

**SECCIÓN C**  
**SECTOR ENERGÍA ELÉCTRICA**

## 1 EVOLUCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO DURANTE 2008 HASTA MARZO DE 2009

### 1.1 OFERTA DE ELECTRICIDAD

#### 1.1.1 HIDROLOGÍA: COMPORTAMIENTO POSITIVO PARA LA OPERACIÓN DEL SISTEMA

Durante 2008 la generación de energía alcanzó un crecimiento del 1,2% respecto al año anterior, crecimiento inferior al que se obtuvo en 2007 (2,4%). Esto se explica por la desaceleración de la demanda y la disminución de las exportaciones a Ecuador durante 2008. Sin embargo, hubo un incremento en la generación hidráulica de 4,1%, desplazando la generación con tecnología térmica (-14,5%).

El aumento de la generación hidráulica se atribuye al efecto del fenómeno de La Niña sobre la Región Andina y Pacífica, sumado al elevado comportamiento de los precios de combustibles durante la segunda mitad de 2008.

TABLA 1. GENERACIÓN DE ENERGÍA (GWH) 2008

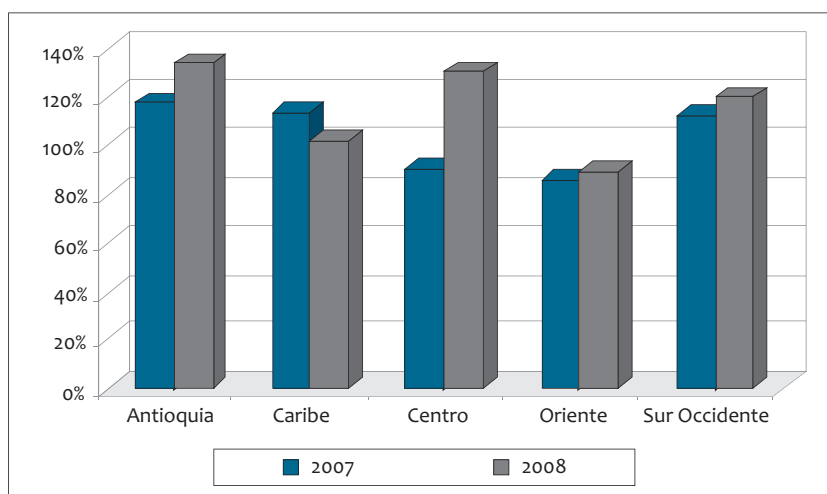
Tipos de Recursos	Total	Participación	Evolución 2008/2007
Hidráulica	43.520,0	80,0%	4,1%
Térmica	7.733,3	14,2%	-14,5%
Menores	3.089,9	5,7%	14,9%
Cogeneradores	51,9	0,1%	-28,5%
Generación Total	54.395,0		1,2%

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

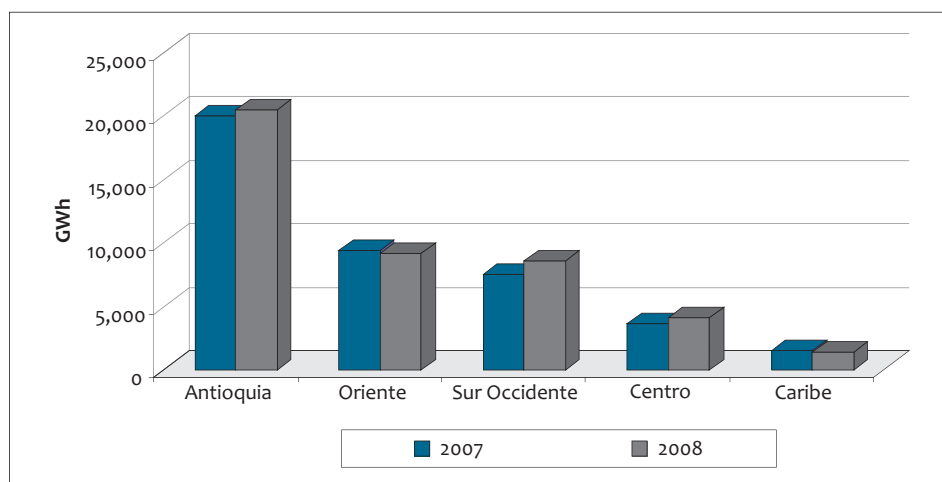
El incremento en la generación hidráulica se debe analizar desde la perspectiva del comportamiento del agua como combustible, la evolución de los aportes a los embalses y su distribución a nivel regional, dado que existe una marcada diferencia explicada por la geografía propia del país y la influencia del fenómeno de La Niña sobre las regiones.

La importancia de este fenómeno para el sector eléctrico colombiano, radica en su impacto sobre el clima nacional, que se traduce en un incremento de las precipitaciones sobre las regiones Andina y Pacífica principalmente, lo cual se ve reflejado en el comportamiento de los aportes y la generación de estas regiones al comparar el año 2008 con el 2007 (Gráficas 1 y 2).

GRÁFICA 1. PORCENTAJE DE APORTES CON RESPECTO A LA MEDIA HISTÓRICA

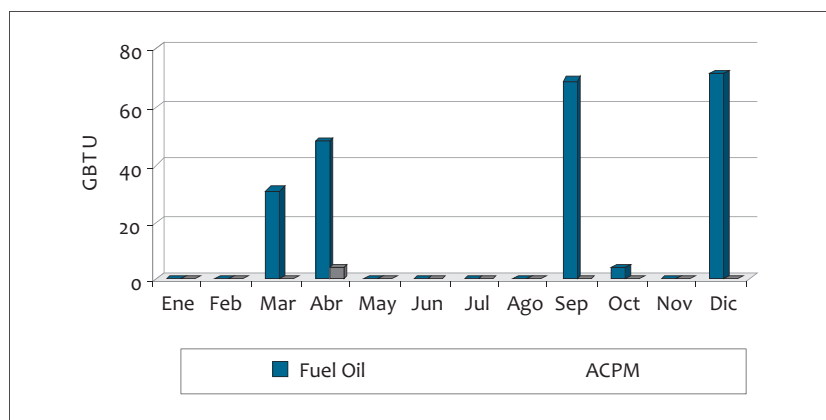


GRÁFICA 2. PARTICIPACIÓN DE LA GENERACIÓN (GWh) POR REGIONES



El fenómeno de La Niña, el cual afecta las regiones Andina y Pacífica, influyó de forma significativa en el incremento de los aportes de las regiones de Antioquia, Centro y Sur Occidente para el 2008, favoreciendo el incremento de la generación en estas regiones.

De otro lado, analizando la generación térmica desde el comportamiento de los precios de los combustibles y su posible efecto sobre el decrecimiento de este tipo de generación, a continuación se expondrá la evolución de dichos precios frente al consumo de los diferentes tipos de combustibles utilizados en el país.

