

# Smart Grids Colombia VISIÓN 2030



## Parte IV

### Anexo 1. Características del entorno eléctrico

Abril de 2016

---

## **Equipo de Trabajo**

### **Editores:**

Grupo Técnico Proyecto BID integrado por Representantes de:

### **Banco Interamericano de Desarrollo (Cooperación Técnica)**

José Ramón Gómez Guerrero  
Jorge Luis Rodríguez Sanabria  
Juan Eduardo Afanador Restrepo

### **Ministerio de Minas y Energía**

Marie Paz Rodríguez Mier  
Oficina de Asuntos Ambientales y Sociales

Carlos Arturo Rodríguez Castrillón  
Profesional Especializado  
Oficina Dirección de Energía

### **Ministerio de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones**

Liliana Jaimes Carrillo  
Despacho Viceministerio TI

### **Unidad de Planeación Minero-Energética**

Camilo Tautiva Mancera  
Asesor de Energía

### **Iniciativa Colombia Inteligente**

Alberto Olarte Aguirre  
Secretario Técnico C N O – Presidente Colombia Inteligente

Renato Humberto Céspedes Gandarillas  
Coordinador Técnico

### **Firmas Consultoras**

#### **CIRCE**

Andrés Llombart Estopiñán  
María Paz Comech Moreno  
Adrián Alonso Hérranz  
Samuel Borroy  
Vicente Gorka Goicoechea Bañuelos  
Carlos Pueyo Rufas

#### **Universidad de Alcalá de Henares**

Carlos Girón Casares  
Francisco Javier Rodríguez Sánchez

#### **Universidad Tecnológica de Pereira**

Alejandro Garcés Ruiz  
Juan José Mora Flórez

#### **CREARA CONSULTORES, S.L.**

María Jesús Báez Morandi  
José Ignacio Briano Zerbino

#### **Afi – Analistas Financieros Internacionales**

Pablo I. Hernández González  
Diego Vizcaino Delgado

Bogotá D.C., Abril de 2016

---

NOTA ACLARATORIA - *DISCLAIMER*

1. Los planteamientos y propuestas presentados en este documento son los resultados del análisis y elaboración del Estudio desarrollado por el Equipo de Trabajo en el marco de la Cooperación Técnica ATN-KK-14254-CO (CO-T1337) con el aporte de fondos provenientes del Fondo Coreano para Tecnología e Innovación a través del Banco Interamericano de Desarrollo –BID–. Estos planteamientos y propuestas no representan ni comprometen la posición y planteamientos de las entidades oficiales del Gobierno Colombiano participantes.
2. Los análisis realizados en el desarrollo de la Cooperación Técnica consideraron la información disponible hasta el mes de diciembre del año 2015, fecha en la cual finalizó de manera oficial el trabajo realizado durante esta cooperación.

---

## Tabla de contenido

1.	Características del entorno eléctrico Colombiano.....	1
1.1	Generación.....	1
1.2	Demanda.....	11
1.3	Sistema de Transmisión.....	17
1.4	Sistema de Distribución.....	21
1.5	Estructura del mercado eléctrico.....	39
2.	Conclusiones.....	47

## Índice de figuras

Figura 1.	Mix de generación eléctrica en Colombia [%].....	2
Figura 2.	Ubicación de centros de generación de Colombia [%].....	4
Figura 3.	Composición de la generación del SIN en 2014.....	5
Figura 4.	Comparación de la evolución del embalse agregado en 2013 con eventos recientes del Niño. ....	6
Figura 5.	Evolución de consumo de combustibles para la generación.....	7
Figura 6.	Participación de combustibles en la generación térmica (2014).....	8
Figura 7.	Evolución anual de la demanda.....	11
Figura 8.	Demanda energética mensual - 2014.....	12
Figura 9.	Demanda de energía para el año 2014 del mercado no regulado – Subcomponentes.....	13
Figura 10.	Crecimiento de la demanda por mercados.....	13
Figura 11.	Consumo por sectores.....	14
Figura 12.	Evolución usuario 2010-2013.....	15
Figura 13.	Demanda eléctrica. Semana 16-22 de junio de 2014.....	16
Figura 14.	Demanda de energía en el STN para febrero de 2014.....	17
Figura 15.	Líneas de transmisión de Colombia.....	18
Figura 16.	Sistemas de interconexiones de Colombia.....	19
Figura 17.	Importaciones y exportaciones internacionales de energía en 2014.....	19
Figura 18.	Prototipo de arquitectura de supervisión y control avanzado.....	20
Figura 19.	Cobertura de los principales OR.....	24
Figura 20.	Pérdidas de energía en el STN.....	27
Figura 21.	Pérdidas de energía en el sistema de distribución.....	28
Figura 22.	Pérdidas según tipo de operador de red y año.....	28
Figura 23.	Valores de indicadores ITAD medio para los grandes operadores de red por trimestre durante los años 2010, 2011, 2012 y 2013.....	31

Figura 24. Valores de indicadores ITAD medio para los operadores de red medianos por trimestre durante los años 2010, 2011, 2012 y 2013 .....	31
Figura 25. Valores de indicadores ITAD medio para los operadores de red pequeños por trimestre durante los años 2010, 2011, 2012 y 2013 .....	32
Figura 26. Consumo total (kWh) para los niveles de tensión 1,2 y 3 .....	36
Figura 27. Número de suscriptores en los niveles de tensión 1,2 y 3 .....	37
Figura 28. Consumo total en los niveles de tensión 1,2 y 3 por tipo de ubicación.....	37
Figura 29. Número de suscriptores en los niveles de tensión 1,2 y 3 por tipo de ubicación.....	38
Figura 30. Consumo total en los niveles de tensión 1,2 y 3 por tipo de usuario .....	38
Figura 31. Diagrama esquemático reducido del mercado eléctrico colombiano. ....	39
Figura 32. Proceso de despacho en el SIN. ....	40
Figura 33. Zonas SIN y ZNI.....	43
Figura 34. Desagregación de usuarios con servicio de electricidad a nivel nacional. ....	44
Figura 35. Porcentaje de la potencia instalada en SIN y en ZNI.....	45

## Índice de Tablas

Tabla 1. Capacidad efectiva neta del SIN a 31 de diciembre de 2013 y 2014 .....	1
Tabla 2. Capacidad instalada por departamento y tipo de recurso [MW] .....	3
Tabla 3. Vertimientos por regiones en 2013 y 2014 .....	6
Tabla 4. Generación térmica 2014.....	7
Tabla 5. Potencial eólico en Colombia .....	9
Tabla 6. Valores de irradiación promedio .....	9
Tabla 7. Potenciales energéticos de residuos pecuarios.....	10
Tabla 8. Potenciales energéticos de residuos agrícolas .....	10
Tabla 9. Longitud líneas de transmisión (Año 2013).....	17
Tabla 10. Niveles de tensión de los STR y SDL.....	22
Tabla 11. Participación de los OR en el sector eléctrico colombiano .....	23
Tabla 12. Características principales OR .....	24
Tabla 13. Caracterización por operador de red .....	25
Tabla 14. Grandes operadores de red .....	26
Tabla 15. Operadores de red medianos.....	26
Tabla 16. Grandes operadores de red .....	26
Tabla 17. OR con valores de pérdidas más elevadas.....	29
Tabla 18. Valores de PR reconocidos para varios operadores de red a nivel de tensión I para 2014 .....	29
Tabla 19. Pérdidas de la red de distribución (%) en diferentes países .....	30
Tabla 20. Niveles de tensión de los STR y SDL.....	32
Tabla 21. SAIDI para países desarrollados de latitudes templadas.....	33

---

Tabla 22. SAIDI para países y estados tropicales .....	34
Tabla 23. SAIDI anual por empresa y total país .....	34
Tabla 24. SAIDI para circuitos representativos en Colombia.....	35
Tabla 25. Porcentaje de consumo de energía eléctrica por sector .....	36
Tabla 26. Datos a 2012 para las cabeceras municipales de departamento ZNI según CONPES 3108 de 2001 .....	46
Tabla 27. Evolución de indicadores SAIDI/SAIFI en Colombia.....	48

# ANEXO 1

## 1. Características del entorno eléctrico Colombiano

En este anexo se presenta las principales características del sistema eléctrico colombiano; generación, demanda, sistema de transmisión y distribución, mercado eléctrico, infraestructuras de TIC y las zonas no interconectadas (ZNI).

Se identifican dos zonas claramente diferenciadas desde el punto de vista eléctrico: las zonas no interconectadas (ZNI) y el sistema interconectado nacional (SIN). Las ZNI hacen referencia a las zonas apartadas del país con poca densidad de población y difícil acceso. El SIN se caracteriza por concentrar la mayor parte de la demanda del país especialmente en las regiones Andina, Pacífico y Caribe.

La cobertura de energía eléctrica a 2013 (UPME, 2014) fue del 96,38% para el total del territorio nacional. En las cabeceras municipales la cobertura ascendió al 99,80% mientras que fuera de ellas fue del 85,03%. Hay que tener en cuenta que si bien la mayoría de Departamentos están conectados al SIN, existen algunos departamentos, como Amazonas, Guainía, San Andrés y Providencia, Vaupés y Vichada que están íntegramente en ZNI. El 98,18% de los usuarios reciben el suministro desde el SIN, mientras que un 1,81% se encuentran conectados a alguna de las ZNI.

### 1.1 Generación

Los sistemas de generación de electricidad se encuentran repartidos por todo el SIN. A continuación se va a mostrar el mix de generación eléctrica en Colombia, cómo está repartida la generación en el país y cuál es la energía aportada al sistema por cada tecnología de generación.

#### ***Mix de generación eléctrica en Colombia***

De acuerdo al informe (XM Expertos en Mercados, 2014), a final del año 2014, la potencia instalada en el SIN era de 15.489 MW. Esto es un aumento de 930 MW respecto a la existente a final de 2013, lo que equivale a un crecimiento del 6,4%.

**Tabla 1. Capacidad efectiva neta del SIN a 31 de diciembre de 2013 y 2014**

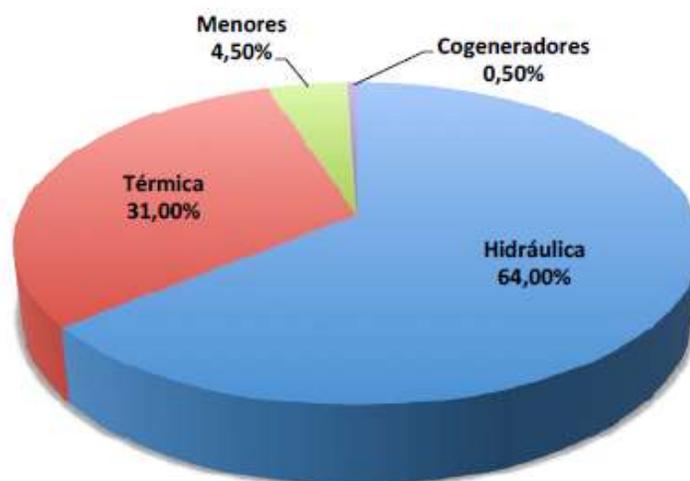
Recursos	2013 (MW)	2014 (MW)	Participación %	Variación 2013-2104 %
<b>Hidráulicos</b>	9.315	10.315	64,00%	10,70%
<b>Térmicos</b>	4.515	4.402	31,00%	-2,50%
Gas	1.972	1.757		-10,90%
Carbón	997	1.003		0,60%
Combustóleo	307	297		-3,30%
ACPM	917	1.023		11,60%
Jet1	46	46		0,00%
Gas-Jet A1	276	276		0,00%

Recursos	2013 (MW)	2014 (MW)	Participación %	Variación 2013-2104 %
<b>Menores</b>	662,2	694,7	4,50%	4,90%
Hidráulicos	560,5	584,9		4,40%
Térmicos	8,4	91,4		9,60%
Eólica	19,4	19,4		0,00%
<b>Cogeneradores</b>	66,3	77,3	0,50%	16,60%

Fuente: XM Expertos en Mercados, 2014

Se puede apreciar que la mayor parte de la potencia instalada en Colombia corresponde a grandes centrales hidroeléctricas, alcanzando el 0.64 de capacidad de generación total. Las grandes centrales térmicas suponen el 0.31 de la potencia instalada y las pequeñas plantas que incluyen generación hidráulica, térmica y eólica representan el 4%. Por último, un 0.01 de la potencia instalada en el país corresponde con plantas de cogeneración que reutilizan el calor sobrante en procesos industriales para generar electricidad, aumentando así el rendimiento total del sistema.

**Figura 1. Mix de generación eléctrica en Colombia [%]**



Fuente: XM Expertos en Mercados, 2014

### **Distribución geográfica de la potencia instalada**

A continuación se presenta la capacidad total instalada en el SIN en función de las tecnologías y de los departamentos en los que se ha dividido Colombia (UPME, 2014). Se puede observar que el área de Antioquia es la de mayor potencia instalada, 4738MW, mientras que en el resto de áreas la potencia instalada es bastante similar y se sitúa en torno a 2500 MW.

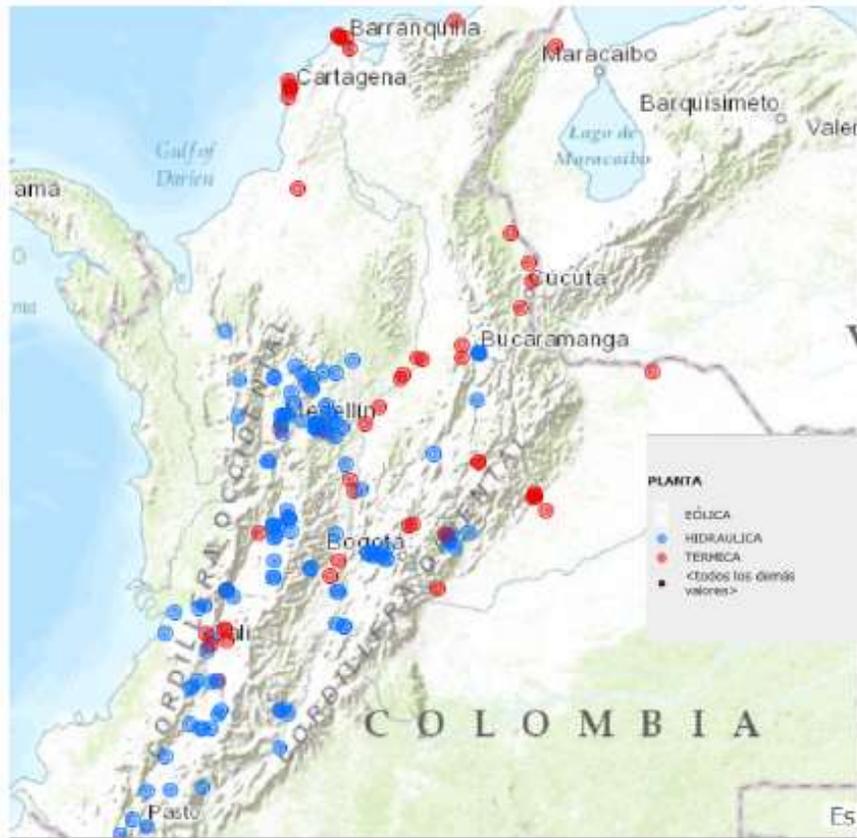
**Tabla 2. Capacidad instalada por departamento y tipo de recurso [MW]**

	Hidro	Gas	ACPM	Carbón	Combustóleo	Mezcla JET-A1	JET-A1	Biomasa	Eólica	Total
<b>Central Andina</b>	9.587,80	178,80	364,00	712,00	0,00	276,00	92,00	5,50	0,00	1.149,50
Antioquia	4.396,70		364,00	5,00						369,00
Boyacá	1.000,00			327,00						327,00
Norte Santander				155,00						155,00
Santander	838,00	167,00				276,00				276,00
Bogotá D.C.	4,30									0,00
Cundinamarca	2.088,60			225,00						225,00
Caldas	585,60						92,00			92,00
Huila	551,10									0,00
Risaralda	8,50							5,50		5,50
Tolima	142,00									0,00
<b>Caribe</b>	338,00	1.331,00	462,00	296,00	297,00	0,00	0,00	0,00	18,40	1.073,40
Atlántico		1.241,00	153,00		110,00					263,00
Bolívar		90,00	309,00		187,00					496,00
Córdoba	338,00									0,00
Guajira				296,00					18,40	314,40
Cesar										0,00
Magdalena										0,00
Sucre										0,00
<b>Suroccidente</b>	994,00	229,00	197,00	0,00	0,00	0,00	0,00	66,80	0,00	263,80
Cauca	322,70							25,00		25,00
Caquetá										0,00
Nariño	23,10									0,00
Putumayo	0,50									0,00
Quindío	4,30									0,00
Valle del Cauca	643,4	229,00	197,00					41,8		238,80
<b>Oriental</b>	0,00	109,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Casanare		109,60								0,00
Meta										0,00
Guaviare										0,00
<b>Antioquia</b>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Choco										0,00
<b>Total</b>	10.919,80	1.848,40	1.023,00	1.008,00	297,00	276,00	92,00	72,30	18,40	2.786,70

Fuente: UPME, 2014

En la Figura 2, se pueden observar los diferentes centros de generación. Tal y como refleja la tabla hay una gran concentración de centros de generación en los departamentos de Antioquia y Cundinamarca ambos pertenecientes a la región andina que es en la que vive el 0.7 de la población de Colombia. La concentración de sistemas de generación en las regiones en las que se produce un mayor consumo hace que las pérdidas de transporte de energía se reduzcan.

**Figura 2. Ubicación de centros de generación de Colombia [%]**

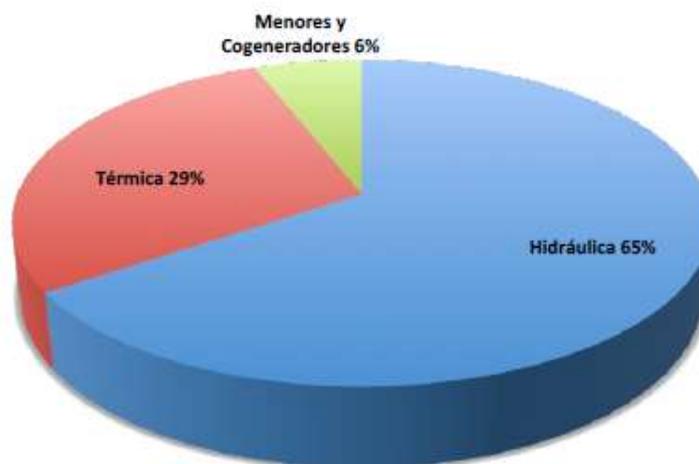


Fuente: UPME, 2014

### **Energía importada por cada tipo de generación**

Según el informe (XM Expertos en Mercados, 2014), la generación anual de energía eléctrica en Colombia en el año 2014 fue de 64.327,9 GWh, un 3,4% por encima de la registrada en el año 2013 (62.196,6 GWh). En la siguiente figura se puede ver el reparto según tecnología de generación durante el año 2014.

