo horario  $w$  es igual a cero cuando el Sol está exactamente en el meridiano del observador es decir al medio día local (UN. Observatorio).

$$w = \frac{2\pi}{24}(t - 12) \quad (2.7)$$

Declinación  $\delta$  es el ángulo que forma la visual del astro con el plano ecuatorial. Es una coordenada universal, válida en cualquier punto del planeta. Comienza en el eje del ecuador con  $0^\circ$  y llega hasta  $90^\circ$  en el Norte y  $-90^\circ$  en el sur. El ángulo complementario a la declinación es la distancia polar.

$$\bar{S} = (-\sin w \cdot \cos \delta)\hat{I} + (\cos \lambda \cdot \sin \delta - \cos w \cdot \sin \lambda \cdot \cos \delta)\hat{Y} + (\cos w \cdot \cos \lambda \cdot \cos \delta + \sin \lambda \cdot \sin \delta)\hat{Z} \quad (2.8)$$

$\bar{S}$  =posición del Sol coordenadas celestes ecuatoriales.

### 2.1.3. Altura solar y duración del día

Teniendo en cuenta las ecuaciones (2.6) y (2.8) se puede establecer la posición del Sol en cualquier momento del año, al igualar sus componentes podemos obtener la altura solar  $h$  en función de la latitud del lugar  $\lambda$ , la declinación  $\delta$  y el ángulo horario  $\omega$ .

$$\cos \theta_z = \sin h = \cos \lambda \cdot \cos \omega \cdot \cos \delta + \sin \lambda \cdot \sin \delta \quad (2.9)$$

A mediodía el ángulo horario es  $w = 0$ , el Sol está en el meridiano local, y tiene la máxima altura durante el día  $h_m$  al remplazar los valores de declinación a lo largo del año en la ecuación (2.10) se encuentra la altura máxima y mínima del sol en un año, si la latitud del lugar es superior a los trópicos de capricornio y cáncer la altura máxima y mínima solar será en los solsticios, por el contrario si la latitud esta entre los trópicos se tendrá la máxima altura del Sol en los equinoccios y será  $90^\circ$ .

$$\sin h_m = \cos \lambda \cdot \cos \delta + \sin \lambda \cdot \sin \delta \quad (2.10)$$

Para determinar la duración del día en horas desde la salida hasta la puesta del Sol se usa la

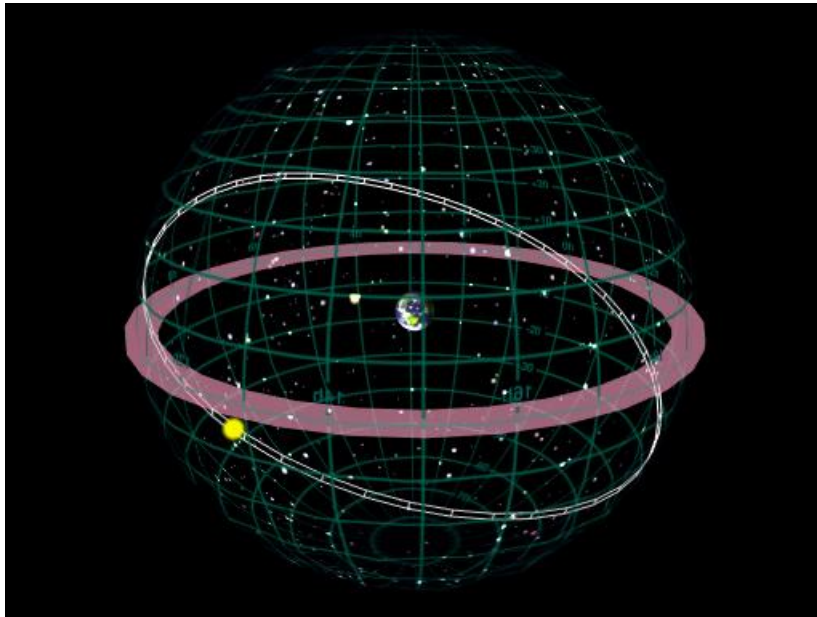


Figura 2.8: Esfera celeste  
 Fuente: (Astronomía Física y Cuántica)

ecuación (2.9) y haciendo  $h = 0$  para la salida del Sol (orto) y  $h = 180$  para la puesta del Sol (ocaso), se despeja el ángulo horario  $w$  y de allí la duración del día.

$$\cos \omega = \frac{-\sin \lambda \cdot \sin \delta}{\cos \lambda \cdot \cos \delta} = -\tan \lambda \cdot \tan \delta \quad (2.11)$$

La duración del día se obtiene duplicando el ángulo horario  $w$  y dividiéndolo entre 15 para pasar de grados a horas. La ecuación (2.12) solo es válida para latitudes menores a  $66,6^\circ$ .

$$\nabla t = \frac{2}{15} \arccos(-\tan \lambda \cdot \tan \delta) \quad (2.12)$$

## 2.2. RADIACIÓN SOLAR

La energía proveniente de Sol se conoce como radiación Solar, la cual es emitida por el Sol en todas direcciones y es del orden de  $4 \times 10^{23} \text{W}$ , la radiación extraterrestre (fuera de la atmosfera) no sufre pérdidas apreciables por la interacción con otros medios materiales. Sin embargo la

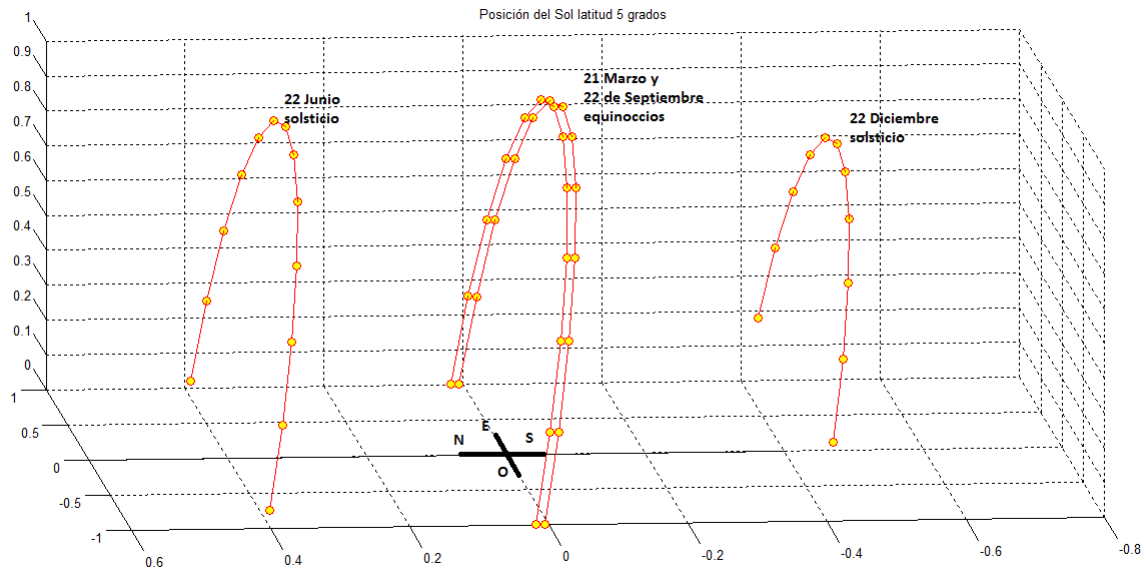


Figura 2.9: Movimiento aparente del Sol

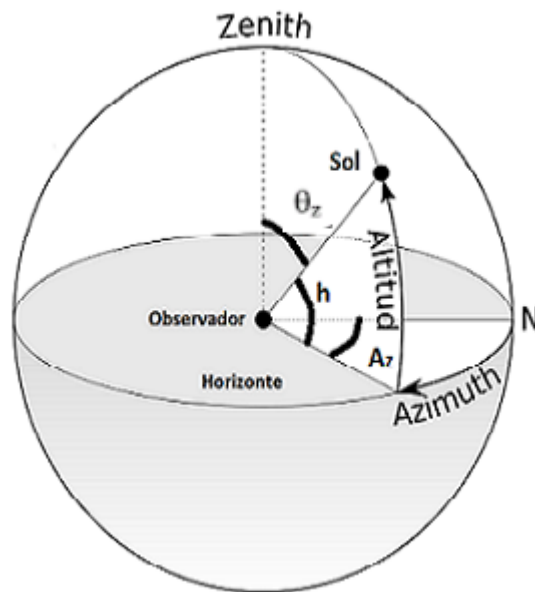


Figura 2.10: Sistema de coordenadas horizontales  
 Modificada de: (UN. Observatorio)

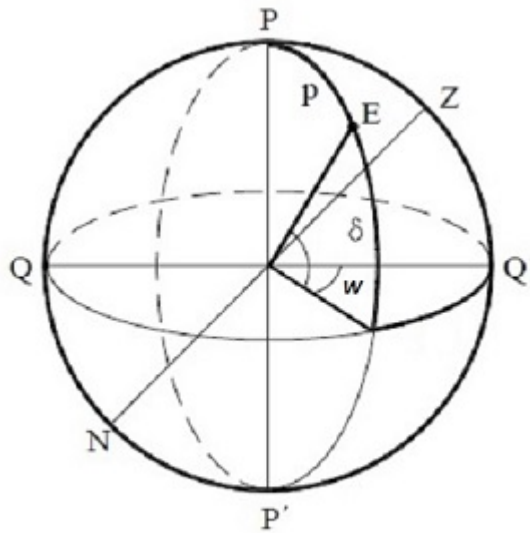


Figura 2.11: Sistema de cordenadas ecuatoriales horaria  
 Modificada de: (UN. Observatorio)

irradiancia Solar\* que incide en una superficie, es atenuada de acuerdo al cuadrado de la distancia, dada la relación entre la distancia del Sol y nuestro planeta es razonable afirmar que es constante en toda la superficie exterior de nuestra atmósfera. Esta energía es transportada mediante ondas electromagnéticas de diferente longitud de onda, en la Figura 2.12 se muestra la distribución espectral de la radiación solar, se pueden notar tres regiones en esta figura: la región ultravioleta (longitudes de onda menores a 400 nm) donde está el 9% de la energía, la región visible ( longitudes de onda mayores a 400 nm y menores a 800 nm) con 44% de la energía y la región del infrarrojo ( longitudes de onda mayores a 800 nm ) con 47% de la energía de la radiación solar.

Se define la constante solar,  $G$ , como la irradiancia solar incidente en un plano normal al vector Sol-Tierra en el límite superior de la atmosfera terrestre, esta constante ha sido objeto de investigación y se han obtenido distintos valores, el valor que actualmente se utiliza es  $1367 \text{ W/m}^2$  con un error de  $\pm 7 \text{ W/m}^2$ , propuesta por la OMM (Organización Metereológica Mundial). Como la energía proveniente del Sol se ve afectada por el cuadrado de la distancia, la traslación de la Tierra al rededor del sol hace que esta distancia cambie originando una variación en la radiación

\*Irradiancia Solar se define como la potencia de la radiación Solar por unidad de área

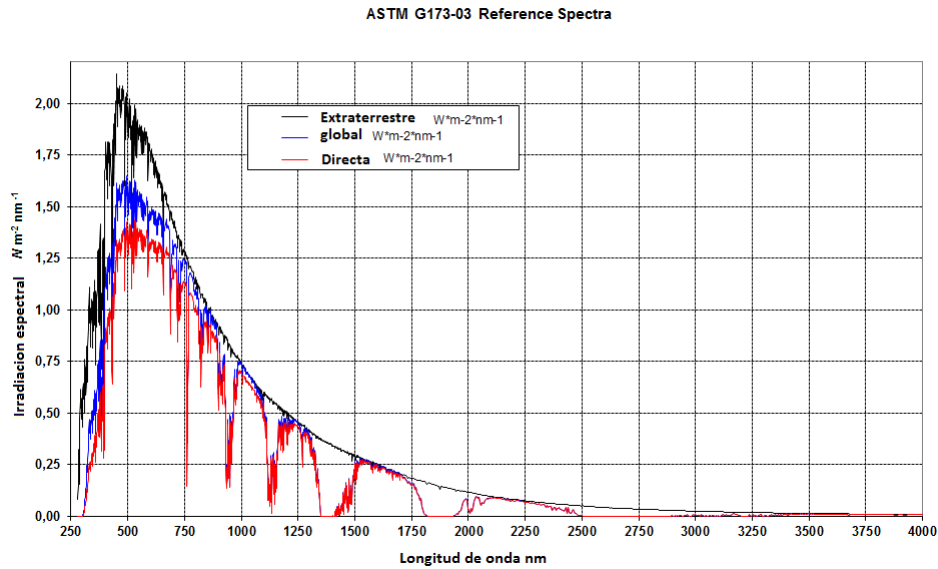


Figura 2.12: Distribucion espectral de la radiación solar

extraterrestre  $G_o(0)$  como lo muestra la Figura 2.13.

$$G_0 = 1367W/m^2 \tag{2.13}$$

$$G_0(0) = I_0 \epsilon_0 \cos A_0 \tag{2.14}$$

### 2.2.1. Influencia de la atmósfera terrestre en la radiación solar

Al paso por la atmósfera la radiación solar es sometida a una combinación de procesos de reflexión, atenuación y difusión, que alteran sus características, la reflexión en las nubes disminuye la radiación incidente en la superficie terrestre mientras que en la capa de ozono, las partículas de vapor de agua y CO<sub>2</sub> absorben parte de espectro de radiación solar. Además, la dispersión por parte de partículas modifica la distribución espacial de la radiación solar. En promedio, alrededor del 24% de la radiación solar es reflejada por las nubes, el 7% en las moléculas de la atmósfera y 4% en la superficie de la tierra. Así que en total el 35% se pierde debido a la reflexión. El 17,5% de la radiación se pierde debido a la absorción por las nubes, las partículas y moléculas en la atmósfera. El 47,5% de la radiación se absorbe en la superficie de la tierra Figura 2.14.

Para el cálculo de la radiación solar que finalmente incide sobre la superficie de la tierra será útil

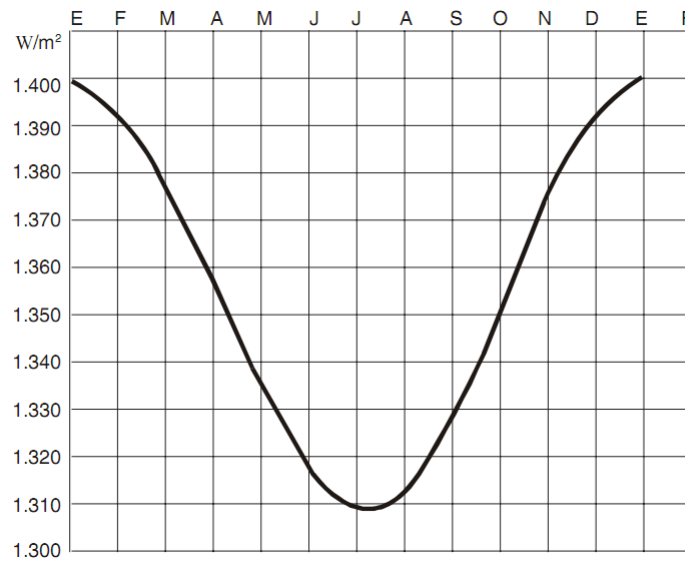


Figura 2.13: Variación en la radiación solar extraterrestre

distinguir dos tipos de contribuciones.

- Radiación directa:  $G_{DR}$  representa la fracción de la irradiancia que procede directamente del Sol sin cambios en su dirección.
- Radiación difusa:  $G_D$  cuantifica toda la radiación que ha encontrado partículas en su camino y le han hecho cambiar su dirección.

La suma de estas dos componentes de la radiación constituyen la denominada radiación global  $I_G$ .

### 2.2.2. Datos de radiación

Los datos de radiación disponibles en bases de datos proceden de medidas realizadas por estaciones terrestres o a partir de imágenes satelitales, las estaciones terrestres generalmente son estaciones meteorológicas las cuales realizan medidas de la radiación con un piranómetro, dispositivo capaz de medir la radiación global, en muy pocos casos se mide la radiación directa o difusa. La baja cobertura espacial que ofrece las estaciones terrestres hace que se tenga que recurrir a interpolaciones entre varias estaciones o a imágenes satelitales. Las imágenes procedentes de los satélites geoestacionarios meteorológicos pueden ser interpretadas para estimar la

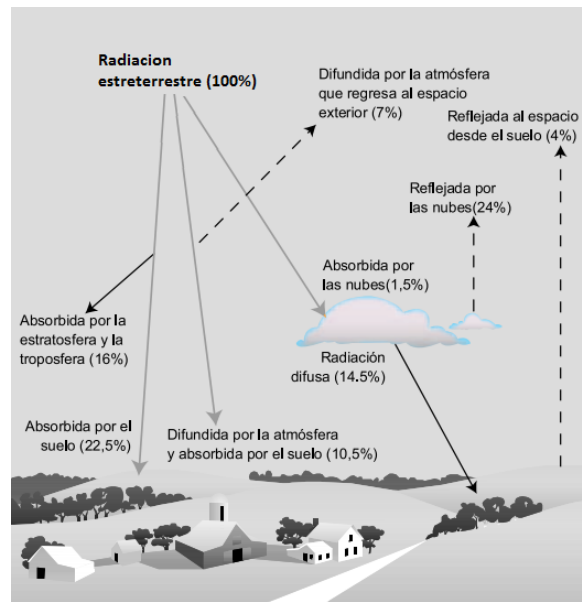


Figura 2.14: Radiación del Sol que llega a la Tierra  
Modificado de: (CARTA GONZALEZ, J. A. )

radiación incidente en la superficie terrestre. Es necesario resaltar que es una medida indirecta a través de un algoritmo de análisis.

En Colombia se ha hecho una estimación de la radiación global sobre la superficie horizontal y se ha plasmado en el Mapa de Radiación Global (Atlas de radiación solar, Colombia ) el cual se interpola información de 550 estaciones meteorológicas ubicadas en todo el territorio nacional. También se tienen datos de la NASA basados en imágenes satelitales en los cuales muestra la radiación en el plano horizontal.

En cualquier caso la información de radiación disponible en las bases de datos suele estar limitada a valores de radiación global en el plano horizontal, Apartir de esta información debemos realizar un procedimiento de cálculo de las componentes directa y difusa de la radiación y trasladar estos valores a los correspondientes en un plano inclinado.

### 2.2.2.1. Estimación radiación directa y difusa

Uno de los primeros modelos lo propusieron Liu y Jordan (LIU, B. Y.- JORDAN, R. C) en él se caracteriza la radiación solar en un lugar, usando un índice de claridad,  $K_T$  ecuación (2.15) el cual es la relación entre la radiación global  $G_m$  y la radiación extraterrestre  $G_{0,m}$  ambas en

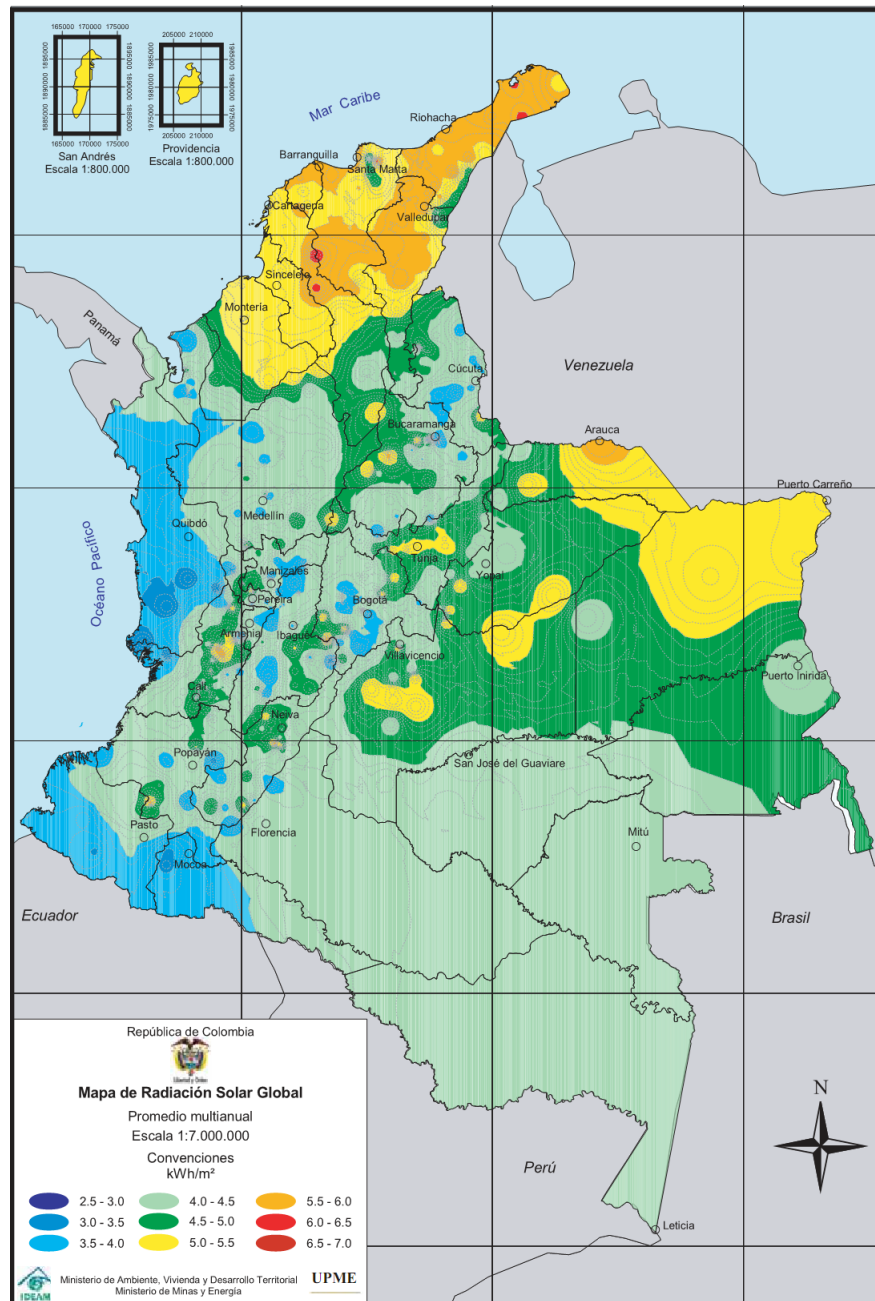


Figura 2.15: Mapa de radiación global anual en Colombia  
Fuente: (Atlas de radiación solar, Colombia )

el plano horizontal, este índice de claridad no depende de la variación debida al movimiento aparente del Sol y relacionaron este índice de claridad con la fracción de radiación difusa  $F_D$  ecuación (2.16), realizaron múltiples análisis con datos de estaciones terrestres y pudieron comprobar esta relación, cuando el cielo está claro el índice de claridad tiende a 1 y la fracción difusa es pequeña, para cielos nublados la fracción difusa es alta con índices de claridad bajos. La expresión para la correlación más usada es la propuesta Page ecuación (2.17) para calcular radiación difusa y directa con datos mensuales, una vez obtenidos los valores en el plano horizontal se puede estimar sus componentes en el plano del generador, la irradiación directa se puede calcular usando un procedimiento puramente geométrico, teniendo en cuenta el ángulo cenital y el ángulo de incidencia en el generador.

$$K_{Tm} = \frac{I_{G,m}}{I_{0,m}} \quad (2.15)$$

$$F_{D,m} = \frac{I_{D,m}}{I_{G,m}} \quad (2.16)$$

$$F_D = 1 - 1,13 * K_{Tm} \quad (2.17)$$

De esta misma forma se pueden establecer correlaciones entre valores diarios y horarios del índice de claridad y dispersión difusa, pero cabe remarcar que al disminuir la escala de tiempo, la dispersión de los datos aumenta haciéndolos más sensibles a los errores.

### 2.2.3. Radiación en superficies inclinadas

Para poder calcular la energía producida de un sistema fotovoltaico o predecir su comportamiento es necesario contar con la información de la radiación que se tiene en el plano del generador, el problema a resolver es calcular los valores de radiación que se tienen a determinada inclinación y orientación. Se han hecho estudios los cuales han propuesto distintos métodos para descomponer la radiación global horizontal en sus componentes de radiación directa y difusa, a partir de estas componentes estimadas, realizar transformaciones para calcular la radiación directa y difusa en el plano del generador.

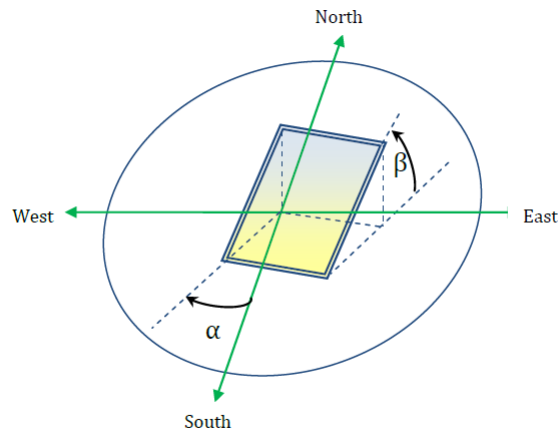


Figura 2.16: Descripción superficie inclinada y orientada  
 Fuente: (PERPIÑÁN Lamigueiro O)

**2.2.3.1. Descripción de una superficie inclinada**

La descripción de una superficie arbitrariamente orientada e inclinada se hace con dos ángulos : el azimut  $\alpha [0 - \pi]$  y la inclinación  $\beta [0 \frac{\pi}{2}]$ . El azimut es el ángulo que forma la proyección de la normal de la superficie sobre el plano horizontal con el meridiano (norte-sur) del observador, la inclinación se mide sobre el plano vertical local Figura 2.16.

El ángulo de incidencia que forma la radiación solar directa y la normal de la superficie captadora se representa mediante el ángulo  $\theta_0$ . Este ángulo se relaciona con los ángulos solares y la latitud del lugar mediante la expresión (2.18).

$$\cos \theta_0 = [(\sin \delta \cdot \cos \lambda - \cos \delta \cdot \sin \lambda \cdot \cos \omega) \cdot \cos \gamma + \cos \delta \cdot \sin \omega \cdot \sin \gamma] \cdot \sin \beta + \dots \quad (2.18)$$

$$[\sin \delta \cdot \sin \lambda + \cos \delta \cdot \cos \lambda \cdot \cos \omega] \cdot \cos \beta$$

Si hacemos la inclinación  $\beta = 0$  y el azimut óptimo del generador (hacia el ecuador)  $\alpha = 0$  en el hemisferio norte ò  $\alpha = \pi$  para el hemisferio sur ,lo cual caracteriza una superficie horizontal, la ecuación (2.18) sería igual a la ecuación (2.9) puesto que la normal de la superficie coincide con la vertical.

### 2.2.3.2. Transformación de componentes directa y difusa

Se comienza considerando el caso instantáneo y separando la irradiación sobre el colector inclinado en sus componentes.

$$G_{Gi} = G_{DRi} + G_{Di}$$

Donde  $I_{Gi}$  es la radiación global sobre el plano con inclinación,  $G_{DRi}$  es la radiación directa sobre el plano del captador y  $G_{Di}$  es la radiación difusa.

- **Componente Directa:** esta componente se trata en forma adimensional. La razón directa entre la irradiación directa sobre la superficie horizontal y la irradiación directa sobre la superficie inclinada se reduce a un factor geométrico vinculado a los ángulos de incidencia (PERPIÑÁN Lamigueiro O).

$$R_{DR} = \frac{\cos \theta_0}{\cos \theta_z} \quad (2.19)$$

$$G_{DRi} = R_{DR} \cdot G_{DRh} \quad (2.20)$$

- **Componente Difusa:** La radiación difusa no es isotrópica por lo cual su cálculo y transformación a un plano inclinado es más complicado, aunque se han hecho aproximaciones como la propuesta por Lui y Jordan (LIU, B. Y.- JORDAN, R. C) donde toda la radiación difusa incidente sobre un plano orientado al ecuador se considera isotrópica y se desprecian las demás componentes de esta radiación. La radiación difusa isotrópica que llega al colector es una fracción (factor de forma) de la radiación difusa que llega al plano horizontal, el factor de forma mide la porción de bóveda celeste que ve la superficie inclinada respecto a la que vería una superficie horizontal, también se debe tener en cuenta la radiación reflejada por el suelo con el factor de reflexión  $\rho$  y la porción de suelo que ve la superficie inclinada respecto a la horizontal.

$$G_{di} = G_{Dh} \left( \frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + (G_{DRh} + G_{Dh}) \cdot \left( \frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (2.21)$$

Sumando las componentes de radiación directa y difusa sobre el plano inclinado se halla la radiación global.

$$G_{Gi} = R_{DR} \cdot G_{DRh} + G_{Dh} \left( \frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + (G_{DRh} + G_{Dh}) \cdot \left( \frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (2.22)$$

### 2.2.3.3. Inclinación óptima: cálculo para sistemas estáticos

Las ecuaciones y métodos vistos anteriormente permiten calcular la radiación global sobre una superficie inclinada para cualquier mes del año, dependiendo del uso de la instalación puede incluir demandas estacionales, por ejemplo para una instalación de calefacción solar se quiere maximizar la producción de energía en invierno, para una aplicación de bombeo de agua se optimiza el sistema para que la energía sea máxima en verano. En otras aplicaciones se requiere que la energía sea lo más pareja posible durante todo el año, suponiendo que la orientación de la instalación es hacia el ecuador (sur en el HN y norte en el HS), se puede ajustar  $\beta$  para la aplicación de interés.