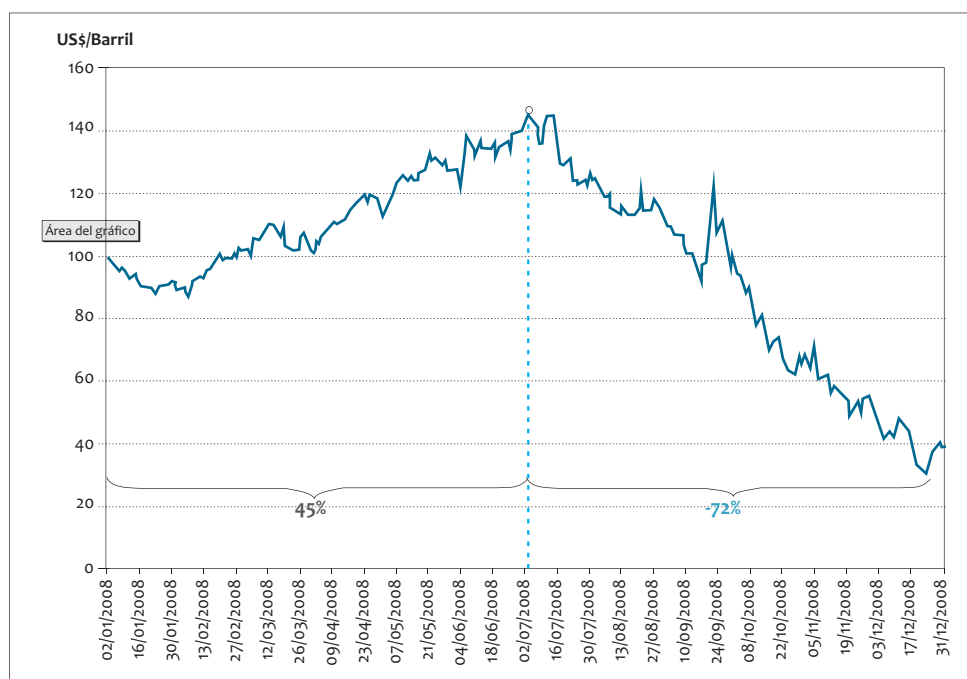
GRÁFICA 3. CONSUMO DE FUEL OIL Y ACPM PARA GENERACIÓN 2008<sup>1</sup>

Durante 2008, se presentaron variaciones importantes en los escenarios de precios de combustibles, dado que el petróleo comenzó el año con un precio de alrededor de 100US\$/Barril con una tendencia alcista que lo llevó en el mes de julio a valores cercanos a los 145US\$/Barril, efecto que se reflejó en un bajo consumo de fuel oil y ACPM durante los meses de mayo a agosto. En ese momento, la mayoría de las agencias internacionales pronosticaban precios en el mediano plazo, alcanzando los US\$200/Barril.

Posteriormente, la crisis financiera mundial indujo una fuerte caída en los precios, terminando el año alrededor de 40US\$/Barril, lo que posiblemente hizo factible el consumo de los combustibles derivados del petróleo para la generación de energía tal como se observa en septiembre y diciembre.

<sup>1</sup> Información reportada al ASIC por los generadores.

GRÁFICA 4. EVOLUCIÓN PRECIO DEL WTI DURANTE 2008

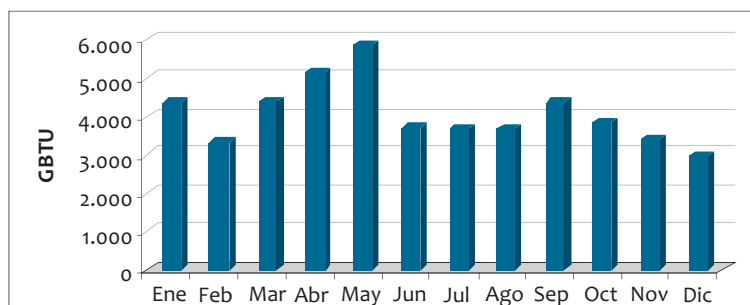


Fuente: Energy Information Administration, EIA.

Para el caso particular del gas, la Resolución CREG 119 de 2005 define la fórmula de cálculo del precio máximo del gas regulado, tomando como referencia la evolución del precio del New York Harbor Residual Fuel Oil 1,0 % Sulfur LP Spot Price durante el último año, precio que se encuentra altamente correlacionado con el precio del petróleo a nivel internacional (WTI).

La fórmula definida por la resolución para el precio del gas emplea la información del último año para el cálculo del precio del siguiente semestre, razón por la cual, cambios tan drásticos como los presentados en 2008 en el precio del WTI no son transferidos en forma inmediata al precio del gas sino que se reflejan al semestre siguiente.

Así las cosas, con una tendencia de precios bajos del petróleo en el primer semestre de 2009, se tendría una reducción en el precio máximo del gas regulado de aproximadamente el 40% para el segundo semestre de 2009 con respecto al precio del segundo semestre de 2008. La disminución del consumo de gas natural para generación a partir del segundo semestre de 2008, estuvo influenciada posiblemente por los altos precios de los combustibles del primer semestre y los altos aportes.

GRÁFICA 5. CONSUMO DE GAS NATURAL PARA GENERACIÓN 2008<sup>2</sup>

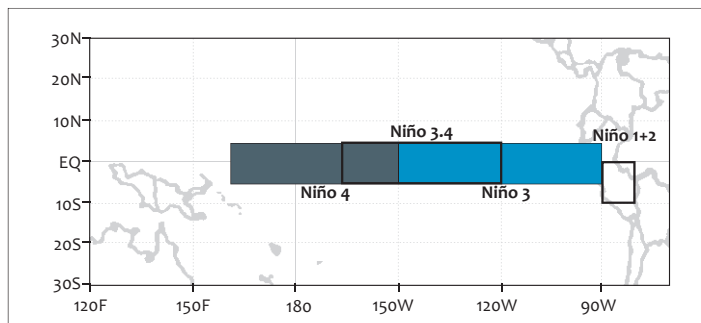
<sup>2</sup> Información reportada al ASIC por los generadores.

## 1.1.2 EVOLUCIÓN DE VARIABLES DE OFERTA - 2008

### 1.1.2.1 Situación Hidro - climática

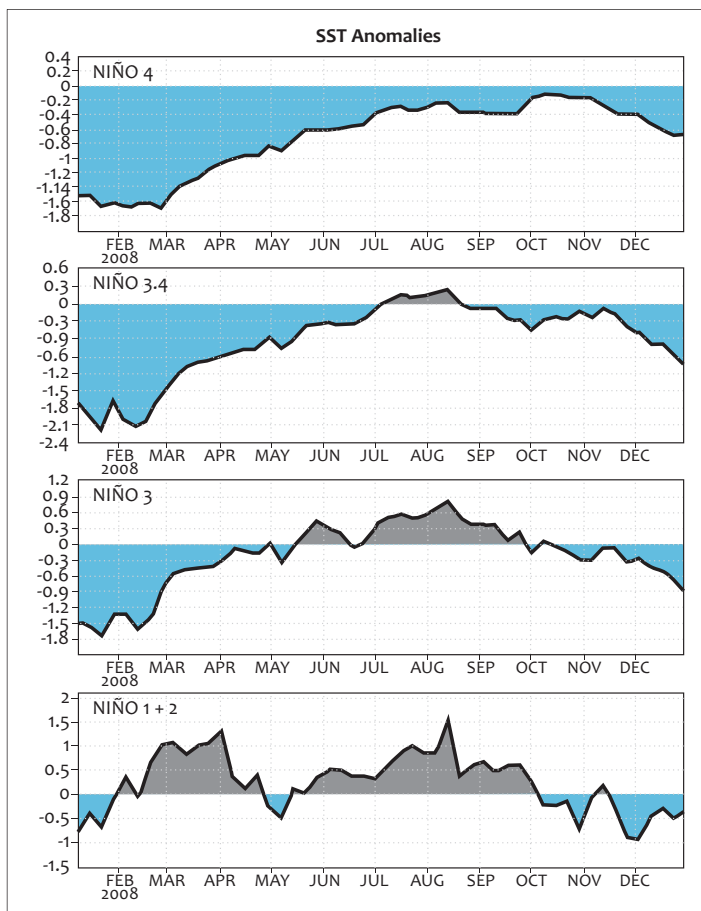
En términos generales, 2008 puede ser caracterizado como el año de apogeo del fenómeno de La Niña, cuya fase de nacimiento, crecimiento y maduración se había dado durante 2007. La Niña se caracteriza por la presencia temporal de aguas superficiales más frías de lo normal en el Océano Pacífico Tropical central y oriental (regiones Niño 3 y Niño 3.4).