**Figura 3. Composición de la generación del SIN en 2014**



Fuente: XM Expertos en Mercados, 2014

En 2014, la generación térmica se incrementó en un 0.02 respecto al total de energía generada, pasando de una participación del 0.27 en 2013, al 0.29 en 2014, mientras que la generación hidráulica se mantuvo prácticamente constante. El crecimiento en la generación térmica, similar al año 2013, fue necesario debido al déficit en aportes hídricos durante el año 2014 frente a los históricos y a la incertidumbre sobre la ocurrencia y fortaleza del fenómeno de El Niño entre los años 2014 y 2015

### **Generación hidroeléctrica**

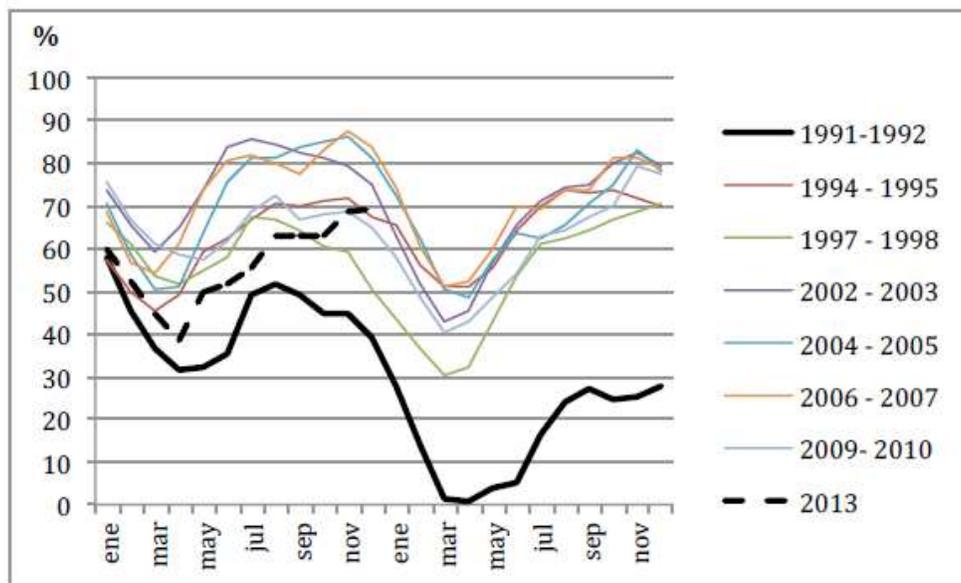
Colombia es uno de los países con mayores recursos hídricos del mundo. Su orografía, marcada por varias cadenas hidrológicas como Guatrón, Pagua y Albán, ofrece un gran potencial para la generación hidroeléctrica a gran escala. La generación eléctrica en el SIN alcanza el 0.65 de generación hidráulica anual y supera el 0.5 de generación diaria de energía.

Sin embargo, debido a fenómenos climáticos, esta generación tiene una gran incertidumbre y un marcado carácter estacional causados por la diferencia de precipitaciones existentes a lo largo del año. Las centrales hidroeléctricas tienden a aumentar su capacidad embalsada desde los meses de abril y mayo (meses usualmente lluviosos) con el fin de atender la demanda en el resto del año. El mes de mínima capacidad de generación es generalmente febrero por ser un mes seco, previo a una temporada de lluvias y posterior al periodo de máxima demanda.

Las centrales de mayor potencia instalada del país son San Carlos (1.240 MW, ISAGEN) y Guavio (1.200 MW, EMGESA). Por otro lado, el embalse de mayor tamaño es El Peñol (107 km<sup>3</sup>) que corresponde a la central Guatapé (560 MW, EPM). Con 10.315 MW instalados, las centrales hidroeléctricas suponen el 0.64 de la potencia total instalada en el SIN.

La característica predominantemente hidroeléctrica del sistema de generación hace que las emisiones de CO<sub>2</sub> del país sean relativamente bajas en comparación con otros países. No obstante, esta característica principalmente hidroeléctrica hace que el país sea especialmente vulnerable al cambio climático como se puede observar en la Figura 4 (XM Expertos en Mercados, 2013), donde se muestra el % de agua embalsada equivalente de los últimos años.

**Figura 4. Comparación de la evolución del embalse agregado en 2013 con eventos recientes del Niño.**



Fuente: XM Expertos en Mercados, 2013

Es destacable la tendencia de los primeros cuatro meses de 2013, muy parecida a la registrada durante los años 1991-1992 (debido al fenómeno El Niño). Las reservas reales durante estos meses descendieron hasta ocupar el segundo valor más bajo en el histórico desde el año 1990 Sin embargo, debido a experiencias aprendidas previamente, en los meses de mayo y agosto de 2013 se produce la recuperación de las reservas.

Este tipo de situación puede volver a ocurrir por lo que, para garantizar una generación mínima de energía, es necesario desarrollar un mix de generación eléctrica suficientemente variado, que permita no depender de un único recurso.

En las centrales hidroeléctricas se producen vertimientos debido a límites técnico--ambientales, a las temporadas invernales, a la imposibilidad de hacer una buena predicción de las afluencias, etc. La Tabla 3 (XM Expertos en Mercados, 2013), muestra los vertimientos producidos en diferentes regiones del país en el año 2013 y 2014

**Tabla 3. Vertimientos por regiones en 2013 y 2014**

Región	Vertimientos GWh (2013)	Vertimientos GWh (2014)
Antioquia	141,8	34,8
Caribe	0,0	0,0
Centro	5,2	61,9
Oriente	0,0	676,0
Valle	3,7	3,4
<b>Total</b>	<b>150,7</b>	<b>776,0</b>

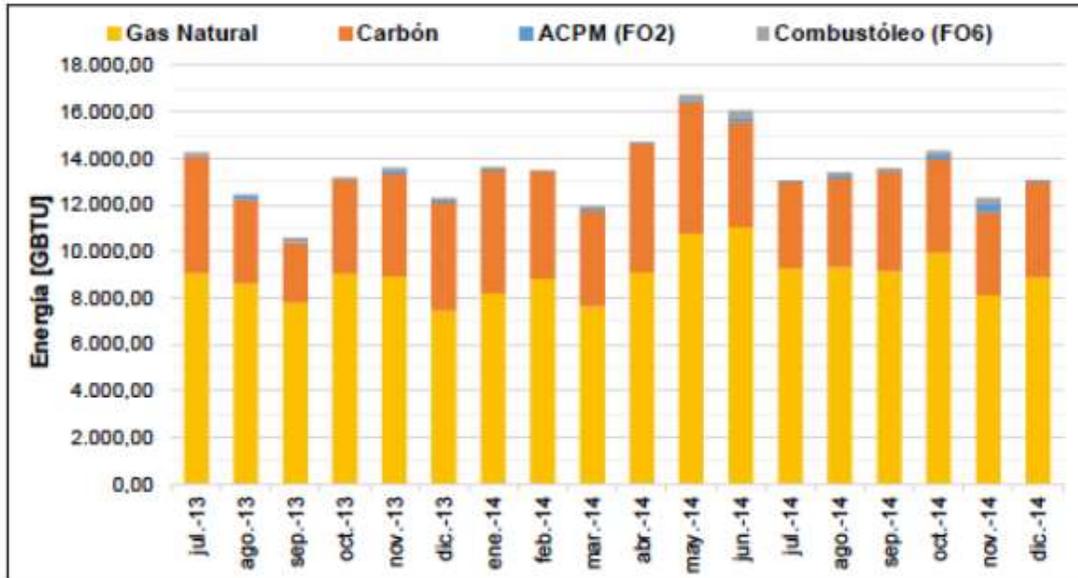
Fuente: XM Expertos en Mercados, 2013

En 2014 los vertimientos totales del SIN fueron 776 GWh, un 4.15 mayor a los de 2013 lo que refleja la fuerte variabilidad anual de la cantidad de agua que no puede ser turbinada y aprovechada para generar energía eléctrica.

## Generación térmica

La generación térmica tiene una gran importancia en el mix de generación eléctrica de Colombia, llegando a contribuir en algunas ocasiones con casi el 0.5 del total de la generación diaria. La Figura 5 muestra una gráfica en la que se presenta el consumo de diferentes combustibles del SIN durante 18 meses (UPME, 2014). En esta gráfica se puede observar que los meses de mayo y junio son los de mayor demanda de energía fósil.

**Figura 5. Evolución de consumo de combustibles para la generación**



Fuente: UPME, 2014

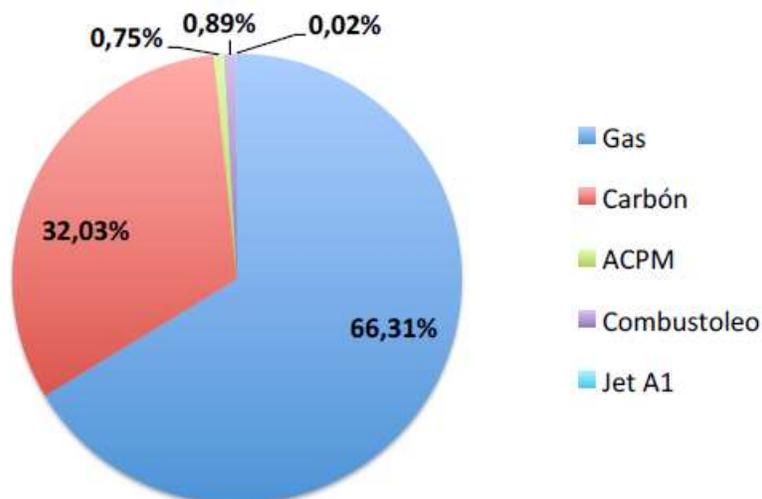
El consumo de combustible de las plantas de generación térmica del SIN aumentó un 9,7% en 2014 alcanzando los 166.311,3 GBTU. En la Tabla 4 (XM Expertos en Mercados, 2014) se presenta una comparativa del consumo de combustible en la generación de electricidad en los años 2013-2014, donde se puede apreciar que los principales combustibles son el gas y el carbón, con un 0.98 del consumo total de combustible.

**Tabla 4. Generación térmica 2014**

Combustible	2013 (GTBU)	2014 (GTBU)	Participación 2014
Gas	98.224,60	110.296,90	66,32%
Carbón	50.017,30	53.264,90	32,03%
ACPM	1.547,90	1.240,90	0,75%
Combustóleo	1.757,80	1.480,30	0,89%
Jet A1	91,10	28,30	0,02%
<b>Total</b>	<b>151,638,79</b>	<b>166,311,30</b>	<b>100,00%</b>

Fuente: XM Expertos en Mercados, 2014

**Figura 6. Participación de combustibles en la generación térmica (2014)**



Fuente: XM Expertos en Mercados, 2014

### **Fuentes no convencionales de energía renovable**

Según la Ley 1725 de 2014, las fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) son aquellos recursos de energía renovable disponibles a nivel mundial que son ambientalmente sostenibles, pero que en el país no son empleadas o son utilizadas de manera marginal y no se comercializan ampliamente. Dicha Ley considera como FNCER la biomasa, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la eólica, la geotérmica, la solar y los mares.

Colombia tiene un gran potencial para que las FNCER complementen la generación hidroeléctrica a gran escala y las fuentes de generación térmicas. Los recursos disponibles a nivel nacional: irradiación solar promedio de 194 W/m<sup>2</sup> para el territorio nacional, vientos localizados de velocidades medias en el orden de 9 m/s y potenciales energéticos del orden de 450 TJ por año en residuos de biomasa, permiten pensar que un futuro las FNCER puedan adquirir mayor trascendencia dentro del mix de generación eléctrica con el que cuenta actualmente el país. (UPME, 2015).

Estas condiciones, sumadas a la volatilidad en el costo de combustibles fósiles y el objetivo de la Ley 1715 de 2014 por mantener una baja huella de carbono y desarrollar una industria energética ambiental, social y económicamente sostenible en el largo plazo, hacen que el planeamiento energético en Colombia requiera necesariamente considerar la utilización de FNCER.

### **Energía eólica**

Actualmente, Colombia no destaca por tener un gran desarrollo de parques eólicos, tan solo tiene 19,5 MW de capacidad de generación conectada al SIN y ésta no ha aumentado desde 2003. El potencial eólico se encuentra localizado en ciertas regiones, como la región Costa Norte o los departamentos de Santander y Norte de Santander. En concreto, el departamento de La Guajira es considerado como una de las zonas con mayor potencial eólico de Sudamérica. Este departamento, presenta vientos con velocidades promedio cercanas a los 9 m/s que se traducen en una capacidad instalable del orden de 18 MW eléctricos (UPME, 2015). En la Tabla 5 se resume el potencial eólico para diferentes regiones de Colombia.

**Tabla 5. Potencial eólico en Colombia**

Área	Potencial eólico (MW)
Costa Norte	20.000
Santanderes	5.000
Boyacá	1.000
Risaralda – Tolima	1.000
Huila	2.000
Valle del Cauca	500

Fuente: (UPME, 2015)

### **Energía solar fotovoltaica**

La energía solar es la segunda fuente de energía renovable instalada en el mundo, con una capacidad instalada de 130 GW -2013 (UPME, 2015). Las condiciones de Colombia para el aprovechamiento de la energía solar son muy favorables, ya que presenta una irradiación promedio de 4,5 kWh/m<sup>2</sup>/d, cifra por encima de la media mundial de 3,9 kWh/m<sup>2</sup>/d. En la Tabla 6 se muestran los valores de irradiación promedio para diferentes regiones del país.

**Tabla 6. Valores de irradiación promedio**

Área	Irradiación promedio (KWh/m <sup>2</sup> /día)
Guajira	6,0
Costa atlántica	5,0
Orinoquía	4,5
Amazonía	4,2
Región Andina	4,5
Costa Pacífica	3,5

Fuente: (UPME, 2015).

### **Energía de la biomasa**

La biomasa genera aproximadamente el 1,5% del total de electricidad producida en el mundo (año 2010 - 331 TWh) (UPME, 2015). En los últimos 3 años, esta cifra ha aumentado un 0.22 hasta alcanzar los 405 TWh en 2013. En Colombia, se generaron aproximadamente 804 GWh de electricidad por medio de biomasa, un 1,3% de la generación total. Sin embargo hay un gran potencial debido a la alta cantidad de residuos agrícolas y pecuarios del país. La Tabla 8 y Tabla 7 presentan de manera resumida este potencial mencionado.

**Tabla 7. Potenciales energéticos de residuos pecuarios**

Residuos pecuarios	Toneladas de residuo (2008)	Potencial energético (TJ/año)
Bovino	99.168.608	84.256
Avícola	3.446.348	29.183
Porcino	2.803.111	4.308
<b>Total</b>		<b>117.747</b>

Fuente: (UPME, 2015).

**Tabla 8. Potenciales energéticos de residuos agrícolas**

Cultivo	Residuo agrícola	Toneladas de residuo (2012)	Potencial energético (TJ/año)
Palma	Cuesco	246.714	3.428
	Fibra	712.946	8.845
	Raquis	1.206.490	8.622
Caña Azúcar	RAC	8.741.194	42.761
	Bagazo	7.186.013	78.814
Caña panelera	Bagazo	4.817.888	52.841
	RAC	3.250.469	15.901
Café	Pulpa	2.327.929	8.354
	Cisco	224.262	3.870
	Tallos	3.303.299	44.701
Maíz	Rastrojo	1.126.840	11.080
	Tusa	325.746	3.389
	Capacho	254.564	3.863
Arroz	Tamo	5.447.359	19.476
	Cascarilla	463.605	6.715
Banano	Raquis	1.834.822	788
	Vástago	9.174.108	5.172
	Rechazo	275.223	484
Plátano	Raquis	3.201.476	1.374
	Vástago	16.007.378	9.024
	Rechazo	480.221	844
<b>TOTAL</b>			<b>335.346</b>

Fuente: (UPME, 2015).

## **Energía Geotérmica**

La energía geotérmica cuenta con una capacidad instalada de aproximadamente 11,7 GW a nivel mundial -2013 (UPME, 2015). En Latinoamérica, varios países han desarrollado la explotación de este recurso destacando México, con aproximadamente 980 MW instalados, Costa Rica y El Salvador, con aproximadamente 200 MW cada uno y Nicaragua con alrededor de 155 MW instalados. En términos mundiales, los países con mayor participación de la geotérmica entre sus fuentes de generación eléctrica son Islandia (30%), Filipinas -0.27 y El Salvador (25%).

Por su parte, Colombia no cuenta con un gran potencial para el aprovechamiento del recurso geotérmico. Cuenta con la zona volcánica del Nevado del Ruiz y la región de influencia de los volcanes Chiles, Cerro Negro y Azufral, que pueden ser aprovechados para la generación. Sin embargo, Colombia no dispone todavía de marco regulatorio necesario para la administración del recurso que haga factible su explotación.

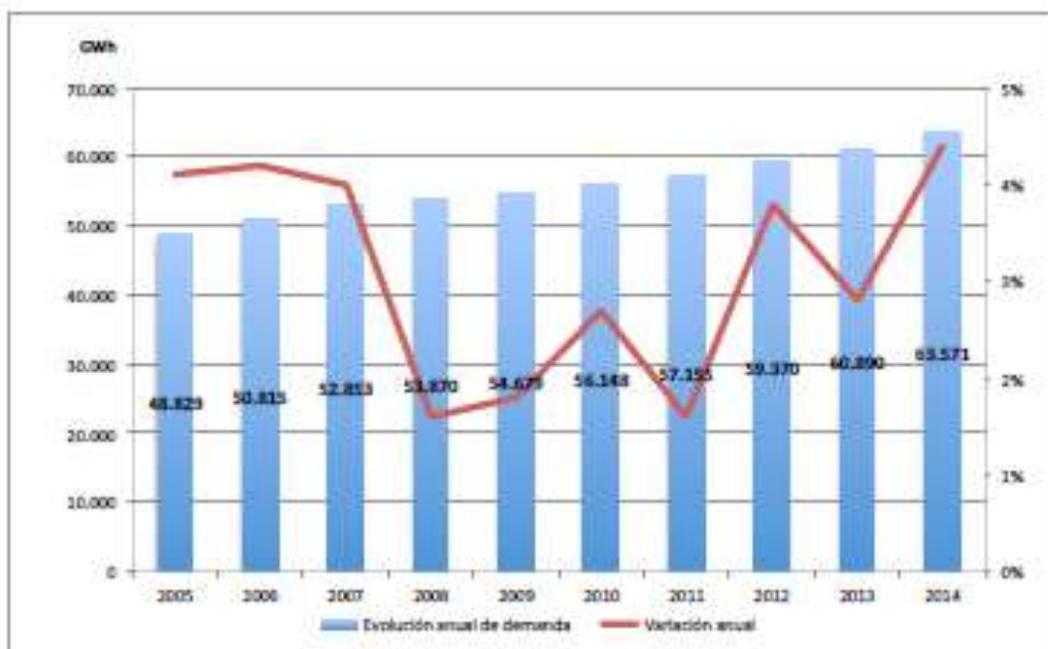
La identificación de las zonas idóneas para su desarrollo se viene estudiando desde finales de la década de los 70 y su potencial se estima del orden de 1 a 2 GW (UPME, 2015).