Para aplicaciones donde se busca la mayor producción anual del sistema será necesario realizar los correspondientes cálculos de radiación global incidente con diversas inclinaciones. Del análisis de las expresiones anteriores sobre radiación global incidente en superficies inclinadas es posible obtener una ecuación aproximada que relacione la latitud con la inclinación que maximice la producción anual de energía. Se han realizado una gran cantidad de estudios sobre este tema, para Colombia se propone la siguiente relación entre la latitud y el ángulo de inclinación (ambos en grados) basada en la investigación (MULCÚE Nieto, L.F).

$$\beta_{opt} = 1,245 \cdot |\lambda| - 1,148 \quad (2.23)$$

Debido a la poca sensibilidad que los módulos planos tienen a la variación de la inclinación, la ecuación (2.23) es una aproximación adecuada, puesto que es necesario moverse casi  $10^\circ$  del ángulo óptimo para presentar pérdidas de energía anual del 1 %.

Siguiendo este mismo análisis se puede relacionar la producción anual para un ángulo óptimo, con la producción anual en el plano inclinado (PAREJA, miguel).

$$G_{Gi,opt} = \frac{G_{Gh}}{1 - 4,46 \cdot 10^{-4} \cdot \beta_{opt} - 1,19 \cdot 10^{-4} \cdot \beta_{opt}^2} \quad (2.24)$$

### 2.2.4. Horas pico solares

La unidad denominada hora solar pico (HSP) es muy usada en el campo de la energía solar fotovoltaica y su conocimiento resulta útil en el análisis de estos sistemas.

La irradiancia solar sobre la superficie terrestre en un día cualquiera puede tener un comportamiento como el mostrado en la Figura 2.17. La presencia de las nubes modifica esta distribución,

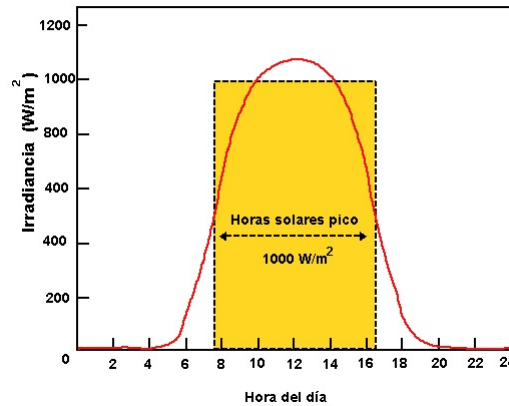


Figura 2.17: Hora pico solar  
Fuente: (Universidad de DELF, Energía solar)

al igual que otros factores pero en el presente análisis, no resulta esencial y no serán tomados en cuenta.

La hora de Sol es utilizada para contabilizar la cantidad de energía solar durante un tiempo determinado, una (1) HSP es equivalente a la energía que genera una radiación solar de  $1000 W/m^2$  durante una (1) hora, cuando decimos que un día determinado ha registrado una radiación solar de cuatro (4) HSP, estamos diciendo que la cantidad de radiación solar recibida es equivalente a un día que tuviera cuatro (4) horas de sol a  $1000 W/m^2$ .

## 2.3. EL EFECTO FOTOELÉCTRICO

Se define como efecto fotoeléctrico a la aparición de una corriente eléctrica en ciertos materiales cuando estos se ven iluminados por radiación electromagnética, sin que sea necesario que aparezca o intervenga ningún efecto mecánico o físico.

### 2.3.1. Teoría de bandas de energía

En un material cristalino existen bandas de energía donde los electrones se mueven libremente es decir, estas bandas son el resultado de la superposición de los niveles atómicos de los átomos que constituyen un cristal. Cuando los átomos individuales se acercan para formar el cristal,

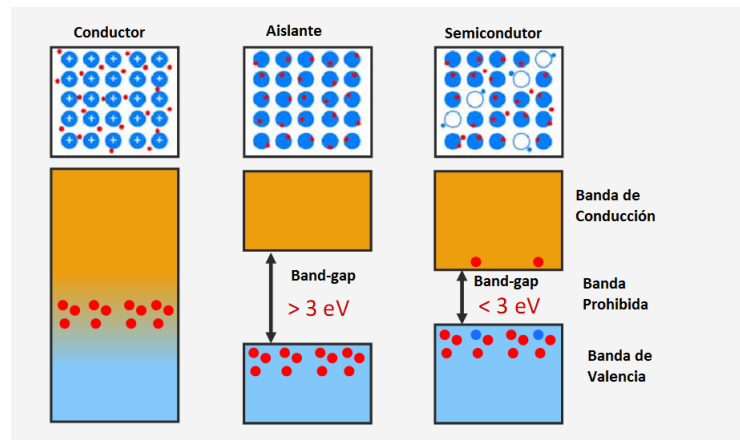


Figura 2.18: Bandas de energía  
 Fuente: (Universidad de DELF, Energía solar)

se colocan en un arreglo periódico formando una red cristalina donde sus niveles de energía atómicos interactúan entre sí, dando lugar a bandas de energía.

En un sólido el número de átomos es tan elevado que los niveles de energía forman bandas continuas de energía, estas bandas se llenan en forma ascendente por los electrones asociados al sólido. La banda de mayor energía completamente llena se denomina banda de valencia (electrones fuertemente ligados a átomos), la siguiente banda ocupada o vacía, se denomina banda de conducción (electrones desligados de átomos). Estas bandas pueden estar unidas o estar separadas por otra banda adicional con niveles no permitidos de energía, de ahí su nombre banda prohibida (band-gap  $E_g$ ) Figura 2.18.

Las propiedades eléctricas de los sólidos pueden explicarse teniendo en cuenta la posición de las bandas de energía, así el ancho de la banda prohibida permite clasificar los materiales sólidos en conductores, aislantes y semiconductores, en un conductor  $E_g$  es muy baja y los electrones circulan libremente a la banda de conducción. En un aislante se necesita una cantidad de energía muy alta para que los electrones puedan saltar de la banda de valencia a la banda de conducción, esto ocurre porque la  $E_g$  es muy alta ( $E_g > 3 \text{ eV}$ ). Sin embargo en un semiconductor,  $E_g < 3 \text{ eV}$  los electrones pueden pasar a la banda de conducción con un aporte de energía, la cual puede ser suministrada por la luz (energía lumínica) si el fotón posee una energía igual o mayor que la banda prohibida. En esta propiedad de los semiconductores está basado el funcionamiento de las células fotovoltaicas (Universidad de DELF, Energía solar).

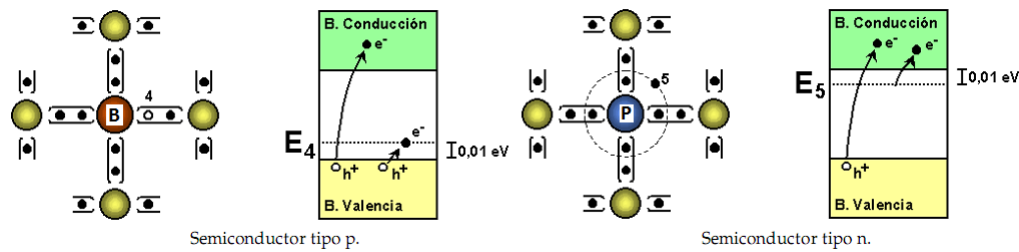


Figura 2.19: Semiconductores dopados  
 Fuente: (PERPIÑÁN Lamigueiro O)

### 2.3.2. Dopaje de semiconductores

El silicio es el material semiconductor más usado para la construcción de células fotovoltaicas debido a sus propiedades químicas, para poder dopar semiconductores se debe introducir de forma controlada impurezas a la red cristalina, por ejemplo el átomo de silicio cuenta con cuatro (4) electrones de valencia lo que significa que estos electrones están disponibles para unirse con electrones de valencia de otros átomos, si se sustituye algunos átomos de silicio por átomos de fósforo, elemento que tiene cinco (5) electrones de valencia, el quinto electrón no quedaría bien integrado a la red y por tanto, la rotura de este enlace se produciría mediante la aportación de una energía menor que la anchura de la banda prohibida del semiconductor.

En sentido contrario, si la sustitución del átomo se realiza por átomos de boro, que solo tiene tres (3) electrones de valencia, se llegaría a una situación en la que sería necesario un electrón adicional para completar los enlaces químicos con los átomos adyacentes de silicio, este electrón que falta se denomina “hueco” y produce un efecto opuesto como si se tratase de un electrón “positivo”.

En la Figura 2.19 se muestra gráficamente la situación descrita; en la primera imagen se puede observar el dopado del silicio con un átomo de boro, los portadores de carga serian positivos y el material es llamado semiconductor tipo p. si los portadores de carga son negativos como en el caso de dopar el silicio con un átomo de fósforo el material será llamado semiconductor tipo n (PERPIÑÁN Lamigueiro O).

Al tener dos semiconductores, uno tipo p y otro tipo n unidos se produciría un desequilibrio dada la diferente concentración de electrones y huecos para cada cristal, para alcanzar el equilibrio se produce la difusión de portadores mayoritarios, de forma que aparece un movimiento de

huecos del cristal p al cristal n, quedando cargado negativamente, simultáneamente existe un movimiento de electrones del cristal n al cristal p quedando cargado positivamente. Así se tendrá el cristal n cargado positivamente y el cristal p cargado negativamente, lo que genera un campo que arrastra electrones del cristal p hacia el n, y expulsa los huecos del cristal n hacia el p, la dirección de este proceso de arrastre es contraria al proceso de difusión. El equilibrio se alcanza cuando el proceso de arrastre y difusión se compensan, haciendo que la corriente que circula en la unión P-N sea nula, para garantizar la circulación de corriente a través de la unión P-N se debe romper el equilibrio aplicando un potencial entre los extremos del cristal para hacer que el campo de arrastre disminuya y no pueda compensar el proceso de difusión.

El efecto fotoeléctrico es el principio de funcionamiento de las células solares, dispositivos basados en la unión P-N, cuyos electrones se desplazan a la banda de conducción por el aporte energético de fotones incidentes.

## Capítulo 3

# SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTÓNOMOS

### 3.1. CONCEPTOS GENERALES

#### 3.1.1. Definición

Un sistema fotovoltaico autónomo produce energía eléctrica para satisfacer el consumo de cargas eléctricas no conectadas a la red, empleando un sistema de acumulación energético para hacer frente a los períodos en los que la generación es inferior al consumo.

Diversas son las características que confieren a los sistemas fotovoltaicos autónomos el carácter de tecnología apropiada para las comunidades rurales:

- El Sol es una fuente de energía gratuita, ilimitada y respetuosa con el medio ambiente, que favorece el autoabastecimiento energético y una menor dependencia del exterior.
- Es una tecnología de diseño modular, que produce energía a cualquier escala permaneciendo constante el coste de la energía generada y flexible o de fácil extensión.
- Su manejo es sencillo y el mantenimiento básico puede realizarse en el ámbito local.
- Ha demostrado su rentabilidad en aplicaciones de electrificación rural, frente a sistemas convencionales como los generadores diesel e incluso la extensión de la red eléctrica.

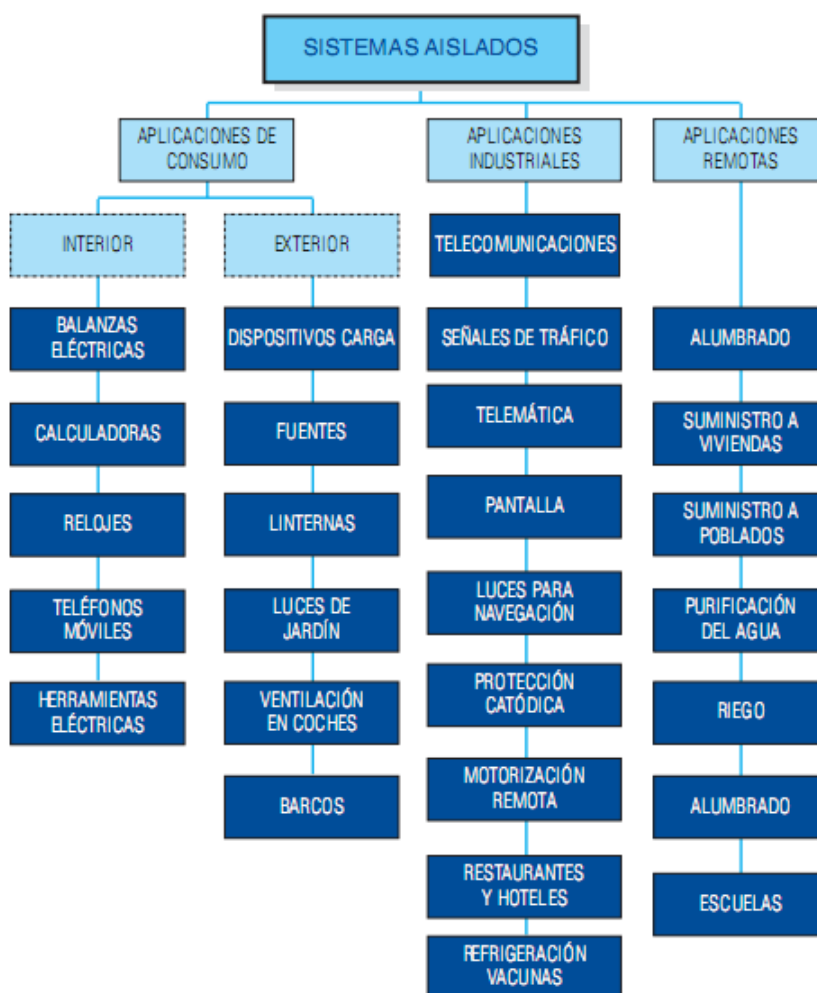


Figura 3.1: Aplicaciones energía fotovoltaica aislada

### 3.1.2. Aplicaciones típicas

Las aplicaciones aisladas de la Energía solar fotovoltaica son numerosas y no dejan de aparecer otras nuevas Figura 3.1. Casi todas suelen requerir almacenamiento eléctrico, salvo algunas que almacenan de otra forma por ejemplo, llenando tanques con agua bombeada por un sistema fotovoltaico. Este es un mercado creciente y es posible que alguna aplicación nueva pueda hacerle crecer exponencialmente (por ejemplo, la sustitución de los generadores diésel cuando el precio resulte favorable y se intensifique el crédito para la compra inicial del sistema fotovoltaico).

- Electrificación rural: lugares en los que no llega la red de distribución eléctrica, y se debe utilizar un sistema de generación de energía, puede ser para un vivienda individual o un

grupo de viviendas y centros de estudio rurales. Los sistemas domésticos suelen incorporar únicamente cargas en corriente continúa. Por esta razón, no es necesario que incluya un inversor. Estos sistemas están compuestos por el generador, un acumulador electroquímico y un regulador de carga y descarga. Cuando el consumo incluye cargas de corriente alterna es necesario incluir un inversor.

- Electrificación de repetidoras, señalización y aplicaciones industriales aisladas: para distintos tipos de sistemas de telecomunicaciones, los cuales funcionan generalmente con corriente continua lo cual las hace más económicas al no tener necesidad de uso de inversores.
- Electrificación de grupos de bombeo y riego: es una variación de electrificación rural, pero cuyo suministro son los equipos de bombeo y purificación de agua. Se acumula la energía en forma de energía potencial almacenando el agua en un depósito elevado, no es necesario el uso de baterías.
- Usos militares y médicos: para alimentar equipos que funcionan con cargas autónomas como refrigeración de medicamentos.

## **3.2. COMPONENTES DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO AISLADO**

Los componentes básicos de una instalación fotovoltaica son: Figura 3.2

- Generador fotovoltaico (páneles fotovoltaicos)
- Sistema de baterías de acumulación
- Regulador de carga
- Inversor

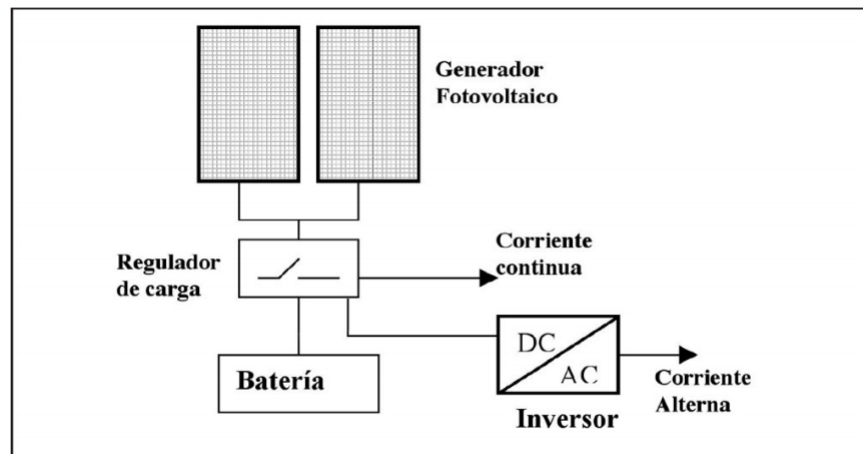


Figura 3.2: Componentes energía fotovoltaica aislada

### 3.2.1. Generador fotovoltaico

#### 3.2.1.1. Células fotovoltaicas

Como se ha visto en el capítulo anterior, al dopar un cristal, además de aumentar su conductividad, se le convierte en un receptor de huecos y electrones, lo cual tiene su aplicación en las uniones P-N que se utilizan en las células fotovoltaicas, ya que los pares electrón-hueco inducidos por la radiación debe evitarse que vuelvan a recombinarse, para lo cual es útil su separación mediante el potencial creado en estas uniones.

En una célula solar la luz incide generalmente sobre una lámina tipo n de un grosor muy fino y penetra lo suficiente en el cristal para formar pares electrón-hueco en las proximidades de la unión con el cristal tipo p por lo tanto, el grosor de la lámina superior influye en el rendimiento y deberá ser menor, por lo general, que  $1 \mu m$ .

Así, al irradiar la célula, la lámina de tipo n recogerá los electrones, mientras la de tipo p recogerá los huecos de los pares creados estableciéndose entonces la diferencia de potencial dentro del cristal. Obteniendo corriente eléctrica en un circuito que une eléctricamente las láminas tipo p y n.

Se pueden tener varias dificultades para obtener un buen rendimiento en las células, entre ellas, la absorción incompleta de la radiación por parte de la célula, la utilización únicamente de la energía del fotón para crear pares electrón-hueco (la restante se pierde en calor), las pérdidas por la resistencia interna del semiconductor, entre otras. Estas limitaciones pueden hacerse casi

desaparecer técnicamente al utilizar el material semiconductor adecuado.

La eficiencia de la células comerciales (producidas a partir de silicio) varía según la tecnología utilizada para su fabricación. Actualmente el silicio es el material mas utilizado para la producción de células fotovoltaicas. Este material es muy abundante en la corteza terrestre, sin embargo, hasta llegar a su forma cristalina sin imperfecciones o, al menos, con pocas, debe someterse a costosos procesos.

- *Silicio monocristalino*: las células de silicio monocristalinos se fabrican a partir de rebanadas finas cortadas de un solo cristal de silicio. Estas son generalmente de color azul uniforme y han presentado rendimientos entre el 12 % y 16 % en producción y hasta un 19,1 % en laboratorio, es una tecnología bien desarrollada y estable, con una gran cantidad de productores. Una de sus principales desventajas es el costo de fabricación (NREL: National Center for Photovoltaics.).
- *Silicio policristalino*: las células de los módulos de silicio policristalino están constituidas por un conjunto de cristales de silicio; esta menor pureza es la causa de un rendimiento inferior, que se sitúa entre el 11 % y el 14 % para células de producción y 18 % en laboratorios (NREL: National Center for Photovoltaics.).
- *Silicio amorfo o película delgada*: los dos tipos de celdas mencionados anteriormente tiene estructura cristalina, el silicio amorfo no la tiene, estas unidades de silicio amorfo se fabrican depositando capas delgadas de silicio, mediante la deposición de vapor, sobre un sustrato que puede ser vidrio. Este tipo de celdas fueron las primeras en fabricarse su rendimiento es bajo entre el 4 % y 8 % (NREL: National Center for Photovoltaics.).
- *Células multiunión*: es una célula solar con múltiples uniones p-n de diferentes materiales semiconductores. Cada unión p-n de cada material, produce corriente eléctrica en respuesta a una diferente longitud de onda de la luz. Una célula simple, produce corriente eléctrica de una sola longitud de onda en el espectro de luz solar. Una célula solar de células multiunión producirá una corriente eléctrica en múltiples longitudes de onda de la luz, lo que aumenta la eficiencia de conversión de la energía de la luz solar a energía eléctrica utilizable. en laboratorios estas células han alcanzado un rendimiento hasta del 43 % (NREL: National Center for Photovoltaics.).

Las células tradicionales de una sola unión P-N tienen una eficiencia teórica máxima del 33,7 %

que fue calculada en 1961 por Shockley y Queisser (SHOCKLE- QUEISSER). La eficiencia teórica de células multi-union sería de un 87 % bajo luz solar altamente concentrada.

Las células de la primera generación están llegando a su límite teórico de eficiencia y los avances en la reducción de costos de fabricación son mínimos por ello, se han desarrollado las células de segunda generación con nuevas técnicas de fabricación y materiales alternativos como el *Telurio de Cadmio (CdTe)* y el *CIGS* (material semiconductor compuesto de Cobre, Indio, Galio y Selenio), para satisfacer las necesidades de suministro de energía, mantenimiento de los costes de producción y elevando su eficiencia.

Actualmente se están investigando las denominadas células de tercera generación las cuales permiten eficiencias de conversión eléctrica teóricas mucho mayores que las actuales y a un precio de producción mucho menor. Existen diversos métodos para lograr esta alta eficiencia incluido el uso de célula fotovoltaica con multiunión, la concentración del espectro incidente, el uso de la generación térmica por luz ultravioleta para aumentar la tensión o el uso del espectro infrarrojo para la actividad nocturna.

### 3.2.1.2. El panel fotovoltaico

Un panel fotovoltaico es la unidad básica de construcción de cualquier sistema fotovoltaico. Un panel FV consiste en células interconectadas entre si y selladas con un recubrimiento de vidrio y un respaldo impermeable. Un módulo FV contiene entre 48 y 72 células conectadas en serie.

El resultado es un bloque único laminado en el que las células están “alojadas” en el material plástico fundido, con marcos generalmente de aluminio; de esta manera se proporciona una resistencia mecánica adecuada para su posterior montaje y garantizar muchos años de funcionamiento. En la parte trasera del panel se añade una caja de unión donde están los contactos eléctricos.

La potencia máxima de salida de un panel fotovoltaico es sin duda alguna la característica más importante del mismo. Las potencias de estos paneles varían entre los  $50 W_p$  y los  $300 W_p$ ; estos valores se garantizan bajo condiciones de medida estándar que son radiación de  $1000 \frac{W}{m^2}$ , temperatura de  $25^\circ C$  y una masa de aire de 1,5.

La representación estándar de un dispositivo fotovoltaico es la característica voltaje-corriente Figura 3.4. La curva representa las posibles combinaciones de corriente y voltaje para un dispositivo fotovoltaico bajo unas condiciones ambientales determinadas (radiación incidente y temperatura ambiente). El punto en concreto de corriente y voltaje en el que el dispositivo fo-

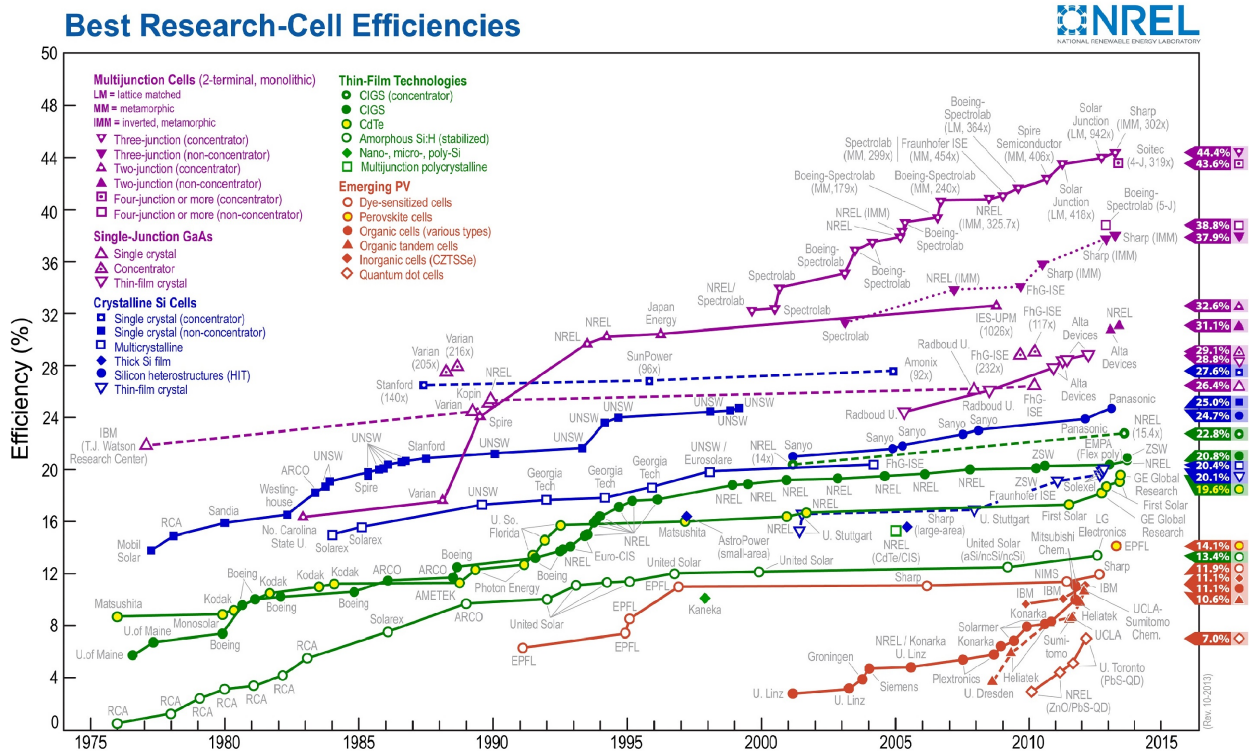


Figura 3.3: Eficiencia de distintas tecnologías FV  
Fuente: (NREL: National Center for Photovoltaics.)

tovoltaico trabajará vendrá determinado por la carga a la que esté conectado. Los principales parámetros de la característica I-V son:

- *Corriente de cortocircuito*  $I_{sc}$ : es la máxima corriente que producirá el dispositivo bajo unas condiciones definidas de iluminación y temperatura, correspondientes a un voltaje igual a cero.
- *Voltaje de circuito abierto*  $V_{oc}$ : es el máximo voltaje del dispositivo bajo unas condiciones definidas de iluminación y temperatura, correspondientes a una corriente igual a cero.
- *Potencia máxima*  $P_{max}$ : Es la máxima potencia que producirá el dispositivo en unas condiciones determinadas de iluminación y temperatura, correspondiente al máximo I-V.
- *Corriente en el punto de máxima potencia*  $I_{mp}$ : es el valor de la corriente para  $P_{max}$  en unas condiciones determinadas de iluminación y temperatura.
- *Voltaje en el punto de máxima potencia*  $V_{mp}$ : es el valor de voltaje para  $P_{max}$  en unas condiciones determinadas de iluminación y temperatura.
- *Factor de forma*  $FF$ : es el valor correspondiente al cociente entre  $P_{max}$  y el producto de  $I_{sc} \times V_{oc}$ . Puede venir expresado en porcentaje o valores de cero a uno. Nos da una idea de la calidad del dispositivo fotovoltaico, siendo éste mejor cuánto más alto sea su factor de forma.

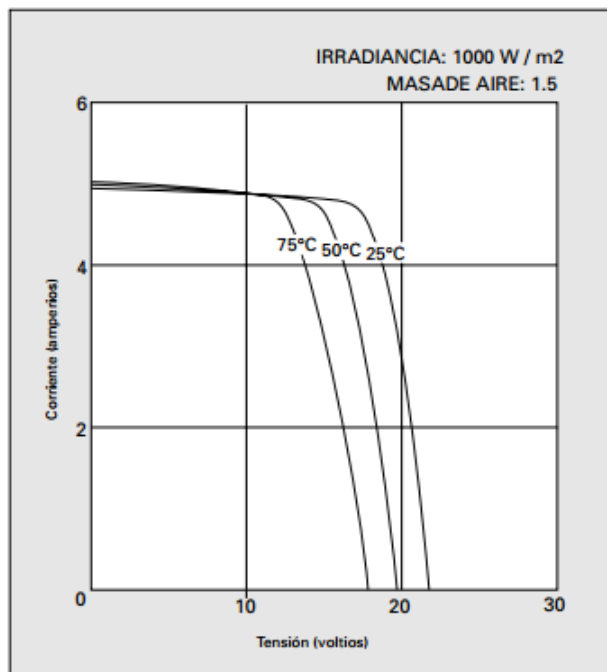
$$FF = \frac{P_{max}}{I_{sc} \times V_{oc}} = \frac{I_{mp} \times V_{mp}}{I_{sc} \times V_{oc}} \quad (3.1)$$

En la Figura 3.4, podemos notar que el aumento en la temperatura supone un aumento en la corriente, pero al mismo tiempo una disminución mucho mayor en proporción, de el voltaje. Esto implica que tanto la  $I_{sc}$  como el  $V_{oc}$  se ven afectados por la temperatura de trabajo, aunque el tipo de variación así como su magnitud porcentual son distintos para estos dos parámetros. El efecto global es que la potencia del panel disminuye al aumentar la temperatura de trabajo del mismo.

Los fabricantes deben dar a conocer en las hojas de datos de cada panel el porcentaje de degradación de la potencia respecto al aumento de temperatura. Con estos datos se puede conocer la potencia real de trabajo del panel a distintas temperaturas.