GRÁFICA 6. REGIONES EL NIÑO EN EL PACÍFICO TROPICAL



Fuente: National Oceanic and Atmospheric Administration, NOAA.

GRÁFICA 7. EVOLUCIÓN DE LAS ANOMALÍAS DE LA TEMPERATURA SUPERFICIAL DEL MAR



Fuente: National Oceanic and Atmospheric Administration, NOAA.

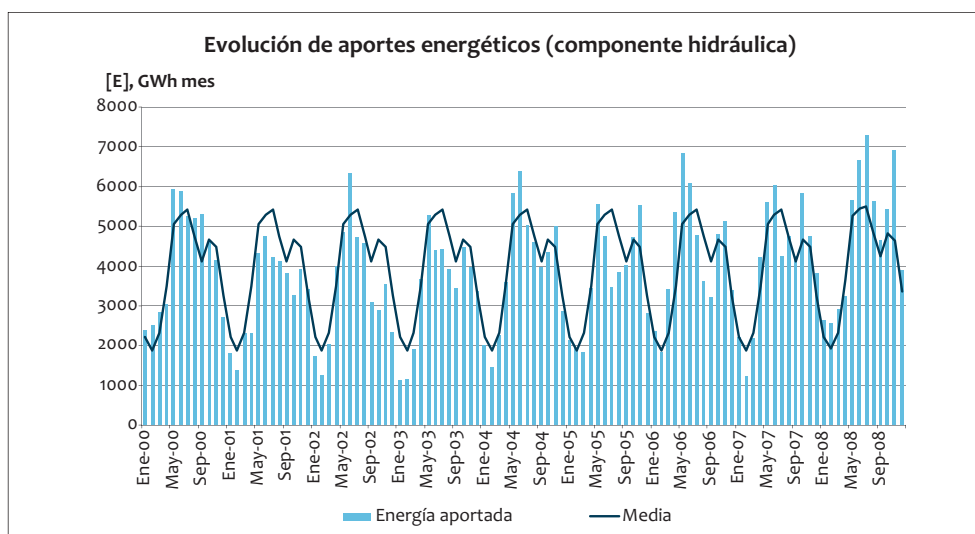
Valores negativos corresponden a enfriamiento superficial, característicos de La Niña y lo contrario ocurre con El Niño. Así, mientras mayor sea el valor absoluto de la anomalía, mayor será su distancia de la media y por tanto el grado de calentamiento o enfriamiento.

Se nota que el enfriamiento de comienzos de año empezó a ceder desde el Pacífico Oriental (frente a las costas de Sudamérica, región Niño 1+2) en dirección Oeste, siendo temporalmente reemplazado por un ligero calentamiento a mitad de año, que alcanzó su mayor fortaleza, de +1,5°C, en el Pacífico Oriental (región Niño 1+2). A partir de entonces, el Pacífico Tropical volvió a enfriarse en cada una de sus subregiones, para finalizar el año con condiciones típicas de La Niña.

### 1.1.2.2 Aportes Hídricos

Durante 2008 los ríos asociados al Sistema Interconectado Nacional, SIN, contribuyeron con aportes energéticos arriba de los promedios históricos siendo abril el único mes deficitario, con un acumulado a fin de año de 119,0% de la media, lo que en energía corresponde a 57.389,4 GWh.

GRÁFICA 8. APORTES ENERGÉTICOS AL SIN



El 2008 rompió con la tendencia de tres años consecutivos de déficit en el mes de mayores aportes energéticos al SIN (julio), ya que en julio de 2008, se registraron aportes superiores a los promedios históricos, del orden de 133,0%.

TABLA 2. APORTES ENERGÉTICOS MENSUALES 2008

Mes	Real (GWh)	% respecto a la media	Media Histórica (GWh)
Enero	2.623	119	2.210
Febrero	2.551	132	1.931
Marzo	2.914	125	2.332
Abril	3.236	89	3.637
Mayo	5.652	108	5.254
Junio	6.641	122	5.453
Julio	7.292	133	5.500
Agosto	5.632	116	4.844
Septiembre	4.645	109	4.251
Octubre	5.417	112	4.833
Noviembre	6.904	149	4.629
Diciembre	3.882	115	3.372
<b>Total</b>	<b>57.389</b>	<b>119</b>	<b>48.246</b>

- Las contribuciones energéticas más bajas, expresadas en porcentaje de la media, se vieron en la región Oriente: 89,2%. Caribe tuvo un comportamiento normal (101,9% de la media), en tanto que las demás regiones tuvieron excesos de escurrimiento, (Valle con 120,1%, Centro con 130,9% y Antioquia con 134,1% por encima de la media).
- Individualmente, entre las series principales, las más deficitarias durante 2008 fueron Chuza (76,1%) y Florida II (86,0%), en tanto que aquellas con mayores aportes porcentuales fueron Porce II (164,7%), Prado (160,5%) y San Lorenzo (151,6%).

TABLA. 3 RESERVAS HÍDRICAS

Mes (1)	Volumen Útil Diario (2)		Capacidad Útil GWh (4)	Volumen (5)		Volumen Máximo Técnico (7)	MOS	MOI
	GWh	%(3)		GWh	%(6)			
Enero	10.915	72	15.397	11.992	73	16.474	3.886	3.723
Febrero	9.567	63	15.397	10.734	65	16.474	2.743	2.535
Marzo	8.701	57	15.397	9.778	59	16.474	1.897	1.641
Abril	8.072	53	15.358	9.138	56	16.424	1.887	1.600
Mayo	9.315	61	15.358	10.381	63	16.424	2.187	1.950
Junio	11.240	73	15.358	12.306	75	16.424	3.014	2.807
Julio	12.866	84	15.358	13.932	85	16.424	3.920	3.627
Agosto	12.994	85	15.358	14.060	86	16.424	4.449	4.260
Septiembre	12.643	82	15.358	13.709	83	16.424	4.912	4.767
Octubre	12.356	80	15.358	13.422	82	16.424	5.234	5.169
Noviembre	13.388	87	15.358	14.454	88	16.424	6.030	5.953
Diciembre	12.500	82	15.335	13.567	83	16.402	5.378	5.263

(1) Valores tomados el último día del mes.