## **1.2 Demanda**

### **Evolución anual de la demanda**

Colombia ha mantenido un ritmo de crecimiento continuado de su demanda eléctrica total durante la última década, como muestra la Figura 7 (XM Expertos en Mercados, 2014), donde se observa la demanda anual en los años 2005--2014. Como energía demandada se considera toda la energía que los OR deben comprar, es decir, incluye tanto la energía suministrada a los usuarios como las pérdidas. El mayor crecimiento se ha producido en el último año 2014, donde se ha alcanzado un consumo total de 63.571 GWh, lo que corresponde a un incremento del 4,4% respecto al año anterior.

**Figura 7. Evolución anual de la demanda**

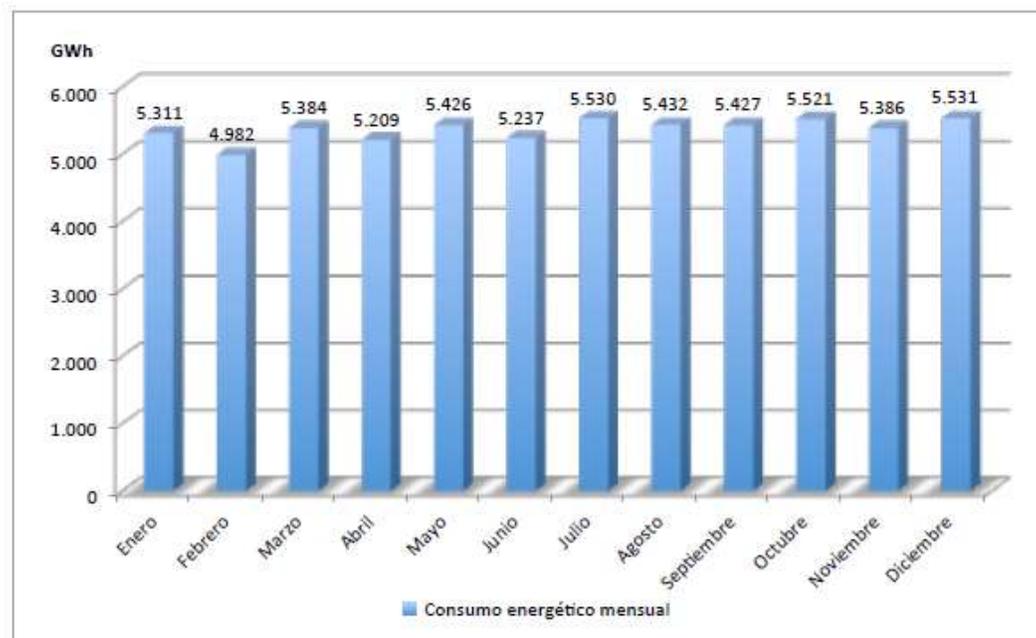


Fuente: XM Expertos en Mercados, 2014

## **Evolución mensual de la demanda**

En la Figura 8 (XM Expertos en Mercados, 2014) se puede observar cómo en el año 2014, los meses con mayor consumo fueron diciembre y julio, ambos cercanos a los 5.531 GWh. Mientras que los meses con menor consumo fueron febrero y abril.

**Figura 8. Demanda energética mensual - 2014**



Fuente: XM Expertos en Mercados, 2014

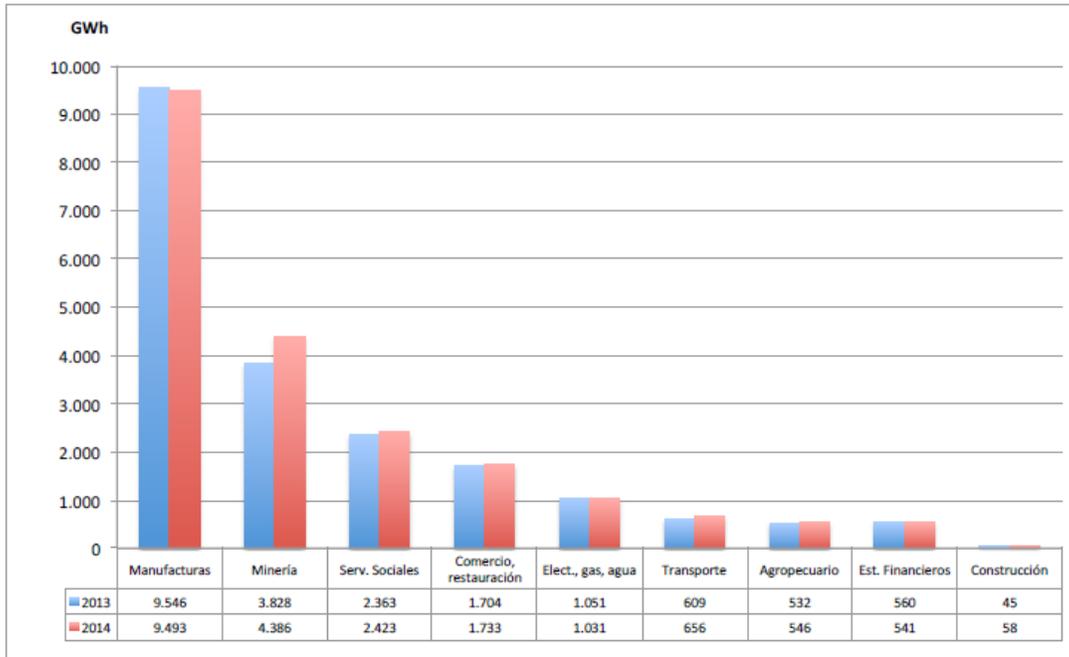
## **Mercados regulados y no regulados**

Como se ha indicado en el apartado anterior, la demanda total de energía en el año 2014 fue de 63.571 GWh. Esta se divide en 42.323 GWh (67,18%) en el mercado regulado y 20.867 GWh (32,82%) en el mercado no regulado. Los usuarios en Colombia están clasificados en regulados o no regulados. Los primeros deben contar con una demanda de energía inferior a 55 MWh/mes o una potencia contratada inferior a 0,1 MW. Para este tipo de cliente la tarifa está regulada por la CREG y depende del estrato social al que pertenece el usuario. Los usuarios no regulados deben tener un consumo promedio durante los últimos 6 meses superiores a los 55 MWh/mes o una potencia contratada superior a 0,1 MW y pueden contratar su suministro en el mercado mayorista, es decir, pueden negociar la tarifa directamente con los comercializadores fuera de los precios fijados por la CREG.

La mayor parte de la demanda no regulada industrial (grandes consumidores) se concentra en la industria manufacturera y en la explotación de minas y canteras. Mientras que la demanda eléctrica del sector comercial se concentra en los servicios sociales, y en el subsector de restauración.

A continuación se muestra el crecimiento del mercado no regulado desagregado en sus diferentes subcomponentes. A continuación se desagrega en la Figura 9 (XM Expertos en Mercados, 2014) el crecimiento del mercado no regulado en sus diferentes subcomponentes.

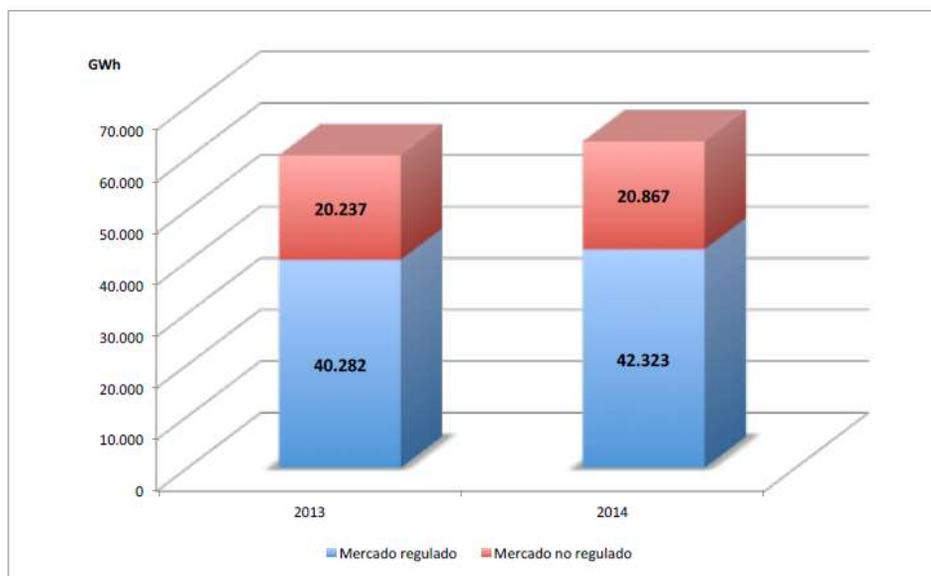
**Figura 9. Demanda de energía para el año 2014 del mercado no regulado – Subcomponentes**



Fuente: XM Expertos en Mercados, 2014

La Figura 10 (XM Expertos en Mercados, 2014) muestra la comparación de demanda del mercado regulado y el no regulado en los años 2013 y 2014, donde se aprecia el importante incremento destacado anteriormente. Se observa que el crecimiento mencionado se debe, por un lado, al incremento de un 0.05 de la demanda de energía del mercado regulado (sector residencial y pequeños negocios) y por otro a un incremento del 0.03 del mercado no regulado, debido sobre todo al crecimiento de la actividad minera.

**Figura 10. Crecimiento de la demanda por mercados**

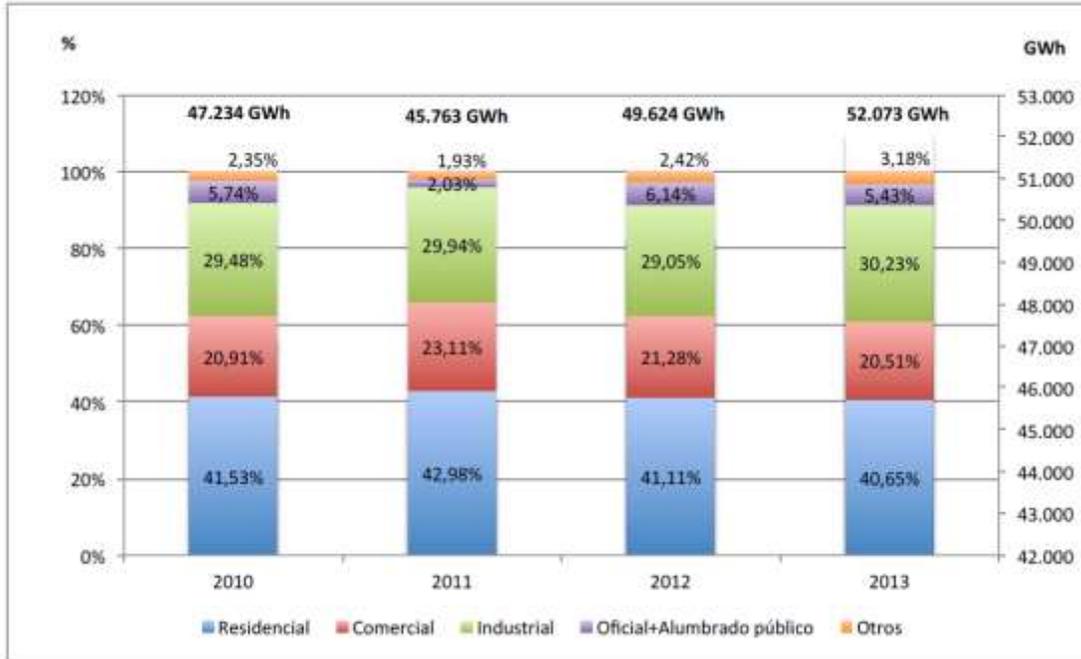


Fuente: XM Expertos en Mercados, 2014

## Sectores de consumo

Al igual que en años anteriores, el sector residencial se confirma como base de la demanda sectorial, con un 0.4 del consumo energético, seguido por los sectores comercial e industrial, con un 0.2 y 0.3 de consumo respectivamente. En la Figura 11 (ASCODIS (SUI, Empresas)) se puede apreciar el peso de los diferentes sectores industriales y cómo su proporción no presenta variaciones significativas en los últimos años.

**Figura 11. Consumo por sectores**

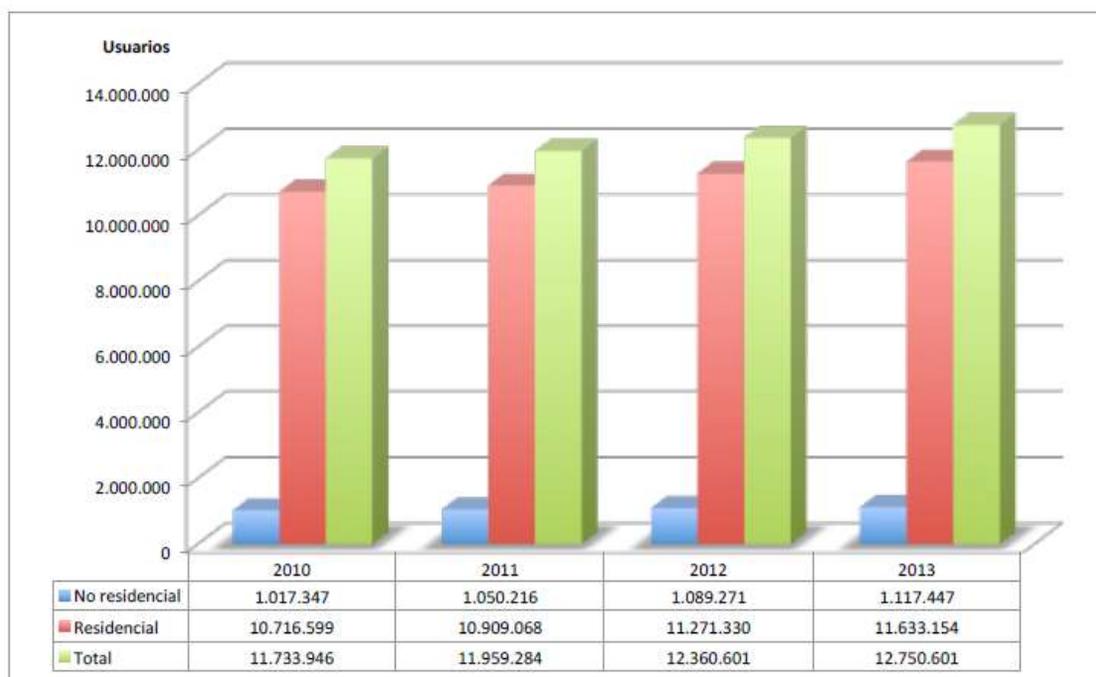


Fuente: (ASCODIS (SUI, Empresas))

## Usuarios y cobertura

Tanto la cobertura como el número de usuarios del SIN ha ido aumentando progresivamente en los últimos años. En 2013, la cobertura eléctrica alcanzó el 96,5% de la población alcanzando un número total de usuarios de 12,75 millones, de los cuales 11,63 millones -0.91 correspondían al sector residencial. La Figura 12 (ASCODIS (SUI, Empresas)) muestra la evolución del número de usuarios para el periodo 2010-2013:

**Figura 12. Evolución usuario 2010-2013**

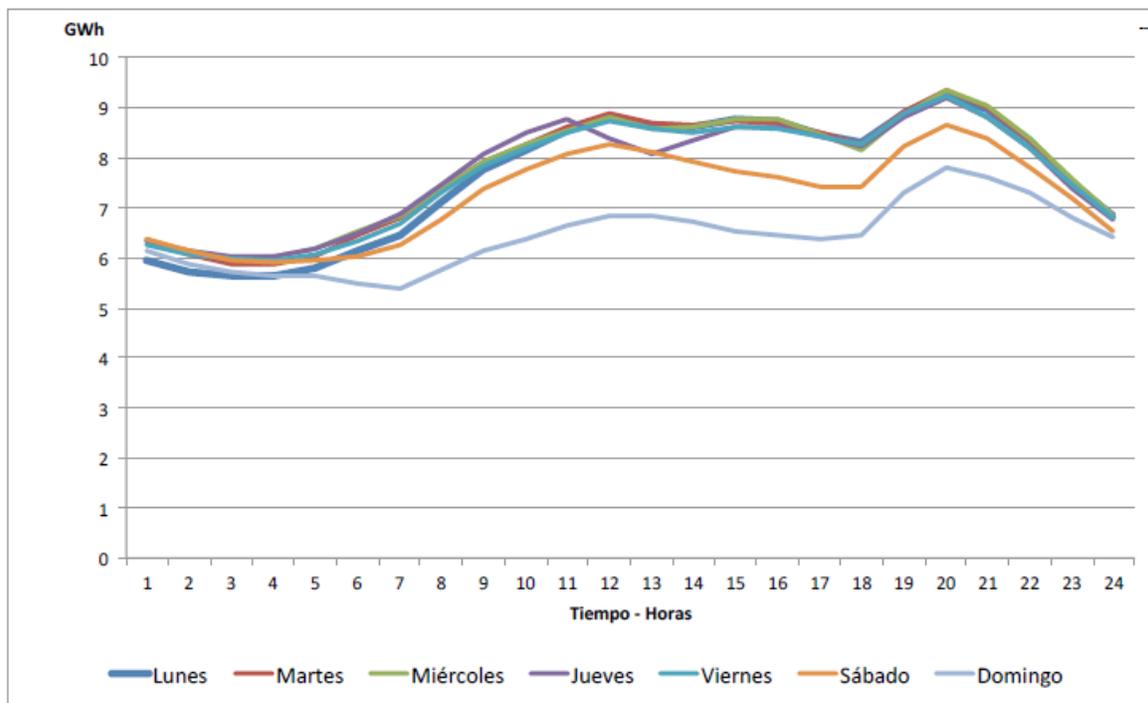


Fuente: (ASCODIS (SUI, Empresas))

### **Caracterización de la demanda**

La Figura 13 (XM Expertos en Mercados, 2014) presenta las curvas de demanda diarias de la semana del lunes 16 de junio de 2014 al domingo 22 de junio de 2014. Se puede observar tres tipos de días claramente definidos: día ordinario, sábado y domingo. El comportamiento de la semana seleccionada es extrapolable al resto del año, ya que el mismo comportamiento se observa en diferentes semanas, variando únicamente el pico de demanda. La forma de la curva se mantiene con dos picos de demanda entre las 11 a.m. y 1 p.m. (más cerca de la 1 p.m. en domingo) y a las 8 p.m. y 9 p.m. así como un punto de demanda mínima entre las 3 a.m. y 4 a.m. de lunes a sábado; produciéndose este valle entorno a las 7 a.m. y 8 a.m. el domingo.