La temperatura de trabajo que alcanza un panel FV obedece una relación lineal dada por la expresión (3.2) donde  $T_l$  es la temperatura de trabajo del panel,  $T_a$  es la máxima temperatura

Curvas I-V (corriente - tensión) a distintas temperaturas de celda.



Curvas I-V (corriente - tensión) a distintos niveles de irradiancia.

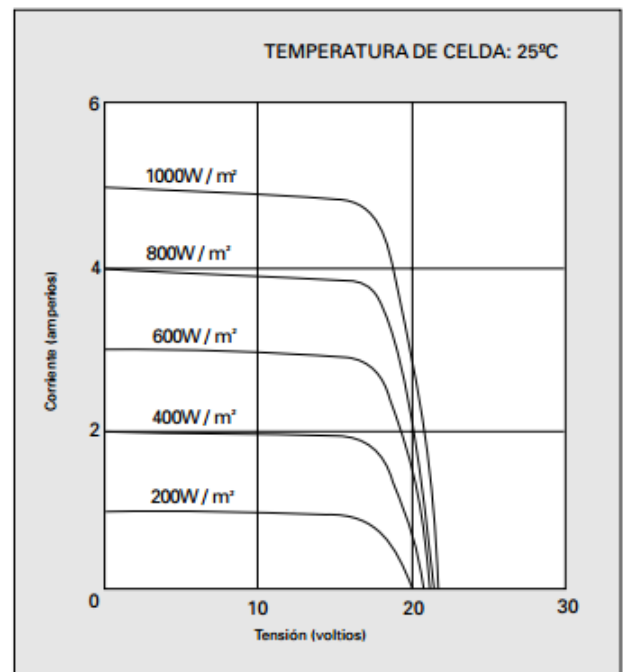


Figura 3.4: Curva característica voltaje-corriente panel Kiosera KC80

ambiente,  $R$  es el valor de la radiación solar en  $mW/cm^2$ , y  $k$  es un coeficiente que varía entre 0,2 y 0,4  $C.cm^2/mW$ , dependiendo de la velocidad promedio del viento. Cuando ésta es muy baja, o inexistente, el enfriamiento del panel es pobre o nulo, y  $k$  toma valores cercanos o iguales al máximo (0,4). Si la velocidad promedio del viento produce un enfriamiento efectivo del panel, el valor de  $k$  será el mínimo (0,2). El valor de  $R$  varía entre 80 y 100  $mW/cm^2$ . Para locaciones con alto valor de insolación diaria se usa el valor máximo. Si existen nubes pasajeras que reducen el valor de irradiación, el valor de  $R$  se reduce a 80  $mW/cm^2$ . El producto  $k \times R$  representa el incremento de temperatura que sufre el panel sobre la máxima temperatura ambiente.

$$T_t = T_a + (k \times R) \quad (3.2)$$

Una vez conocido este valor, se determina el incremento en la temperatura de trabajo respecto a la de prueba ( $25^\circ C$ ). La expresión 3.3 da el valor de la potencia de salida  $P_t$  de un panel trabajando a una temperatura  $T_t$  donde  $P_p$  es la potencia pico del panel a  $25^\circ C$ ,  $\delta$  es el coeficiente de degradación de la potencia y  $\nabla T$  es el incremento de temperatura por sobre  $25^\circ C$  es decir  $\nabla T = T_t - 25^\circ C$ .

$$P_t = P_p - (P_p \times \delta \times \nabla T) \quad (3.3)$$

### 3.2.1.3. Generador Fotovoltaico

Un conjunto de paneles o módulos conectados en serie, forman lo que se denomina “ramal”. Más ramales conectados en paralelo, para obtener la potencia deseada, constituyen el generador fotovoltaico. Así el sistema eléctrico puede proporcionar las características de tensión y potencia necesarias para las diferentes aplicaciones.

Los paneles que forman el generador fotovoltaico, están montados sobre una estructura mecánica capaz de sujetarlos, orientada para optimizar la radiación solar. Esta estructura puede ser fija o móvil, de manera que busque con su movimiento incrementar la radiación incidente sobre el conjunto de paneles.

### 3.2.2. Sistema de baterías

En los sistemas fotovoltaicos las baterías o acumuladores fotovoltaicos se utilizan principalmente como sistema de almacenamiento energético debido a que, los periodos de generación

Tipo	Precio	Ciclado Profundo	Mantenimiento
<i>Plomo-ácido</i>			
Plomo-Antimonio	Bajo	Bueno	Alto
Plomo-Calcio abiertas	Bajo	Pobre	Medio
Plomo-Calcio selladas	Bajo	Pobre	Bajo
Híbridas (Antimonio/calcio)	Medio	Bueno	Medio
<i>Electrolito inmobilizado</i>			
Gel	Medio	Muy bueno	Bajo
AGM	Medio	Muy bueno	Bajo
<i>Níquel-Cadmio</i>			
Placas “sintered”	Alto	Bueno	Ninguno
Placas “pocked”	Alto	Bueno	Medio

Tabla 3.1: Tipos y características de las baterías FV

son durante el día y los periodos de consumo principalmente serán durante la noche, las baterías permiten la operación de las cargas cuando el generador FV por si mismo no puede generar la potencia suficiente para abastecer el consumo. No obstante también se pueden utilizar para otros cometidos tales como estabilizadores de voltaje o corriente y para suministrar picos de corriente (en el arranque de motores). Las baterías se utilizan habitualmente en la mayor parte de los sistemas FV autónomos (aunque hay excepciones, tales como los sistemas de bombeo de agua con energía solar fotovoltaica).

Para aplicaciones fotovoltaicas suelen utilizar dos tipos de baterías : *Plomo-ácido* y *Níquel-Cadmio*. Por motivos de costo es más habitual la utilización de baterías de *plomo-ácido* aunque las de *Níquel-Cadmio* se utilizan en ocasiones en aplicaciones profesionales en las que el costo no es un parámetro definitivo. Las baterías de *Níquel-Cadmio* presentan ventajas respecto de las de *Plomo-ácido* como son la posibilidad de sufrir descargas profundas o permanecer largos periodos en baja carga sin sufrir deterioro. También cabe destacar una menor auto-descarga y un menor mantenimiento.

### 3.2.2.1. Tipos de baterías

- *Baterías de Pb-antimonio*: utilizan antimonio como elemento principal en la aleación con plomo en las rejillas. El uso de antimonio proporciona una mayor fortaleza mecánica a las rejillas y altos regímenes de descarga con muy buena profundidad de ciclado. También limitan la pérdida de material activo y tienen un mayor tiempo de vida que las baterías de Pb-calcio cuando operan a altas temperaturas. Por otro lado tienen una elevada auto-

descarga y requieren una frecuente adición de agua. La mayoría son de tipo abierto con tapones recombinantes para disminuir el mantenimiento (ALONSO Abella, M).

- *Baterías de Pb-calcio*: utilizan calcio como elemento en la aleación de las rejillas. Poseen baja auto-descarga y menor gaseo (menor mantenimiento) que las de Pb-antimonio. No obstante tienen peor aceptación de la carga después de descargas profundas y menor tiempo de vida bajo descargas repetitivas mayores del 25%. En general no toleran bien la sobrecarga, las descargas muy profundas y la operación a elevadas temperaturas. Pueden ser de dos tipos: abiertas o selladas (también denominadas “sin mantenimiento” en el sentido de que no necesitan que se les añada agua). Las selladas incorporan la cantidad suficiente de electrolito para su tiempo de vida sin adición de agua (ALONSO Abella, M).
- *Baterías híbridas*. normalmente de tipo abierto, con capacidades en torno a los 200 Ah. El diseño más común utiliza placas positivas tubulares de calcio y placas negativas planas de antimonio, combinando las ventajas de ambos elementos. No obstante es necesario cuidar los posibles problemas de estratificación y sulfatación (ALONSO Abella, M).
- *Baterías de electrolito inmovilizado*: son otro tipo de baterías de plomo-ácido, con la especial característica de tener el electrolito inmovilizado de algún modo. Estas baterías son muy sensibles a los métodos de carga, voltajes de regulación y operación bajo temperaturas extremas. Los dos tipos más comunes de este tipo de baterías son las baterías de gel y las AGM (Absorbed Glass Mat). Las baterías de gel suelen utilizar rejillas de plomo-calcio. La adición de dióxido de silicio “gelifica” el electrolito. Estas baterías utilizan un mecanismo interno de recombinación para minimizar el escape de gases y por tanto reducción de las pérdidas de agua. Algunas poseen una pequeña cantidad de ácido fosfórico añadido al electrolito para mejorar la profundidad de descarga en el ciclado, minimizando la oxidación de la rejilla (corrosión) a bajos estados de carga. En las baterías AGM el electrolito está en forma cristalina formando capas entre las placas y están especialmente diseñadas para minimizar la pérdida de agua en la sobrecarga (ALONSO Abella, M).
- *Baterías de Níquel - Cadmio*: las principales características de las baterías de níquel-cadmio (Ni-Cd) son su larga vida, bajo mantenimiento, no le afectan las sobrecargas excesivas y los voltajes de regulación no son parámetros críticos. Sin embargo el precio de estas baterías es muy superior a las de plomo-ácido. En una célula de una batería típica de Ni-Cd los electrodos positivos están hechos de hidróxido de níquel NiO(OH) y los elec-

trodos negativos de cadmio (Cd), ambos inmersos en una solución de hidróxido potásico (KOH). Los dos principales tipos son las de placas “sintered” y de placas “pocked”. En las primeras el electrolito está inmovilizado y presentan el llamado “efecto memoria” según el cual una batería que es descargada repetidamente hasta sólo un porcentaje de su capacidad, eventualmente memorizará este ciclado y limitará descargas mayores dando como resultado una pérdida de su capacidad. El segundo tipo requiere adición periódica de agua pero no presenta el efecto memoria (ALONSO Abella, M).

Fundamentalmente, existen dos tipos de acumuladores idóneos para aplicaciones solares: los estacionarios de *plomo-antimonio* (Pb-Sb) y los monobloc de *plomo-calcio* (Pb-Ca). Los primeros se clasifican dentro del tipo de ciclo profundo, por lo que deben ser usados en aquellas aplicaciones en que la descarga pueda llegar a límites bajos de una forma obligatoria y en general, donde el ciclo diario supere el 15% de la capacidad de la batería. No obstante, ofrecen un buen funcionamiento en todos los casos, presentan una vida elevada y en algunos modelos se incorpora una gran reserva de electrolito que hace su mantenimiento menos constante.

El otro tipo de acumulador solar es el constituido por una aleación en las placas de Pb-Ca. Estos acumuladores presentan en algunos de sus modelos la ventaja de no tener mantenimiento, hecho que es particularmente importante en aquellas instalaciones remotas o de difícil acceso. A diferencia de los estacionarios, que se presentan generalmente en elementos de 2 V, los de Pb-Ca suelen construirse en tipo monobloc de 12 V y con unas capacidades máximas de 150 Ah (a 100 h), lo que los hacen interesantes para pequeñas instalaciones donde el ciclo de descarga diario no supere el 10% y en emergencias, el 50% como máximo.

### 3.2.2.2. Características técnicas

- *Capacidad nominal  $C_b$* : es la carga eléctrica que puede ser extraída (suministras) de una batería hasta llegar a la descarga total, se expresa generalmente en amperios-hora (Ah). **Por ejemplo: una batería de 100 Ah de capacidad nominal puede suministrar 100 A durante una hora, o 50 A durante 2 horas.**
- *Tensión nominal*: es el voltaje nominal en la que se supone la batería funcionara. Las baterías solares o baterías de plomo-ácido son generalmente clasificados en 12V, 24V o 48V Por supuesto, el sistema de batería de un sistema PV puede alcanzar cualquier voltaje basado en la interconexión de varias baterías.

- *Auto-descarga*: Es la pérdida de carga de la batería cuando ésta permanece en circuito abierto. Generalmente se expresa como porcentaje de la capacidad nominal, medida durante un mes y a una temperatura de  $25^{\circ}\text{C}$ .
- *Régimen de carga/descarga*: es la corriente aplicada a una batería para restablecer/extraer la capacidad nominal. Normalmente se presenta como un ratio entre la capacidad nominal y la corriente. **Por ejemplo, si la capacidad es 300 Ah, se habla de un régimen de carga (descarga) C10 cuando se aplican (extraen) 30 A, de forma que en 10 horas se restablece (extrae) la capacidad.** Habitualmente, la documentación técnica de los fabricantes incluye la capacidad a C10. Sin embargo, los regímenes de funcionamiento más habituales en los sistemas fotovoltaicos son del orden de C100. Como regla aproximada puede emplearse la relación  $C_{100} \simeq 1,35 \times C_{10}$ . Es importante resaltar que, debido a esta relación, la corriente  $I_{10}$  correspondiente a  $C_{100}$ , no equivale a  $0,1 \times I_{10}$ . En el caso anterior, con  $C_{10} = 300 \text{ Ah}$ ,  $I_{10} = 30 \text{ A}$  y como  $C_{100} \simeq 405 \text{ Ah}$ , obtenemos  $I_{100} = 4,05 \text{ A}$ .
- *Estado de carga SoC*: el estado de carga se define como la cantidad de energía disponible en la batería, expresado como un porcentaje de la energía almacenada en una batería completamente cargada. Una batería cargada totalmente tiene un *SoC* de 100 % ó 1, mientras que una batería descargada al 75 % tendrá un *SoC* del 25 % ó 0.25.
- *Profundidad de descarga PD*: se define como el porcentaje de la capacidad que ha sido “extraída” de la batería comparada con la capacidad a plena carga. Por definición el *SoC* y la *PD* suman el 100 %. Dos parámetros que se pueden utilizar comúnmente son la *PD* disponible y promedio diario. Las descargas profundas disminuyen los ciclos de vida de una batería.
- *Tensión de corte*: es la tensión a la que finaliza la descarga de la batería. Depende del régimen de descarga y del tipo de batería. Determina la profundidad de descarga máxima,  $PD_{max}$ , y por tanto, la capacidad útil,  $C_U$ , siendo  $C_U = PD_{max} \times C_b$ .
- *Rendimiento*: depende del tipo de batería, método de carga, regímenes de carga y descarga, profundidad de descarga y temperatura. En general el rendimiento es mucho mayor cuando el estado de carga es bajo y disminuye cuando la batería alcanza su plena carga. El rendimiento total se puede considerar como la suma de un rendimiento de voltaje y un rendimiento de carga. El rendimiento de voltaje viene determinado por las regímenes de carga y descarga y por la temperatura y se expresa como la relación entre el voltaje de la

batería durante la descarga respecto del voltaje durante la carga. El rendimiento de carga de una batería se define como la relación entre los amperios hora sacados de la batería durante la descarga respecto de los amperios hora durante la carga. Aunque el rendimiento es difícil de determinar se puede tomar un 90% como un valor típico para la mayoría de las baterías utilizadas en los sistemas FV, aunque éste será diferente dependiendo del lugar de la curva de carga en que nos encontremos. El rendimiento energético total de la batería se define como el producto de los rendimientos de voltaje y de carga. Este rendimiento define la relación entre la energía obtenida de una batería durante la descarga respecto a la que es necesario suministrarle para poder volverla a su estado de plena carga.

### 3.2.3. Regulador de carga

La función principal de un regulador de carga en un sistema fotovoltaico autónomo con baterías es realizar un proceso óptimo de carga de la batería, permitiendo la carga completa pero evitando la sobre-carga y la sobre-descarga. La estrategia de control del regulador de carga determina el proceso de carga de una batería y es responsable en última instancia tanto de la capacidad del sistema de satisfacer los consumos como de la vida útil de la batería. El regulador de carga puede disponer de funciones adicionales como compensación por temperatura de batería, alarmas, monitorización y visualizadores.

El regulador de carga permite aprovechar al máximo la energía suministrada por el generador FV, a la vez que garantiza la protección adecuada y buen servicio de las baterías. En caso de sobrecarga pone el generador FV en circuito abierto evitando el paso de corriente del generador hacia la batería. En caso de sobre-descarga puede cortar el suministro a los consumos o bien avisar mediante una alarma indicando que la tensión de batería es inferior a los niveles mínimos de seguridad.

En términos generales, las características eléctricas que definen un regulador son la tensión nominal y la intensidad máxima de trabajo. El regulador se selecciona en función de la tensión del sistema y de la corriente de cortocircuito,  $I_{sc}$ , del generador FV (en condiciones estándar de medida).

Las principales funciones de los reguladores son:

- Prevenir la sobre-carga de la batería: limitar la energía suministrada a la batería por el generador FV cuando la batería está plenamente cargada.

- Prevenir la sobre-descarga de la batería: desconectar los consumos de la batería cuando el estado de carga de la batería es muy bajo.
- Proporcionar funciones de control del consumo: conectar y desconectar automáticamente los consumos en un momento determinado, establecer un control de consumos prioritarios.
- Proporcionar información del estado del sistema a los usuarios u operarios: mostrando o indicando información como el voltaje y corriente de la batería, estado de carga, alarmas, etc...
- Servir como centro de cableado proporcionando un punto de conexión para otros componentes en el sistema, incluyendo el generador FV, la batería y las cargas o consumos.

Los niveles de tensión a los cuales el regulador realiza el control o los cortes se denominan puntos de regulación. Para los reguladores con regulación de sobrecarga y sobredescarga se utilizan dos valores de tensión de regulación:

- Tensión corte de sobrecarga  $V_{sc}$ : es la máxima tensión que el controlador permite que alcance la batería. Cuando el regulador detecta que la tensión de batería alcanza el valor de  $V_{sc}$  desconecta el generador o comienza a regular (limitar) la cantidad de corriente que éste suministra a la batería.
- Determinación de los consumos  $V_{sd}$ : es el valor mínimo de tensión antes de desconectar el consumo. En algunos diseños específicos se puede establecer una jerarquía de prioridades en la desconexión de los consumos críticos. Para la determinación del valor correcto del voltaje de corte de sobre descarga, se han de considerar los regímenes de descarga. Ya que el voltaje está influenciado por el régimen de descarga, se ha de poner un voltaje menor para conseguir la misma profundidad de descarga a altos regímenes de corriente.

### 3.2.3.1. Reguladores serie y paralelo

El principio de operación del *regulador serie* Figura 3.5 es un interruptor que se coloca en serie entre el generador fotovoltaico y la batería. Actúa desconectando el generador del acumulador cuando la tensión en carga alcanza cierto valor, evitando así la sobrecarga. El regulador serie incluye también un interruptor entre la batería y la carga para evitar la sobre-descarga de la

batería cortando el suministro de energía cuando la batería se descarga por debajo de un cierto umbral.

Dentro de los reguladores serie se pueden encontrar variadas técnicas de control:

- *Control serie simple (On/Off)*: el regulador de carga corta el consumo si la tensión de batería desciende de un determinado valor y pone en circuito abierto el generador FV si la tensión de batería supera la tensión de sobrecarga.
- *Control serie, dos estados*: un algoritmo similar al anterior, excepto que la regulación del voltaje final de carga ocurre a dos voltajes: inicialmente un voltaje elevado de ecualización y después un voltaje de flotación, lo que permite un gaseo periódico de la batería. Lo mismo ocurre con la corriente de carga, inicialmente se carga a plena corriente y posteriormente se reduce.
- *Control serie lineal*: en el que se aplica un voltaje constante a medida que la batería se aproxima a  $V_{sc}$  utilizando un elemento de control serie que actúa como una resistencia variable que disipa el excedente energético que no se usa para la carga de la batería.
- *Control por modulación PWM*: se aplican pulsos de corriente a frecuencia variable de modo que la batería recibe un voltaje de carga constante del generador.
- *Control multietapa*: generalmente utilizado en grandes sistemas en los que el generador FV completo se divide en varios sub-generadores que se conectan o desconectan gradualmente para decrecer la corriente de carga cuando la batería está cerca de plena carga.

El **regulador paralelo** Figura 3.5 funciona por disipación de exceso de energía a través de un transistor o MOSFET colocado en paralelo con el generador y el sistema de baterías. Cuando la tensión del acumulador está por encima de un valor preestablecido, el dispositivo limita la corriente que llega al acumulador, consecuentemente la tensión se mantiene en un valor equivalente a carga de mantenimiento o flotación, la cual permite una carga más completa de las baterías y un mejor aprovechamiento de la energía de los módulos. La desventaja de este tipo de regulador es que una vez que se alcanza el voltaje de regulación por sobrecarga, el generador FV se cortocircuita a través del dispositivo de regulación MOSFET con los consecuentes problemas de disipación de energía y calentamiento.

Dentro de los reguladores paralelo, conceptualmente se pueden diferenciar entre:

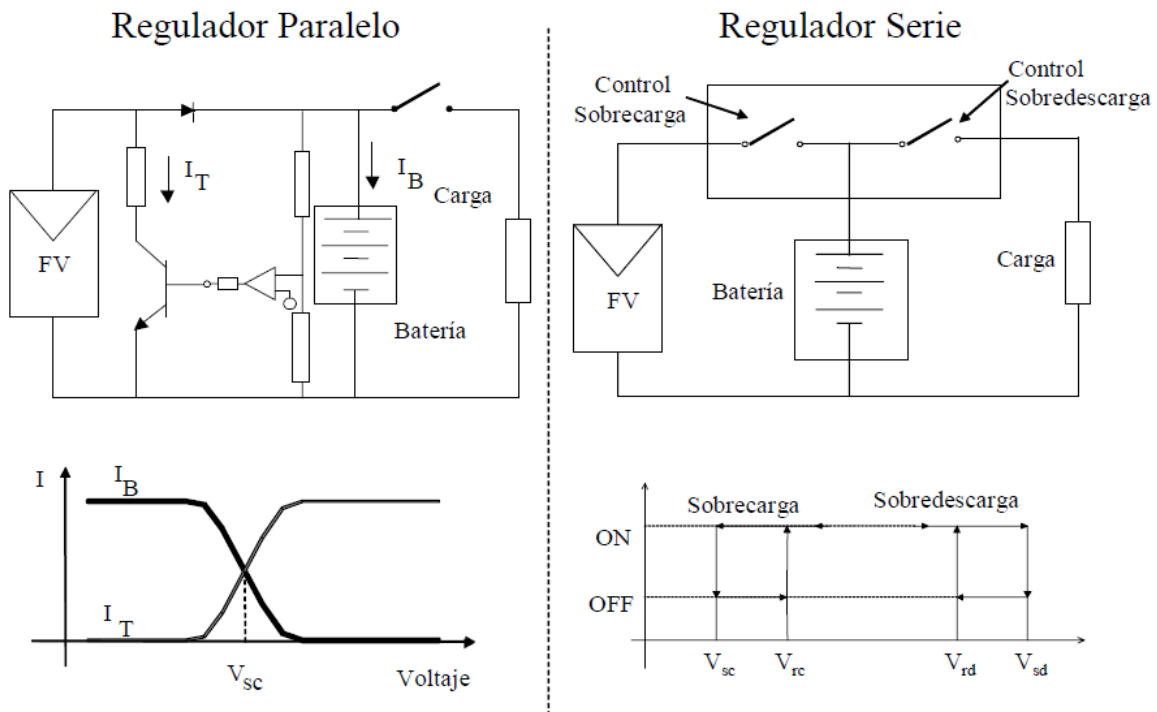


Figura 3.5: Esquema de operación reguladores paralelo y serie

Fuente: (ALONSO Abella, M)

- *Control paralelo (On/Off)*: se desconecta el generador cuando se alcanza  $V_{sc}$ . Normalmente se utilizan en sistemas con corrientes inferiores a 20 A por problemas de disipación de calor. El autoconsumo de estos es menor que el de los reguladores serie con relés.
- *Control paralelo lineal (diodo zener)*: se utiliza un elemento de control para mantener la batería en  $V_{sc}$  cuando se aproxima a plena carga. Se instala en paralelo con la batería un diodo Zener con un voltaje de polarización inversa igual a  $V_{sc}$ . Cuando la batería alcanza  $V_{sc}$ , el diodo conduce, desviando tanta corriente como sea necesario para mantener al sistema en carga flotante.
- *Control PWM paralelo*: con dispositivos de alta frecuencia en los que se varía el tiempo de conmutación para controlar la corriente que de carga a la batería, manteniéndola a  $V_{sc}$  (o a valores muy próximos), reduciéndose los problemas de disipación de calor.

### 3.2.4. Inversores

El generador FV produce corriente continua. En sistemas fotovoltaicos autónomos para poder utilizar cargas en corriente alterna se necesita un dispositivo electrónico, denominado inversor, que convierta la corriente continua en corriente alterna. Habitualmente en sistemas fotovoltaicos autónomos el inversor está conectado a una batería, las funciones principales de los inversores son: inversión DC/AC, modulación de la onda alterna de salida y regulación del valor eficaz de la tensión de salida.

Los inversores que se pueden encontrar normalmente pueden ser monofásicos o trifásicos, con diferentes voltajes nominales de entrada con un amplio rango de potencias disponibles, de unos pocos vatios hasta varios megavatios. Pueden operar conectados a baterías o directamente al generador FV y pueden estar conectados a diferentes consumos.

Los inversores pueden clasificarse en función de la forma de onda de la tensión de salida:

- De onda cuadrada
- De onda modificada
- De onda senoidal

Los inversores de *onda cuadrada* son los más económicos, presentan muy poca modulación o filtrado. La onda resultante tiene un gran contenido en armónicos no deseados. La distorsión armónica total (THD) es bastante elevada, en torno al 40% y su rendimiento está en torno al 50-60%. La potencia de sobrecarga es baja, del 10-20% de la potencia nominal. Su regulación de voltaje también es muy baja. Se suelen utilizar con pequeñas cargas inductivas o resistivas, aunque algunos tipos de cargas pueden no operar satisfactoriamente.

Los inversores de onda modificada o semi-senoidal presentan una THD del 20% y sus rendimientos son mayores del 90%. Son utilizados en electrificación rural para alimentar los electrodomésticos más habituales, incluyendo ordenadores y equipos musicales. Algunas cargas como las impresoras láser, los microondas y los relojes pueden presentar problemas de operación con este tipo de inversores.

Los inversores senoidales tienen un cuidadoso filtrado de la señal generada. En general son la mejor opción para la alimentación de cargas AC, no presentando ningún problema en relación con la THD o estabilidad de la tensión. Algunos tipos de consumos electrónicos como los equipos de telecomunicaciones o instrumentación delicada pueden requerir su utilización.

Para cargas inductivas, como es el caso de los motores, la forma de la onda que llega al motor debe aproximarse lo más posible a una onda senoidal o a una onda PWM cuyos primeros armónicos se presenten a muy alta frecuencia, ya que el máximo rendimiento en el giro del motor se produce por el armónico fundamental a una frecuencia de 50 Hz. Cualquier otro armónico presente en la onda que llegue al motor no produce giro, sin embargo disipa calor por efecto Joule como  $I^2R$ , lo que provoca calentamientos en las bobinas de cobre y cuerpo del motor y por tanto pérdidas de rendimiento. A menudo estos armónicos son los responsables de la degradación y destrucción de los aislamientos de las bobinas.

El funcionamiento general de un inversor está basado en puentes de interruptores de semiconductores de potencia con un ciclo controlado de apertura y cierre generando ondas de pulsos variables (cuantos más pulsos menor distorsión armónica y mayor proximidad a la onda pura senoidal).

Los inversores empleados en las aplicaciones fotovoltaicas se pueden agrupar en dos grandes categorías: los *auto-conmutados* y los *conmutados por la red*. Los inversores auto-conmutados pueden funcionar como fuente de tensión o como fuente de corriente mientras que los conmutados por red sólo como fuente de corriente, por ello los auto-conmutados se pueden utilizar tanto en aplicaciones autónomas como en aplicaciones conectadas a la red eléctrica mientras que los conmutados por la red únicamente en aplicaciones conectadas a la red.

Normalmente los inversores fotovoltaicos autónomos incorporan también un regulador de carga, de modo que desconectan el consumo a determinados niveles de estado de carga del sistema de baterías (normalmente la detección del estado de carga se realiza mediante la medida de la tensión de batería). No obstante en el sistema fotovoltaico es necesario incluir un regulador de carga adicional para evitar la sobrecarga de las baterías.

Las características de operación más destacables de los inversores se pueden condensar en:

- Voltaje y corriente de entrada/salida.
- Tipo de forma de onda (cuadrada, cuadrada modificada o sinusoidal).
- Límites del voltaje de entrada: Los inversores se diseñan para un voltaje de entrada determinado (12, 24 V) con unos límites superior e inferior de variación del voltaje (para un inversor de 12 V, puede estar entre 11 a 16 V).
- Bajo autoconsumo y alto rendimiento.

- Distorsión armónica total (THD): cuanto menor THD, menor ruido e interferencias. Tener en cuenta el factor de potencia de operación con las cargas.
- Potencia de salida: referida como potencia continuada de operación.
- Capacidad de sobrecarga: importante en el caso de arranque de motores con inversores de frecuencia fija, donde es necesaria una corriente de arranque de 3 a 7 veces la nominal.
- Regulación de tensión de salida: independiente de la tensión de entrada y del consumo.
- Autoconsumo: debe ser menor al 2% de la potencia nominal en condiciones normales de operación. Se recomienda inversores con “stand-by” para reducir pérdidas por autoconsumo cuando el inversor opere en vacío (sin carga).
- Regulación de la frecuencia de salida.
- Facilidad de reparación y mantenimiento.
- Umbral de arranque ajustable: nivel mínimo de carga para que el inversor arranque.
- Una característica deseable es la capacidad de operar en paralelo adaptándose a la modularidad de los sistemas fotovoltaicos o facilidad de aumentar la potencia disponible.