(2) Volumen útil diario: Volumen almacenado por encima del nivel mínimo técnico.

(3) Porcentaje con respecto a la capacidad útil del embalse.

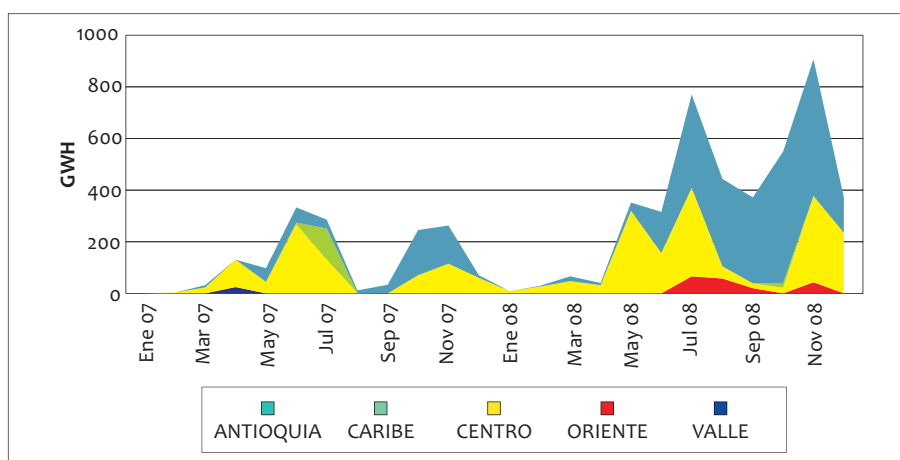
(4) Corresponde al volumen útil del embalse, que se define como el volumen almacenado entre el nivel mínimo técnico y el nivel máximo.

(5) Volumen almacenado por encima del nivel mínimo físico.

(6) Porcentaje con respecto al volumen máximo técnico.

(7) Volumen almacenado en el embalse por encima del nivel mínimo físico y equivale a la suma del volumen mínimo técnico y el volumen útil.

GRÁFICA 9. VERTIMIENTOS POR REGIÓN



- Con relación a los vertimientos, en 2008 éstos totalizaron 4.173,5 GWh.
- A nivel regional Antioquia vertió el 57,6% del total, Centro el 37,6%, Oriente el 4,4%, Valle y Caribe 0,4%.

### 1.1.2.3 Capacidad Efectiva

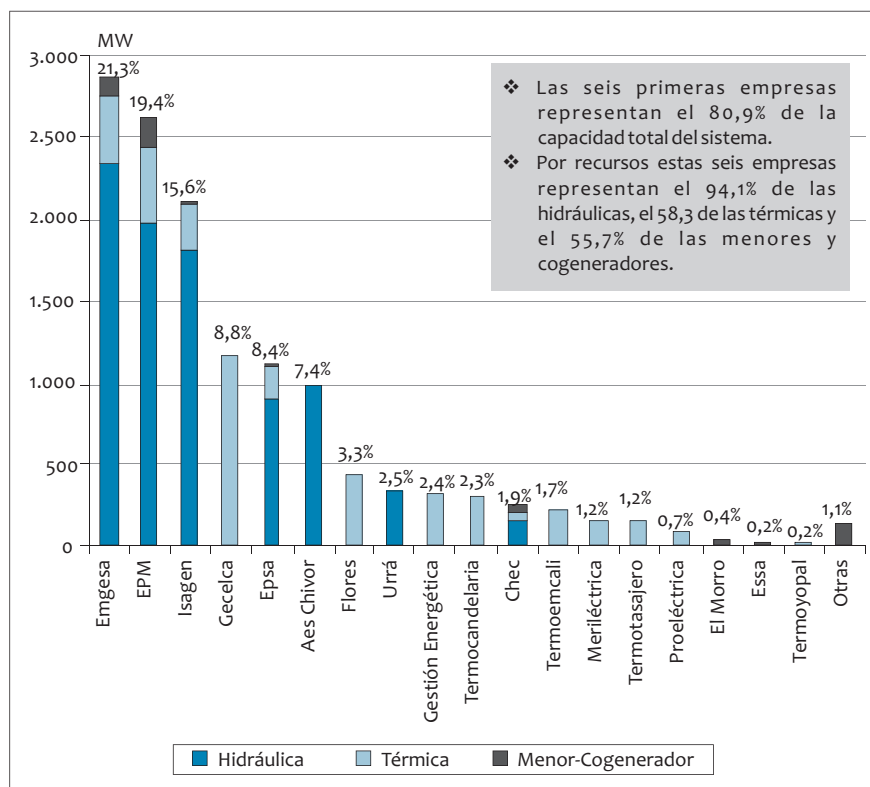
Es la máxima cantidad de potencia neta que puede suministrar una unidad de generación en condiciones normales de operación. A continuación, se presentan por tipo de recursos la capacidad efectiva neta del SIN y la capacidad efectiva por empresas a diciembre 31 de 2008.

TABLA 4. CAPACIDAD EFECTIVA NETA (MW) DICIEMBRE 2008

	MW	Participación	Evolución 2008/2007
<b>Hidráulica</b>	<b>8.525,0</b>	<b>63,4%</b>	<b>0,0%</b>
<b>Térmica</b>	<b>4.343,0</b>	<b>32,3%</b>	<b>1,7%</b>
Gas	2.757,0		
Carbón	967,0		
Combustóleo	187,0		
ACPM	0,0		
Fuel - oil	432,0		
<b>Menores</b>	<b>564,3</b>	<b>4,2%</b>	<b>1,1%</b>
Hidráulica y térmica	545,8		
Eólica	18,4		
<b>Cogenerador</b>	<b>24,5</b>	<b>0,2%</b>	<b>0,0%</b>
<b>Total SIN</b>	<b>13.456,8</b>		<b>0,6%</b>

- La capacidad efectiva neta del SIN cerró 2008 con un valor de 13.456,8 MW, 78 MW más que el año anterior.
- La capacidad térmica está considerada a partir de los combustibles declarados para respaldo de la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad, ENFICC. Cuando existe más de un combustible de respaldo se elige el de mayor capacidad efectiva.
- Se destaca el crecimiento en la capacidad térmica y la capacidad de las menores, (por ejemplo Cartagena 2, y menor Agua Fresca).

GRÁFICA 10. PARTICIPACIÓN DE LA CAPACIDAD EFECTIVA POR EMPRESA 2008





#### 1.1.2.4 Disponibilidad de Generación

Es la capacidad real de la central de generación en un momento de tiempo determinado. La diferencia con la capacidad instalada radica en que esta segunda se puede ver afectada por condiciones de mantenimiento, pruebas, uso de combustible alterno o derrateos por nivel de los embalses, los cuales disminuyen la capacidad nominal de la central. A continuación se muestra la disponibilidad promedio día a nivel anual y mensual para 2008.