Figura 13. Demanda eléctrica. Semana 16-22 de junio de 2014

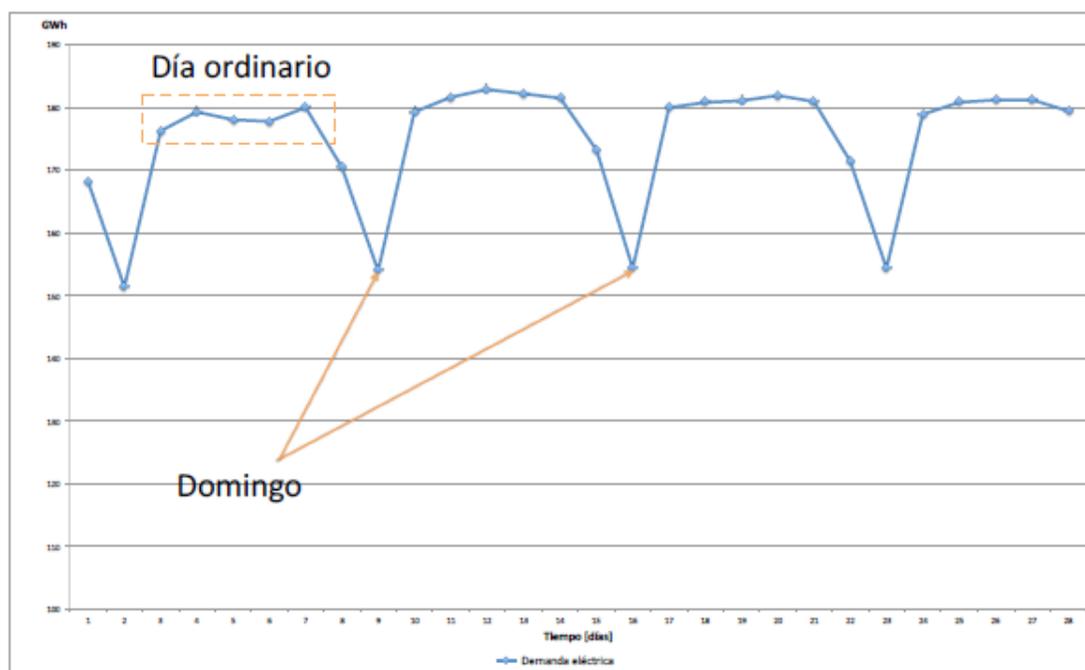


Fuente: XM Expertos en Mercados, 2014

En todo el año 2014, la demanda de energía máxima horaria fue de 9,65 GWh y se registró el 6 de noviembre entre las 6 p.m. y las 7 p.m., mientras que la mínima fue de 4,49 GWh, registrada el 1 de enero de 2014 entre las 7 a.m. y las 8 a.m.

El comportamiento de la demanda es mucho más dependiente del día de la semana (especialmente en la distinción entre días laborables y no laborables) que del mes del año. Es decir, la influencia de la laboralidad es mucho más acusada que la de la estacionalidad, lo cual es lógico dada la climatología de Colombia. En la Figura 14 se muestra la demanda diaria en el Sistema de Transmisión Nacional (STN) del mes de febrero, en el que se aprecia claramente la dinámica de la demanda.

**Figura 14. Demanda de energía en el STN para febrero de 2014**



Fuente: XM Expertos en Mercados, 2014

### 1.3 Sistema de Transmisión

El Sistema de Transmisión Nacional (STN) corresponde al conjunto de líneas, compensadores, subestaciones y demás equipos de interconexión que operan a niveles de tensión entre 220 kV y 500 kV. La Tabla 9 (UPME, 2013) presenta los kilómetros de líneas de transmisión según niveles de tensión.

**Tabla 9. Longitud líneas de transmisión (Año 2013)**

Líneas Transmisión	Longitud (km)
100 – 115 kV	10.267
138 kV	15,5
220 – 230 kV	11.680
500 kV	2.437
<b>TOTAL</b>	<b>24.399,5</b>

Fuente: UPME, 2013

Para mostrar una idea del alcance de SIN en las diferentes áreas de Colombia en la Figura 15 (UPME, 2014) se muestran las líneas de más de 200 kV que son las que permiten el transporte de la energía desde los grandes centros de generación hasta los puntos de consumo. En dicha figura se puede apreciar que la red de transporte está implantada tanto en la región Andina como en la región Caribe.



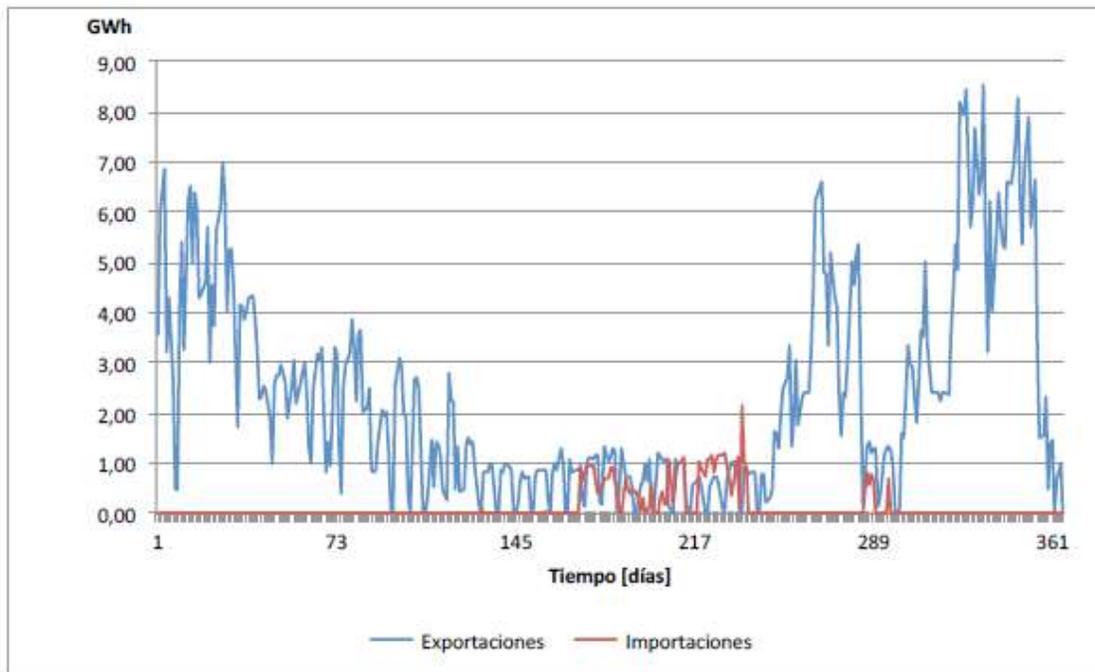
**Figura 16. Sistemas de interconexiones de Colombia**



Fuente: UPME, 2013

La interconexión con Panamá se espera que entre en funcionamiento el año 2018, conectando a Colombia en el sistema SIEPAC, Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central, en el que actualmente se integran Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá, con una capacidad confiable y segura de transporte de energía de hasta 300 MW.

**Figura 17. Importaciones y exportaciones internacionales de energía en 2014**



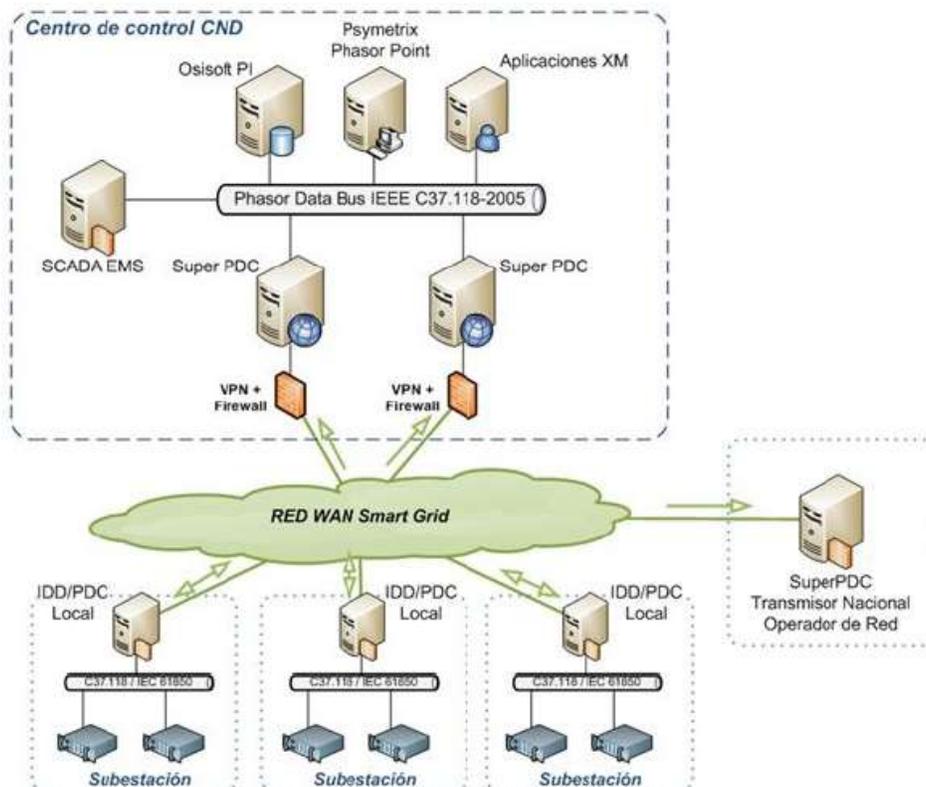
Fuente: UPME, 2013

La operación del Sistema de Transmisión Nacional (STN) se encuentra centralizada y con estándares adecuados de eficiencia y confiabilidad. Sin embargo, en 2007 se presentó un blackout por cerca de 4 horas. Como respuesta a este evento se implementaron medidas que permitieran mejorar la respuesta del sistema frente a contingencias. Para ello, se instalaron Unidades de Medición Fasorial (PMUs) en el STN y se mejoraron los esquemas de operación y control dándole mayor inteligencia al sistema. El primer proyecto de ubicación de PMUs se denominó SIRENA (Sistema de respaldo nacional ante eventos de gran magnitud) el cual se desarrolló entre 2008 y 2013. Este proyecto estaba encaminado a la ubicación de PMUs y la familiarización con esta nueva tecnología. La siguiente fase del proyecto, denominada iSAAC (Intelligent Supervision and Advanced Control) supone la implementación de tecnologías WAM (Wide Area Monitoring), WAC (Wide Area Control) y WAP (Wide Area Protection) en el STN (Jornadas técnicas de ISA 2012).

Las subestaciones con PMUs instaladas son las siguientes: San Carlos (230 kV), Sabanalarga (220 kV), Ocaña (230 kV), Ancón Sur ISA (230 kV), Betania (230 kV), Cerromatoso (110 kV), Chinú (110 kV), Chivor (230 kV), La Enea (230 kV), Esmeralda (230 kV), Guavio (230 kV), Jamondino (230 kV), La Miel (230 kV), Sochagota (230 kV), Termocartagena (220 kV), Torca (230 kV) y Urrá (230 kV).

En el momento de inicio del proyecto SIRENA, no existía ningún software comercial demostrado para la implementación de sistemas WAM, WAC y WAP. Por tanto, se optó por contribuir al desarrollo de la tecnología mediante inversión directa en investigación y desarrollo. El principal reto es supervisar, controlar y proteger la infraestructura en un ambiente de mercado con flujos de potencia dinámicos. El manejo de grandes cantidades de información, las comunicaciones y la operación en tiempo real fueron igualmente un nuevo reto para la implementación de este sistema en el CND. La Figura 18 muestra un prototipo de red WAM.

**Figura 18. Prototipo de arquitectura de supervisión y control avanzado**



Fuente: Jornadas técnicas de ISA 2012

---

La arquitectura WAMS implementada en XM incluye diferentes herramientas utilizadas por el centro de control tales como: PhasorPoint de Alstom/PSYMETRIX, PI de Osisoft, el sistema SCADA/EMS y OpenPDC de Grid Protection Alliance (Jornadas técnicas de ISA 2012).

Los buenos resultados del operador del sistema XM en la gestión del STN han permitido que se realicen proyectos relacionados con los sistemas de transporte (Ciudades Inteligentes). En este sentido XM opera el centro de gestión de movilidad de Medellín.

Debido al nivel de desarrollo y confiabilidad alcanzada gracias al nivel de automatización y de inteligencia del STN, el mapa de ruta para el desarrollo de las RIs en Colombia se va a centrar en el nivel de distribución.

## 1.4 Sistema de Distribución

El tipo de carga que soporta cada circuito depende principalmente del entorno, ya sea este: urbano, rural o industrial. En los entornos urbano o rural la carga es eminentemente resistiva mientras que en el entorno industrial la componente reactiva cobra más importancia.

El sistema se divide en dos grandes bloques. El Sistema Interconectado (SIN) y las Zonas no Interconectadas (ZNI). Dado que el SIN comprende más del 0.99 de la energía gestionada, en adelante el documento se centra en la red de distribución del SIN.

En este apartado se caracterizan los circuitos eléctricos que componen la red de distribución de Colombia. En primer lugar se va a describir de manera genérica la red eléctrica colombiana, desde el Sistema de Transporte Nacional (STN) a las redes de baja tensión que llevan la energía al usuario final. En el siguiente apartado se comentan distintas formas de clasificar los circuitos del sistema de distribución. Los tres últimos apartados se dedican a la caracterización de la red de distribución desde el punto de vista de: el nivel de pérdidas técnicas y no técnicas, la calidad de energía y continuidad del servicio y el nivel de consumo y usuarios de la red.

El objetivo final de la caracterización de la red de distribución es identificar los problemas y las oportunidades de mejora en la red de distribución relacionadas con las redes inteligentes<sup>1</sup>.

### **Generalidades**

Los sistemas de transporte de energía que se conectan al STN a niveles inferiores de tensión se pueden clasificar en dos grupos: Sistemas de Transmisión Regionales (STR) y Sistemas de Distribución Locales (SDL). A su vez, estos sistemas se clasifican (Resolución CREG 097, 2008) en función del nivel de tensión según se indica en la Tabla 10.

---

<sup>1</sup> Los términos Redes Inteligentes y Smart Grid, sus respectivas siglas RI - SG y Hoja de Ruta y Mapa de Ruta son utilizados indistintamente en estos documentos.

**Tabla 10. Niveles de tensión de los STR y SDL**

Nivel de tensión	Desde	Hasta	Sistema
I	0	1,0 kV	SDL
II	1,0 kV	30 kV	SDL
III	30 kV	57,5 kV	SDL
IV	57,5 kV	220 kV	STR

Fuente: Resolución CREG 097, 2008

El sistema de distribución colombiano está formado por los siguientes componentes:

- Subestaciones secundarias, son las encargadas de transformar el nivel de tensión del (STR) a la de los circuitos de distribución primarios.
- Circuitos primarios, que distribuyen la energía desde las subestaciones secundarias hasta los transformadores de distribución.
- Transformadores de distribución, que convierten el nivel de tensión de los circuitos primarios al de los consumidores conectados a los circuitos secundarios.
- Circuitos secundarios, son los encargados de distribuir la energía a los usuarios conectados en el nivel de tensión I.

Otro modo de clasificar las redes de distribución es atendiendo al entorno al que suministran energía. Así se pueden clasificar en: redes urbanas, redes rurales y redes semiurbanas.

Las *redes de distribución urbanas* se caracterizan por contar con usuarios muy concentrados y por tener un bajo porcentaje de líneas subterráneas, aunque elevado en comparación con el resto de entornos. Este tipo de redes cuenta con transformadores trifásicos en áreas de alta densidad de carga y monofásicos en áreas de carga moderada que principalmente suministran energía a cargas residenciales y comerciales.

De acuerdo al nivel económico y a sus hábitos de consumo los usuarios residenciales colombianos se pueden clasificar de la siguiente manera:

- Zona clase alta. Usuarios con un alto consumo de energía eléctrica, pertenecen a los estratos 5 y 6
- Zona clase media. Usuarios con un consumo moderado, pertenecen al estrato 4
- Zona clase baja. Agrupa a los usuarios de consumo bajo y pertenecen a los estratos 1, 2 y 3

En general las cargas de estos usuarios son fundamentalmente resistivas puesto que corresponden al sistema de alumbrado y a los equipos de calefacción aunque entre ellas también hay electrodomésticos con pequeñas cargas reactivas.

En las áreas comerciales las cargas son principalmente resistivas con algún componente inductivo que, al consumir energía reactiva, hace disminuir el factor de potencia de la red.

Las *redes de distribución rurales* son aquellas que suministran energía a una localidad de población reducida. Se caracterizan por contar con una cantidad pequeña de usuarios que geográficamente están dispersos lo que hace que la mayor parte de la red esté compuesta por líneas aéreas.

Los consumos por usuario son muy inferiores a los correspondientes a las zonas urbanas e industriales. En general, las redes de distribución en las zonas rurales tienen como objetivo principal suministrar energía para los sistemas de alumbrado, tanto público como en las viviendas, es decir, son cargas resistivas. En segundo plano queda el suministro para electrodomésticos y para la agricultura y explotaciones ganaderas, las cuales pueden presentar un componente más inductivo que las cargas de iluminación.

Por último, en un *entorno semiurbano* se encuentran las redes que dan suministro a los usuarios industriales. La principal característica de estas cargas es su elevado consumo de energía reactiva debido a

la gran cantidad de motores que se conectan a la red. A los usuarios industriales se les controla el consumo de energía reactiva para evitar que suponga un grave problema para la red. Además, debido a su elevado consumo, se fomenta el consumo en horas valle mediante la aplicación de una doble tarifa, consiguiendo realizar un primer paso hacia la gestión de la demanda.

El país se puede clasificar en seis áreas geográficas distintas. La distinta geografía también influye en el tipo de red que existe en cada una de ellas. A continuación se enumeran las áreas geográficas y se describe brevemente el tipo de red que se puede encontrar en cada una de ellas.

- ANDINA. Redes conectadas al SIN, es el área más urbana, con parte de la red mallada.
- PACÍFICO. Redes conectadas al SIN pero mucho menor grado de electrificación que la región Andina. Mayoritariamente redes radiales
- CARIBE. Redes conectadas al SIN mayoritariamente radiales.
- AMAZONAS. ZNI con generación distribuida en red aislada.
- ORINOQUIA. ZNI con generación distribuida en red aislada
- INSULAR. . ZNI con generación distribuida en red aislada

### **Características Operadores de Red**

Según el informe ASOCODIS (ASOCODIS, 2014), las 23 empresas Distribuidoras - Comercializadoras que forman parte de la asociación aglutinan el 99,2% del total nacional de usuarios. La Tabla 11 (ASOCODIS, 2014) presenta algunas de las principales variables sectoriales de los OR mencionados y su participación en el Sector Eléctrico Colombiano.