### **3.3. DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTÓNOMOS**

El dimensionado de un sistema fotovoltaico autónomo consiste en decidir el tamaño del generador fotovoltaico y acumulador que serán capaces de proporcionar de modo fiable la energía requerida por una determinada carga a partir de la radiación disponible en la zona. Este dimensionamiento debe presentar un balance adecuado entre la fiabilidad y el costo de la instalación puesto que, son dos objetivos opuestos. Intentar reducir probabilidad de falla, conduce a aumentar el tamaño del generador y el acumulador elevando su costo.

El dimensionado de los sistemas fotovoltaicos ha sido objeto de amplios y numerosos estudios teóricos, dando como resultado desde métodos simples hasta complejos modelos matemáticos, que se pueden encontrar en la literatura.

Básicamente se pueden encontrar dos metodologías:

- *Probabilidad de pérdida de carga LLP*: basado en el concepto de “Loss of Load Probability” LLP o probabilidad de pérdida de carga, indicador de que el sistema falle o no sea capaz de suministrar el consumo requerido. Por ejemplo una LLP del 1% indicaría que a largo término la disponibilidad del sistema para el consumo de diseño sería del 99%. Es un método basado en cálculos con ordenador. Se especifica el consumo de diseño, incluyendo los rendimientos del regulador de carga, de carga de la batería y del inversor. Se trata de utilizar los modelos de los distintos componentes (radiación solar, generador, batería, regulador...) para determinar cuanta energía de generador es necesaria para suministrar el consumo de diseño con una determinada fiabilidad o probabilidad de fallo. Esto depende del tamaño del generador y de la batería y de la radiación solar disponible. La LLP depende pues del tratamiento estadístico de los datos de radiación solar. Una vez que se obtienen diferentes combinaciones de batería/generador FV, se ha de proceder a calcular los costes de los sistemas para la determinación de la configuración óptima. Existen programas comercialmente disponibles para realizar este tipo de dimensionado.
- *“Amperios-hora”*: estos métodos se basan en el cálculo del consumo diario en amperios-hora, teniendo en cuenta las pérdidas entre la batería y las cargas y el rendimiento de carga de la batería. La batería se dimensiona teniendo en cuenta el “número de días de autonomía”, entendido como aquel número de días durante los cuales la batería puede satisfacer el consumo de una determinada instalación sin generación fotovoltaica. Para dimensionar el generador FV y obtener su orientación óptima son necesarios los datos de irradiación del lugar de la instalación. En el caso más normal se supone un consumo constante durante todo el año, en cuyo caso se necesitan los valores diarios medios mensuales en el plano del generador para el peor mes del año y el ángulo óptimo de inclinación.

Sin importar el método, se busca poder tener un dimensionamiento adecuado basado en dos principios; que el generador pueda producir la suficiente energía para satisfacer los consumos promedio y poder cargar la batería la cual abastecerá al sistema durante el tiempo que no hay generación.

Los pasos fundamentales en el proceso de dimensionado son:

1. Cálculo de la radiación solar disponible sobre superficies en diferentes orientaciones (acimut y la inclinación).
2. Determinación de los consumos.

3. Cálculo de la potencia necesaria del generador FV.
4. Cálculo de la capacidad de batería.
5. Selección del regulador de carga.
6. Selección del inversor, si se utiliza.
7. Dimensionado del cableado.

Se usará un método de “**amperios hora**” utilizando valores medios mensuales diarios de radiación global y de la carga. En este caso se considerarán sólo los valores correspondientes al mes más desfavorable (“mes peor”) en la relación carga/radiación.

Para poder hacer un dimensionamiento adecuado debemos tener en cuenta algunos datos previos como:

- Número máximo de días de autonomía,  $N$  previstos para la instalación en función de las características climatológicas de la zona y de la aplicación o uso final de la instalación. A la hora de establecer  $N$ , es necesario considerar también las limitaciones económicas, ya que a mayor sea  $N$ , mayor será la inversión.
- Tensión nominal del sistema, en general se recomiendan tensiones de 12 V para potencias menores de 1,5 kW, 24 o 48 V para potencias entre 1,5 y 5,0 kW y 48 o 120 V para potencias mayores de 5,0 kW.

### 3.3.1. Cálculo de la radiación solar disponible

Para ello es necesario conocer los valores de la radiación media mensual sobre superficie horizontal  $G_h$  y poder estimar los valores sobre superficies inclinadas. Como se ha visto el capítulo anterior los datos de radiación horizontal se pueden obtener de distintas bases de datos o mapas de radiación. Un parámetro importante es la orientación (acimut e inclinación) del generador fotovoltaico. En general conviene tener el generador fotovoltaico orientado hacia el ecuador terrestre (hacia el Sur en el Hemisferio Norte y hacia el Norte en el Hemisferio Sur), el ángulo de inclinación  $\beta$  del generador fotovoltaico respecto de la horizontal, para estructuras sin seguimiento solar vendrá determinado por aquel valor que optimice la generación respecto del consumo. El ángulo óptimo de inclinación del generador se determina como aquel en el que

Ciudad de referencia	Rango de latitudes $\lambda$
Leticia	$0,4 < \lambda < 0$
Pasto	$0 < \lambda < 4$
Bogotá	$4 < \lambda < 7$
Cúcuta	$7 < \lambda < 9$
Barranquilla	$9 < \lambda < 12,9$

Tabla 3.2: Ciudades referencia para gráficos de  $FI$   
Fuente: (MULCÚE Nieto, L.F)

se obtiene la mayor radiación. Como se ha mencionado existen fórmulas aproximadas como la ecuación (2.23) para hallar el ángulo óptimo de una instalación donde se busca la mayor producción anual, al igual que, la radiación global con este ángulo óptimo ecuación (2.24).

El diseñador buscará orientar el generador fotovoltaico en la dirección óptima  $\alpha = 0$  y  $\beta = opt$ . Sin embargo, no será siempre posible orientar e inclinar de forma óptima, ya que pueden influir otros factores como lo son la acumulación de suciedad en los módulos, la resistencia al viento, las sombras, etc. Para estimar la radiación para la orientación elegida se utilizará el factor de radiación  $FI$ , éste se define como la fracción de radiación anual incidente para un generador de orientación  $\alpha$ , e inclinación  $\beta$ , respecto a la recibida para una orientación e inclinación óptimas  $G_{Gi,opt}$ .

El factor de radiación depende de la inclinación, la orientación, la latitud y la fracción de radiación difusa del lugar. Dado que las condiciones climáticas locales son características del lugar de ubicación, en principio este factor no se puede emplear para regiones diferentes. Para esto se suelen emplear estaciones referencia, con las cuales se puede estimar  $FI$  para ciudades con un clima similar. En Colombia no se cuenta con una normativa que permita unificar las referencias a usar, pero se han realizado algunas investigaciones las cuales sugieren usar como gráficos de referencia del factor irradiación los listados en la Tabla 3.2. El error cometido al adoptar este criterio es máximo del 4%, razón por la cual serán convenientes (MULCÚE Nieto, L.F).

En el Apéndice B se muestran los diagramas  $FI$  para cada una de las ciudades referencia, de ellos se puede analizar que para presentar pérdidas superiores al 5% en la radiación se debe alejar  $20^0$  de la inclinación óptima. También se podría dar una orientación hasta llegar hacia el este o el oeste si el ángulo de inclinación no supera los  $30^0$  sin presentar pérdidas mayores al 10%.

En cualquier caso, se recomienda que la inclinación del panel nunca sea menor que 10, puesto que esto conlleva a la acumulación de polvo o suciedad acarreando una disminución de la

Tipo	Potencia (W)	Tiempo diario de funcionamiento típico (horas/día)
Bombilla incandescente	80-100	4
Lámpara Fluorescente	14-32	4
Bombilla LED	6-15	4
Pequeños electrodomesticos	20	2
Bomba agua típica	400	2
Ventilador	30	3
Nevera	70	-800(Wh/día)
TV	80	3
Radio - Equipo de sonido	60-100	3
Computador	120	3
Plancha	1200	0.2

Tabla 3.3: Consumo para algunas cargas típicas

eficiencia de la instalación.

Así pues se puede usar una expresión aproximada para determinar el  $FI$  si el ángulo de inclinación es menor a  $30^0$  y la orientación no supera  $90^0$  Este/Oeste

$$FI = 1,2 \cdot 10^{-4} (B - B_{opt})^2 \quad (3.4)$$

Para calcular la radiación global sobre una superficie inclinada arbitrariamente  $G_G(\alpha, \beta)$  se usara la siguiente expresión:

$$G_G(\alpha, \beta) = G_{Gi,opt} \cdot FI \quad (3.5)$$

### 3.3.2. Estimación de los consumos

Se trata de obtener el consumo medio diario, en amperios-hora por día. Para determinar los consumos es necesario tener un listado de los diversos aparatos conectados al sistema, el número de horas de uso diario y la potencia nominal de operación de cada uno. En principio la determinación del consumo resulta claro y directo. En la práctica, sin embargo, la demanda de energía resulta incierta porque a menudo se desconoce el periodo de tiempo en que funcionará cada aparato.

Un primer paso para conocer el consumo necesario es calcular la potencia total del sistema tomando como referencia las horas que estarán en funcionamiento durante un día. A dicho tér-

mino se conoce como potencia máxima instalada a lo largo de un día, se simboliza por  $L_{max}$  y las unidades son  $Wh/d$ .

Se debe diferenciar los aparatos que funcionen con corriente continua y los que lo hagan con corriente alterna, puesto que son afectados por factores de pérdidas distintos. La energía total necesaria se calcula teniendo en cuenta la eficiencia de las baterías para corriente continua y la eficiencia del inversor para corriente alterna.

$$L_t = \frac{L_{cc}}{\eta_b \eta_c \eta_{cableado}} + \frac{L_{ca}}{\eta_b \eta_c \eta_{inv} \eta_{cableado}} \quad (3.6)$$

Dónde:

$E_t$  es la energía total necesaria en el sistema.

$L_{cc}$  es la energía necesaria para las cargas de corriente continua.

$L_{ca}$  es la energía necesaria para las cargas de corriente alterna.

$\eta_b$  eficiencia de las baterías.

$\eta_c$  eficiencia controlador de carga.

$\eta_{cableado}$  eficiencia del cableado de la instalación.

$\eta_{inv}$  eficiencia del inversor.

A estas estimaciones se les debe aplicar un margen de seguridad que se aconseja sea del 20%, con esto aseguramos un mejor dimensionamiento del sistema.

$$L_{max} = 1,2 \cdot L_t \quad (3.7)$$

También se puede expresar el consumo medio de energía diaria en amperios-hora:

$$Q_{Ah} = \frac{L_{max}}{V_N} \quad (3.8)$$

Dónde:

$V_N$  es el voltaje nominal del sistema.

### 3.3.3. Cálculo de la potencia necesaria del generador fotovoltaico

El dimensionado del generador fotovoltaico se basa en suministrar el consumo medio diario. El tamaño del campo de paneles, se calcula teniendo en cuenta la radiación solar disponible. Para ello es necesario conocer los valores de la radiación media mensual sobre superficie horizontal  $G_{dm}(0)$  y poder estimar los valores sobre superficies inclinadas.

Se utiliza el valor de HSP para el mes más desfavorable con la orientación escogida. Con este valor y teniendo en cuenta la potencia pico de un panel se calcula el número de paneles necesario, teniendo en cuenta la siguiente expresión:

$$N_{pp} = \frac{L_{max}}{W_p \cdot (HPS)_{\alpha,\beta} \cdot (1 - \eta_g)} \quad (3.9)$$

Dónde:

$L_{max}$  es la energía total necesaria diaria.

$W_p$  es la potencia pico del panel utilizado.

$(HPS)_{\alpha,\beta}$  son las horas pico solares para la inclinación escogida.

$\eta_g$  es el factor global de funcionamiento del generador (están contempladas las pérdidas por conexiones, las pérdidas debidas al punto de trabajo del sistema, por lo general 0,90).

Este procedimiento basado en la potencia máxima de los paneles se puede hacer si se va a utilizar un regulador con seguimiento del punto de máxima potencia, si no se va a instalar un regulador con seguimiento de punto de máxima potencia MPPT se debe utilizar otro criterio, el de Amperios-Hora, pues será entonces la batería la que marque la tensión del sistema (12, 24, 48 V) y rara vez se alcanzará el punto de máxima potencia de los módulos empleados.

Así pues, la corriente que debe generar el campo de captación fotovoltaico (el total de los paneles instalados) en las condiciones de radiación solar del mes crítico sería:

$$I_{GFV} = \frac{Q_{Ah}}{HPS} \quad (3.10)$$

Si dividimos la ecuación (3.10) entre la corriente del punto de máxima potencia de cada panel fotovoltaico  $I_{mp}$  obtendremos el total de paneles necesarios conectados en paralelo:

$$N_{pp} = \frac{I_{GFV}}{I_{mp}} \quad (3.11)$$

El generador fotovoltaico estará formado por un determinado número de paneles fotovoltaicos conectados en serie  $N_{ps}$  y en paralelo  $N_{pp}$ . El número de paneles en serie vendrá determinado por la tensión nominal del sistema, siendo el número entero superior al cociente entre la tensión nominal del sistema y la tensión del punto de máxima potencia del panel fotovoltaico seleccionado  $V_{mp}$ .

$$N_{ps} = \frac{V_N}{V_{mp}} \quad (3.12)$$

### 3.3.4. Cálculo de la capacidad de la batería

La capacidad de la batería se calcula en función del número de días de autonomía  $N$  y del consumo medio diario de acuerdo con la expresión:

$$C_B(Wh) = \frac{L_{max} \cdot N}{PD \cdot F_{cT}} \quad (3.13)$$

Dónde:

$N$  depende de los días en los cuales los paneles no produzcan suficiente energía por condiciones climáticas, generalmente se toma de 3 a 5 días

$C_B(Wh)$  es la potencia que la batería deberá almacenar.

$L_{max}$  es la energía total dimensionada para el sistema.

$PD$  es la profundidad de descarga.

$F_{cT}$  factor de corrección por temperatura generalmente 0,9.

La capacidad de las baterías vienen dada por los amperios-hora necesarios para suministrar la energía almacenada, entonces se utiliza la siguiente expresión:

$$C_B(Ah) = \frac{C_B(Wh)}{V_{Bat}} \quad (3.14)$$

Se debe garantizar que la profundidad de descarga diaria  $PD_d$  no supere el 15% para ello se calcula  $C_{Bd}(Ah)$  y tomamos el valor más grande al compararla con  $C_B(Ah)$ .

$$C_{Bd}(Wh) = \frac{L_{max}}{PD_d \cdot F_{cT}} \quad (3.15)$$

$$C_{Bd}(Ah) = \frac{C_{Bd}(Wh)}{V_{Bat}} \quad (3.16)$$

El número de baterías en serie  $N_{BS}$  se puede calcular como el cociente entre la tensión nominal del sistema y la tensión nominal de cada batería,  $V_{NB}$ .

$$N_{BS} = \frac{V_N}{V_{NB}} \quad (3.17)$$

Aunque no es recomendable la utilización de baterías conectadas en paralelo, debido esencialmente a que la degradación de los vasos de batería no es homogénea, en caso de ser necesario, el número de baterías en paralelo se puede obtener como el cociente entre la capacidad necesaria de batería  $C_B$  obtenida en la ecuación 3.14 y la capacidad de la batería seleccionada  $C_{BN}$ .

$$N_{BP} = \frac{C_B}{C_{BN}} \quad (3.18)$$

### 3.3.5. Selección del regulador de carga

Para determinar el regulador a utilizar, se debe conocer la corriente que debe soportar el circuito de control (en la entrada del regulador y también en su salida) además de la tensión de trabajo, se puede conocer la corriente de entrada  $I_{gen}$  que debe soportar el regulador, realizando un producto entre la corriente de cortocircuito de cada panel  $I_{sc}$  por el número de ramas del campo fotovoltaico.

$$I_{gen} = I_{sc} \cdot \#ramas.generator \quad (3.19)$$

Se debe añadir un margen de seguridad para evitar que el regulador trabaje al límite de la corriente máxima que debe soportar, se suele utilizar márgenes de 15 % o 20 %. Así pues, para obtener la corriente del regulador  $I_{regulador}$  hay que sumarle el 20 % de la corriente máxima que va a soportar.

$$I_{regulador} = 1,2 \cdot I_{gen} \quad (3.20)$$

Para el cálculo de la corriente de salida se valoran las potencias de las cargas DC y las cargas AC:

$$I_{sal} = \frac{1,2 \times P_{cc} + \frac{P_{ac}}{\eta_{inv}}}{V_{bat}} \quad (3.21)$$

$P_{cc}$  es la suma de la potencia instantánea de las cargas de corriente continua.

$P_{ca}$  es la suma de la potencia instantánea de las cargas de corriente alterna.

Si la instalación es pequeña, lo más seguro es que con un solo regulador conectado entre los paneles y la batería sea suficiente. Pero para instalaciones más grandes, se suele agrupar paneles con cada regulador y conectando todas las salidas al banco de baterías, es decir se conectan los reguladores en paralelo. Todos los reguladores conectados deben tener las mismas características y tener asociados el mismo número de paneles.

Un aspecto a tener en cuenta será el valor económico de utilizar un regulador que soporte un valor elevado de corriente o varias ramas controladas cada una por un regulador diferente (varios reguladores). Siempre se tenderá a la elección más económica.

### 3.3.6. Selección del inversor

Para la elección de la potencia nominal del inversor, es preciso advertir que su rendimiento no es constante con la potencia, sino que, por ejemplo, si la potencia que está proporcionando es baja, el rendimiento baja. Para evitar calcular en exceso el inversor y el consiguiente coste adicional, hay que tener en cuenta, no la potencia que ha de entregar a todos sus equipos, sino la potencia que ha de entregar a los que puedan funcionar simultáneamente.

Así entonces calculamos las cargas de alterna que pueden funcionar simultáneamente y agregamos un margen de seguridad del 20%.

$$P_{inv} = 1,2 \cdot P_{ca} \quad (3.22)$$

El inversor debe poder soportar  $P_{inv}$  en régimen permanente y una potencia pico de arranque si las cargas son motores. La tensión de alimentación tiene valores típicos de 12, 24 y 48 V y será la tensión del banco de baterías.

## Capítulo 4

# METODOLOGÍA PROPUESTA

Los últimos años ha aumentado el número de programas de electrificación rural fotovoltaica tanto por parte de los gobiernos como por otras instituciones. De la experiencia de estos programas desarrollados se puede notar que considerar únicamente aspectos tecnico-economicos del proyecto puede llevar al fracaso del mismo provocando la decepción de los usuarios y promotores del programa.

En la metodología formulada en este proyecto se implementarán una serie de guías para cada uno de los criterios a considerar. También se detallará todo el proceso a seguir para llegar a una decisión final sobre la viabilidad técnica y económica de la implementación del sistema fotovoltaico, será un proceso sencillo el cual estará apoyado en un software para la mayoría de los cálculos con lo cual cualquiera podrá, autónomamente, obtener la solución en función de sus criterios.

### 4.1. ESTUDIO DE LA COMUNIDAD

El punto de partida debe constituirlo un acercamiento a la comunidad, a sus grupos y estructuras sociales, para adaptar el programa en cuestión a las necesidades y demandas de la población. Algunos aspectos que se han de tener en cuenta son: el tamaño de la población, *al ser una tecnología modular es adecuada para poblaciones pequeñas o medianas*; las actividades económicas susceptibles de mejora con la nueva tecnología; la organización social de la comunidad, *una estructura más igualitaria económica y socialmente resulta más apropiada que otra con grandes diferencias*; la organización familiar, *el conocimiento de las relaciones existentes entre los habitantes de una misma vivienda ayuda a predecir los consumos energéticos, por lo que es un factor que interviene de forma directa en el diseño*.

En definitiva, se trata, de que el proyecto de desarrollo, respetando siempre la organización de la comunidad, responda lo más fielmente posible a sus necesidades sin crear falsas expectativas.

## 4.2. DISEÑO DEL SISTEMA

El objetivo es calcular los elementos necesarios de la instalación fotovoltaica y sus parámetros. En primer lugar, el número de paneles que hacen falta para captar la energía necesaria; en segundo lugar, la capacidad que ha de tener el acumulador para poder disponer de energía en días de poco sol y también las características del resto de los elementos que integran el sistema (regulador, convertidor, cables).

El dimensionamiento técnico del sistema se trató en la sección 3.3, para realizar estos cálculos se utilizará el software diseñado *NewSolar* el cual requiere datos geográficos de ubicación de la población y datos técnicos de los equipos a utilizar disponibles en el mercado y sus precios, el software determinará los dispositivos que son más adecuados teniendo en cuenta sus características técnicas y la economía del diseño.

### ■ Datos Previos

1. *Ubicación, latitud y longitud*: las latitudes en Colombia están comprendidas entre 5 Sur y 13 Norte, en el software se deben ingresar con signo negativo latitudes al sur del ecuador y positivo al norte de ecuador.
2. *Radiación Solar mensual*: lo más adecuado es tener datos actuales medidos en el sitio del proyecto, sino se cuenta con ellos y como análisis previo el software cuenta con los datos de radiación solar de la NASA o igualmente se pueden usar los mapas de radiación solar de la UPME consignados en el Anexo A.
3. *Equipos de consumo*: de cada uno de ellos es necesario conocer la tensión nominal  $V_N$  y la potencia de funcionamiento  $P$  (W). Para conocer la energía que la instalación va a consumir, es necesario estimar el tiempo medio de utilización de cada equipo. Algunos datos de equipos típicos se muestran en la Tabla 3.3.
4. *Características de los equipos del mercado*: existen muchos equipos fotovoltaicos en el mercado mundial pero para evitar sobrecostos en la importación de ellos la mejor opción

es hacer un estudio y recopilación de los equipos disponibles en el mercado nacional en el momento del diseño. Los datos necesarios de cada elemento los proporciona el fabricante y son:

- a) Páneles: potencia (W), voltaje en el punto de máxima potencia  $V_{pmax}$  (V), corriente en el punto de máxima potencia  $I_{pmax}$  (A), voltaje de cortocircuito  $V_{co}$  (V), corriente de cortocircuito  $I_{co}$  (A), precio.
- b) Baterías: capacidad nominal para 100 horas  $C_{100}$ , tensión de trabajo  $V_{bat}$  (V), profundidad máxima de descarga  $PD$ , precio.
- c) Regulador: tensión nominal  $V_{reg}$  (V), intensidad máxima que puede disipar  $I_{Reg}$ , precio.
- d) Inversor: tensión nominal  $V_{inv}$  (V), potencia instantánea  $P_{inv}$  (W), precio.

#### ■ Decisiones

Es necesario disponer de otro tipo de datos que determinan las características de la instalación para los cuales, es importante tener presentes las necesidades de los usuarios.

1. *N, número de días de autonomía*: hay que fijarlo atendiendo las condiciones meteorológicas, tipo de instalación y cuestiones económicas. No se tiene fórmulas para determinar el valor de N más adecuado pero aun así se indican algunos valores aproximados dependiendo del clima del lugar, para lugares con inviernos muy nubosos se aconseja cinco (5) días de autonomía, para inviernos variables cuatro (4) días y si los inviernos son soleados se aconseja tres (3) días de autonomía.
2.  *$V_{sist}$ , tensión nominal de la instalación*: tanto los equipos de consumo como el acumulador se escogen para un valor de tensión nominal. Normalmente, éste es de 12 ó 24 (V) para las pequeñas instalaciones pero si la potencia total de consumo supera los 5,0 (kW), la tensión debe ser de 48 (V). La elección no es del todo arbitraria y está determinada en gran medida por la disponibilidad en el mercado de equipos que funcionen a distintas tensiones: si el mercado lo permite, fijamos la tensión nominal a 12 ó 24 V y se adquieren equipos con arreglo a esa tensión.

### ■ Orientación del Generador

Por regla general se busca orientar los paneles en el ángulo óptimo anual  $\beta_{opt}$  y orientación sur si se está al norte de Ecuador y al norte si la ubicación del lugar es en el hemisferio sur.

De cualquier forma se aconseja que la inclinación de los paneles no sea menor a los 10° puesto que la acumulación de polvo traerá una disminución de la eficiencia de la instalación. Si no es posible tener la orientación e inclinación óptimas en el lugar debido a sombras u otras razones el software con los datos de inclinación y orientación elegidas calcula la radiación incidente bajo estas circunstancias.

### ■ Cálculo

El software *NewSolar* sigue el siguiente proceso de cálculo:

1. Se tiene la opción de usar los datos de radiación solar de la NASA o ingresar manualmente los datos que se tengan del lugar de ubicación de la comunidad. Teniendo en cuenta la latitud del lugar muestra la inclinación óptima de los paneles usando la ecuación (2.23).
2. Usando la inclinación y orientación elegidas se calcula la radiación solar incidente sobre el plano inclinado del generador basado en las ecuaciones (2.24) (3.4) y (3.5).
3. Dependiendo de los datos ingresados sobre los equipos de consumo y teniendo las ecuaciones (3.6) y (3.7) calcula la energía diaria necesaria que deben proporcionar los paneles. En el software se asumen eficiencias para el inversor de 90%, las baterías y el regulador 95% y los cables 100%.
4. Teniendo los datos de los equipos disponibles en el mercado, los días de autonomía y la tensión del sistema, el software calcula la combinación más económica de equipos que cumplan con los requerimientos técnicos de la instalación.

## 4.3. ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS

A continuación, se relacionan los supuestos, restricciones y parámetros generales utilizados para el análisis comparativo de alternativas y elección técnica y económica para ello, el modelo se basa en la comparación entre la alternativa de electrificación rural fotovoltaica estudiada en este

Paramatro	Alternativa de interconexión al SIN
Consumo por Usuario	120 kWh-mes
Horas de servicio	24
Vida útil del proyecto	30
Rees N1	Estimadas
Redes N2	UC Res. CREG 097/2008
AOM	Estimadas

Tabla 4.1: Supuestos generales utilizados para determinar costo de alternativas  
Fuente: (Plan expansión UPME 2013-2017)

proyecto y la alternativa de interconexión a la red predefinida en el Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica (Plan expansión UPME 2013-2017).

Los supuestos y las variables empleadas para esta evaluación son los siguientes:

- Las demandas de potencia y energía se suponen en la Tabla 4.1. Para la demanda del sistema fotovoltaico se dimensiona cumpliendo con la demanda estimada de 120 kWh-mes lo cual equivale a 4,0 kWh-día para poder hacer una comparación.
- Los datos del índice de Precios al Productor IPP y el índice de Precios al Consumidor IPC, se obtienen del DANE para el mes de diciembre de los años 2006 a 2013.
- Los costos de las redes se calcularon con base en las unidades constructivas de la Resolución CREG 097 de 2008.
- Costos de redes de nivel de tensión 1: estudio realizado para la UPME por BRP Ingenieros denominado “Propuesta para Revisión de los Parámetros Técnicos y Económicos Utilizados para la Definición de Alternativas de Prestación del Servicio y Ajustes a la Metodología del PIEC”.
- El costo del Administración, Operación y Mantenimiento (AOM) para la red de baja tensión corresponde al aprobado por la CREG para cada operador de red.

Pendiente del terreno	Criterio	Costo (Miles\$/km)
Pendiente Alta	>30°	42.217
Pendiente Media	entre 10° y 30°	10.554
Pendiente Baja	<10°	0
Sin pendiente	0°	0
Tipo de Río	Criterio	Costo (Miles\$/km)
Río Principal	Alto Caudal	84.443
Tipo	Criterio	Costo (Miles\$/km)
Vía Principal pavimentada	Distancia < 12 km	0
Vía secundaria pavimentada	Distancia < 8 km	0
Carretera	Distancia < 4 km	10.554
Sin vías		42.217

Tabla 4.2: Restricciones geográficas

Fuente: (Plan expansión UPME 2013-2017) valores actualizado a diciembre 2013

También se utilizaron los datos de sobrecostos debido a las restricciones geográficas propuestas por la UPME que se muestran en la Tabla 4.2.

#### ■ Interconexión a la Red (predefinido metodología usada por UPME)

Esta alternativa considera la interconexión de cada centro poblado a partir de las subestaciones con salida de nivel de tensión 2 (13,2 KV) existentes, cumpliendo con criterios técnicos como cargabilidad de la subestación y con las restricciones ambientales establecidas como pendientes, superficies de agua a cruzar y cercanía a las vías.

El costo de la expansión de la red eléctrica de distribución, está conformado por los siguientes elementos:

- Costo de inversión en transformación.
- Costo de inversión en nivel 3 ó 4, en caso de requerirse.
- Costo de inversión en la línea de media tensión (Nivel 2).
- Costos de inversión en la red de distribución de baja tensión (Nivel 1) y su correspondiente AOM.

Costos de	\$/usuario 2013	\$/km dic 2013
Inversión transformador	48.714	
AOM Transformador (3.27%)	1.592	
Inversión línea nivel de tensión 2		41.902.380
AOM línea (3.27%)		1.370.217
Red Nivel de tensión 1	302.600	
AOM Nivel de tensión 1	101.681	
Energía Aguas Arriba	2.401.762	
<b>Total Costo Comparativo</b>	<b>2.856.349</b>	<b>43.272.597</b>

Tabla 4.3: Costo Interconexión SIN

Fuente: (Plan expansión UPME 2013-2017) valores actualizado a diciembre 2013

- Costo de administración, operación y mantenimiento del nivel 2 y de los niveles 3 o 4, cuando se requiera.

Se ratifica el supuesto de que con líneas de 13,2 kV es técnica y económicamente factible la electrificación de centros poblados.