TABLA 5. DISPONIBILIDAD PROMEDIO DÍA (MW) 2008

Tipos de Recursos	Total	Evolución 2008/2007
Despachadas centralmente		
Hidráulica	7.718,8	0,2%
Térmica	3.746,3	1,9%
<b>TOTAL</b>	<b>11.465,0</b>	<b>0,8%</b>
% Respecto Capacidad Neta Promedio	89,4%	
No despachadas centralmente		
Menores (1)	321,2	6,3%
Coogenerador	5,8	-29,5%
<b>TOTAL</b>	<b>327,0</b>	<b>5,3%</b>
% Respecto capacidad neta promedio	56,0%	
Disponibilidad Promedio Total	11.792,1	0,9%
% Respecto capacidad neta promedio	88,0%	

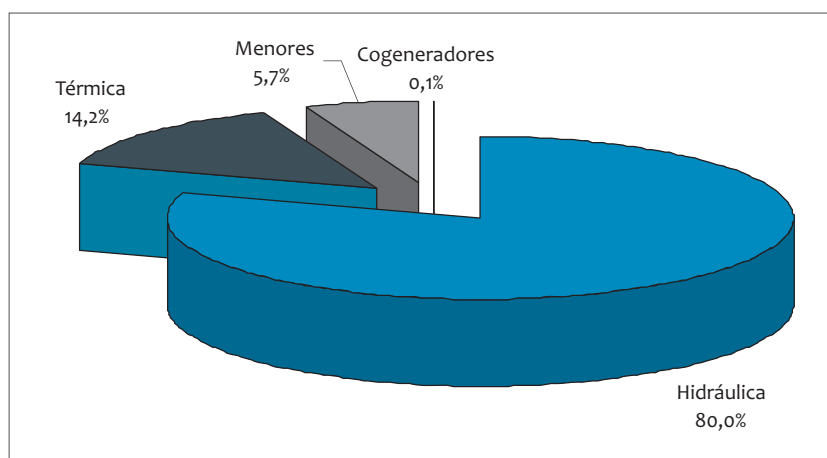
(1) La disponibilidad de las plantas menores y cogeneradores es calculada a partir de la generación.

- El mes con menor disponibilidad fue noviembre.
- Las unidades hidráulicas con menor disponibilidad fueron: Chivor 4 (67,1%) y San Carlos 5 y 6 con (74,7%) y (78,2%) respectivamente.
- Las unidades de mayor disponibilidad fueron: Chivor 8 y Guadalupe 33 y 36.
- Las unidades térmicas con menor disponibilidad fueron Zipa 5, Zipa 3, Zipa 2 y Cartagena 2.
- Las unidades térmicas con mayor disponibilidad fueron Merilectrica, Proeléctrica y Flores 3.

#### 1.1.2.5 Generación de Electricidad

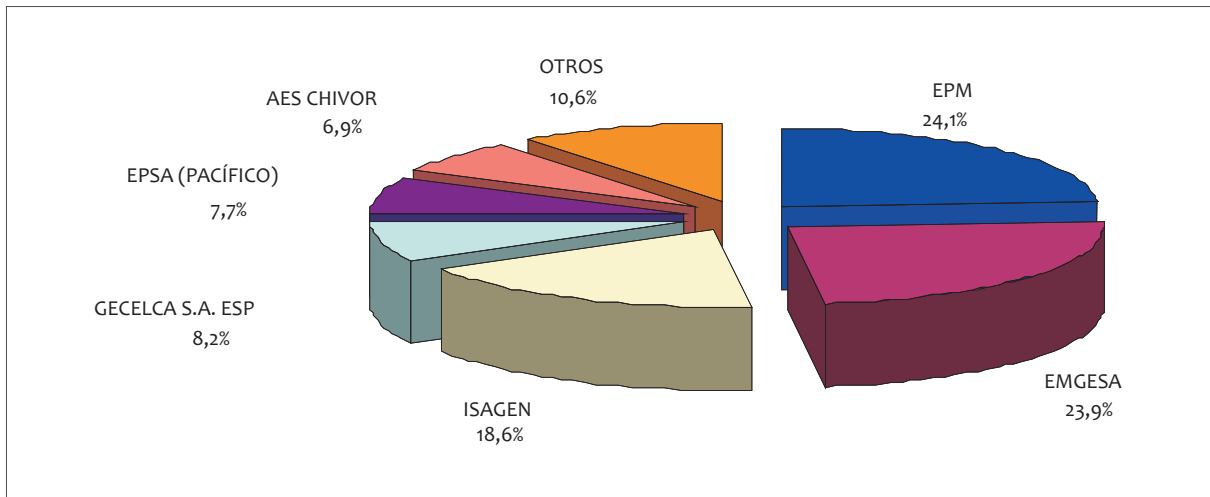
A continuación se muestra la generación de energía del SIN de 2008, así como la participación de generación a nivel regional, departamental, por agente y composición accionaria.

GRÁFICA 11. COMPOSICIÓN DE LA GENERACIÓN 2008

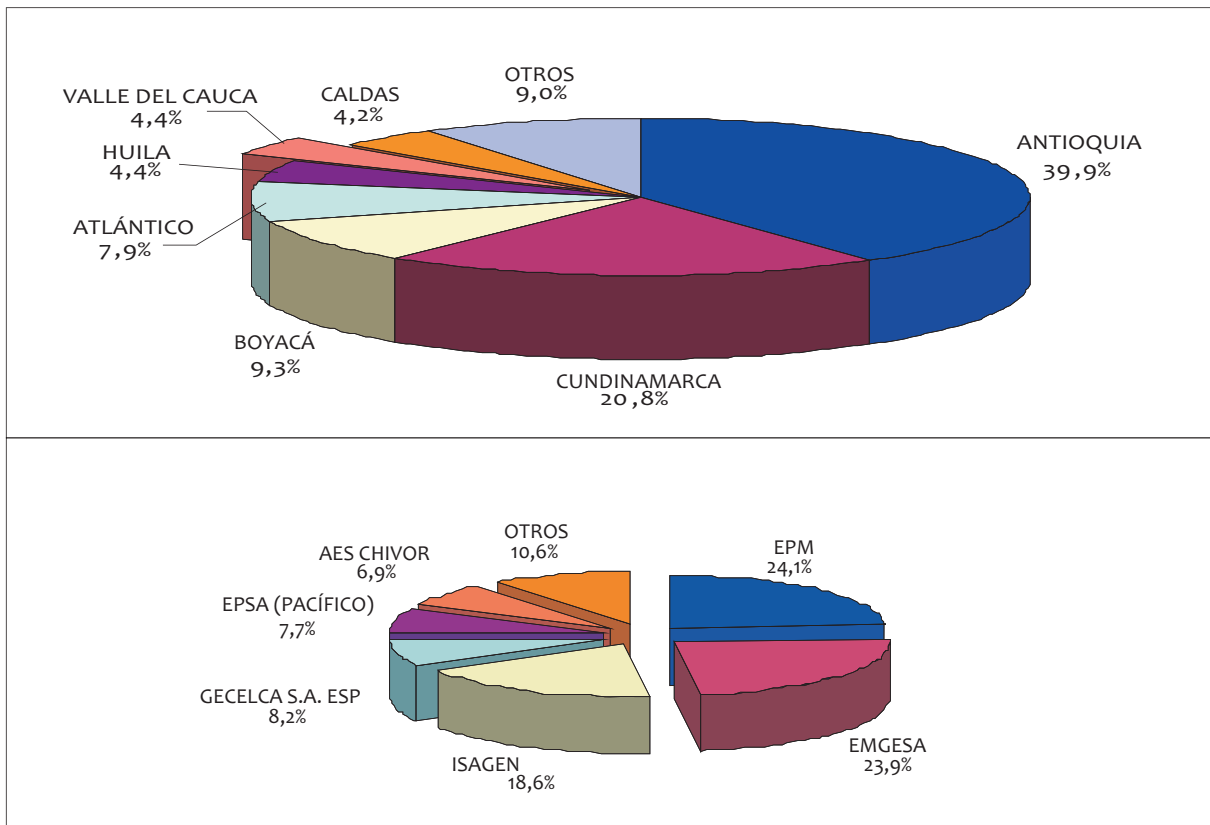


El 65% de la generación total del SIN estuvo representada por las siguientes plantas: San Carlos 13,6%, Guavio 9,9%, Pagua 7,5%, Guatapé 7,4%, Chivor 6,9%, Tebsa 6,3%, Guatrón 4,4%, Betania 4,3% y Porce 4,0%.