**Tabla 11. Participación de los OR en el sector eléctrico colombiano**

CONCEPTO	2013	PARTICIPACIÓN 2013	
<b>Consumo</b>	39.711	65,60%	de la demanda nacional del SIN
		75,70%	del consumo nacional
Consumo regulado	32.605	95,60%	del consumo nacional regulado
Consumo no regulado	7.106	38,80%	del consumo nacional NO regulado
<b>Usuarios</b>	12.651.474	99,20%	del total nacional
Usuarios residenciales	11.562.038	99,80%	del total de usuarios residenciales nacionales
Usuarios no residenciales	1.089.436	97,60%	del total de usuarios no residenciales nacionales
<b>Municipios</b>	1.057	96,00%	del total de municipios nacionales
<b>Facturación</b>		84,10%	del total de la facturación nacional
<b>(Millones de pesos de 2013)</b>	13.180.173	1,90%	del PIB nacional
<b>Empleo</b>	36.681		

Fuente: ASOCODIS, 2014

A continuación, la Tabla 12 presentan algunas cifras significativas de los principales OR en Colombia.

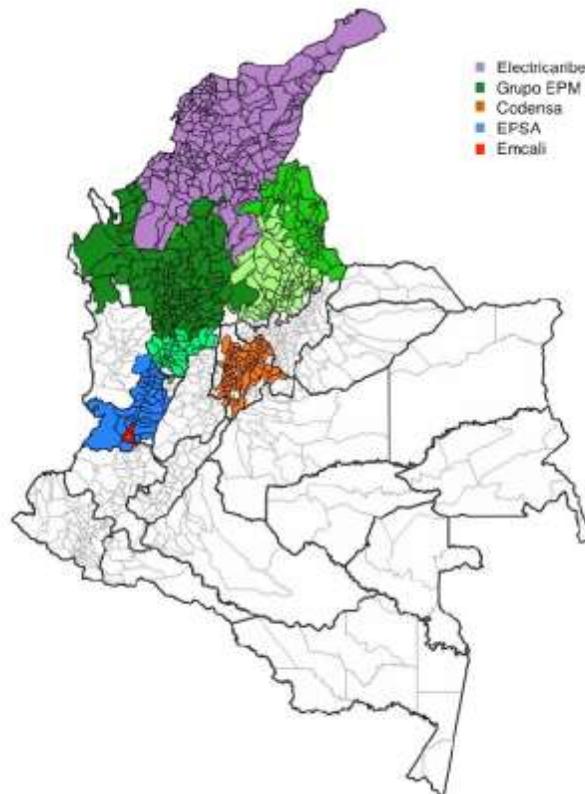
Tabla 12. Características principales OR

2013	Consumo de energía eléctrica	Número de usuarios
GRUPO EPM <sup>3</sup>	32,8 %	29,5 %
ELECTRICARIBE	21,3 %	17,7 %
CODENSA	20,2 %	21,2 %
EMCALI	6,8 %	4,8 %
EPSA	4,1 %	3,9 %
TOTAL	85,2 %	77,1 %

Fuente: ASOCODIS, 2014

En la anterior tabla se puede ver como estos 5 OR dan servicio al 77% de los usuarios y proporcionan el 85% del consumo eléctrico en Colombia. Sus principales zonas de servicio son las que aparecen en la Figura 19. En el Grupo EPM se ha tenido en cuenta las empresas EPM, CENS, CHEC, EDEQ y ESSA de la fuente.

Figura 19. Cobertura de los principales OR



Fuente: Grupo Técnico Proyecto BID

Entre el 0.77 de los usuarios que suministran estos 5 OR se encuentran las 5 principales ciudades de Colombia (Bogotá, Medellín, Cali, Barranquilla y Cartagena). Si a esto se une que estos OR son los que han conseguido más avances en el desarrollo de RIs, es previsible que a corto plazo sean estos OR los que

presenten los mayores logros e impacto, en cuanto a aumentos de calidad de suministro, reducción de pérdidas, aumento de eficiencia, etc.

### **Circuito tipo de la red de distribución**

El sistema de distribución colombiano está formado por más de 200.000 km de líneas eléctricas, divididas en 5.000 circuitos aproximadamente a tensión inferior a los 57,5 kV. En este apartado se van a analizar los circuitos característicos de la red de distribución en función del tamaño de la compañía distribuidora. Existen 27 operadores de red que conforman el sistema de distribución. La Tabla 13 muestra la información básica que caracteriza a cada operador de red.

**Tabla 13. Caracterización por operador de red**

No.	OPERADOR DE RED	NUMERO DE CIRCUITOS	LONGITUD TOTAL (km)	NUMERO DE TRANSFORMADORES	CARGA TOTAL (MVA)	POTENCIA PROMEDIO POR TRANSFORMADOR (kVA)
1	CODENSA	940	19.675	60.908	6.787	111,43
2	EPM	813	40.236	120.794	5.375	44,50
3	ELECTRICARIBE	735	32.195	83.320	6.134	73,62
4	ESSA	325	17.209	26.350	1.464	55,56
5	EBSA	317	12.705	17.176	802	46,67
6	CHEC	262	9.344	18.251	819	44,85
7	ENERTOLIMA	236	11.017	18.692	883	47,21
8	EPSA	216	10.363	25.535	1.175	46,03
9	EEC	176	7.548	14.240	662	46,51
10	CEO	166	9.076	15.157	571	37,65
11	ELECTRO HUILA	166	9.938	14.732	612	41,52
12	EMCALI	154	2.397	17.951	2.479	138,08
13	EMSA	115	7.768	10.035	539	53,70
14	CENS	114	9.058	14.970	740	49,46
15	CEDENAR	106	2.548	13.144	463	35,21
16	EDEQ	68	2.299	7.723	442	57,27
17	EFP	43	1.221	6.062	472	77,83
18	ENELAR	34	379	4.523	124	27,43
19	CFESA	24	418	1.670	111	66,48
20	EPUTUMAYO	16	450	808	42	52,13
21	DISPAC	13	840	1.616	86	53,24
22	ENERGUAVIARE	11	536	730	23	31,41
23	EE BAJO PUTUMAYO	10	517	861	30	34,39
24	EMCARTAGO	8	266	1.233	81	65,66
25	SIBUNBOY	4	204	315	15	48,44
26	RUITOQUE	4	13	54	2	28,15
27	POPAYÁN	3	25	58	2	27,00
	<b>Total</b>	<b>5.079</b>	<b>208.244</b>	<b>496.908</b>	<b>30.933</b>	

Fuente: CREG 036, 2014

Los operadores red se pueden clasificar según la energía que suministran en (CREG 036, 2014):

- **Grandes operadores de red  $S > 5.000$  MVA:** A este grupo pertenecen CODENSA, EPM y ELECTRICARIBE, son los mayores operadores tanto por potencia, como por número de circuitos y de transformadores.

**Tabla 14. Grandes operadores de red**

Número de circuitos	Longitud total (km)	Número de transformadores	Carga total (MVA)	Potencia promedio por transformador (kVA)	Número de empresas
829,33	30.702,00	88.340,67	6.098,67	69,04	3

- **Operadores de red medianos  $400 < S < 2500$  MVA:** A este grupo pertenecen aproximadamente la mitad de los operadores de red.

**Tabla 15. Operadores de red medianos**

Número de circuitos	Longitud total (km)	Número de transformadores	Carga total (MVA)	Potencia promedio por transformador (kVA)	Número de empresas
186,23	8.559,23	16.458,15	896,23	54,16	14

- **Operadores de red pequeños  $S < 400$  MVA.** En este grupo destaca que la potencia promedio por transformador es sensiblemente inferior a la de los otros dos grupos.

**Tabla 16. Grandes operadores de red**

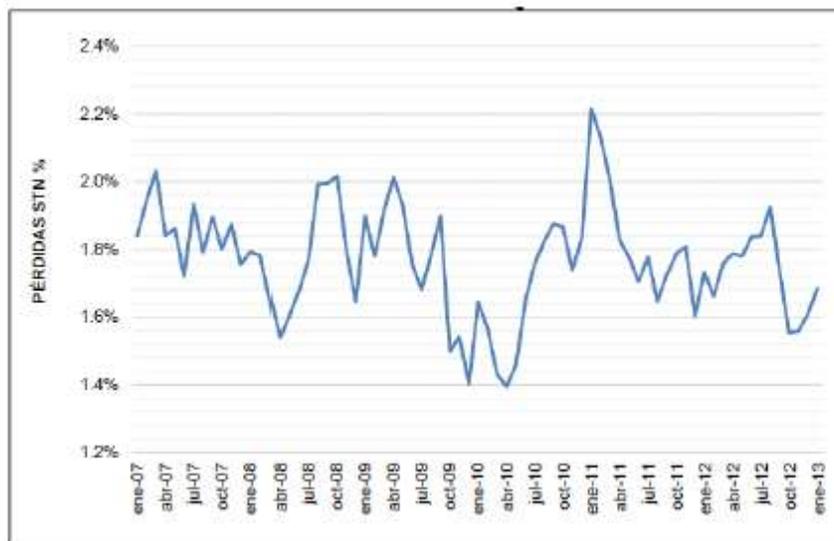
Número de circuitos	Longitud total (km)	Número de transformadores	Carga total (MVA)	Potencia promedio por transformador (kVA)	Número de empresas
15,45	442,64	1.630,00	89,82	55,10	10

De las tablas presentadas se puede concluir que la longitud media de los circuitos se sitúa entre 30 km y 40 km, la potencia media de los transformadores entre 54 kVA y 70 KVA. Se observa que la dispersión es muy baja y, por tanto, el tamaño de la compañía no tiene influencia en las características medias de la red tipo.

### **Pérdidas de energía**

Según muestra la UPME en el (UPME, 2013), las pérdidas de energía en el STN tienen un promedio del 1,9% y su tendencia durante los últimos años ha sido mantenerse constante tal y como se observa en la Figura 20.

**Figura 20. Pérdidas de energía en el STN**



Fuente: UPME, 2013

En la red de distribución el porcentaje de pérdidas es mucho mayor que en la de transmisión. Además del aumento de pérdidas derivado de la reducción del nivel de tensión, una parte importante de la energía perdida en la red de distribución proviene de hurtos, mala contabilización de los consumos u otros factores que no dependen estrictamente de las características eléctricas de la red.

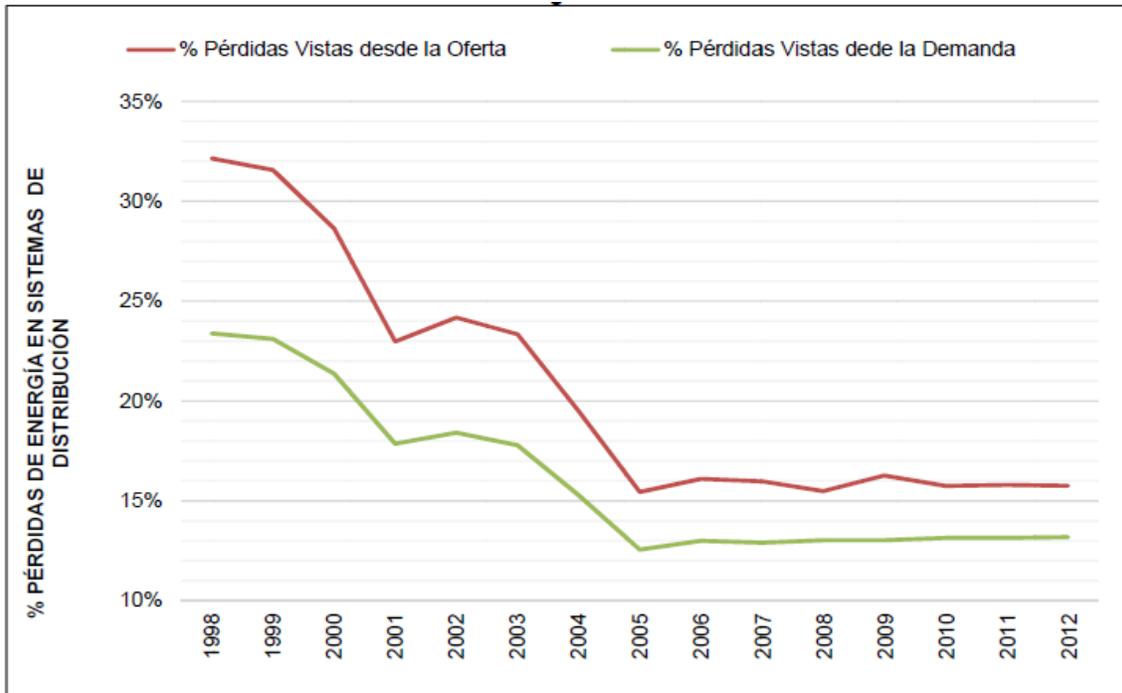
Por esta razón, al hablar de pérdidas en la red de distribución se diferencia entre pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas. Las pérdidas técnicas son aquellas originadas principalmente por efecto Joule y que son inherentes al paso de la corriente eléctrica por los diferentes componentes de las líneas. Las pérdidas no técnicas es la parte de la energía que aun habiendo sido distribuida al punto de consumo no llega a facturarse.

Según se aprecia en la Figura 21 (UPME, 2013), las pérdidas totales de la red de distribución se pueden cifrar en un 15,75% vistas desde la oferta o energía que la empresa comercializadora tiene que comprar o en un 13,2% vistas desde la demanda o energía que la comercializadora vende.

Es importante destacar el fuerte descenso que experimentaron las pérdidas en la red de distribución entre los años 1998 y 2005, en los que, vistas desde el punto de vista de la oferta, pasaron de ser casi un tercio de la energía suministrada a representar poco más del 15%, es decir, menos una sexta parte.

También se puede apreciar que durante esos años, la tendencia de las pérdidas vistas desde la oferta y desde la demanda es a igualarse. Aunque su origen se debe en parte a una reducción de las pérdidas técnicas, las políticas de facturación previa adoptadas por los operadores de red durante esos años ayudaron a disminuir fuertemente las pérdidas no técnicas, lo que se traduce en que la energía ofertada cada vez sea más parecida a la demandada.

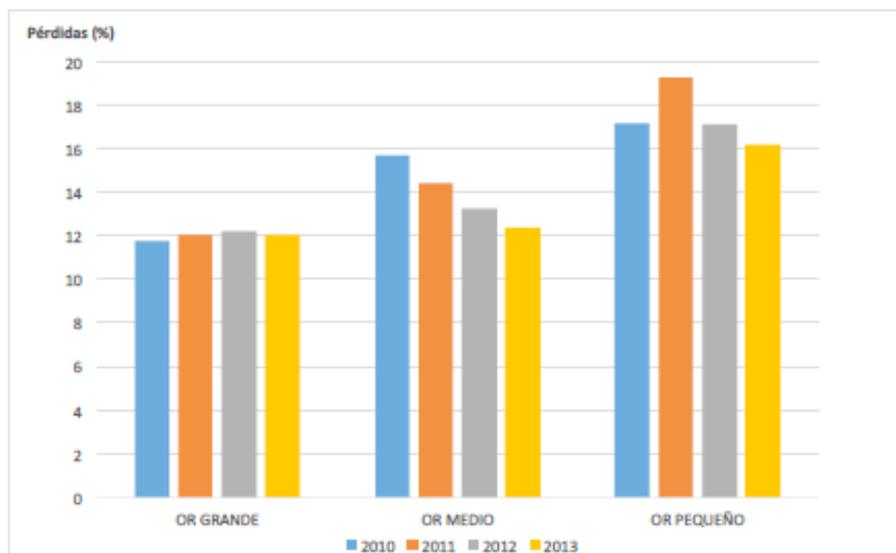
**Figura 21. Pérdidas de energía en el sistema de distribución**



Fuente: UPME, 2013

Según (ASOCODIS, 2014) las pérdidas de los operadores de red, agrupado según la energía que suministran de acuerdo a la clasificación que se ha mostrado anteriormente, son las que se muestran en la figura siguiente. En ella se aprecia que los operadores de red de gran tamaño son los que presentan los valores de pérdidas más reducidos y que los operadores de pequeño tamaño son los que tienen los porcentajes de pérdidas más elevados.

**Figura 22. Pérdidas según tipo de operador de red y año**



Fuente: ASOCODIS, 2014

Si se analizan las pérdidas en función de los OR se aprecia que los que presentan unos valores de pérdidas más elevados son ELECTRICARIBE que opera en la región del Caribe, CEDENAR que opera en la región de Nariño, DISPAC en la región Pacífico y ENERCA que opera en la región de Orinoquía. En todos los casos las pérdidas superan el 25% de la energía que el OR compra en el STN.

**Tabla 17. OR con valores de pérdidas más elevadas**

Operador de red	PÉRDIDAS COMERCIALES
<b>ELECTRICARIBE</b>	26,0%
<b>CEDENAR</b>	26,3%
<b>DISPAC</b>	25,7%
<b>ENERCA</b>	32,1%

*Fuente: ASOCODIS, 2014*

A pesar de la reducción, el valor de las pérdidas técnicas y, especialmente, el de las no técnicas, sigue siendo elevado por lo que resulta conveniente la implementación de sistemas de medición que permitan una mayor información, un mayor control y una mejor gestión del sistema de distribución que redunde en una mejora de la eficiencia global del mismo.

En este sentido han existido experiencias en las diferentes compañías con diferentes niveles de éxito que, en cualquier caso, ponen de manifiesto una especial particularidad social en las zonas denominadas subnormales que son aquellas en las que las derivaciones o acometidas desde el sistema de distribución no cuentan con la aprobación del operador de red, es decir, aquellas en las que los hurtos y, por tanto, las pérdidas no técnicas son mayores.

El costo de las pérdidas eléctricas se reparte entre el usuario final y el operador de red. Como regla general se repercuten sobre el cliente parte de aquellos costos que son propios e inevitables de la distribución de energía eléctrica y parte de los que tiene el operador para disminuir las pérdidas no técnicas. En concreto, la componente PR de la tarifa son los costos de gestión de pérdidas de energía trasladables al usuario final.

A continuación, la Tabla 18 recoge los PR reconocidos de los principales operadores de red.