Se asume que para longitudes menores a 100 km la unidad constructiva más conveniente corresponde a la N2L28, km línea rural, poste de concreto vano tipo 1-3 hilos (3 fases sin neutro) conductor DN2-2 que corresponde a conductor en aluminio mayor a 2 AWG y menores o iguales a 2/0 AWG y que tiene un costo por km instalado de \$37.235.000 a precios de 2007 y actualizado a diciembre de 2013 equivale a \$ 41.902.380 por km, con una vida útil de 30 años.

Otros criterios técnicos considerados a partir de la selección de los parámetros anteriores son: regulación de voltaje  $\leq 10\%$  y pérdidas  $\leq 5\%$ .

Establecidos los costos de los diferentes ítems de la alternativa de interconexión al SIN y con el fin de comparar esta alternativa con la generación fotovoltaica, se toma la fórmula que estima el costo de la interconexión para el modelo del Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica con valores actualizados a diciembre 2013 :

$$Cost.InterCon = [(43272597 \times km) + \$Pendientes + \$Rios + \$Vias + (2856349 * VSS)] \quad (4.1)$$

*Cost.InterCon* = Costo de implementar la interconexión al SIN.

*\$Pendientes* = Sobrecosto por pendientes en el terreno Tabla 4.2.

*\$Rios* = Sobrecosto por ríos cercanos Tabla 4.2.

*\$Vias* = Sobrecosto por vías a cruzar Tabla 4.2.

*VSS* = Número de viviendas sin servicio.

#### ■ Generación Fotovoltaica

El costo de los dispositivos será el de la combinación de equipos más económica y al cual se le adiciona los costos de montaje y estructuras, que se asumen como el 10% del costo de los dispositivos.

Igualmente se asume el costo de reposición de las baterías, puesto que la vida útil de estos dispositivos depende de la capacidad de descarga con que se diseñe el sistema así, con una capacidad 70% de descarga, la cual se usó al dimensionar el sistema, se presume una vida útil promedio para las baterías de 10 años.

De esta forma, para asumir una vida útil del proyecto de 20 años, se tendrá que cambiar las baterías una vez, lo cual duplica el precio de inversión en este dispositivo.

## Capítulo 5

# EJEMPLOS UTILIZANDO LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL

Este capítulo presenta los resultados de algunos ejemplos.

### 5.1. DEPARTAMENTO DEL CHOCÓ

Este departamento se encuentra conformado por 31 municipios con un total de 539 centros poblados, la infraestructura eléctrica con que cuenta el departamento consta de 9 subestaciones nivel 2 (13,2 KV) y 308 plantas diesel.

La cobertura total del servicio de energía eléctrica para el departamento del Chocó, alcanzó el 80,90% mientras que la presentada en la capital del departamento se ubicó en 100% . El municipio que presenta el porcentaje de cobertura más crítico es el municipio de Carmen del Darien con 19,74%, seguido por los municipios de Riosucio, Alto Baudó, Medio Atrato y El Carmen cuya cobertura alcanzó 40.77%, 41.13%, 43,99% y 49,62% respectivamente (Plan expansión UPME 2013-2017).

#### 5.1.1. Datos previos

- **Ubicación de la población**

Se escogió la población de Altagracia, corregimiento del municipio de Quibdó la cual cuenta con 21 usuarios sin servicio, ubicada a 10,9 km de la capital del departamento, latitud 5,7 y longitud -76,7, esta población pertenece a una ZNI del territorio nacional y esta catalogada

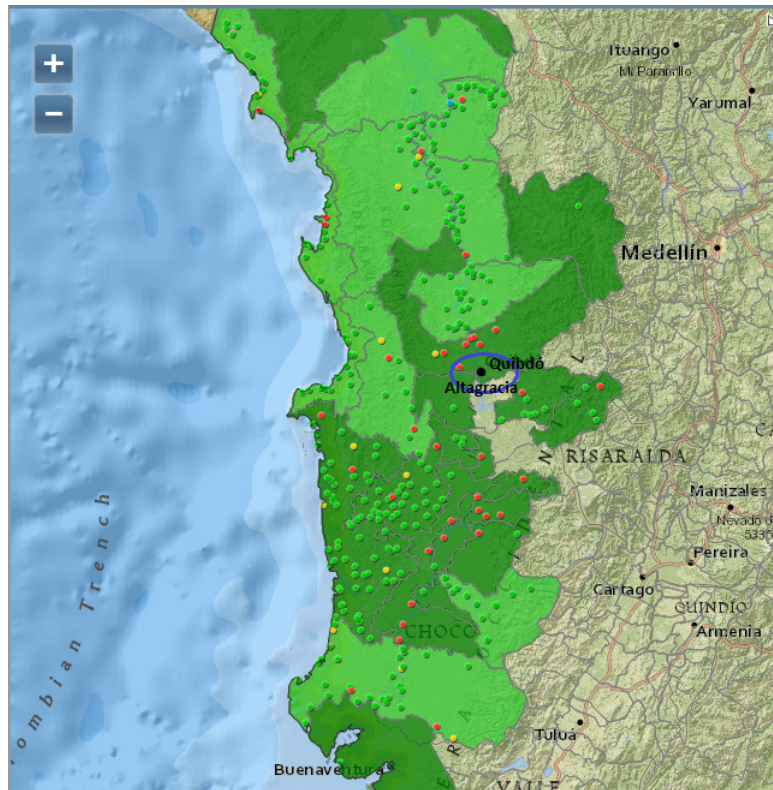


Figura 5.1: Población escogida Altigracia-Chocó  
Fuente: (IPSE)

como una localidad tipo 4 (Centros poblados con menos de 50 usuarios) dentro de los registros de centros poblados del (IPSE) ver Figura 5.1.

#### ■ Radiación solar en el lugar

Al no tener datos de la radiación tomados en la población se usan los datos de la NASA disponibles en el software, se da una inclinación de  $10^\circ$  y orientación óptima al generador fotovoltaico para evitar pérdidas.

#### ■ Carga instalada

Para determinar la carga (consumo equipos) se supuso una carga de  $120 \text{ kWh/mes}$  equivalente a  $4,0 \text{ kWh/da}$ , al no tener información de los equipos de consumo se utilizaron los datos de equipos típicos Tabla 3.3.

Aparato	Cantidad	Horas de Uso	Potencia (W)	Tipo
Iluminación	4	4	100	CC
TV	1	3	80	CA
Radio	1	3	60	CA
Nevera	1	4	250	CA
Ventilador	2	3	30	CA
Bomba de agua	1	2	400	CA

Tabla 5.1: Cargas instaladas

### ■ Datos de equipos fotovoltaicos en el mercado

Un análisis de los equipos fotovoltaicos disponibles en el mercado colombiano muestra la poca gama de productos, siendo uno de los principales inconvenientes a la hora de realizar el proyecto, en la Tabla 5.2 se muestran los equipos usados para dimensionar el sistema.

### ■ Tensión del sistema y días de autonomía

Se opta por cuatro (4) días de autonomía al presentarse inviernos nubosos en esta zona del país y una de tensión del sistema de 24 (V) teniendo en cuenta que para sistemas mayores a 3,0 kW esta es la mejor opción.

## 5.1.2. Cálculo de dispositivos fotovoltaicos

Se utilizó el software *NewSolar* para realizar los cálculos:

1. Al ingresar los datos de ubicación se obtuvo la radiación del lugar y su mes más desfavorable, en este caso es el mes de diciembre con una radiación de  $3,7 \text{ kW}/\text{m}^2$  ver Figura 5.2.
2. Usando los datos de días de autonomía, tensión del sistema, carga total y los datos de los equipos fotovoltaicos disponibles, el software muestra la combinación de equipos óptima para el sistema ver Figura 5.3.

Páneles						
Marca	Potencia	I <sub>max</sub>	V <sub>max</sub>	I <sub>co</sub>	V <sub>co</sub>	Precio
AMPASOLAR ASM150-12	130	7,36	17,65	8,32	21,6	1050000
AMPASOLAR ASM150-24	150	4,35	34,48	6,45	43,2	1410000
SCHOTT 225	225	7,55	29,8	8,24	33,7	1137400
SUNTECH 190	190	10,92	18,4	11,8	22,4	950000
KYOSERA KD140	140	7,91	17,7	8,68	22,1	895000
KYOSERA KD215	215	8,09	26,6	8,78	33,2	1150500
Baterías						
Marca	Ref	Tensión	C100	Precio		
SAFE	AMP12	12	170	620000		
MTCK GEL	MT121500G	12,00	220,00	890000		
MTCK GEL	MT121600G	6,00	150,00	567000		
MTCK GEL	MT21500G	2,00	205,00	720000		
Reguladores						
Marca	Tipo	Tensión	I Entrada	I Salida	Precio	
MORNINGSTAR PS 20/12	No-MPPT	12	15	15	380000	
MORNINGSTAR PS 20/24	No-MPPT	24	15	15	380000	
XANTREX XW60/12	MPPT	12	60	60	1950000	
XANTREX XW60/24	MPPT	24	60	60	1950000	
XANTREX XW60/48	MPPT	48	60	60	1950000	
XANTREX C40/12	No-MPPT	12	40	40	480000	
XANTREX C40/24	No-MPPT	24	40	40	480000	
XANTREX C60/12	No-MPPT	12	60	60	640000	
XANTREX C60/24	No-MPPT	24	60	60	640000	
Inversores						
Marca	Tensión CC	tensión AC	Potencia N	Potencia Pico	Precio	
XANTREX PROWATT- SW 600	24	115	600	1200	900000	
XANTREX PROWATT- SW 800	24	115	1000	2000	1110000	
XANTREX PROWATT SW 2000	24	115	2000	3000	1460000	
XANTREX XPOWER 1500	24	115	1500	3000	1380000	
XANTREX XPOWER 3000	24	115	3000	5800	1580000	

Tabla 5.2: Equipos seleccionados Altagracia-Chocó

Equipo	Marca	Cantidad	Precio Total
Panel	KYOSERA KD215	8	9.204.000 \$
Batería	SAFE AMP12	22	13.640.000 \$
Regulador	Xantrex C60/24	2	1.280.000 \$
Inversor	Xantrex Xpower1500	1	1380.000 \$

Tabla 5.3: Equipos escogidos Altagracia-Chocó



Figura 5.2: Datos de radiación y equipos de consumo Altagracia-Chocó

Se escogieron dos reguladores de carga conectados en paralelo, cada uno estará conectado a 4 ramas de paneles del generador fotovoltaico. El inversor soporta una potencia nominal de 1500 W y picos de tensión de 3000 W, esto garantiza el funcionamiento en el arranque de la bomba de agua.

### 5.1.3. Análisis de alternativas

Para obtener el costo de interconexión a la red se usó la ecuación (4.1) usando las restricciones geográficas de la Tabla 4.2 que para esta población son:

1. Pendientes: la inclinación del terreno es menor a  $10^\circ$  lo que no implica ningun sobrecosto.
2. Ríos: para poder llevar la red eléctrica al corregimiento de Altagracia se debe cruzar 2 km del río Atrato de alto caudal, lo que genera un sobrecosto de 84.443.000 millones por km.
3. Vía: se tiene una vía pavimentada que llega a Quibdó y esta a menos de 12 km de Altagracia.

Los resultados de comparar la alternativa de interconexión a la red con la generación local mediante paneles fotovoltaicos se muestra en la Figura 5.4 y se resume en la Tabla 5.4.

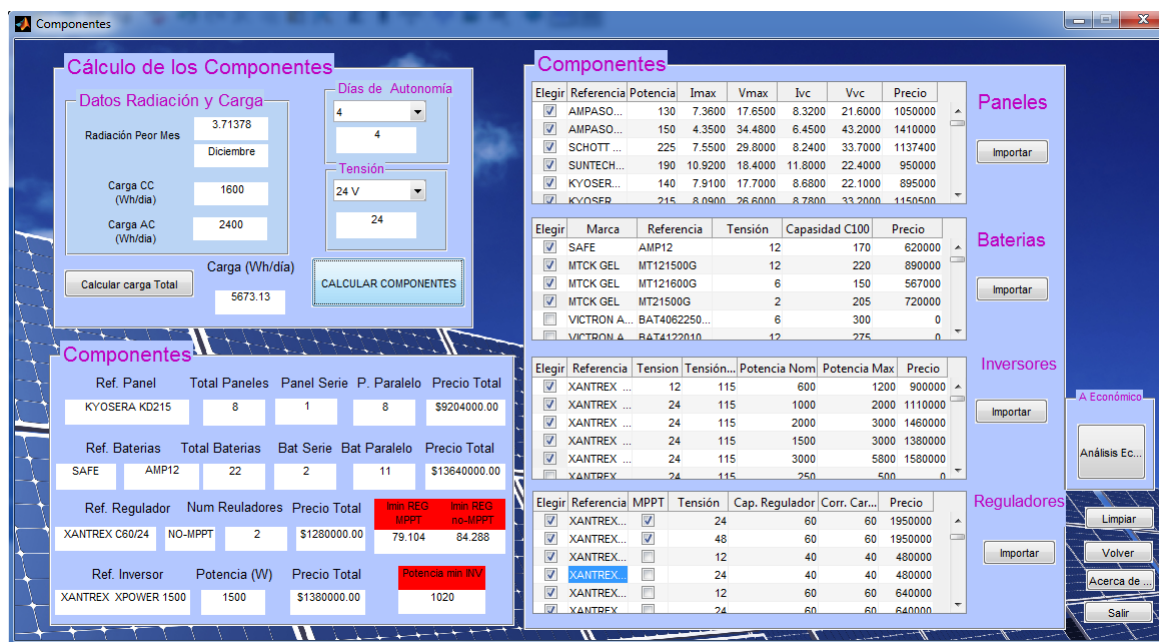


Figura 5.3: Equipos fotovoltaicos escogidos Altagracia-Chocó

Alternativa	Costo unitario	Cantidad	Precio Total
Interconexión a la Red	700.540636 \$	1	700.540636 \$
Sistema fotovoltaico	41.694.000 \$	21	875.558.400 \$

Tabla 5.4: Costo de cada alternativa Altagracia-Chocó

Se puede notar que en este caso no es factible técnica y económicamente la instalación de un sistema de generación fotovoltaico puesto que la alternativa de interconexión es mas económica, esto se debe a las características de la región que posee un potencial de radiación muy bajo y una alta nubocidad en el invierno aumentando el costo de la implementación de un sistema fotovoltaico.

## 5.2. DEPARTAMENTO DEL CASANARE

Este departamento está conformado por 19 municipios con un total de 363 centros poblados, cuenta con 45 subestaciones eléctricas nivel 2 (13,2 kV) y no se cuenta con plantas diesel reportadas al IPSE.

La cobertura total del servicio de energía eléctrica en el departamento de Casanare alcanzó el 79,78 %, mientras que en la capital del departamento se ubicó en el 87,62 %. Los municipios que

**Precio Instalación FV para un Usuario**

Precio Paneles	\$9204000.00	Precio Regulador	\$1280000.00
Precio Baterías	\$13640000.00	Precio Inversor	\$1380000.00
Precio Total de Equipos		\$25504000.00	
Costo instalación FV			
Precio Total Diseño 10% Instalación y Soportes mas reposición Baterías		\$41694400.00	

**Precios Red Eléctrica**

Número de Viviendas: 21  
 Distancia a Subestación 13.2 kV: 10.9

**Restricciones Geográficas**

Pendiente: 0  
 Ríos: Principal Alt... / Principal pav...  
 km de Pendiente: 0  
 km de río a cruzar: 2

Costo Interconexión: \$700540636.30

**Comparación Alternativas**

Costos Total instalación Fotovoltaica	\$875582400.00
Costo Total de Interconexión	\$700540636.30

**Al comparar los costos de implementación de un sistema fotovoltaico con los costos de interconexión se concluye que NO es factible técnica y económicamente.**

Botones: Volver, Acerca de..., Inicio, Salir

Figura 5.4: Análisis alternativas de electrificación Altagracia-Chocó

presentan el porcentaje de cobertura más crítico son los municipios de Tamara, Orocué y Receptor alcanzando el 40,71 %, 44,71 % y 47,25 % respectivamente, en el departamento solamente el municipio de Trinidad presenta una cobertura del 100 % (Plan expansión UPME 2013-2017).

## 5.2.1. Datos previos

### ■ Ubicación de la población

Para el departamento del Casanare se escogió la población de Centro Gaitán, en el municipio de Paz de Ariporo con un total de 34 usuarios, es una localidad tipo 4 en los registros de centros poblados sin servicio del (IPSE). Está ubicada a una latitud 5,5 y una longitud  $-71,2$  a una distancia del municipio de Trinidad de 52,8 km donde se tiene la subestación nivel 2 más cercana ver Figura 5.5.

### ■ Radiación solar en el lugar

Al no tener datos de la radiación tomados en la población se usan los datos de la NASA disponibles en el software y se escoge una inclinación de  $10^\circ$  y orientación óptima al generador fotovoltaico para evitar pérdidas.

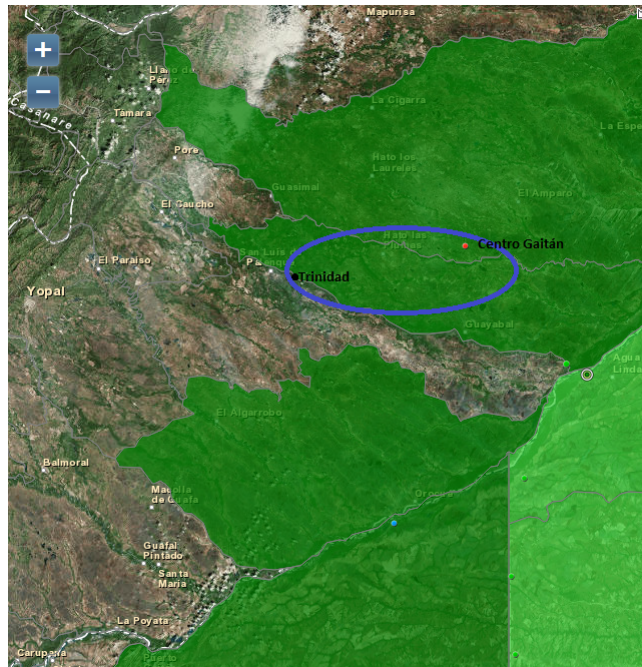


Figura 5.5: Población escogida Centro Gaitán-Casanare  
Fuente: (IPSE)

#### ■ Carga instalada

Para determinar la carga (consumo equipos) se supuso una carga de  $120 \text{ kWh/mes}$  equivalente a  $4,0 \text{ kWh/da}$ , al no tener información de los equipos de consumo se utilizaron los datos de equipos típicos Tabla 3.3.

#### ■ Datos de equipos fotovoltaicos en el mercado

Se usan los equipos referenciados en la Tabla 5.2 utilizados en el ejemplo de la localidad de Altagracia-Choco.

#### ■ Tensión del sistema y días de autonomía

Se opta por tres (3) días de autonomía al no presentarse inviernos nubosos en la zona y se tomará una tensión del sistema de 24 (V).

Equipo	Marca	Cantidad	Precio Total
Panel	SUNTECH 190	8	7.600.000 \$
Batería	SAFE AMP12	22	13.640.000 \$
Regulador	XANTREX xm60/24 con MPPT	1	1.950.000 \$
Inversor	Xantrex Xpower1500	1	1380.000 \$

Tabla 5.5: Equipos escogidos Centro Gaitán-Casanare

### 5.2.2. Cálculo de los dispositivos fotovoltaicos

Se utilizó el software *NewSolar* para realizar los cálculos:

1. Al ingresar los datos de ubicación se obtuvo la radiación de lugar y su mes más desfavorable, en este caso es el mes de junio con una radiación de  $4,2 \text{ kW}/\text{m}^2$  ver Figura 5.6.
2. Usando los datos de días de autonomía, tensión del sistema, carga total y los datos de los equipos fotovoltaicos disponibles, el software muestra la combinación de equipos óptima para el sistema ver Figura 5.7.

Se escogio un regulador con seguimiento del punto de máxima potencia, podrían usarse dos de menor capacidad y sin seguimiento solar pero siempre que se tenga la opción de usar uno solo por seguridad se toma esta alternativa. El inversor soporta una potencia nominal de 1500 W y picos de tensión de 3000 W, esto garantiza el funcionamiento en el arranque de la bomba de agua.

### 5.2.3. Análisis de alternativas

Las restricciones geográficas para esta población son:

1. Pendientes: la inclinación del terreno es menor a  $10^\circ$  lo que no implica ningún sobre costo.
2. Ríos: no se tiene que cruzar ningún río caudaloso lo cual no implica ningún sobre costo en el proyecto de interconexión.



Figura 5.6: Datos de radiación y equipos de consumo Centro Gaitán-Casanare

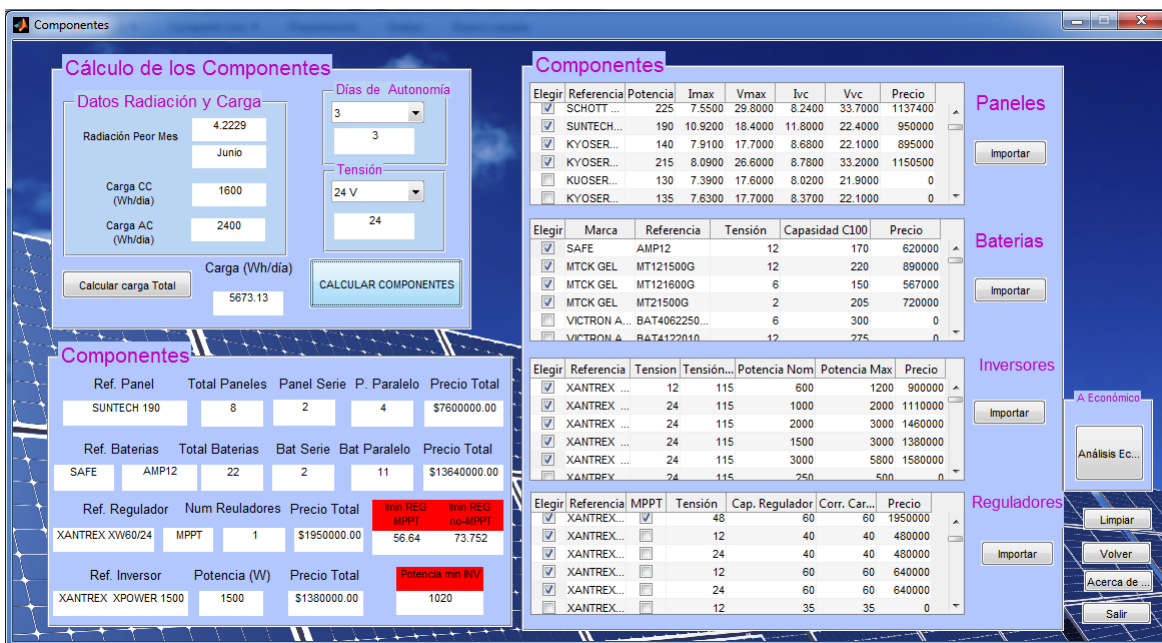


Figura 5.7: Equipos Fotovoltaicos escogidos Centro Gaitan-Casanare

**Precio Instalación FV para un Usuario**

Precio Paneles	\$7600000.00	Precio Regulador	\$1950000.00
Precio Baterías	\$13640000.00	Precio Inversor	\$1380000.00
Precio Total de Equipos		\$24570000.00	
Costo instalación FV			
Precio Total Diseño 10% Instalación y Soportes mas reposición Baterías		\$40667000.00	

**Precios Red Eléctrica**

Número de Viviendas: 34  
 Distancia a Subestación 13.2 kV: 52.8

**Restricciones Geográficas**

Pendiente: 8  
 Ríos: Sin Ríos ó B...  
 Vías: Carretera di...  
 km de Pendiente: 0  
 km de río a cruzar: 0

Costo Interconexión: \$2939160187.60

**Comparación Alternativas**

Costos Total instalación Fotovoltaica	\$1382678000.00
Costo Total de Interconexión	\$2939160187.60

Al comparar los costos de implementación de un sistema fotovoltaico con los costos de interconexión se concluye que es factible técnica y económicamente.

Volver  
 Acerca de...  
 Inicio  
 Salir

Figura 5.8: Análisis alternativas de electrificación Centro Gaitán-Casanare

Alternativa	Costo unitario	Cantidad	Precio Total
Interconexión a la Red	2939.160.187 \$	1	2939.160.187 \$
Sistema fotovoltaico	40.667.000 \$	34	1382.678.000 \$

Tabla 5.6: Costo de cada alternativa Centro Gaitán-Casanare

- Vías: se tiene una carretera, no hay cerca vías principales o secundarias pavimentadas ocasionando un sobre costo de 10.554.000 millones por km.

Los resultados de comparar la alternativa de interconexión a la red con la generación local mediante paneles fotovoltaicos se muestra en la Figura 5.8 y se resume en la Tabla 5.4.

Al comparar los costos de las dos alternativas se puede notar que la generación local con energía fotovoltaica es la mejor opción debido a su remota ubicación.

### 5.3. CASO GENERAL

Con ayuda del programa *NewSolar* se realizó el análisis de la distancia y el número de usuarios para las cuales es adecuada la electrificación mediante sistemas fotovoltaicos, para esto se realizó un caso general con una vivienda típica con una carga de 4,0 kWh donde se modificó la distancia

a la subestación nivel 2 y el número de usuarios sin servicio.

#### ■ Supuestos caso 1

1. Se tiene vías de acceso, sin ríos principales de alto caudal cerca y se está en un terreno plano.
2. La radiación solar se toma como la radiación promedio a nivel nacional de 4,0 kWh.
3. La carga será la de una vivienda típica usada en los ejemplos de Altagracia-Choco y Centro Gaitán-Casanare.
4. Se toman cuatro (4) días de autonomía y una tensión de 24 V.
5. Los equipos utilizados en este análisis son los referidos en la Tabla 5.2.

En la Tabla 5.7 se resume los resultados en los cuales se puede concluir que para pequeños caseríos de menos de 10 usuarios que no presenten ninguna restricción geográfica la opción de electrificación fotovoltaica es viable.

#### ■ Supuesto caso 2

1. Los mismos supuestos del caso 1 pero adicionando la restricción de terreno que se supone terreno montañoso con inclinaciones superiores a 30°.

Se puede observar que al incluir las restricciones de inclinación en el terreno, la opción de electrificación rural con sistemas fotovoltaicos para poblados menores a 20 usuarios es una alternativa muy favorable, debido a la poca demanda de energía y al alto costo de interconexión dadas las dificultades geográficas Tabla 5.8.

Se debe recalcar que para este análisis no se han calculado los precios de las redes de interconexión con la subestación nivel 2, se usaron los datos de costos de la metodología empleada por la UPME en el Plan Indicativo de Expansión de la Cobertura 2014-2017 de igual manera, los sistemas fotovoltaicos supuestos están dimensionados con una vida útil de 20 años, comparado con la vida útil de 30 años de las redes de distribución convencionales.

		Distancia Km									
	Número de viviendas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	1	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible
	2	No	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible
	3	No	No	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible
	4	No	No	No	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible
	5	No	No	No	No	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible
	6	No	No	No	No	No	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible
	7	No	No	No	No	No	No	Factible	Factible	Factible	Factible
	8	No	No	No	No	No	No	No	Factible	Factible	Factible
	9	No	No	No	No	No	No	No	Factible	Factible	Factible
	10	No	No	No	No	No	No	No	No	Factible	Factible
	11	No	No	No	No	No	No	No	No	No	Factible
	12	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No
	13	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No
	14	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No
	15	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No
	20	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No
	24	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No
	25	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No
	36	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No
	37	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No
	38	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No
	50	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No

Tabla 5.7: Análisis sin restricciones geográficas

		Distancia Km									
	Número de viviendas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible
2	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible
3	No	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible
4	No	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible
5	No	No	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible
6	No	No	No	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible
7	No	No	No	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible
8	No	No	No	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible
9	No	No	No	No	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible
10	No	No	No	No	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible
11	No	No	No	No	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible
12	No	No	No	No	No	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible
13	No	No	No	No	No	No	Factible	Factible	Factible	Factible	Factible
14	No	No	No	No	No	No	No	Factible	Factible	Factible	Factible
15	No	No	No	No	No	No	No	Factible	Factible	Factible	Factible
16	No	No	No	No	No	No	No	No	Factible	Factible	Factible
17	No	No	No	No	No	No	No	No	Factible	Factible	Factible
18	No	No	No	No	No	No	No	No	No	Factible	Factible
19	No	No	No	No	No	No	No	No	No	Factible	Factible
20	No	No	No	No	No	No	No	No	No	Factible	Factible
21	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	Factible
22	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	Factible

Tabla 5.8: Análisis con restricciones geográficas del terreno

# Capítulo 6

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 6.1. Conclusiones

- Se elaboró una metodología para realizar un análisis de factibilidad técnica y económica de una instalación y se dejó una herramienta con la cual se puede agilizar el proceso.
- Se realizó un caso general en el cual se pudo observar la gran alternativa que es la energía fotovoltaica para la electrificación rural de pequeñas comunidades de menos de 20 usuarios.
- La poca oferta de equipos fotovoltaicos en el país ocasiona que la realización de un proyecto fotovoltaico tenga sobrecostos debido a las pocas alternativas de equipos.
- En este proyecto no se buscaba hacer un presupuesto detallado de la construcción del generador fotovoltaico, para ello se debe realizar un estudio más detallado en la comunidad.
- Colombia necesita una reglamentación sobre la implementación de sistemas fotovoltaicos, en la cual se establezcan parámetros máximos de pérdidas y detalles de diseño y así poder unificar criterios.
- Con los nuevos incentivos que el gobierno está regulando se espera que la demanda de equipos fotovoltaicos aumente y así se tenga una oferta más amplia que ayude a reducir los costos de las instalaciones fotovoltaicas.