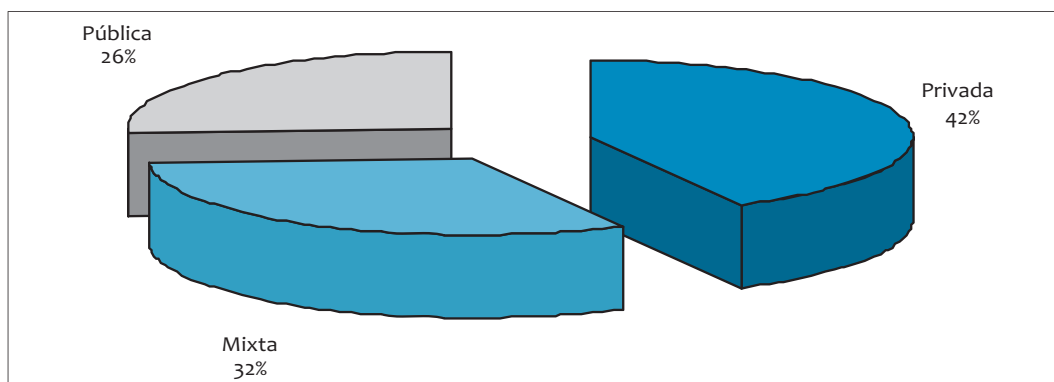
GRÁFICA 12. GENERACIÓN POR AGENTE 2008



GRÁFICA 13. GENERACIÓN POR DEPARTAMENTO 2008



GRÁFICA 14. GENERACIÓN POR TIPO DE PROPIEDAD EMPRESARIAL



### 1.1.2.6 Consumos de Combustibles en el Sector Eléctrico

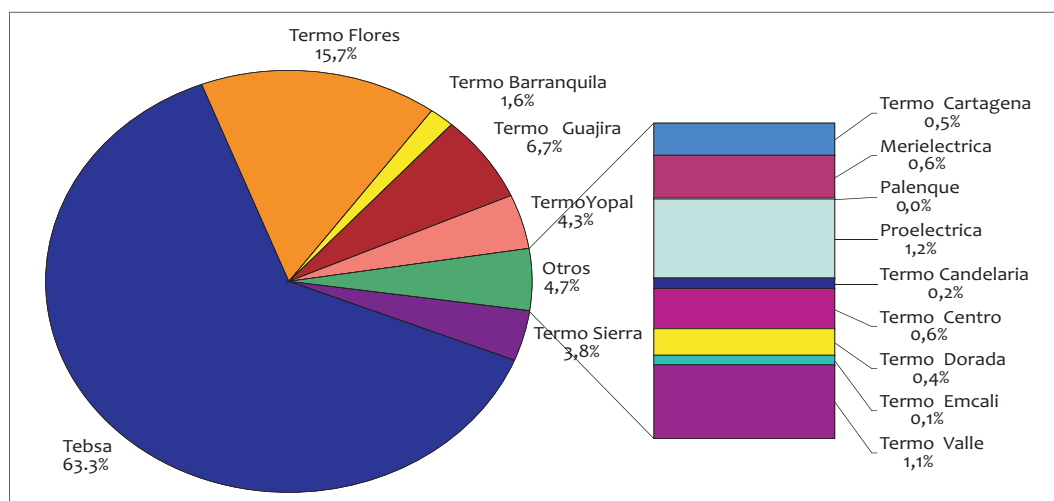
Es la cantidad de combustible (gas natural, fuel oil, otros) que requiere una planta térmica para su generación de electricidad, a diferencia de las centrales hidráulicas cuyo combustible principal es el agua. A continuación se muestra como fue el consumo de combustible en 2008 y su evolución.

TABLA 6. CONSUMO DE COMBUSTIBLE SIN (GBTU) 2008 (1)

	Total	Participación	Evolución 2008/2007
Gas	48.942,8	99,5%	-13,8%
Fuel Oil	222,7	0,5%	-44,9%
ACPM	4,1	0,01%	-81,3%
TOTAL	49.169,6		-14,3%

(1) Información declarada por los agentes al ASIC.

GRÁFICA 15. CONSUMO DE GAS NATURAL POR PLANTAS TÉRMICAS



### 1.1.2.7 Energía Firme y Asignación de Obligaciones de Energía Firme

Es la máxima energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación continuamente, en condiciones de baja hidrología, en un período de un año. Las tablas 7 y 8, las gráficas 16 y 17 muestran a continuación las Obligaciones de Energía Firme, OEF, de 2007 - 2008 y 2008 - 2009 por tipos de recursos y la ENFICC de 2008 - 2009.

TABLA 7. ENERGÍA FIRME POR PLANTA PARA CARGO POR CONFIABILIDAD

Agente	Planta	ENFICC (MWh/Día)	Agente	Planta	ENFICC (MWh/Día)
HIDRÁULICAS			TÉRMICAS		
CHIVOR	CHIVOR	8.014,4	CHEC	Termodorada	890,5
CHEC	ESMERALDA	433,4	EMGESA	Cartagena 1	1.163,5
CHEC	SAN FRANCISCO	553,9	EMGESA	Cartagena 2	0,0
EMGESA	BETANIA	3.760,8	EMGESA	Cartagena 3	1.176,9
EMGESA	GUAVIO	12.472,9	EMGESA	Termozipa 2	797,7
EMGESA	PAGUA	12.311,6	EMGESA	Termozipa 3	1.493,9
EPSA	ALBAN	2.143,2	EMGESA	Termozipa 4	1.519,1
EPSA	CALIMA	263,8	EMGESA	Termozipa 5	1.341,5
EPSA	PRADO	185,6	EPSA	Termovalle	4.535,0
EPSA	SALVAJINA	1.846,2	EPM	TERMOSIERRA	9.835,9
URRÁ	URRA	1.961,1	GECELCA	BARRANQUILLA 3	1.111,7
EPM	GUATAPE	5.478,0	GECELCA	BARRANQUILLA 4	906,6
EPM	GUATRON	7.097,9	GECELCA	TEBSA	17.501,2
EPM	LA TASAJERA	3.625,9	GECELCA	GUAJIRA 1	3.088,1
EPM	PLAYAS	3.280,8	GECELCA	GUAJIRA 2	1.947,1
EPM	PORCE II	3.641,7	G. Energética	PAIPA 1	603,1
ISAGEN	MIEL I	1.699,8	G. Energética	PAIPA 2	1.556,0
ISAGEN	JAGUAS	1.525,5	G. Energética	PAIPA 3	1.416,5
ISAGEN	SANCARLOS	13.321,7	G. Energética	PAIPA 4	3.532,0
<b>TOTAL</b>		<b>83.618,2</b>	ISAGEN	Termocentro Ciclo C.	6.375,4
			MERILECTRICA	TERMOMERILECTRICA	3.846,4
			PROELECTRICA	PROELECTRICA	1.941,0
			TERMOEMCALI	TermoEmcali I	4.802,4
			TERMOFLORES	FLORES 1	3.523,4
			TERMOFLORES	FLORES 2	2.385,7
			TERMOFLORES	FLORES 3	3.612,3
			TERMOTASAJERO	Tasajero I	3.696,2
			TERMOYOPAL	TERMOYOPALG2	545,3
			<b>TOTAL</b>		<b>85.144,5</b>