**Tabla 18. Valores de PR reconocidos para varios operadores de red a nivel de tensión I para 2014**

Operador de red	PR reconocido	Resolución CREG
<b>CODENSA</b>	9,84	111 de 2012
<b>CETSA</b>	8,38	061 de 2012
<b>EDEQ</b>	8,61	062 de 2012
<b>EPM</b>	10,47	063 de 2012
<b>RUITOQUE</b>	9,69	064 de 2012

Se espera que cada operador de red efectúe planes para reducir sus pérdidas de forma que estos costos disminuyan. Si en el proceso se realizan inversiones, éstas pueden ser reconocidas mediante esta tarifa pero la empresa puede ser penalizada en caso de que pida ser reconocida una inversión mediante tarifa y

no la realice. Así mismo, debe asumir los costos adicionales en caso que sus pérdidas sean superiores a las pérdidas eficientes de energía. Las pérdidas eficientes de energía son las pérdidas que la CREG le reconoce a cada operador de red de acuerdo a sus características propias. La aplicación y remuneración de los planes de reducción de pérdidas técnicas se rigen por la resolución de la CREG 172 de 2011

En la Tabla 19 se muestran las pérdidas de las redes de distribución en una selección de países. En primer lugar cabe destacar la fuerte variación de pérdidas que presentan las redes de distribución de los diferentes países. Posiblemente ello se debe a la proporción de entorno rural y entorno urbano que tenga cada uno de los países. Al comparar los valores mostrados en la Tabla 19 (ENDESA, 2007) con las pérdidas en Colombia se aprecia que, aunque se hayan reducido notablemente en los últimos años, las pérdidas de la red de distribución colombiana siguen siendo el doble o el triple que las se dan en la mayor parte de los países desarrollados.

**Tabla 19. Pérdidas de la red de distribución (%) en diferentes países**

País	Pérdidas red distribución (%)
ALEMANIA	4
JAPÓN	4
FRANCIA	6
CHINA	6
REINO UNIDO	7
EEUU	7
ESPAÑA	9,2

### **Calidad de energía, continuidad del servicio y costos de racionamiento**

Las estadísticas sobre interrupciones de suministro de la mayoría de empresas eléctricas, indican que cerca del 0.85 de todas las horas de las interrupciones del servicio de energía eléctrica ocurren por causa de las interrupciones en el sistema de distribución, aproximadamente el 0.09 es atribuido a las subestaciones, el 0.04 a la transmisión y menos del 0.02 se relacionan con la generación. Se concluye que la mayor parte de las interrupciones que experimentan los clientes tienen su origen en los sistemas de distribución. A continuación se va a analizar el problema de las interrupciones de suministro en la red de distribución colombiana.

La calidad del suministro de energía en Colombia es heterogénea y se rige bajo esquemas diferentes si se trata del STN o de SDL. En el caso de los SDL, se miden el Índice de Referencia Agrupado de la Discontinuidad (IRAD) y el Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad (ITAD).

El IRAD relaciona la cantidad promedio de Energía No Suministrada (ENS) por cada unidad de Energía Suministrada (ES) por un operador de red durante el período usado como referencia.

El ITAD relaciona la cantidad promedio de Energía No Suministrada (ENS) por cada unidad de Energía Suministrada (ES) por un operador de red durante el trimestre de evaluación.

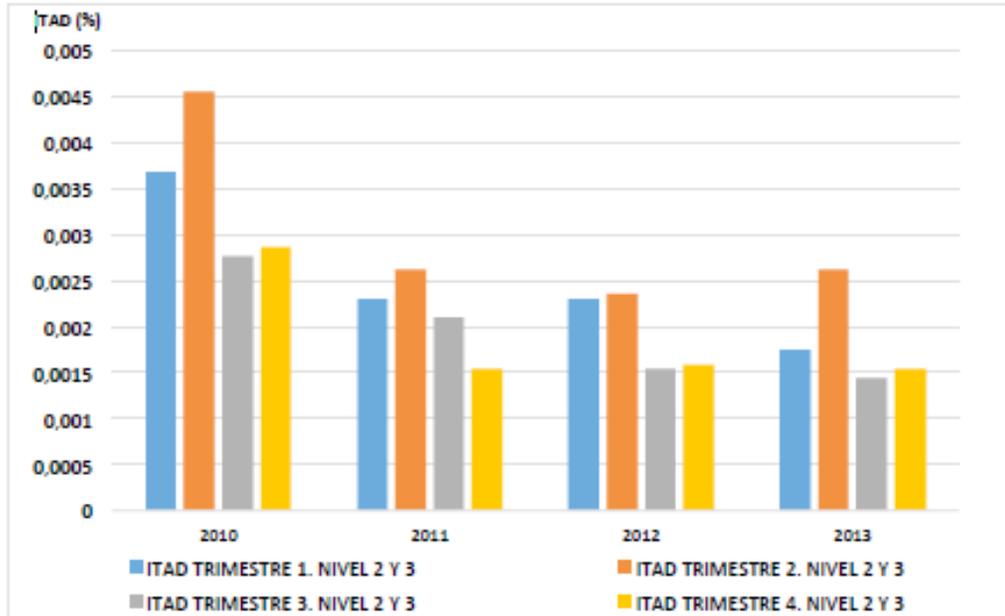
Para los Niveles de Tensión 1, 2 y 3, la calidad del servicio de distribución prestado por un operador de red se evalúa trimestralmente en términos de la calidad media brindada a los usuarios conectados a estos Niveles de Tensión, comparándola con la calidad media de referencia del operador de red. En función de las mejoras o desmejoras en la calidad media del servicio prestado, el operador de red podrá obtener un aumento o disminución de sus Cargos por Uso (CPU).

- Si  $ITAD > IRAD$  disminución CPU

- Si  $ITAD < IRAD$  aumento CPU

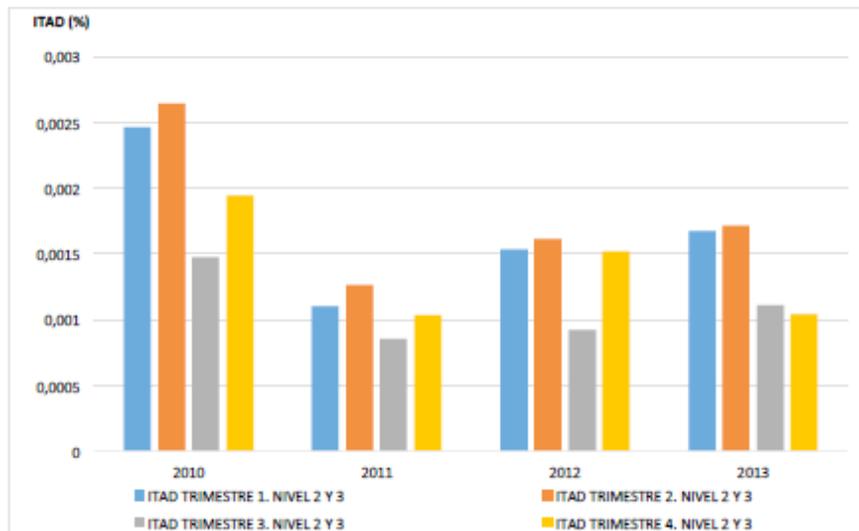
A continuación se van a mostrar los valores obtenidos de ASOCODIS (ASOCODIS, 2014) del indicador ITAD de los operadores de red agrupándolos según la energía que suministran de acuerdo a la clasificación que se ha mostrado en apartados anteriores (Pérdidas de energía).

**Figura 23. Valores de indicadores ITAD medio para los grandes operadores de red por trimestre durante los años 2010, 2011, 2012 y 2013**



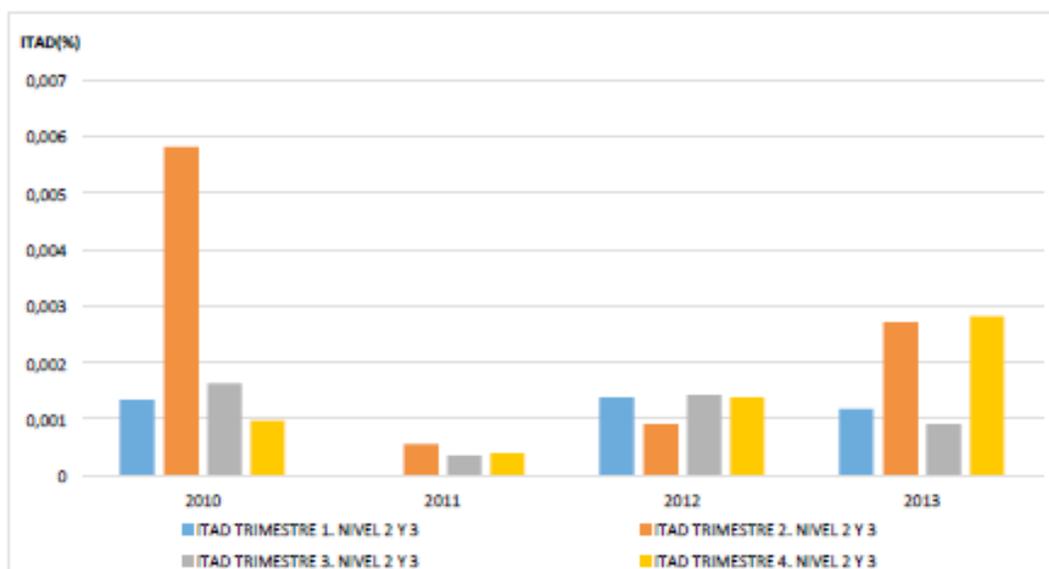
Fuente: ASOCODIS, 2014

**Figura 24. Valores de indicadores ITAD medio para los operadores de red medianos por trimestre durante los años 2010, 2011, 2012 y 2013**



Fuente: ASOCODIS, 2014

**Figura 25. Valores de indicadores ITAD medio para los operadores de red pequeños por trimestre durante los años 2010, 2011, 2012 y 2013**



Fuente: ASOCODIS, 2014

En las figuras anteriores se aprecia que el valor del indicador es bastante variable, tanto entre los trimestres de un mismo año como la tendencia entre los años. Analizando los valores del último año, se aprecia que los operadores de red de tamaño mediano son los que cuenta con un valor de ITAD inferior. A modo de ejemplo se presentan en la Tabla 20 los índices de discontinuidad reconocidos en 2010 para tres empresas diferentes.

**Tabla 20. Niveles de tensión de los STR y SDL**

Trimestre	IRAD(Condensa)	IRAD (EPSA)	IRAD (EPM)
1	0,0028096	0,0009163	0,0016408
2	0,0034232	0,0012700	0,0019882
3	0,0029498	0,0012700	0,0017670
4	0,0034258	0,0015479	0,0016357
<b>RESOLUCIÓN CREG</b>	<b>119 de 2010</b>	<b>118 de 2010</b>	<b>117 de 2010</b>

Dado que los índices de ITAD e IRAD son específicos de Colombia, para poder hacer una comparativa de los índices de confiabilidad de la red de distribución de Colombia con las de otros países se van a mostrar los valores de los indicadores SAIDI y SAIFI que son los indicadores más utilizados internacionalmente. El índice SAIDI (System Average Interruption Duration Index) es la duración total promedio de interrupción por cliente por año, muestra la duración total de una interrupción por cliente durante un año y se suele medir en horas o minutos.

$$SAIDI = \frac{\text{Suma de las duraciones de las interrupciones}}{\text{Número total de las interrupciones}}$$

El índice SAIDI hace referencia al tiempo esperado que un usuario vaya a estar sin suministro en un año. Por otro lado, el índice SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) es la frecuencia de la

interrupción media del sistema y se obtiene como el número de interrupciones durante el año dividido entre el número de usuarios suministrados.

El índice SAIFI da una idea del número de interrupciones que puede tener un usuario en un año.

### **Indicador SAIDI**

Según la información recogida en (CREG 036, 2014), los valores del indicador SAIDI en los países desarrollados de latitudes templadas son los que aparecen en la Tabla 21.

**Tabla 21. SAIDI para países desarrollados de latitudes templadas**

País	Densidad de población (hab/km <sup>2</sup> )	SAIDI (h/año)
ITALIA	199	2,2
FRANCIA	118	2,2
LITUANIA	45	4,7
EEUU	35	5,7
CHILE	22	12
ARGENTINA	15.2	8
ALEMANIA	225	0,3
ESPAÑA	92	2

*Fuente: CREG 036, 2014*

En la tabla anterior se aprecia que en ninguno de los países europeos el indicador es superior a 5 h/año, destacando el valor del sistema alemán en el que las horas de interrupción al año es de apenas 0,3 horas. El valor del indicador SAIDI de los países de latitudes templadas de América que se muestran en dicha tabla oscila entre las 5,7 h/año de Estados Unidos y las 12 h/año de Chile. En la tabla también se muestra el dato de la densidad de población de los respectivos países porque se observa que a mayor densidad de población, menor es el valor del indicador SAIDI; esto es debido a que el porcentaje de entornos urbanos aumenta al aumentar la densidad y en estos entornos, el tiempo de interrupciones es menor por contar con más líneas subterráneas y por contar con una mayor grado de red mallada.

En la Tabla 22 (CREG 036, 2014) se muestran los valores para países y estados más próximos a Colombia. En ella se aprecia que en la mayoría de los casos el valor del indicador SAIDI supera las 12 h/año. Estos valores tan elevados pueden deberse a la alta proporción de líneas aéreas con las que cuentan los sistemas eléctricos de estos países ya que su densidad de población es muy baja, lo que se confirmaría con el dato de Costa Rica que en comparación con Colombia tiene una alta densidad de población y un valor de SAIDI muy reducido.

**Tabla 22. SAIDI para países y estados tropicales**

País o estado	Densidad de población (hab/km <sup>2</sup> )	SAIDI (h/año)
<b>COSTA RICA</b>	92	1,67
<b>PANAMÁ</b>	49	13,10
<b>MINAS GERAIS</b>	34	12,00
<b>BAHÍA</b>	26	18,00
<b>BRASIL</b>	24	18,65
<b>GOLÁS</b>	17	17,30
<b>PIAUI</b>	13	24,60

Fuente: CREG 036, 2014

Según el informe "Prestación de servicios para determinar los niveles de calidad exigibles en las redes del SIN" (Mercados Energéticos Consultores, 2015), el valor del indicador SAIDI en Colombia, con una densidad de población de 44 hab/km<sup>2</sup> (Banco Mundial, 2015), es de 29,47 h/año. Es decir, la red de distribución colombiana presenta una duración promedio de las interrupciones en torno a un 1 mayor de la que presentan países con densidades de población y, por tanto un porcentaje de entorno urbano, similares a los de Colombia. Si la comparación se hace con países europeos, en el caso de Lituania que tiene una densidad de población similar a la de Colombia, el valor del indicador SAIDI colombiano se dispara a más de un 600%.

En la Tabla 23 se resume la evolución del SAIDI (horas/año) para los OR y el total del país desde el año 2010 (Mercados Energéticos Consultores, 2015).

**Tabla 23. SAIDI anual por empresa y total país**

Empresa	2010	2011	2012	2013
EBSA	10,33	10,61	7,91	8,36
CHEC	36,65	42,38	53,04	45,56
CEDENAR	23,78	45,17	74,57	65,73
EDEQ	12,58	13,53	11,89	12,04
ESSA	18,26	13,35	12,30	11,90
EPSA	21,26	18,42	16,84	15,43
EPM	13,46	14,29	17,41	15,62
EEC	75,28	72,84	92,55	79,50
ENELAR	36,47	68,73	49,32	57,10
HUILA	48,69	25,80	20,06	19,63
CAQUETA	61,02	67,00	50,86	45,64
RUITOQUE	2,51	3,60	6,33	10,42
EMEVASI	68,64	62,78	60,55	154,51
PUTUMAYO	-	-	-	-
EEP	2,73	7,56	17,30	15,36
CODENSA	8,61	10,48	11,03	11,94
ELECTRICARIBE	27,31	51,78	82,38	75,77
BAJO PUTUMAYO	60,79	54,22	37,82	172,28
EMCALI	16,76	16,00	20,87	17,70
GUAVIARE	70,96	33,00	31,33	33,21
DISPAC	134,70	69,35	91,43	95,56
ENERTOLIMA	9,41	20,02	48,43	65,89
CASANARE	37,01	37,35	42,10	61,33
CEO	31,39	37,46	24,57	26,00
<b>PAÍS</b>	<b>20,08</b>	<b>25,06</b>	<b>33,24</b>	<b>29,47</b>

Fuente: Mercados Energéticos Consultores, 2015

A continuación se muestra cómo influye el grado de ruralidad en el valor del indicador SAIDI. El grado de ruralidad se define en función de la OECD, en concreto, una comunidad es rural si: a) la densidad es menor de 150 habitantes por km<sup>2</sup> y b) se requiere más de una hora de transporte terrestre para llegar a una ciudad que supere los 100000 habitantes. Los distintos grados de ruralidad se consideran a partir del índice de ruralidad (IR) propuesto en el Informe Nacional de Desarrollo Humano que oscila entre 0 y 100, de forma que los municipios más próximos a 0 son los menos rurales y los que se acercan a 100 son los más rurales.

Se considera como urbano el código 1 (intervalo de IR 0/38,591) y como rural a los códigos 2, 3, 4 y 5 de rangos 38,951/43,921, 43,921/48,537, 48,537/53,959 y 53,959/100 respectivamente.

En la Tabla 24 (CREG 036, 2014) se aprecia que dentro de la red de distribución colombiana, se obtienen valores muy dispersos. Se aprecia que entornos urbanos los valores de SAIDI son similares a los que se mostraron para países europeos y que en zonas rurales se puede llegar a tener más de dos días de interrupciones al año, tal como cabe esperar atendiendo a las distintas consideraciones realizadas en los párrafos anteriores.