## **6.2. Trabajos futuros**

- Para realizar análisis más detallados se recomienda una intervención directa en la comunidad para tener mejor información de los consumos y sus necesidades.
- Esta metodología sirve para determinar si la implementación del sistema fotovoltaico es factible técnica y económicamente comparado con la alternativa de conexión al sistema de distribución, se recomienda realizar un estudio comparativo con la alternativa planteada por la UPME de electrificación de lugares apartados con generación local diesel.

# Bibliografía

**GREENPEACE INFORME**, ¿Como salvar el clima?, manual básico para hacer en tu casa, en tu oficina y en tu vida la Revolución Renovable, disponible en [http://www.greenpeace.org/espana/Global/espana/report/cambio\\_climatico/informe-cmo-salvar-el-clima.pdf](http://www.greenpeace.org/espana/Global/espana/report/cambio_climatico/informe-cmo-salvar-el-clima.pdf).

**UPME (PDFNCE)**, Formulacion de un plan de desarrollo para las fuentes no convencionales de energia en colombia, disponible en : [http://www.upme.gov.co/Sigic/DocumentosF/Vol\\_1\\_Plan\\_Desarrollo.pdf](http://www.upme.gov.co/Sigic/DocumentosF/Vol_1_Plan_Desarrollo.pdf).

**BANCO MUNDIAL 2010**, “Informe sobre desarrollo mundial” Banco Mundial. 2010, disponible en : <http://siteresources.worldbank.org/INTWDR2010/Resources/5287678-1226014527953/Overview-Spanish.pdf>.

**IPSE**, Instituto de planeación y promoción de soluciones energéticas para las zonas no interconectadas.

**IPCC, Cambio Climático**: Informe de evaluación del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático” , disponible en : <http://www.iica.int/Esp/regiones/sur/argentina/Noticias%20CambioClimatico/IPCC-Inf.s%C3%ADntesis%202007.pdf>.

**IPCC, “Escenario de emisiones”** Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático. disponible en : <http://www.ipcc.ch/pdf/special-reports/spm/sres-sp.pdf>.

**“WORLD ENERGY OUTLOOK 2012”** International Energy Agency. 2012, disponible en: <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Spanish.pdf>.

- BP GLOBAL**, Statistical Review of World Energy 2014, disponible en: <http://www.bp.com/en/global/corporate/about-bp/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>.
- PEN 2010-2030**, “Plan Energetico Naciona”. Informe Final, disponible en: <http://www.upme.gov.co/Docs/PEN/PEN%202010%20VERSION%20FINAL.pdf>.
- XM filial ISA** . Informe de gestion Sistema interconectado Nacionalo.
- UPME, Estimación de Cobertura:** Metodología para la Estimación del Índice de Cobertura del Servicio de Energía Eléctrica 2012.
- MULCÚE Nieto, L.F:** Desarrollo de herramientas para el dimensionamiento y simulación de sistemas fotovoltaicos en Colombia.
- IDEAM UPME:** Atlas de Radiación Solar Colombia, 2005
- WORLD ENERGY CONGRESS.** disponible en: <http://www.worldenergy.org/>
- MIN. AMBIENTE COLOMBIA** , Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en carbono.
- ASTRONOMÍA Y FISICA CUÁNTICA**, ciencia y curiosidades del universo, disponible en : <http://astrocuantic.blogspot.com/>
- KEPLER, Johannes.** El Secreto del Universo: Traducción, introducción y notas de Eloy Rada Garcia.
- COOPER, P.I.** The absorption of solar radiation in solar stills. Solar Energy, 12:3, 1969.
- SPENCER, J.W.** Fourier series representation of the position of the sun. Search, 2:172, 1971
- UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA.** Observatorio, disponible en: <http://www.observatorio.unal.edu.co/>
- IDEAM - UPME.** Atlas de Radiación Solar Colombia, 2005
- LIU, B. Y.- JORDAN, R. C.** "The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation". Solar Energy 4
- CARTA Gonzalez, J. A.** Centrales de energías Renovables: Generación eléctrica con energías renovables.

**UNIVERSIDAD DE DELF.** Curso virtual Energía solar.

**PERPIÑÁN Lamigueiro O.** Energía solar fotovoltaica. Pearson Educacion, Madrid,2009

**PAJE, J. K.** The calculation of montly mean solar radiation for horizontal ans inclined surfaces from sunshine records for latitudes 40N -40S

**LORENZO, E.** Radiación solar y dispositivos fotovoltaicos. Progensa, Sevilla, 2006

**ALONSO Abella, M.** Sistemas Fotovoltaicos, CIEMAT (Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tegnológicas.

**SHOCKLE, William and QUEISSER, Hans J.** "Detailed Balance Limit of Efficiency of p-n Junction Solar Cells", Journal of Applied Physics, Volumen 32 (Marzo de 1961), pp. 510-519

**NREL:** National Center for Photovoltaics.

**PAREJA, miguel.** Radiación Solar y su aprovechamiento energético. Barcelona, 2010

**PLAN DE EXPANSIÓN UPME 2013-2017.** Plan indicativo de expansión de cobertura de energía electrica, disponible en: <http://www1.upme.gov.co/plan-indicativo-de-expansion-de-cobertura-de-energia-electrica#sthash.eCS7O5MB.dpuf>

## **Apéndice A**

# **MAPAS DE RADIACIÓN SOLAR DE COLOMBIA**

Se adjuntan los mapas de radiación solar del territorio nacional para tener una alternativa a la hora obtener los datos de radiación en cualquier lugar en el país.