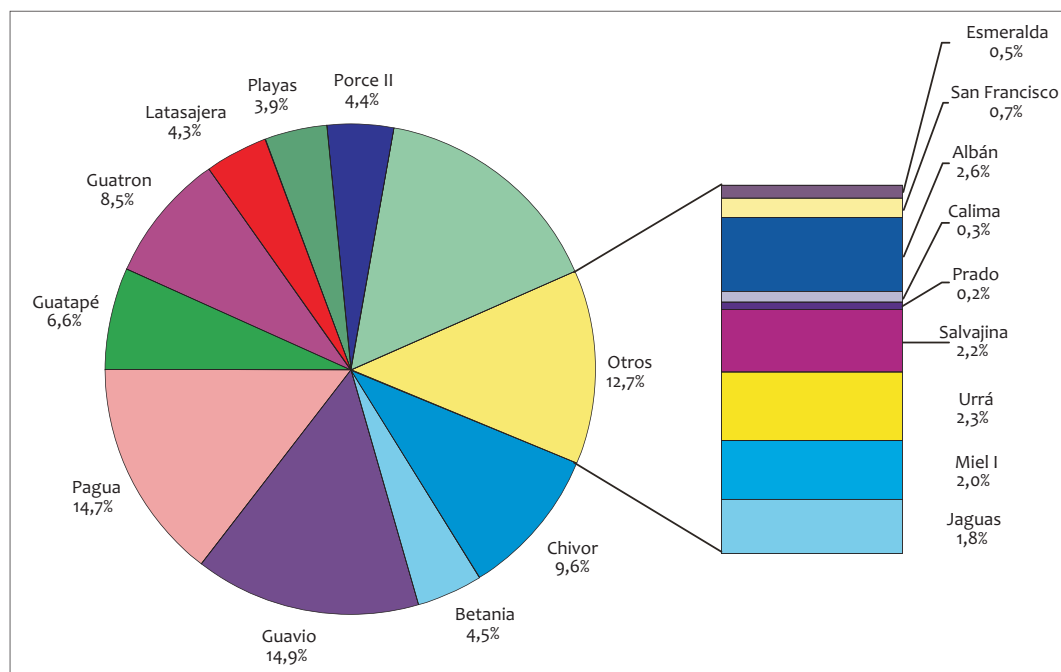
TABLA 8. ASIGNACIÓN DE OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME

PLANTA	OEF Anual (GWh/año) 2007-2008	OEF Anual (GWh/año) 2008-2009	PLANTA	OEF Anual (GWh/año) 2007-2008	OEF Anual (GWh/año) 2008-2009
HIDRÁULICAS			TÉRMICAS		
Chivor	2.548,9	2.477,1	Termodorada	283,2	275,2
Esmeralda	137,8	133,9	Cartagena 1	109,5	359,6
San Francisco	176,2	171,2	Cartagena 2	0,0	0,0
Betania	1.196,1	1.162,4	Cartagena 3	374,3	363,8
Guavio	3.966,9	3.855,2	Termozipa 2	253,7	246,6
Pagua	3.915,6	3.805,3	Termozipa 3	475,1	461,8
Albán	681,6	662,4	Termozipa 4	483,1	469,5
Calima	83,9	81,5	Termozipa 5	426,6	414,6
Prado	59,0	57,4	Termovalle	1.442,3	1.401,7
Salvajina	530,2	570,6	Termosierra	2.870,7	3.040,1
Urrá	623,7	606,2	Barranquilla 3	403,0	343,6
Guatapé	1.742,3	1.693,2	Barranquilla 4	288,3	280,2
Guatrón	2.010,6	2.193,9	Tebsa	5.566,1	5.409,4

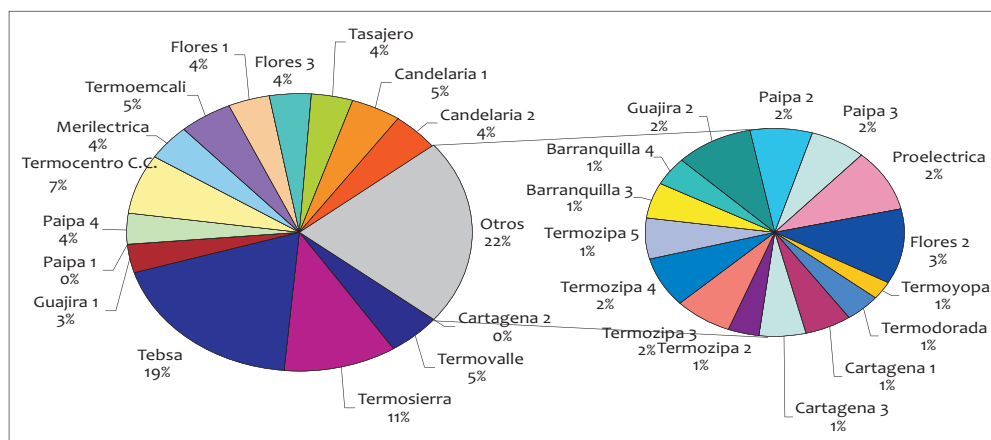
continúa

Latasajera	1.153,2	1.120,7	Guajira 1	982,2	954,5
Playas	1.043,4	1.014,0	Guajira 2	546,5	601,8
Porce II	1.158,2	1.125,6	Paipa 1	191,8	0,0
Miel I	540,6	525,4	Paipa 2	494,9	480,9
Jaguas	346,5	471,5	Paipa 3	450,5	437,8
San Carlos	4.236,9	4.117,5	Paipa 4	1.123,3	1.091,7
<b>TOTAL</b>	<b>26.151,8</b>	<b>25.845,2</b>	Termocentro C.C.	2.027,7	1.970,6
			Merilectrica	1.223,3	1.188,9
			Proelectrica	617,3	599,9
			Termoemcali	1.527,4	1.484,4
			Flores 1	1.120,6	1.089,0
			Flores 2	758,8	737,4
			Flores 3	1.148,9	1.116,5
			Tasajero	1.175,6	1.142,5
			Termoyopal	173,4	168,6
			Candelaria 1	1.329,2	1.325,6
			Candelaria 2	1.248,4	1.245,0
			<b>TOTAL</b>	<b>29.116,0</b>	<b>28.701,1</b>
			<b>TOTAL OEF</b>	<b>55.267,7</b>	<b>54.546,3</b>