**Tabla 24. SAIDI para circuitos representativos en Colombia**

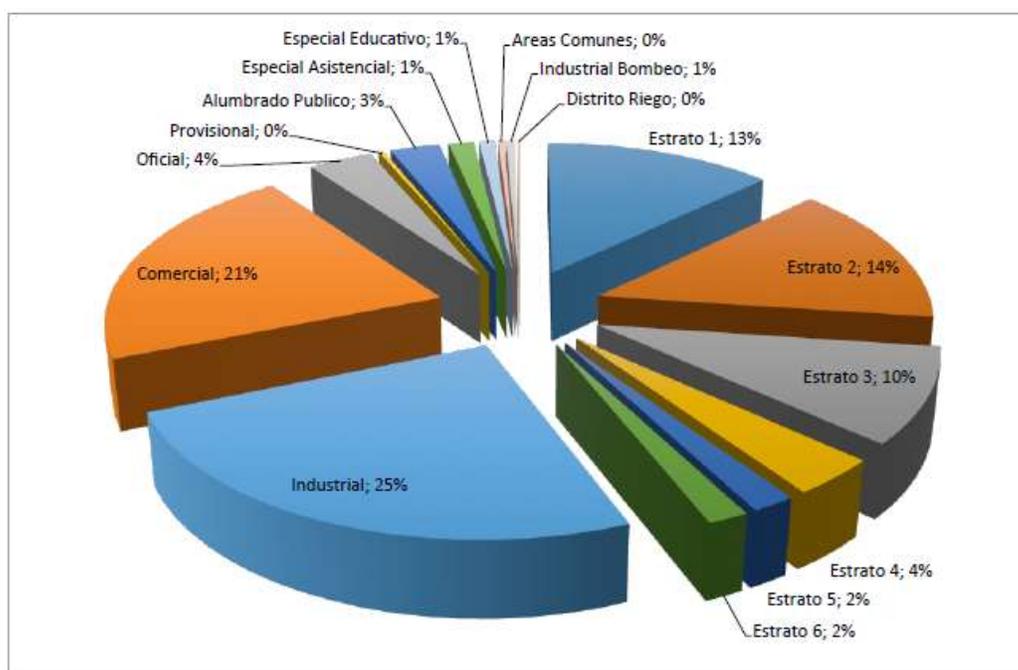
Código de circuito	Nivel de ruralidad	Densidad de población (hab/km <sup>2</sup> )	SAIDI (h/año)
TIBG11	5	14,9	57,7
LM12D	4	20	52,9
15314	4	36	53,20
302	3	65,4	6,31
15CH01	2	88,6	4,14
AC0104	2	58	1,99
RITP	1	38	4,68
HER30L13	1	138	4,03
10000142	1	138	1,89

Fuente: CREG 036, 2014

### **Consumo y usuarios de la red de distribución**

Según los últimos datos consistentes recogidos en el Sistema Único de Información (SUI), que corresponden al mes de noviembre de 2014, el desglose de la energía suministrada por la red de distribución a los diferentes sectores que componen la demanda es el que se muestra en la (Sistema Único de Información, SUI).

**Figura 26. Consumo total (kWh) para los niveles de tensión 1,2 y 3**



Fuente: Sistema Único de Información, SUI

Como se aprecia en la figura anterior, prácticamente la mitad del consumo de la red de distribución colombiana se focaliza en el sector residencial, siendo los estratos 1, 2 y 3 en los que se registra el mayor consumo, el 45%. Aparte del sector residencial, es también significativo el consumo en el sector comercial y en el sector industrial, suponiendo, cada uno de ellos, más de un 20 % del consumo total.

Al comparar la distribución del consumo por sector en Colombia con los valores para EEUU y Europa, mostrados en la tabla siguiente, se aprecia que el reparto del consumo en Colombia tiene un patrón similar al que se produce en EEUU, aunque la proporción del sector residencial es ligeramente mayor en la red colombiana (Tabla 25 U.S. Energy Information Administration) (European Environment Agency).

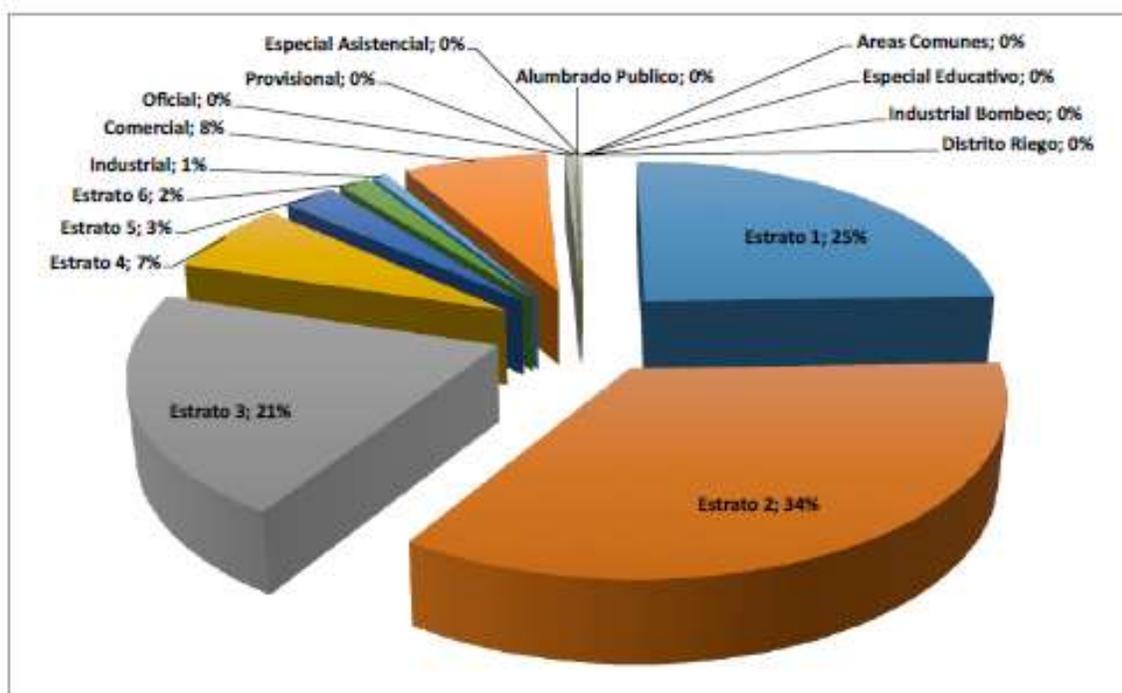
**Tabla 25. Porcentaje de consumo de energía eléctrica por sector**

PAÍS	SECTOR CONSUMIDOR			
	RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	TRANSPORTE
EEUU	37,67%	36,45%	25,66%	0,2%
EUROPA	29,7%	29,7%	38,2%	2,4%

Fuente: U.S. Energy Information Administration) (European Environment Agency

En la Figura 27 (Sistema Único de Información, SUI) se muestra el número de suscriptores en función del sector al que pertenecen de la red de distribución. Se aprecia que el mayor número de suscriptores, el 0.9 del total, corresponde a suscriptores del sector residencial, siendo los más numerosos los de los estratos 1, 2 y 3.

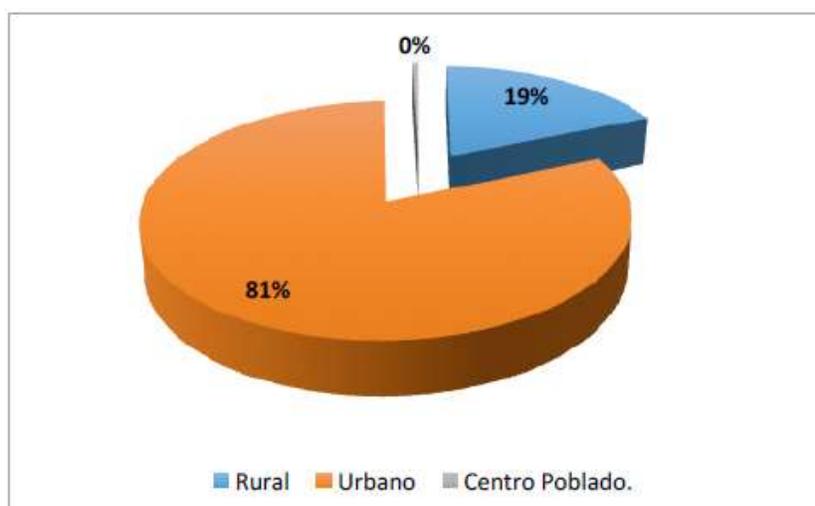
**Figura 27. Número de suscriptores en los niveles de tensión 1,2 y 3**



Fuente: Sistema Único de Información, SUI

Como se muestra en la Figura 28 (Sistema Único de Información, SUI) los principales núcleos de consumo de la red de distribución corresponden a entornos urbanos, apenas un 0.19 del consumo de produce en zonas rurales.

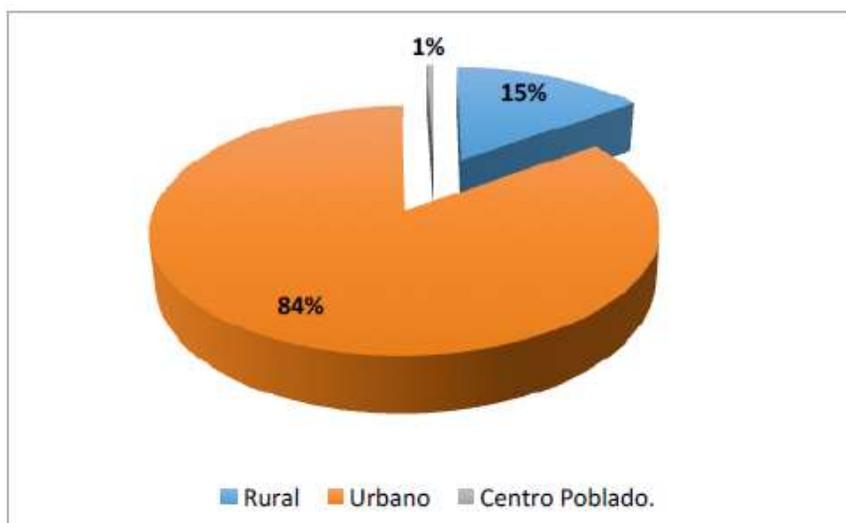
**Figura 28. Consumo total en los niveles de tensión 1,2 y 3 por tipo de ubicación**



Fuente: Sistema Único de Información, SUI

La mayor parte de los suscriptores pertenecen a un ámbito urbano que agrupa el 0.84 de los suscriptores totales, lo que coincide con que la mayor parte de los usuarios sean residenciales ya que casi tres cuartas partes de la población Colombia habita en zonas urbanas (Figura 29) (Sistema Único de Información, SUI).

**Figura 29. Número de suscriptores en los niveles de tensión 1,2 y 3 por tipo de ubicación.**



Fuente: Sistema Único de Información, SUI

Los usuarios en Colombia están clasificados en regulados o no regulados. Los primeros deben contar con una demanda de energía inferior a 55 MWh/mes o una potencia contratada inferior a 0,1 MW. Para este tipo de cliente la tarifa está regulada por la CREG y depende del estrato social al que pertenece el usuario. Como se aprecia en la figura siguiente casi tres cuartas partes del consumo de la red de distribución corresponde a usuarios regulados.

Los usuarios no regulados deben tener un consumo promedio durante los últimos 6 meses superior a los 55 MWh/mes o una potencia superior a 0,1 MW y pueden contratar su suministro en el mercado mayorista, es decir, pueden negociar la tarifa directamente con las comercializadores fuera de las precios fijados por la CREG. Un 0.27 de la energía consumida en Colombia corresponde con usuarios no regulados (Figura 30) (Sistema Único de Información, SUI).

**Figura 30. Consumo total en los niveles de tensión 1,2 y 3 por tipo de usuario**



Fuente: Sistema Único de Información, SUI

Según la definición que se ha visto de usuario regulado y no regulado, los primeros deben consumir menos energía que los segundos, es decir, en general, los usuarios regulados engloban a un gran número

---

de suscriptores con consumos pequeños y los no regulados a un número pequeño de suscriptores con grandes consumos. Esto se traduce en que, aunque los usuarios no regulados consuman el 0.27 de la energía apenas representen el 0,007% del total de usuarios.

## **1.5 Estructura del mercado eléctrico**

De acuerdo al artículo 5 de la Ley 143 de 1994 la generación de electricidad es considerada un servicio público de carácter esencial, obligatorio y solidario, y de utilidad pública. Según el artículo 14.25 de la Ley 142 de 1994 la generación es una actividad complementaria al servicio.

En función de la capacidad de los generadores se distinguen las siguientes relaciones con el despacho central:

- Las plantas de generación con una capacidad efectiva neta mayor o igual a 20 MW deben someterse obligatoriamente al despacho central
- Las plantas con capacidad mayor o igual a 10 MW y menor de 20 MW pueden elegir o no someterse al despacho central.
- Las plantas menores a 10 MW no tienen acceso al despacho central.

Los generadores despachados centralmente pueden transar la energía en la Bolsa o mediante contratos bilaterales con otros generadores, comercializadores o directamente con grandes usuarios (usuarios no regulados) en calidad de comercializadores.

Los generadores con capacidad mayor de 20 MW y generación diferente a filo de agua, condición libremente declarada por el agente generador, y las plantas entre 10 MW y 20 MW adscritas al despacho central presentan todos los días sus ofertas de precio a la Bolsa y la declaración de disponibilidad, para cada uno de sus recursos de generación, con los cuales el CND elabora el Despacho Económico para las 24 horas del día siguiente.

Las plantas no sometidas al Despacho Central pueden comercializar su energía generada, así (Resolución CREG 039, 2001):

- Venderla a una comercializadora que atiende mercado regulado, directamente sin convocatoria pública, al Precio de Bolsa menos un peso moneda legal -1 por kWh indexado.
- Ofrecerla a una comercializadora que atiende mercado regulado, participando en las convocatorias públicas que abran estas empresas.
- Venderla a precios pactados libremente, a los generadores, o comercializadores que destinen dicha energía a la atención exclusiva de Usuarios No Regulados.

El mercado eléctrico colombiano está diseñado de forma que permite la competencia pero que al mismo tiempo garantice estándares de confiabilidad y seguridades. La estructura del mercado se puede visualizar esquemáticamente en la Figura 31.

**Figura 31. Diagrama esquemático reducido del mercado eléctrico colombiano.**



*Fuente: CIRCE*

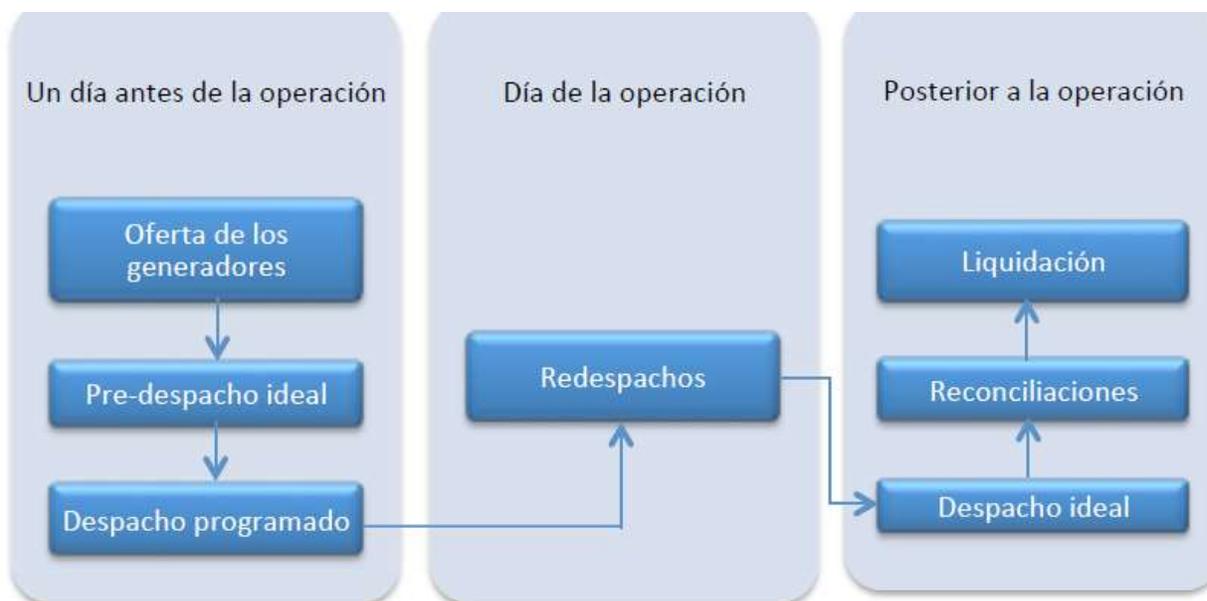
En cuanto a los agentes del sistema, se tienen los usuales en la cadena de la energía (generación, transmisión y distribución) más una serie de agentes comercializadores. Los operadores de red suelen ser empresas que integran comercialización y distribución. Los usuarios finales son separados en usuarios regulados y usuarios no regulados como se ha mostrado en el apartado sobre la demanda.

La regulación del sistema está a cargo de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). El planeamiento del sistema está a cargo de la Unidad de Planeamiento Minero Energético (UPME) mientras que la vigilancia y el control a nivel de usuarios finales están a cargo de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD).

La operación del STN y la administración del Mercado de Energía Mayorista (MEM) están a cargo de XM. La operación del sistema es coordinada por el Centro Nacional de Despacho (CND), sin embargo, la ejecución de las maniobras es realizada por los centros de control a cargo de cada uno de los operadores de red. Los aspectos técnicos de la operación son determinados por el Consejo Nacional de Operación (CNO). Los aspectos del MEM son manejados por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) y por el Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC) del STN, ambos a cargo de XM. Tanto los generadores como los comercializadores pueden comprar y vender energía mediante dos esquemas: bolsa de energía o contratos bilaterales. La bolsa de energía hace referencia al mercado spot mediante el cual se hace el despacho horario de la generación.

Se consideran tres etapas en el proceso de operación del sistema que se muestran en la Figura 32.

**Figura 32. Proceso de despacho en el SIN.**



Fuente: CIRCE

Los agentes generadores declaran su disponibilidad horaria y oferta de precio con un día de anticipación. Esta información junto con otras informaciones adicionales de tipo operativo (indisponibilidades, mantenimientos, rampas de encendido de las centrales térmicas, generación inflexible, etc.) permiten realizar el pre-despacho ideal y el despacho programado a ser ejecutado el día siguiente. El pre-despacho ideal programa la generación del día siguiente mediante un modelo de optimización, de forma que se obtenga un costo mínimo para atender la demanda total esperada, sin considerar la red de transporte. El despacho programado hace uso de los resultados del despacho ideal pero considera las restricciones de la red e incluye los análisis eléctricos para una operación segura.

Durante la operación del sistema se pueden presentar cambios en el despacho programado debidos a la variación de la demanda, el AGC y las posibles contingencias. Estos cambios se denominan redespachos.

Posterior al día de la operación se realiza el proceso de liquidación y determinación del precio de bolsa. Para ello se hace uso del despacho ideal, el cual utiliza el mismo modelo de optimización que el predespacho pero considerando la demanda real y las disponibilidades comerciales de las unidades de generación. El precio de bolsa corresponde al precio de oferta de la última planta despachada (Resolución CREG 011, 2010).

Por otra parte, las restricciones asociadas a la operación del SIN hacen que se presenten diferencias entre el despacho ideal y el despacho real. Esto implica, en la mayoría de los casos, la entrada de unidades de generación con precio de oferta superior al precio de bolsa. Los sobrecostos derivados de este proceso son transferidos al usuario final mediante la fórmula tarifaria (Resolución CREG 097, 2008).

El carácter hidroeléctrico del sistema hace que el precio de bolsa sea altamente dependiente de la hidrología. Los precios de bolsa son elevados cuando ocurre el fenómeno de El Niño. Es por ello que la mayor parte de los comercializadores prefieren suscribir contratos bilaterales de mediano o largo plazo con los generadores, en 2013, por ejemplo, solo el 24,3% de la energía demandada fue transada en bolsa (XM Expertos en Mercados, 2013).