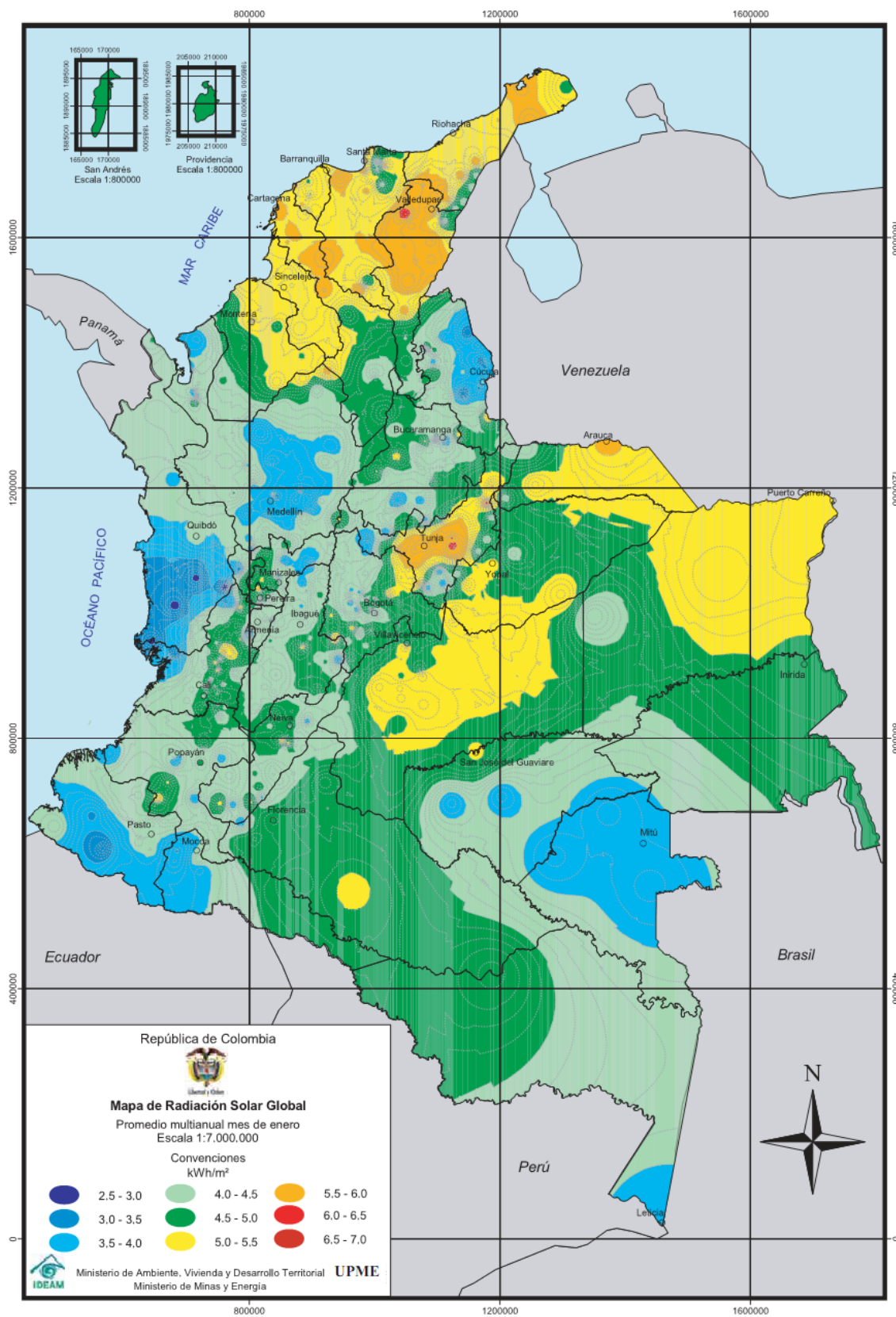


Figura A.1: Radiación solar Colombia en el mes de enero

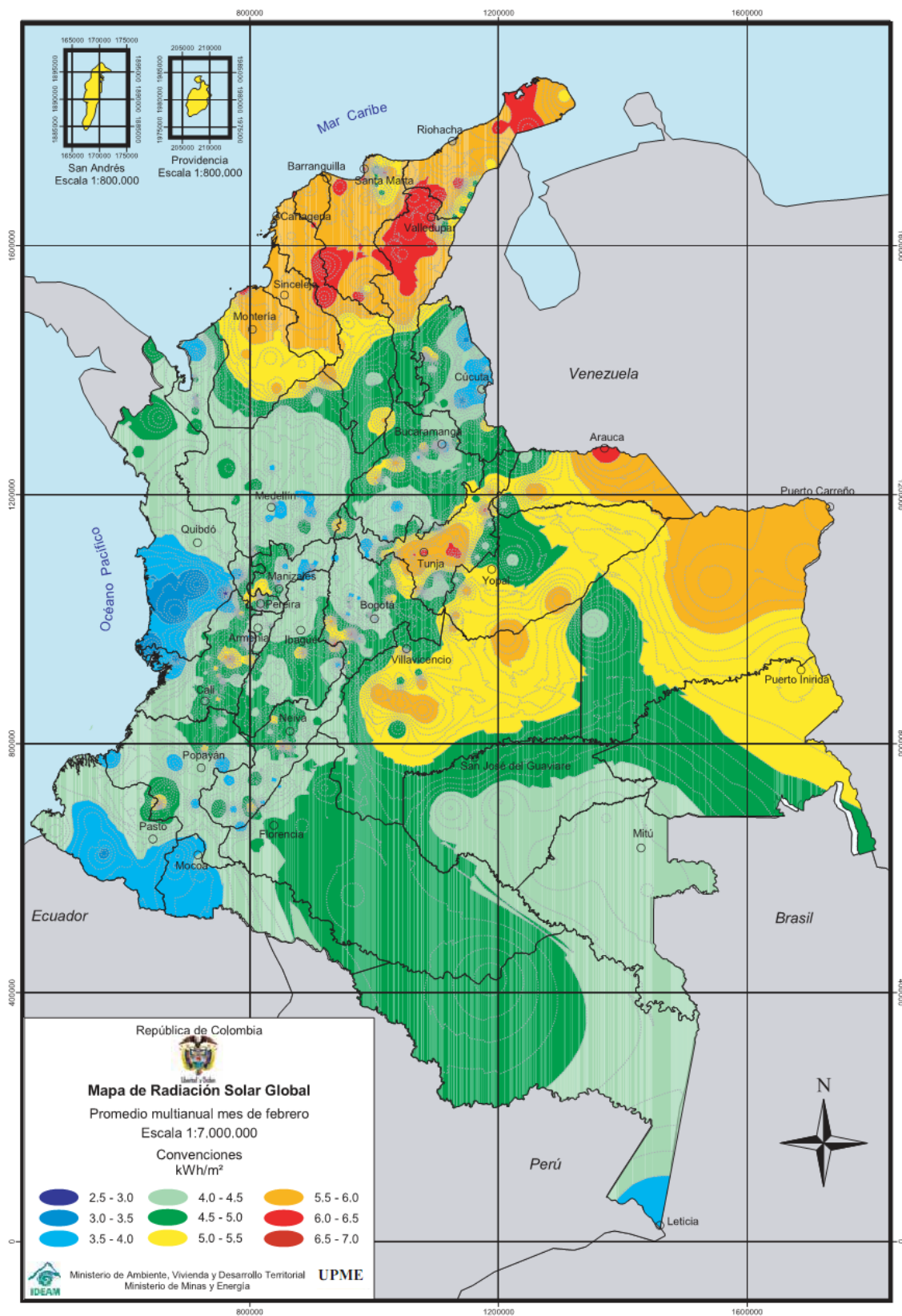


Figura A.2: Radiación solar Colombia mes de febrero

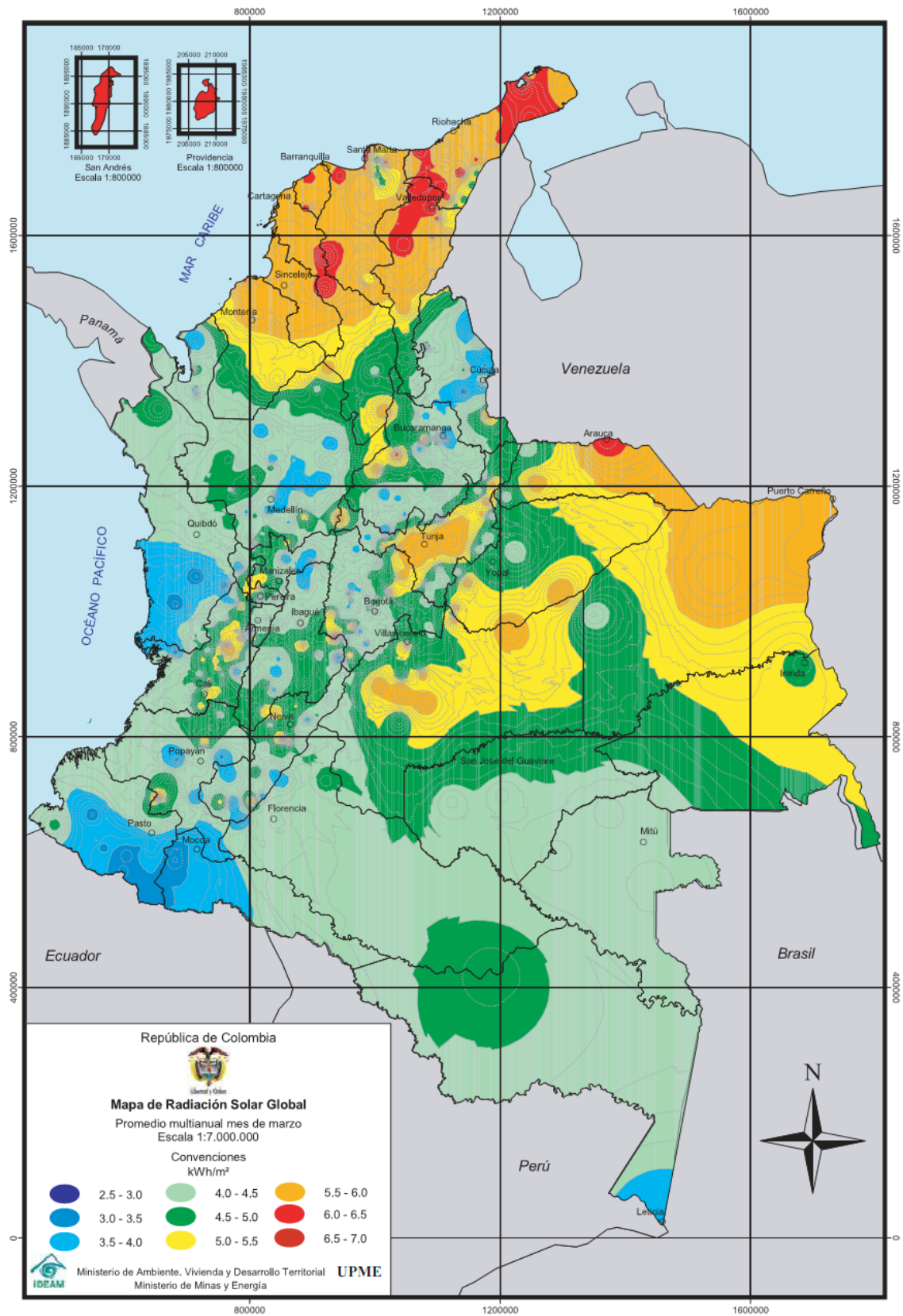


Figura A.3: Radiación solar Colombia mes de marzo

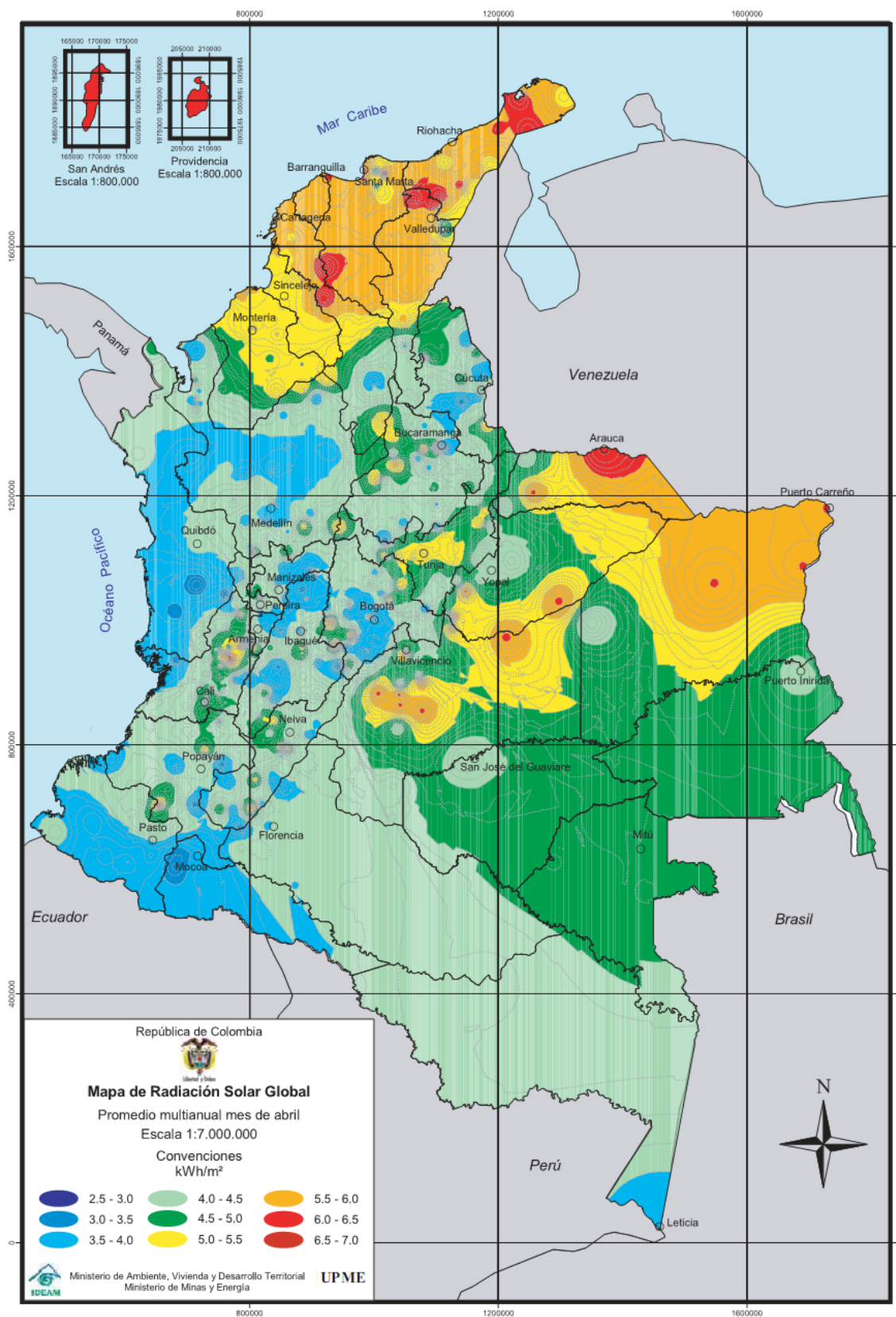


Figura A.4: Radiación solar Colombia mes de abril

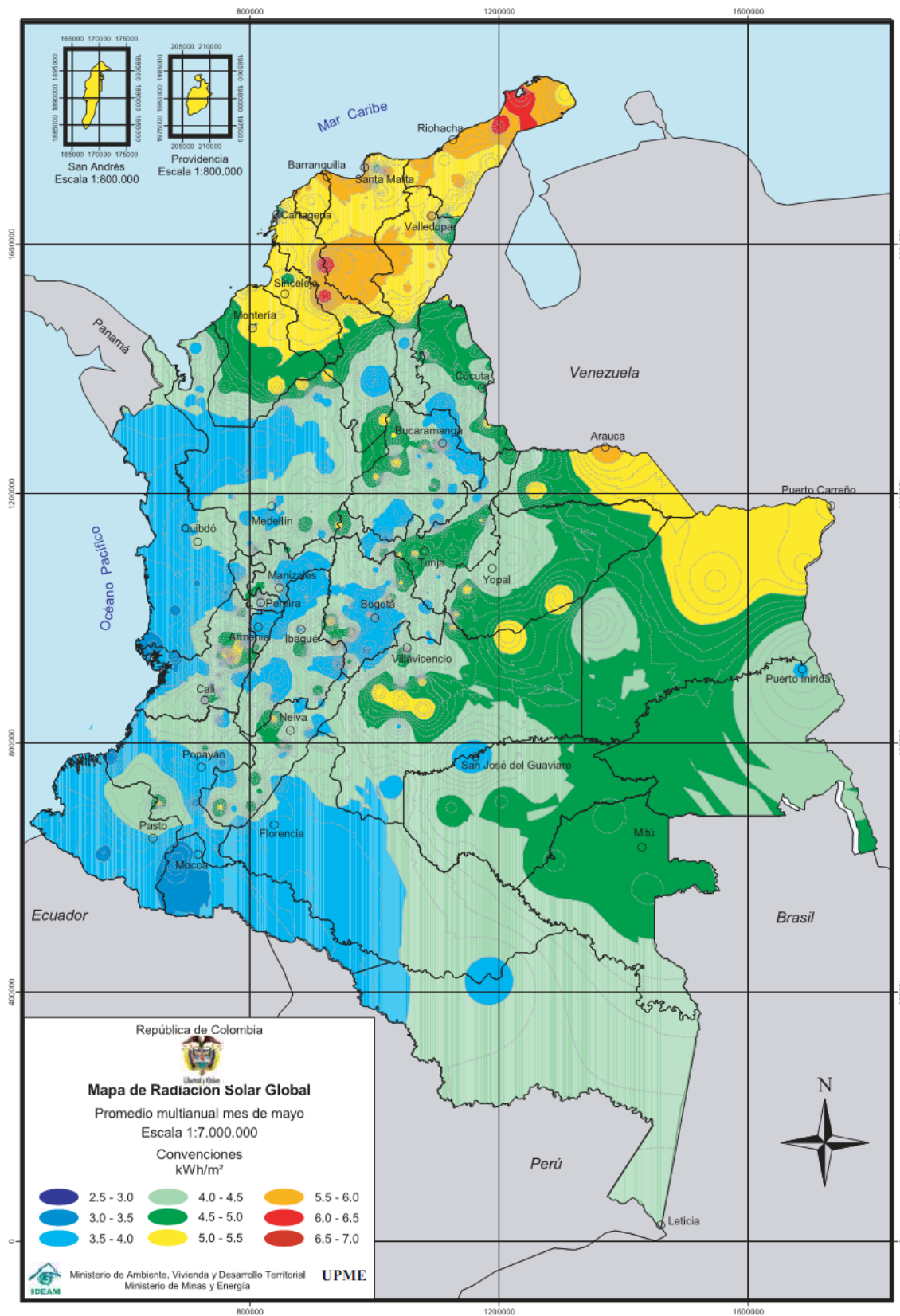


Figura A.5: Radiación solar Colombia mes de mayo

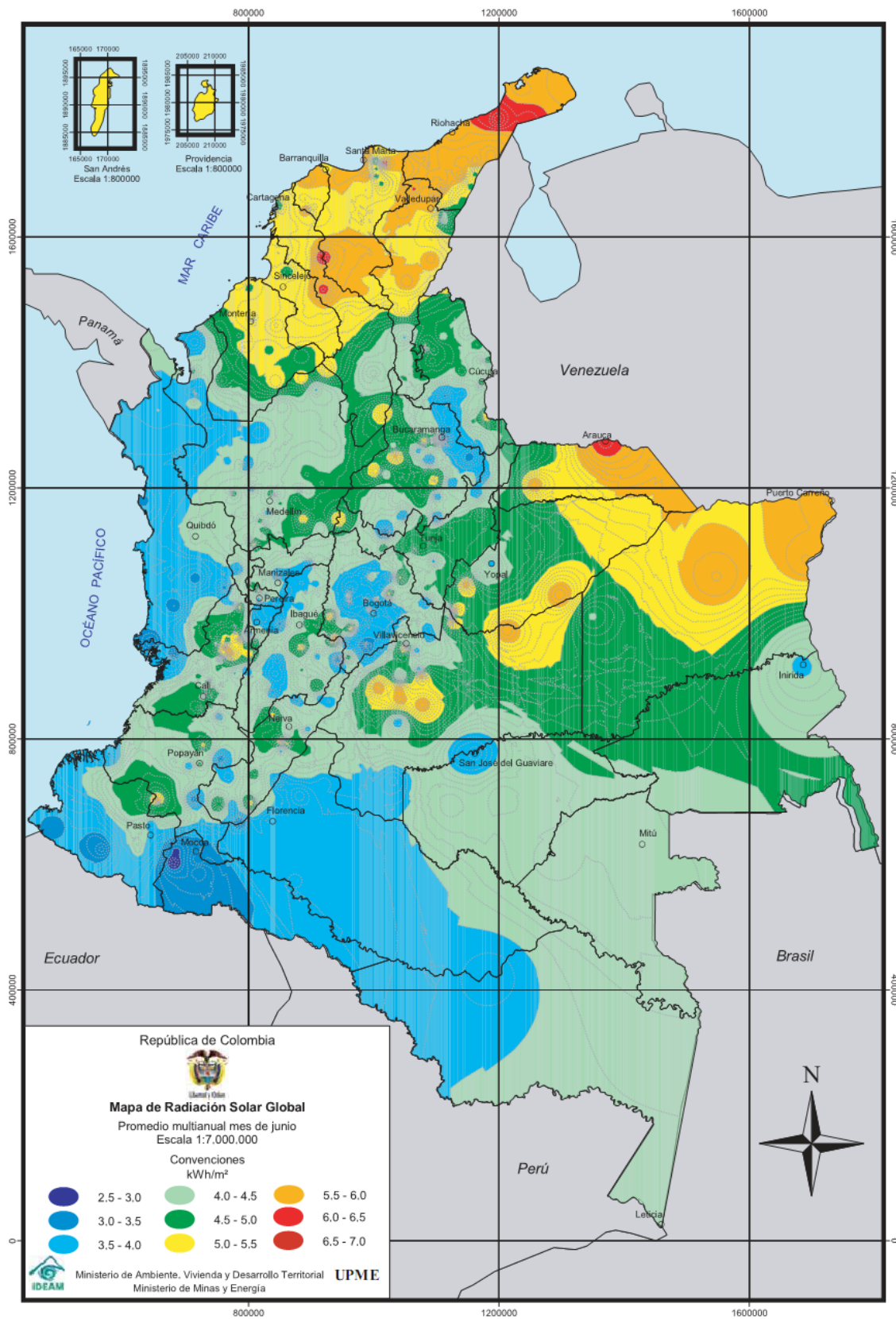


Figura A.6: Radiación solar Colombia mes de junio

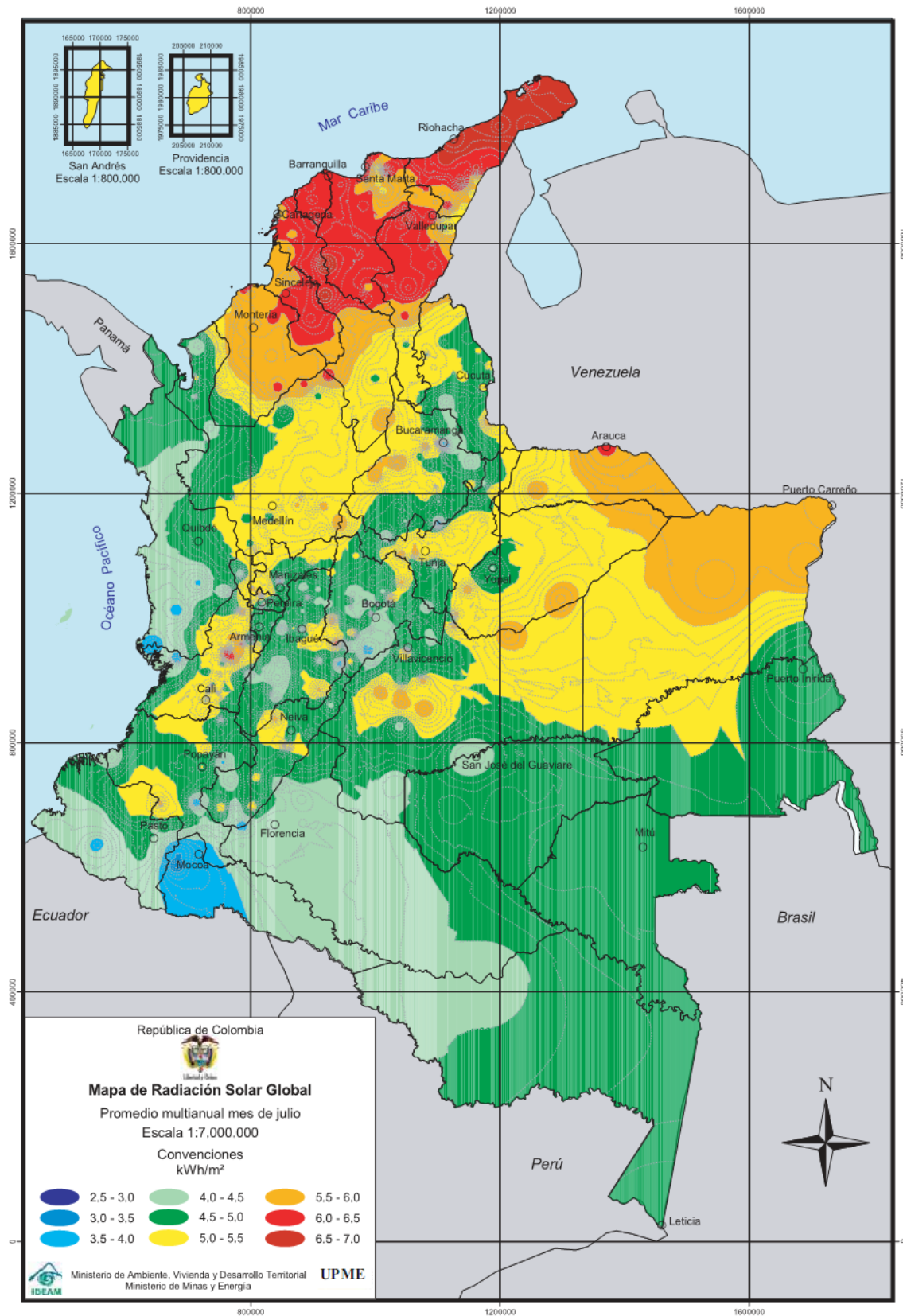


Figura A.7: Radiación solar Colombia mes de julio

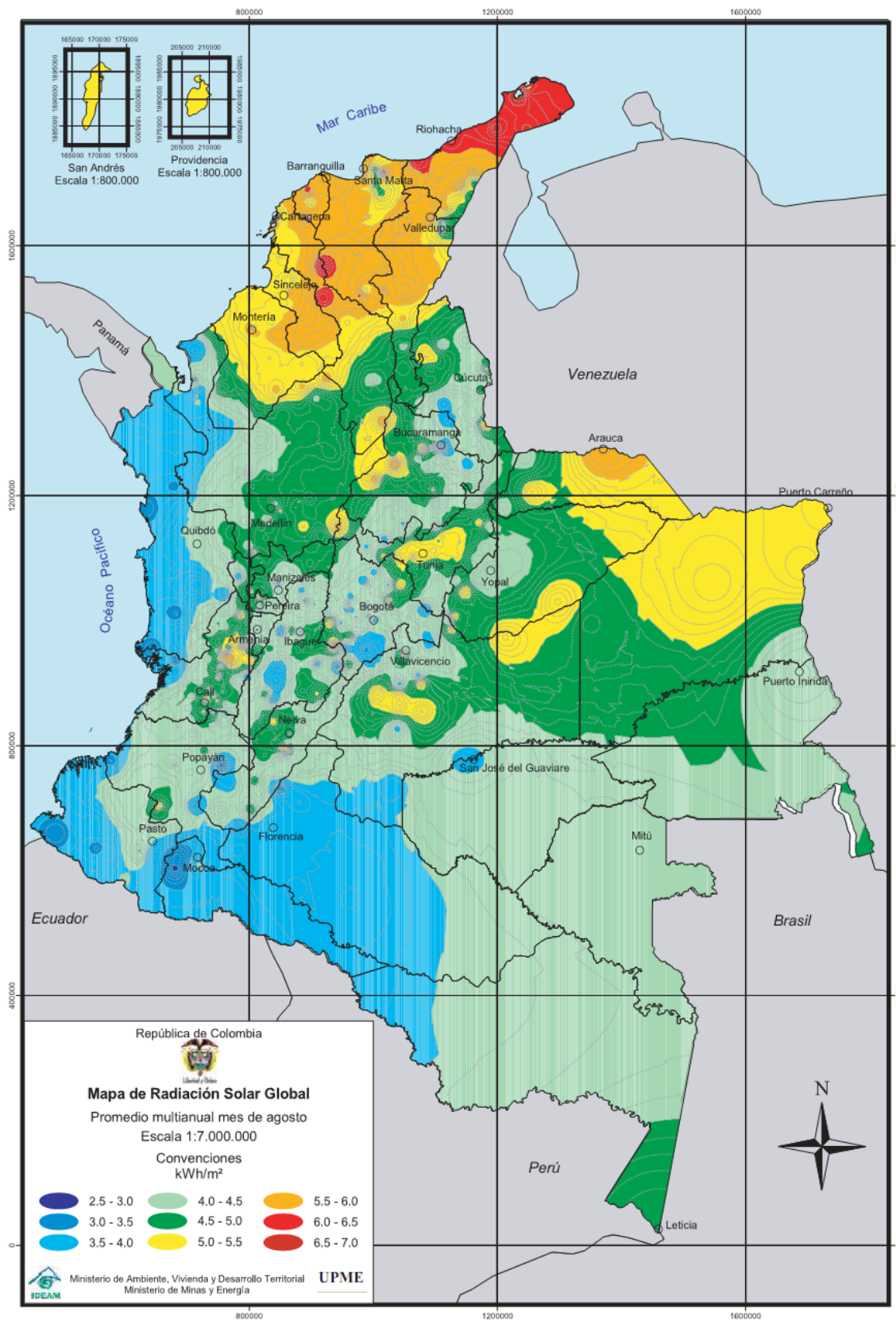


Figura A.8: Radiación solar Colombia mes de agosto

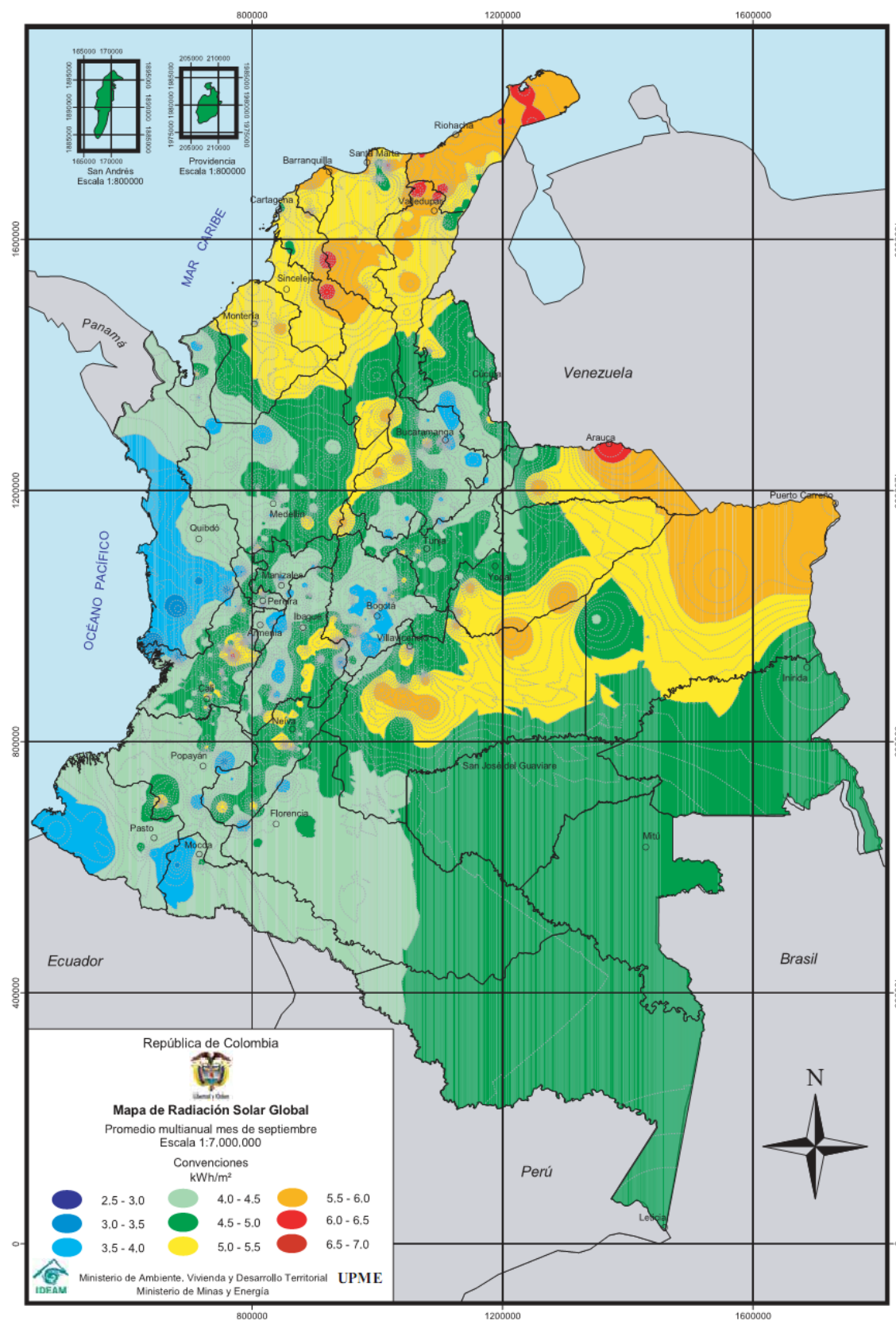


Figura A.9: Radiación solar Colombia mes de septiembre

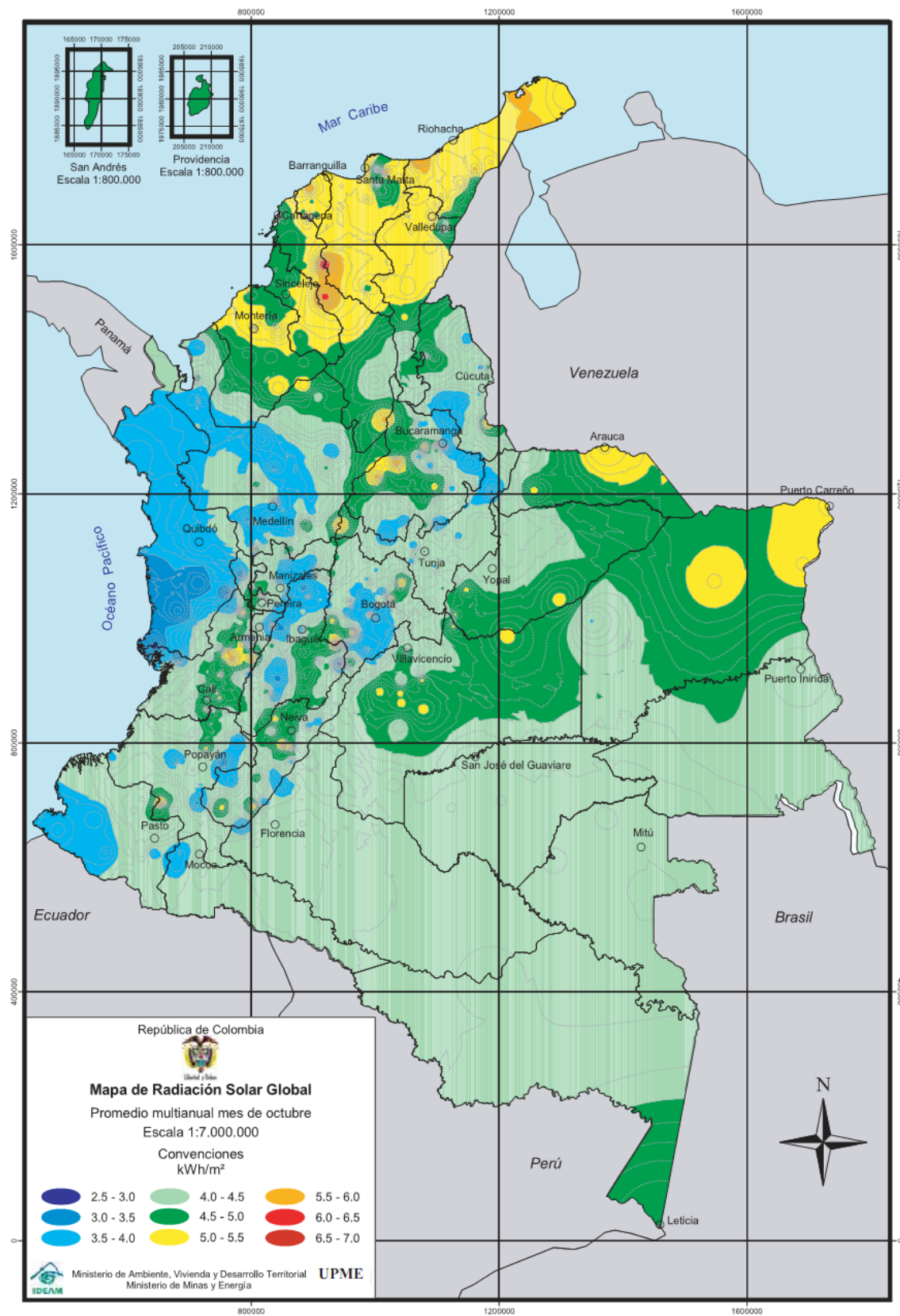


Figura A.10: Radiación solar Colombia mes de octubre

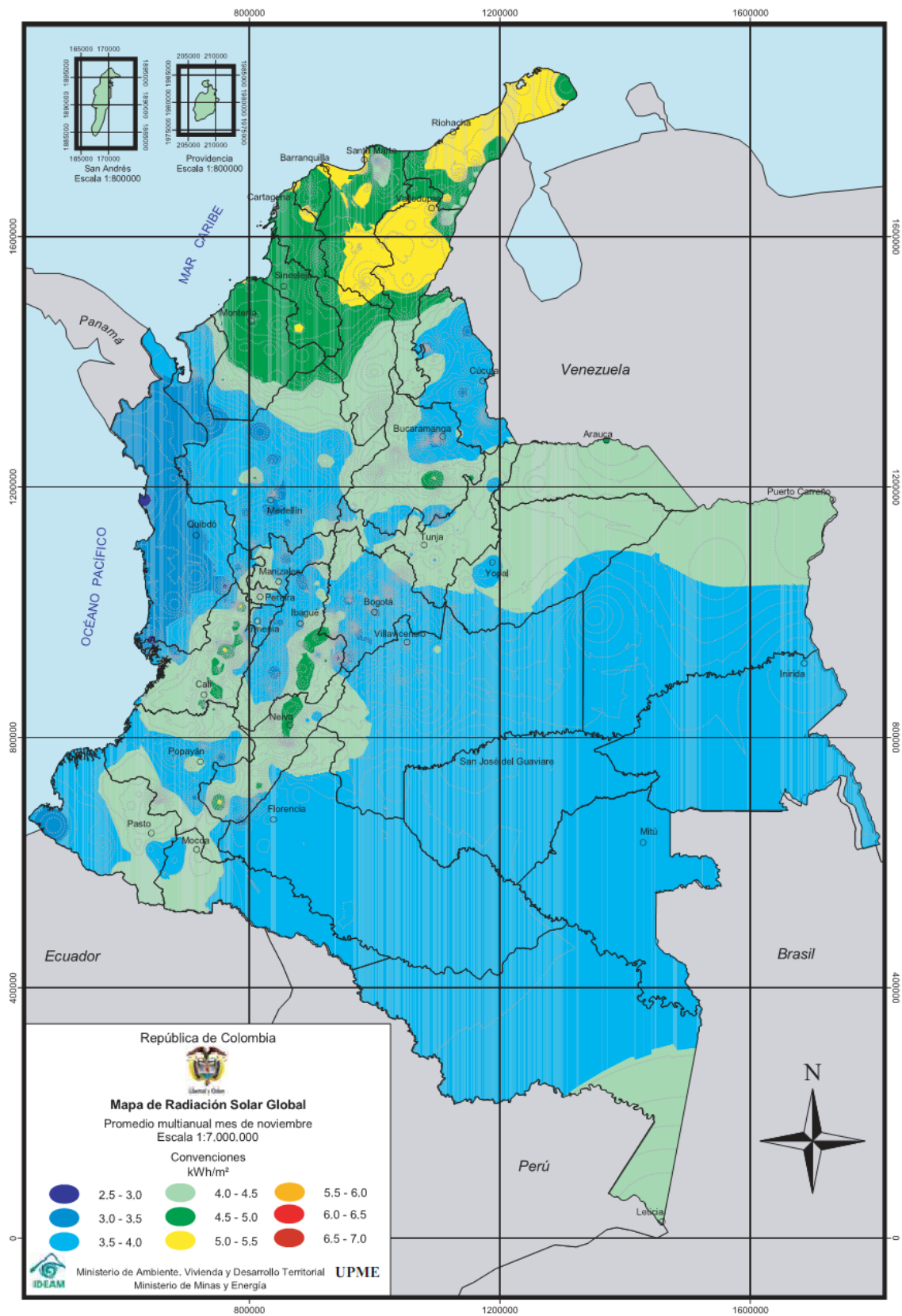


Figura A.11: Radiación solar Colombia mes de noviembre

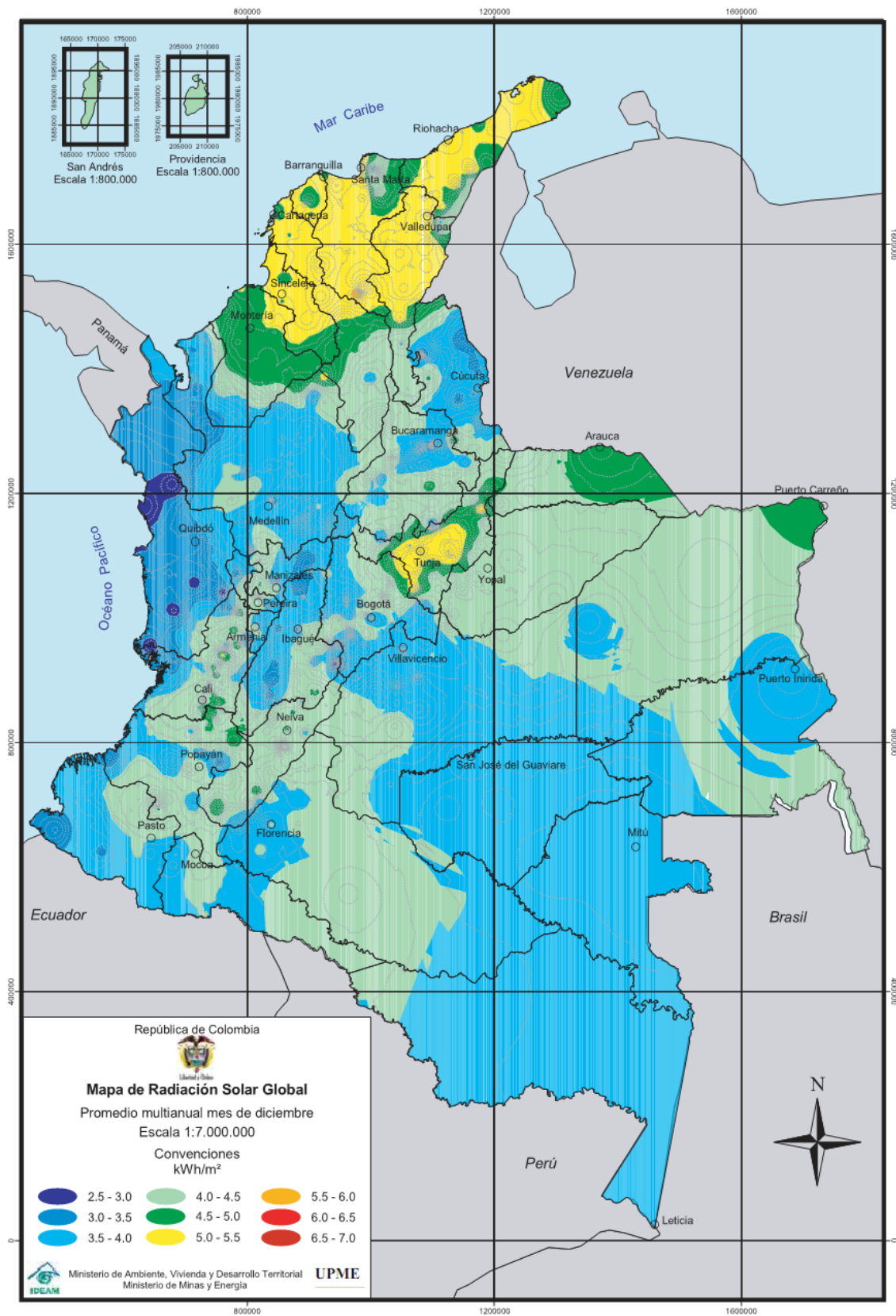


Figura A.12: Radiación solar Colombia mes de diciembre

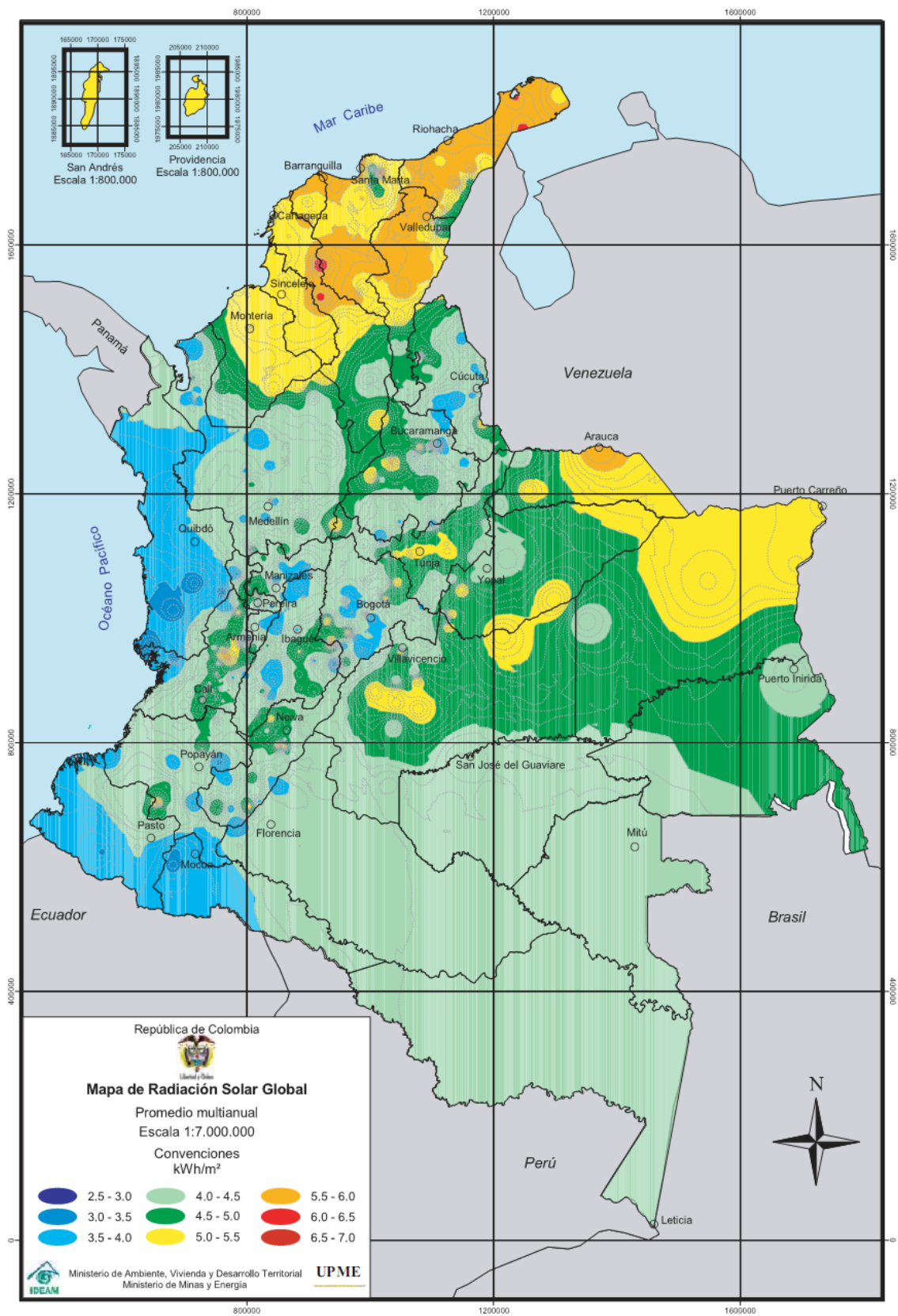


Figura A.13: Radiación solar Colombia anual

## **Apéndice B**

# **DIAGRAMAS FACTOR DE IRADIACIÓN COLOMBIA**

Se presentan los diagramas del Factor de Irradiación FI propuestos por (MULCÚE Nieto, L.F) para Colombia.