---

Los contratos son financieros y no físicos, lo cual implica que no afectan directamente el despacho real del sistema. Si un comercializador suscribe un contrato con un generador y este no es despachado centralmente, el generador deberá comprar la energía correspondiente en bolsa o mediante otro contrato.

El modelo de mercado spot hace que el sistema sea despachado con la generación eficiente. El precio de bolsa es variable a lo largo del día regido por las leyes de oferta de generación y demanda. Los contratos bilaterales pueden tener restricciones que permitan una variación del precio de la energía comprada a lo largo del día. Sin embargo, la energía comercializada mediante contratos suele ser menos propensa a grandes variaciones debido a que la principal función del mercado de contratos es precisamente protegerse frente a la volatilidad del precio de bolsa. A pesar de ser una protección frente al riesgo, los precios promedio de los contratos son inferiores a los precios de bolsa. Una razón más para que los comercializadores prefieran comprar energía mediante contratos.

Los contratos bilaterales deben ser registrados en el ASIC previo a la operación del sistema y deben contener los valores en MWh, el precio, el mercado a atender (regulado o no regulado) y las condiciones del mismo. Los contratos pueden contener diferentes clausuras aunque se pueden clasificar en dos tipos por ser los más usuales: pague lo contratado y pague lo demandado. Los contratos tipo pague lo contratado tienen un valor fijo en precio y energía mientras que los contratos pague lo demandado se ajustan a la demanda del sistema hasta un tope acordado en el mismo contrato. El proceso de liquidación posterior a la operación se realiza de la siguiente forma. Inicialmente, se liquidan los contratos pague lo contratado para cada comercializador sin importar el precio de bolsa. Posteriormente se liquidan los contratos tipo pague lo demandado. En caso que un comercializador tenga varios contratos tipo pague lo demandado, éstos se liquidan por orden de méritos, es decir desde el más barato al más caro. Finalmente, la energía restante se comercializa a precio de bolsa. Debido a que los contratos son de tipo financiero y no físico, se puede dar el caso que un comercializador venda energía sobrante de un contrato tipo pague lo contratado.

Un tercer mercado de más largo plazo en el sistema es el Cargo por Confiabilidad. Este se creó con el fin de proporcionar una señal de largo plazo que promueva la expansión del sistema de generación y que permita asegurar que los recursos de generación no solo estén disponibles para abastecer la demanda en situaciones de escasez, sino que este abastecimiento se efectúe a un precio eficiente. Para ello la generación se subasta entre los generadores las Obligaciones de Energía Firme (OEF) que se requieren para cubrir la demanda del sistema. Las plantas de generación eólica también pueden participar en este mercado (Resolución CREG 148, 2011). El generador al que se le asigna una OEF recibe una remuneración conocida y estable durante un plazo determinado, y se compromete a entregar una determinada cantidad de energía cuando el precio de bolsa supera un umbral denominado Precio de Escasez, el cual es determinado previamente por la CREG.

### **Tarifa**

La curva de demanda del sistema colombiano se caracteriza por un fuerte componente residencial tal y como se muestra en el apartado 4.2 Demanda. Esto hace que el pico de la demanda se produzca a las 20 h tanto en días ordinarios como festivos. El sistema de potencia (capacidad de generación y sistema de transmisión) debe ser diseñado para ser capaz de abastecer este pico de consumo a pesar de que, la mayor parte del día, la demanda de energía sea mucho menor.

Los usuarios en el sistema se clasifican en regulados y no regulados como se describió anteriormente en la descripción del mercado eléctrico colombiano (4.5 Mercado Eléctrico). No existen incentivos reales para el aplanamiento de la curva de demanda o la gestión de la misma en usuarios regulados. Los comercializadores pueden comprar la energía necesaria para abastecer su mercado regulado mediante bolsa o contratos. Sin embargo, los costos asociados a esta compra se transfieren al usuario mediante la componente G de la tarifa, con lo cual no hay diferenciación o discriminación horaria de la misma. La

introducción de contadores inteligentes, Electrocaribe por ejemplo, cuenta con más de 45 mil ya instalados y espera tener 1,2 millones en 2016, es una herramienta que habilita la opción de la discriminación horaria en el consumo y, por tanto, acompañado de un sistema tarifario adecuado, puede convertirse en un incentivo poderoso para el aplanamiento de la curva de demanda.

La tarifa de energía está regulada por la CREG y se compone de unos costos fijos y unos costos variables (Resolución CREG 119, 2007). La componente variable del costo unitario está dada por la siguiente expresión:

### **Zonas No Interconectadas - ZNI**

Las zonas no interconectadas (ZNI) comprenden el 52% del territorio nacional aunque solo están ocupadas por cerca del 3,7% de los 47.8 millones de habitantes del país. De este 3,7% solo el 34% cuenta con servicio eléctrico (Censo DANE, 2005). El 95% de la generación en las zonas no interconectadas se realiza por medio de combustibles fósiles, lo que acarrea un elevado coste por el transporte del diésel y el mantenimiento de los grupos generadores, razón por la que un kWh en sitios remotos podría costar hasta 50 centavos de dólar (EPSA, 2014).

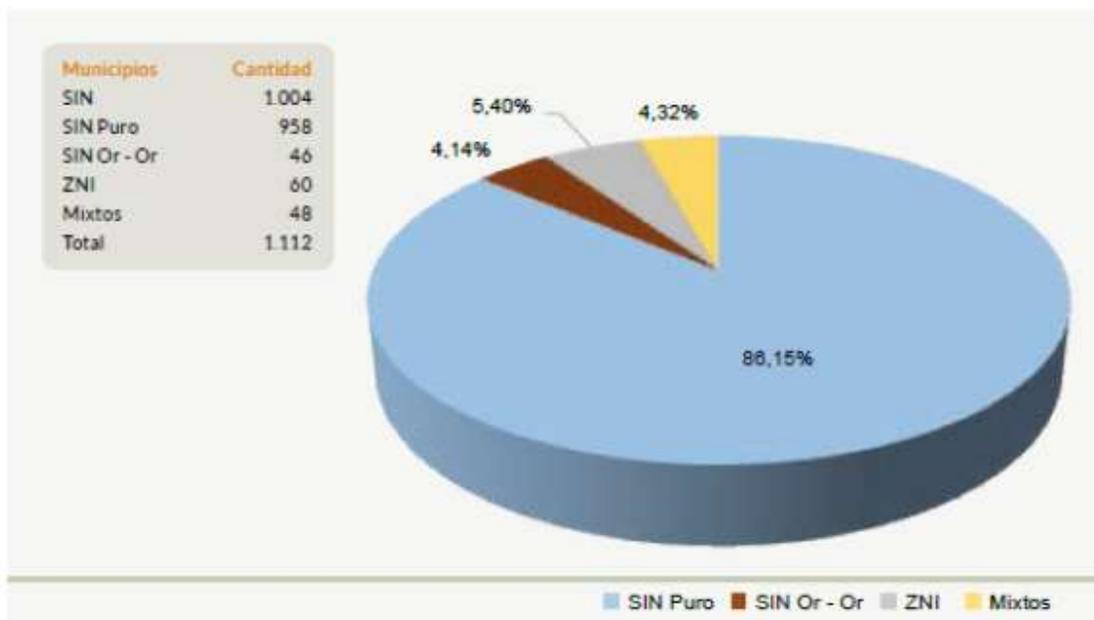
**Figura 33. Zonas SIN y ZNI**



Fuente: IPSE, 2014

Según los datos de la UPME el 90,29% de los municipios de Colombia son suministrados únicamente desde el SIN, algo más del 0.86 cuentan con un único operador de red y un 0.04 cuentan con más de un operador de red. Del resto de los municipios, el 4,32% son suministrados en parte desde el SIN y en parte con ZNI y un 5,4% son suministrados únicamente con ZNI (Figura 34) (IPSE, OR, DANE, 2013).

**Figura 34. Desagregación de usuarios con servicio de electricidad a nivel nacional.**



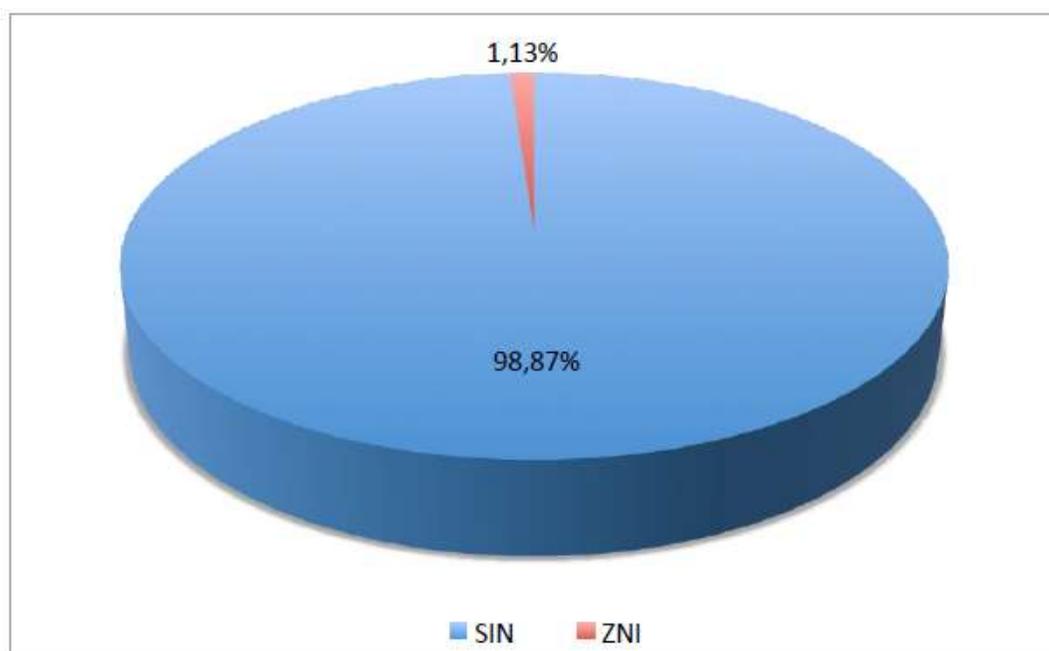
Fuente: IPSE, OR, DANE, 2013

Las ZNI se encuentran principalmente en los departamentos de San Andrés y Providencia (insular), Guainía y Vichada (región Orinoquía), Amazonas y Vaupés (región Amazonas) en los que ninguno de los usuarios se encuentra conectado al SIN (a fecha de 2013). Además de estos cinco departamentos, hay otros en los que el número de usuarios en ZNI es importante, Nariño (51.212 usuarios ZNI), Cauca (22.007 usuarios ZNI) y Chocó (39.445 usuarios ZNI) todos ellos en la región Pacífico.

El 94% de los consumidores de electricidad de Colombia se encuentran conectados al SIN, el 1,7% se encuentra en alguna ZNI y el 3,8% corresponde con usuarios subnormales que son aquellos en las que las derivaciones o acometidas desde el sistema de distribución no cuentan con la aprobación del operador de red.

A finales de 2012 la potencia total instalada en el SIN ascendía a 14.45 MW, mientras que en las ZNI eran 165 MW, es decir, la potencia instalada en las ZNI representaba el 1,13% de la potencia total instalada en Colombia. Dada la proporción que existe en cuanto a la potencia instalada, se puede decir que a efectos de este estudio, la red de distribución de Colombia es, fundamentalmente, la del SIN.

**Figura 35. Porcentaje de la potencia instalada en SIN y en ZNI.**



*Fuente: IPSE, OR, DANE, 2013*

Muchas de las poblaciones no interconectadas no cuentan con un servicio disponible 24 horas existiendo incluso municipios con servicio de 4 o 5 horas al día. El suministro eléctrico en estas zonas tampoco puede estar basado en grandes proyectos de interconexión para la generación local, debido a los fuertes impactos ambientales y sociales. Como se aprecia en la Tabla 26. Datos a 2012 para las cabeceras municipales de departamento ZNI según CONPES 3108 de 2001 (UPME, 2014), en la mayoría de las cabeceras municipales en las que la conexión al SIN se ha podido llevar a cabo, se garantiza que el promedio de horas de suministro sea de 24 horas. En otros casos la interconexión al SIN no es posible y, en general, las horas de suministro al día son más reducidas.

**Tabla 26. Datos a 2012 para las cabeceras municipales de departamento ZNI según CONPES 3108 de 2001**

Municipio	Departamento	Tipo de Proyecto	Horas de Servicio Promedio	
			Año 2010	Período 2011-2012
Puerto Nariño	Amazonas	Generación térmica diesel	14	24
Vigía del Fuerte	Antioquia	Generación térmica diesel	7	4
Murindó	Antioquia	Interconexión SIN	24	24
Labranzagrande	Boyacá	Interconexión SIN	24	24
Paya	Boyacá	Interconexión SIN	24	24
Pisba	Boyacá	Interconexión SIN	24	24
Solano	Caquetá	Interconexión SIN (Caquetá)	8	5
Solita	Caquetá	Interconexión SIN (Caquetá)	16	16
Cartagena del Chairá	Caquetá	Interconexión SIN	24	24
Orocúe	Casanare	Generación térmica a gas natural Año 2010/Interconexión al SIN 2011	24	24
Guapi	Cauca	Generación térmica diesel Año 2013/ Interconexión al SIN (Guapi)	18	24
López de Micay	Cauca	Generación térmica diesel Año 2013/ Interconexión al SIN (Guapi)	12	13
Timbiquí	Cauca	Generación térmica diesel Año 2013/ Interconexión al SIN (Guapi)	12	24
Santa Genoveva de Docordó	Chocó	Generación térmica diesel Interconexión al SIN	5	6
Acandí	Chocó	Generación térmica diesel	18	15
Bojayá (Bellavista)	Chocó	Generación térmica diesel	4	4
Juradó	Chocó	Generación térmica diesel	10	12
Pie de Pato (Alto Baudó)	Chocó	Generación térmica diesel	4	5
Pizarro (Bajo Baudó)	Chocó	Generación térmica diesel	9	11
Ungía	Chocó	Generación térmica diesel	7	8
Carmén del Darién	Chocó	Interconexión SIN	24	24
Riosucio	Chocó	Interconexión SIN	24	24
Bahía Solano (Ciudad Mutis)	Chocó	PCH (respaldo generación térmica diesel)	24	24
Miraflores	Guaviare	Generación térmica diesel	7	7
La Macarena	Meta	Generación térmica diesel	11	13
Mapiripán	Meta	Generación térmica diesel	11	24
Puerto Rico	Meta	Interconexión SIN	24	24
Bocas de Satinga (Olaya Herrera)	Nariño	Generación térmica diesel Año 2013/ Interconexión al SIN (Guapi)	12	24

Municipio	Departamento	Tipo de Proyecto	Horas de Servicio Promedio	
			Año 2010	Período 2011-2012
El Charco	Nariño	Generación térmica diesel Año 2013/ Interconexión al SIN (Guapi)	9	13
Francisco Pizarro (Salahonda)	Nariño	Generación térmica diesel Año 2013/ Interconexión al SIN (Guapi)	12	12
La Tola	Nariño	Generación térmica diesel Año 2013/ Interconexión al SIN (Guapi)	6	8
Mosquera	Nariño	Generación térmica diesel Año 2013/ Interconexión al SIN (Guapi)	4	6
Santa Bárbara de Iscuandé	Nariño	Generación térmica diesel Año 2013/ Interconexión al SIN (Guapi)	8	8
Puerto Leguizamó	Putumayo	Generación térmica diesel	13	24
Carurú	Vaupés	Generación térmica diesel	5	6
Cumaribo	Vichada	Generación térmica diesel	11	8
La Primavera	Vichada	Generación térmica diesel	16	16
Santa Rosalía	Vichada	Generación térmica diesel	10	16

Fuente: UPME, 2014

## 2. Conclusiones

Las redes de distribución en Colombia tienen distintas características en función de la situación geográfica en la que se encuentran, aunque es el entorno al que abastecen: urbano, industrial o rural, lo que marca de una manera más clara su comportamiento. A continuación se resume la caracterización de las pérdidas y la calidad de suministro particularizado para cada entorno.

Desde el punto de vista de las pérdidas de energía cabe destacar que se ha mejorado mucho entre los años 1998 a 2005, con una disminución del 50%. A pesar de esto, el nivel de pérdidas en la red de distribución colombiana se sitúa al doble o el triple de las que se pueden encontrar en la mayoría de países desarrollados, creando un margen de mejora tanto en lo que se refiere a las pérdidas técnicas como a las no técnicas.

El potencial de mejora de las pérdidas técnicas se encuentra por un lado en las zonas rurales donde el abastecimiento llega a través de largas redes radiales como en entornos urbanos donde un aplanamiento de la curva de demanda podría dar beneficios importantes. La mejora de las pérdidas técnicas pasa por la instalación de contadores inteligentes que faciliten el aplanamiento de la curva de carga, la inclusión de generación distribuida renovable más cercana al consumo o la automatización avanzada de la red que permite su reconfiguración en tiempo real.

Las pérdidas no técnicas se dan indistintamente en el entorno rural o urbano en las denominadas zonas subnormales. La mejora de este parámetro pasa por la instalación de contadores inteligentes que permitan trabajar en pre-pago y que permitan localizar con precisión los puntos en los que se está produciendo el consumo no facturado.

La calidad de energía de las redes eléctricas colombianas en término medio se sitúa un 0.3 por encima de los países de su entorno con un nivel de desarrollo similar al suyo, y en general es un parámetro que depende fuertemente del entorno (del índice de ruralidad y de la densidad de población). En algunas zonas urbanas y en las industriales próximas a las ciudades, los indicadores de calidad se sitúan en niveles similares a los indicadores nacionales de países europeos, a pesar de ello, la media en todo el país (SAIDI 2013) es de 29,47 h/C/a (Mercados Energéticos Consultores, 2015). La mejora de la calidad de red en áreas urbanas pasa por realizar un mayor mallado de la red de distribución que permita la reconfiguración automática de la misma, la detección automática de faltas y un mejor sistema de información global del sistema. En las zonas rurales la calidad de energía, la duración media y el número de interrupciones de suministro se dispara; y la mejora es más compleja debido a que las largas redes radiales permiten pocas opciones. Una posibilidad es permitir el funcionamiento en modo aislado de distintas partes de la red con el apoyo de fuentes renovables.

En la Tabla 27 se presenta la evolución de los indicadores SAIDI y SAIFI en Colombia en los últimos años.

**Tabla 27. Evolución de indicadores SAIDI/SAIFI en Colombia**

INDICADOR	2010	2011	2012	2013
SAIDI (h/C/a)	20,08	25,06	33,24	29,47
SAIFI (1/C/a)	37,70	36,43	44,70	41,44

*Fuente: Mercados Energéticos Consultores, 2015*