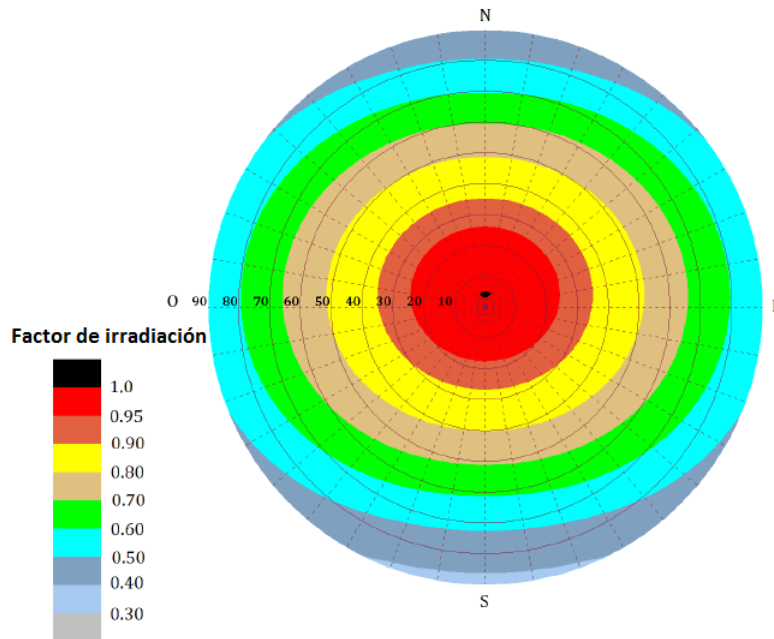


Figura B.1: Factor FI Leticia  $\lambda = -4,2^0$

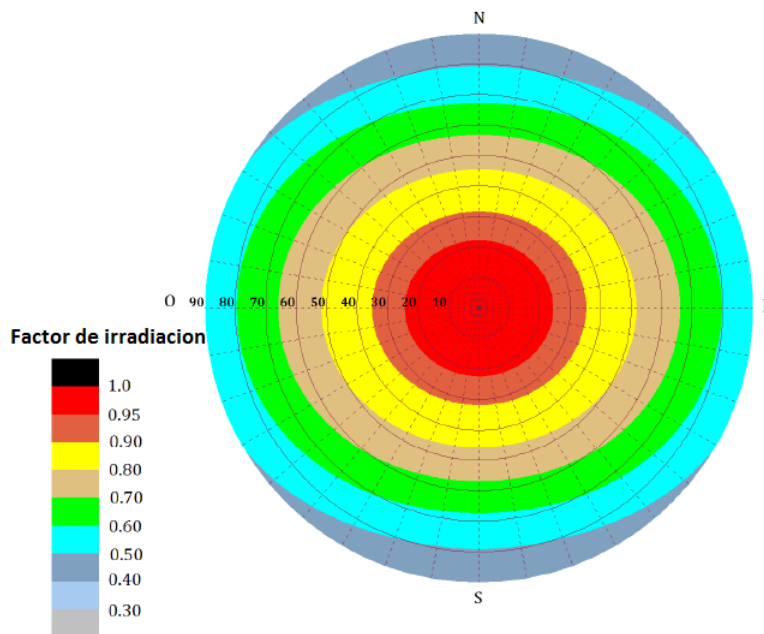


Figura B.2: Factor FI Pasto  $\lambda = 1,2^0$

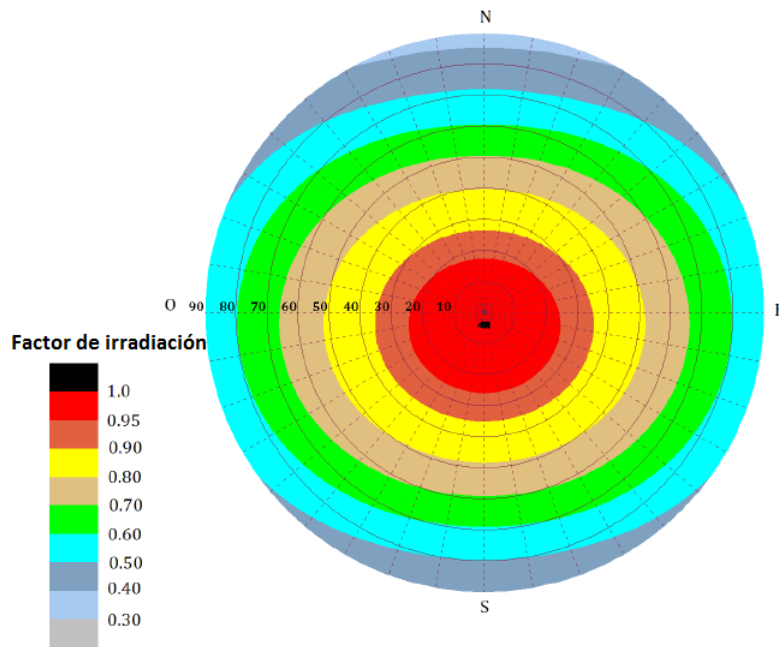


Figura B.3: Factor FI Bogotá  $\lambda = 4,7^0$

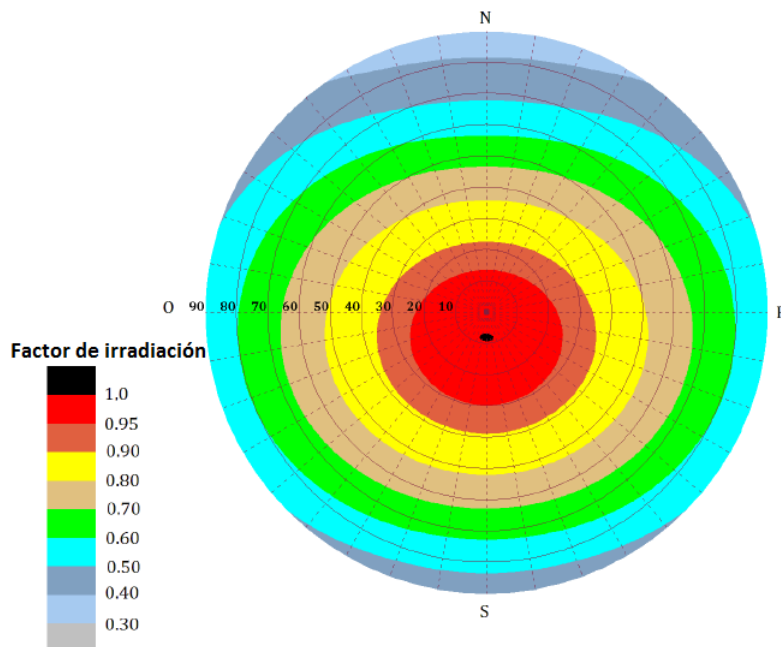


Figura B.4: Factor FI Cúcuta  $\lambda = 7,9^0$

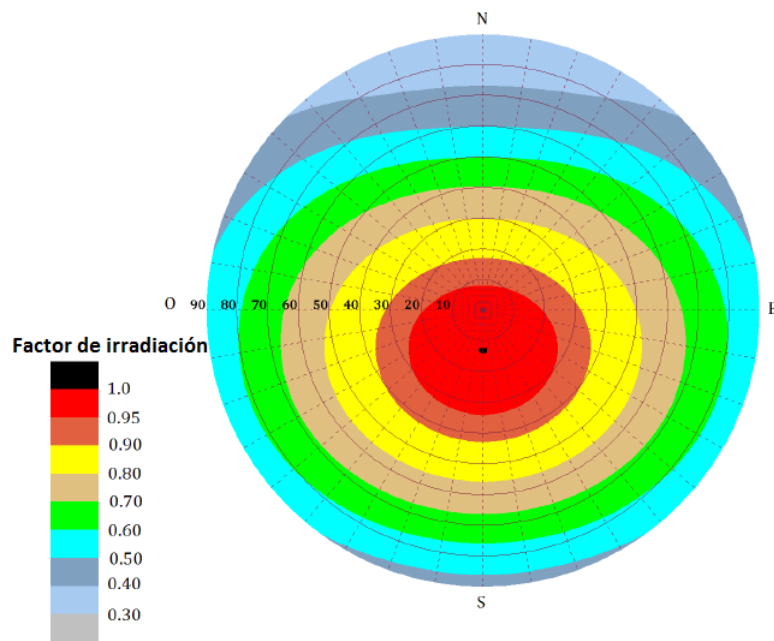


Figura B.5: Factor FI Barranquilla  $\lambda = 10,9^0$

# Apéndice C

## GUIA DEL USUARIO NEWSOLAR

### C.1. Introducción

**NewSolar** es un aplicativo desarrollado en Matlab 2012 con el fin de asistir en el estudio de la factibilidad técnica y económica del abastecimiento de viviendas rurales con energía fotovoltaica.

Las imágenes que aparecen en el Software fueron tomadas de internet de la página:

- (<http://www.geotermiasolar.net/>).

### C.2. Instalación de NewSolar

Los pasos para la instalación de NewSolar son los siguientes:

1. Se da doble click en el archivo de instalación NewSolar\_pkg Figura C.1.
2. Al iniciar el instalador automáticamente va a extraer los archivos del MCRinstaller que cargará las librerías de Matlab 2012 e inicia la instalación. Figura C.2
3. Cuando se cargen los archivos se iniciará automáticamente el Matlab Compiler Runtime Installer Figura C.3 allí daremos en “Next” para empezar la instalación y aparecerá la

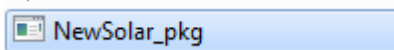


Figura C.1: NewSolar instalador

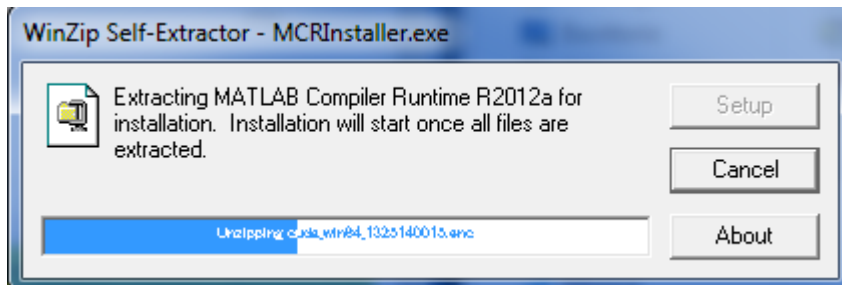


Figura C.2: Extrae archivos de las librerías de Matlab

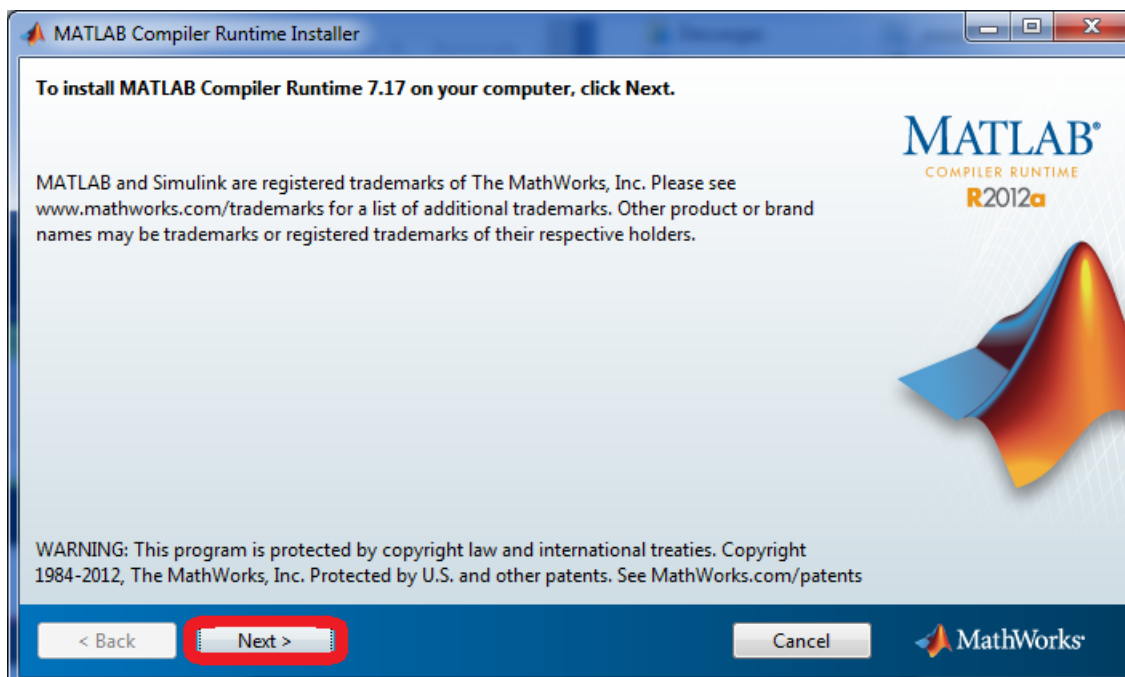


Figura C.3: Instalación librerías Matlab

imagen de la Figura C.4 donde se aceptaran los términos y condiciones de la licencia, y luego nuevamente se preciona “Next” para continuar la instalación, ahora se muestra donde se va a instalar las librerías, dejamos la ubicación predeterminada y precionamos “Next”.

4. Para iniciar la instalación de las librerías de matlab necesarias para el funcionamiento de **NewSolar** oprimimos el botón “install” Figura C.3, y se iniciará la instalación Figura C.6 cuando termina este proceso aparecerá la ventana de la Figura C.7 donde le daremos “finish”.
5. Al finalizar el proceso de instalación en la carpeta donde se tiene el instalador aparece el

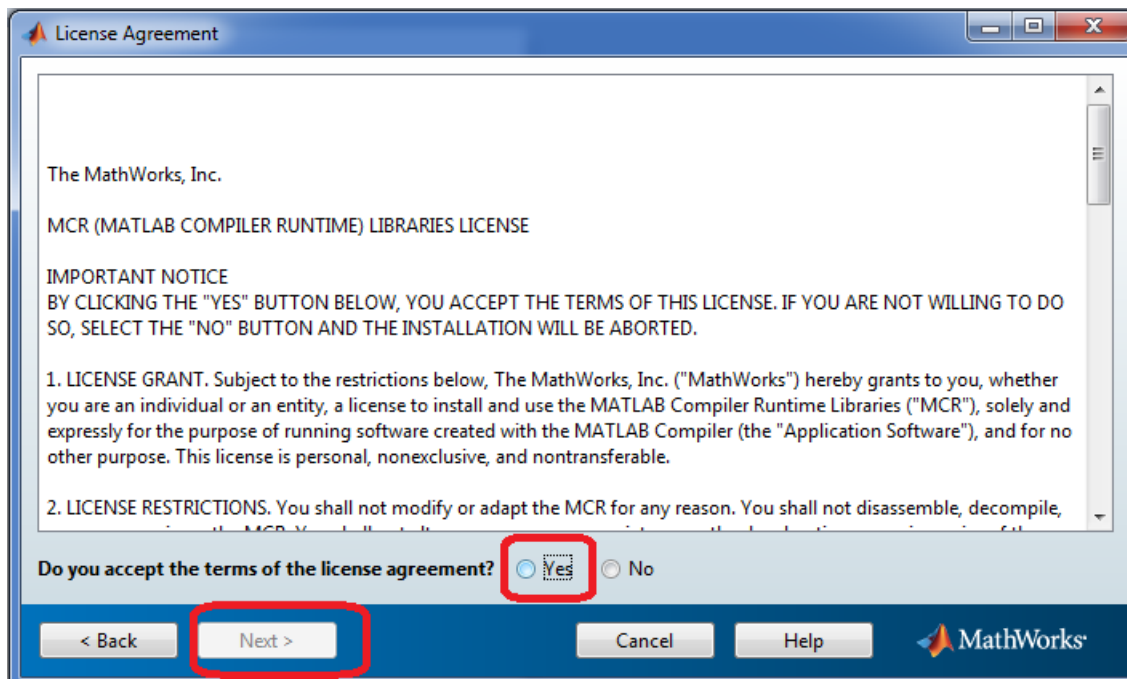


Figura C.4: Aceptar condiciones de la licencia

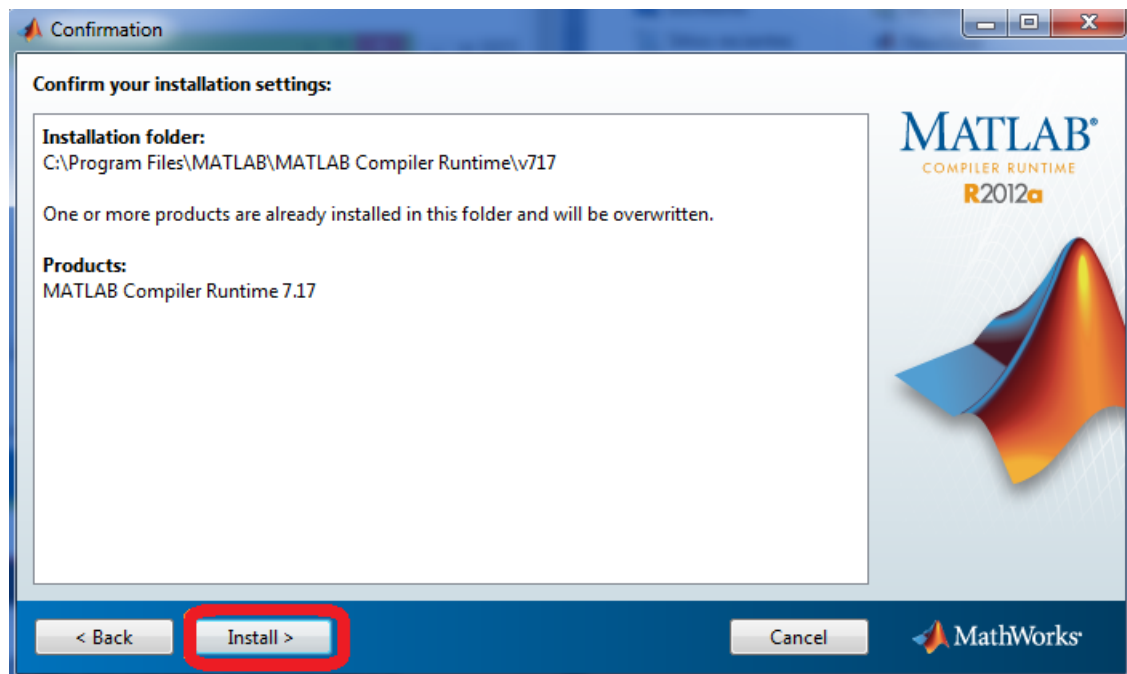


Figura C.5: Instalar librerías Matlab

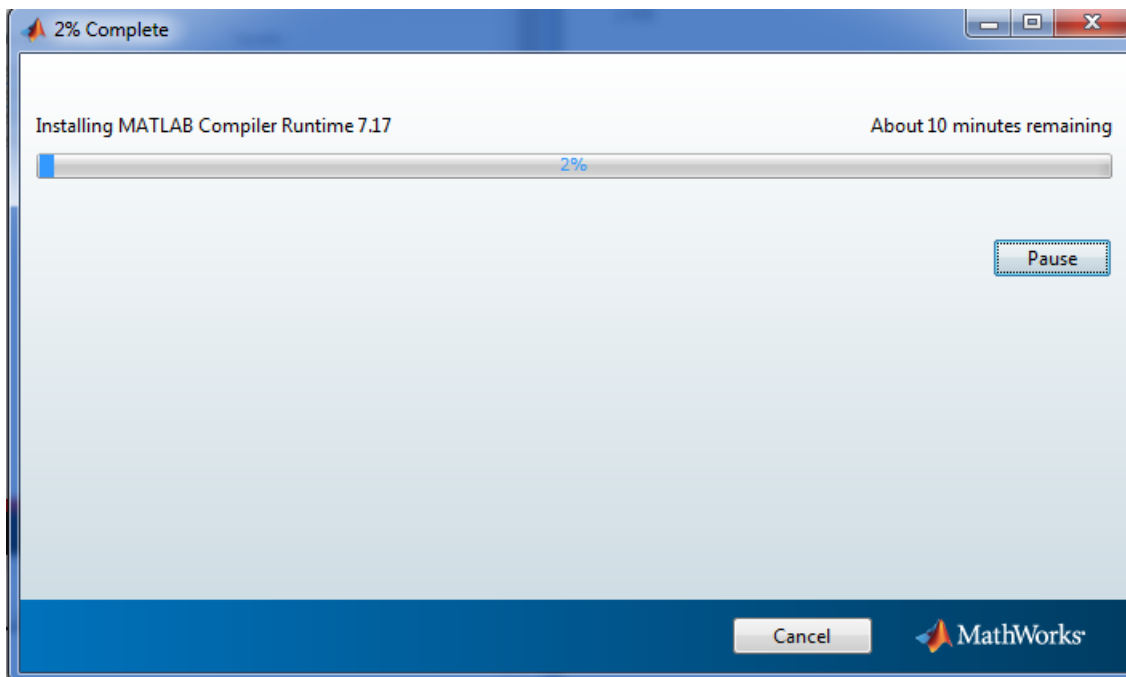


Figura C.6: Proceso de instalación

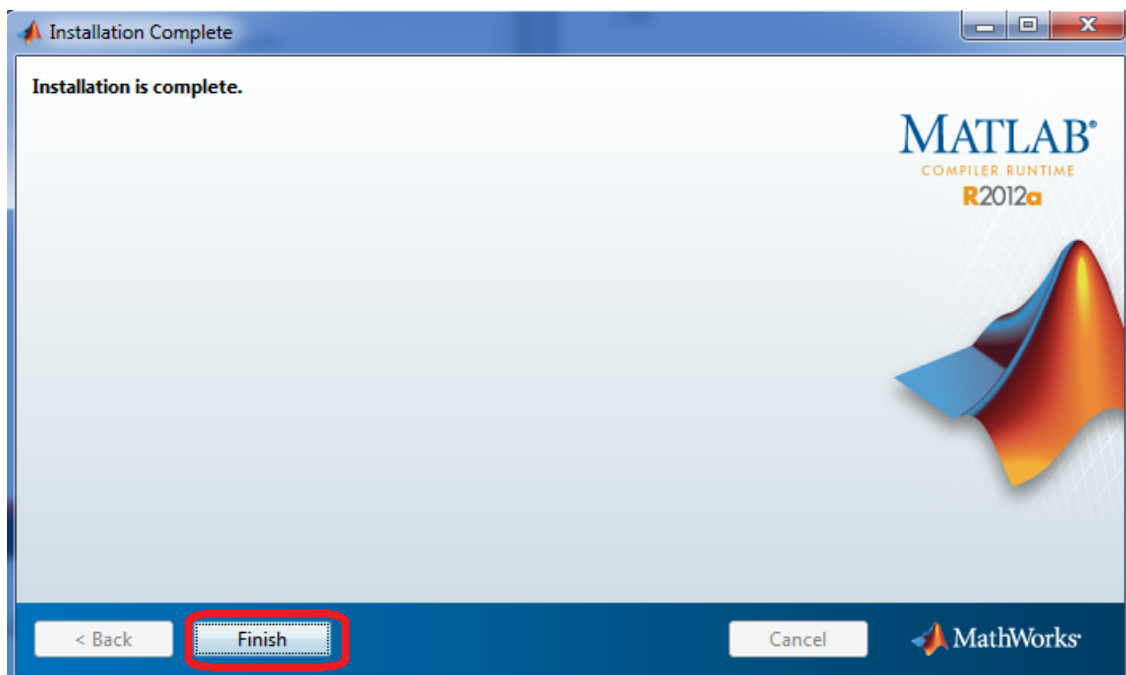


Figura C.7: Finalizar instalación

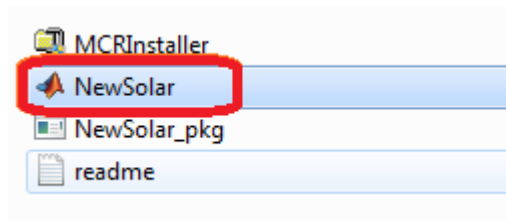


Figura C.8: Ejecutable del programa NewSolar

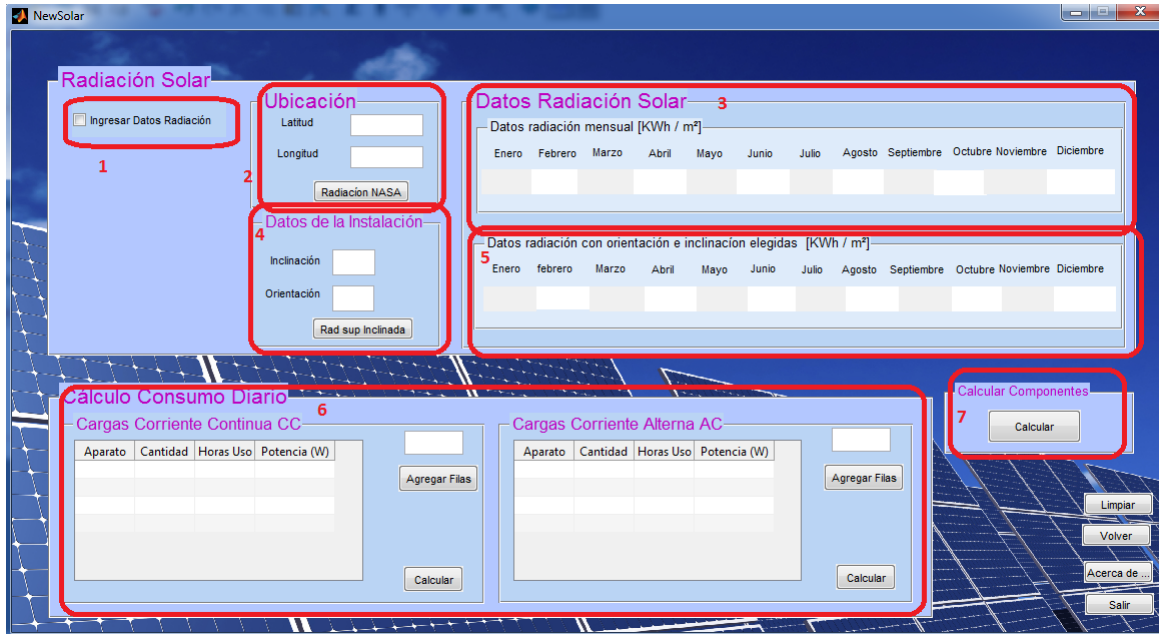


Figura C.9: Software NewSolar

ejecutable de nuestro software **NewSolar** donde ya la podemos usar.

### C.3. Estructura de la herramienta

Al iniciar el software aparece la presentación del mismo, para iniciar los cálculos presionamos en “Continuar”, allí se inicia la interfaz gráfica en la cual se iniciará el análisis ver Figura C.9.

Se enumeran los paneles y se hace una breve reseña de cada uno:

1. Se puede elegir ingresar los datos de radiación manualmente o usar los datos de radiación de la NASA guardados en la base de datos del software.
2. Se ingresa datos del lugar, latitud y longitud para hallar la radiación y la inclinación óptima

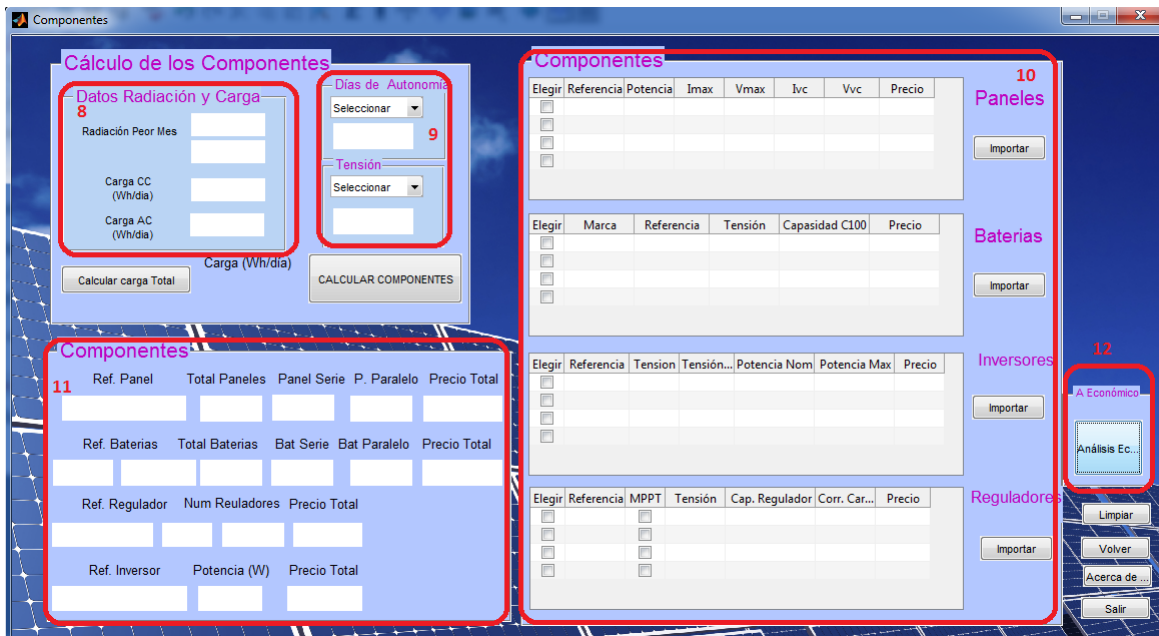


Figura C.10: Calculo de componentes

del generador.

3. Muestra los datos de radiación de la NASA o se ingresan los datos de radiación manualmente.
4. Pide los valores de la inclinación del generador y la orientación (cuantos grados esta desorientado partiendo de la orientación óptima).
5. Muestra los datos de radiación teniendo en cuenta la inclinación y la orientación del generador.
6. Se ingresa la información de la carga instalada, equipos de corriente continua y equipos de corriente alterna por separado, por defecto aparecen cuatro filas, se debe ingresar el número de equipos y presionar el botón “agregar filas” para que así aparezcan las filas deseadas. Al oprimir el botón “calcular” mostrará la energía necesaria de corriente continua y de corriente alterna.
7. Para continuar con los cálculos en el panel siete (7) oprimimos el botón “calcular” y aparecerá la Figura C.10.
8. En este panel aparecen los datos calculados en la ventana anterior carga CC, carga CA

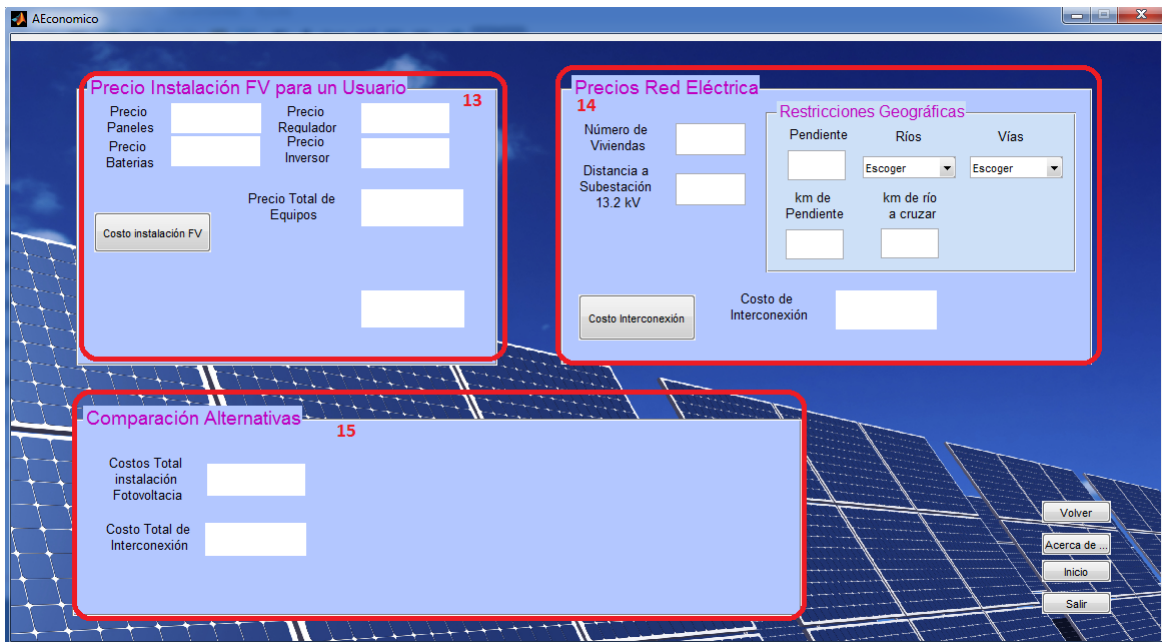


Figura C.11: Análisis económico

y radiación peor mes, para calcular la energía total necesaria que requiere la instalación oprimimos el botón “calcular carga Total”.

9. En este panel se ingresan los datos de días de autonomía y tensión nominal de la instalación.
10. Para que aparezca este panel oprimimos el botón “Componente Disponibles”, se puede ingresar datos manualmente o cargar los datos de algunos equipos.
11. En este panel al oprimir el botón “calcular componentes” aparecen los datos de equipos seleccionados por el software dependiendo de sus características técnicas y su precio.
12. Para continuar y poder realizar el análisis económico en el panel 12 se oprime el botón “análisis Eco.” y aparecerá la siguiente Figura C.11.
13. Aparecen los precios de los dispositivos seleccionados y se calcula el costo total de la instalación fotovoltaica para un usuario.
14. Se ingresan los datos de la comunidad: número de usuarios, distancia a la subestación y las restricciones geográficas que se presenten en el terreno.

- 
15. Al oprimir el botón “costo de interconexión” automáticamente se hace la comparación de las dos opciones y *NewSolar* muestra cual es la más económica.