GRÁFICA 16. PORCENTAJE DE ASIGNACIÓN DE OBLIGACIONES DE ENERGÍA PARA PLANTAS HIDRÁULICAS 2008 - 2009



GRÁFICA 17. PORCENTAJE DE ASIGNACIÓN DE OBLIGACIONES DE ENERGÍA PARA PLANTAS TÉRMICAS 2008-2009



## 1.2 DEMANDA DE ELECTRICIDAD

### 1.2.1 ¿QUÉ IMPACTÓ EL CRECIMIENTO DE LA DEMANDA EN 2008?

El crecimiento de la demanda de energía eléctrica en 2008 fue del 1,6% (incluye corrección por año bisiesto), siendo éste el menor crecimiento de los últimos ocho años, debido a la desaceleración económica del país, en la cual se reflejó en la disminución del consumo de energía para la producción de la industria manufacturera en las regiones de Antioquia, Costa Caribe, Valle y Centro. En contrapeso, la actividad de Minas y Canteras aumentó considerablemente su consumo de energía (6,7%) para la extracción de petróleo y gas, hierro y carbón.

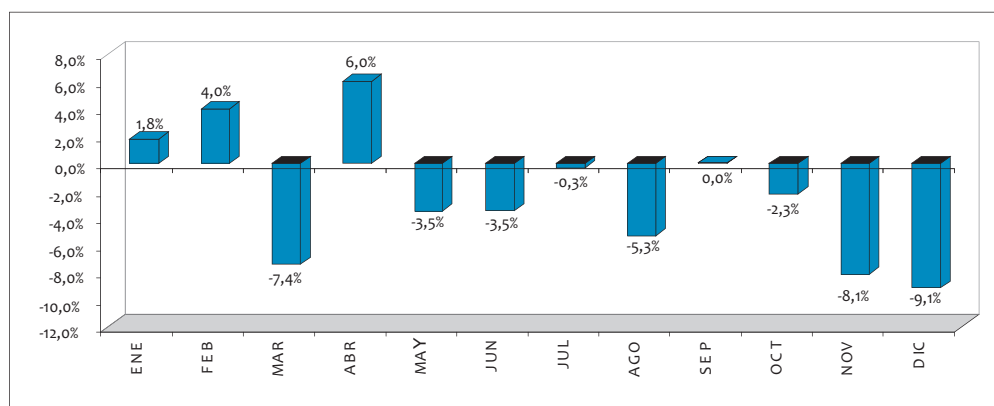
Este comportamiento requiere de un análisis que determine el impacto que estas dos actividades tuvieron en la evolución de la demanda de energía para el año 2008, pues en conjunto representan el 65,4% de la demanda de energía del mercado no regulado y el 20,9% de la demanda de energía nacional.

Para el análisis se tendrá en cuenta la información de los consumos de energía de las actividades y sus respectivas subactividades enviada por los agentes para la liquidación del mercado y los correspondientes códigos CIU<sup>3</sup>, registrados por los agentes ante el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, ASIC. Así mismo, los análisis relacionados con el Producto Interno Bruto, PIB, utilizando los tres primeros trimestres de 2008 que hasta la fecha ha publicado el Departamento Administrativo Nacional de Estadística, DANE.

#### 1.2.1.1 Análisis de la Actividad Industria Manufacturera

Durante el año 2008 la demanda de energía de la Industria Manufacturera fue de 8.107,9 GWh inferior a la de 2007 (8.307,6 GWh) en un 2,4%.

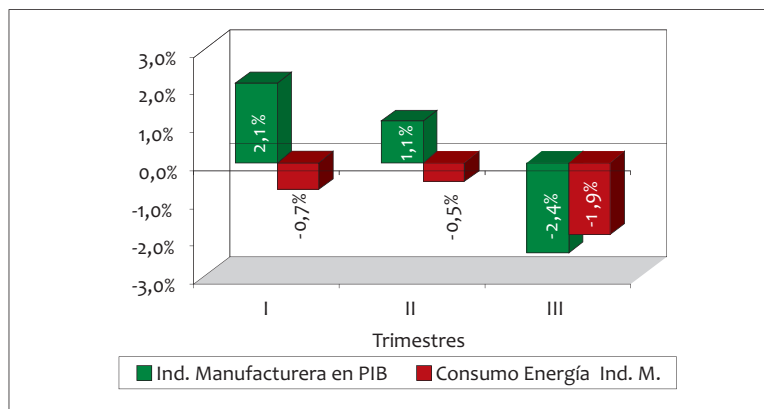
GRÁFICA 18. CRECIMIENTOS MENSUALES DEL CONSUMO DE ENERGÍA EN LA INDUSTRIA MANUFACTURERA 2007 - 2008



3 CIU: Clasificación Internacional Industrial Uniforme de todas las actividades económicas.

La Industria Manufacturera constituye la actividad con más peso en la evolución del PIB y de la demanda de electricidad. En la Gráfica 19 se puede observar la desaceleración en los tres primeros trimestres de ésta actividad en el PIB y la demanda de energía.

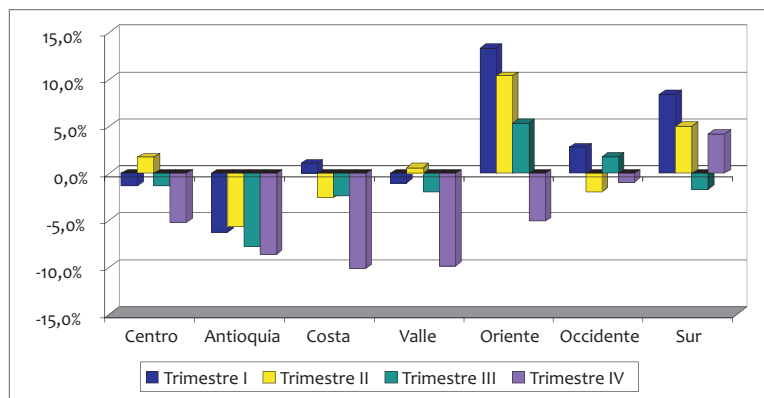
GRÁFICA 19. EVOLUCIÓN DE LA INDUSTRIA MANUFACTURERA EN EL PIB Y LA DEMANDA DE ENERGÍA 2007 - 2008



Es importante anotar que debido al peso que representa la industria manufacturera en la demanda total nacional (15%) y en la demanda no regulada (47%), se puede concluir que la evolución de este sector es determinante sobre la evolución de la demanda de energía nacional.

Las cuatro principales regiones del país, Centro, Antioquia, Valle y Costa Caribe, que representan el 83% del consumo de energía eléctrica en la industria manufacturera, tuvieron una evolución muy baja o negativa durante el año 2008.

GRÁFICA 20. CRECIMIENTOS REGIONALES DE LA INDUSTRIA MANUFACTURERA 2007 - 2008



Por otro lado, las subactividades que más afectaron el decrecimiento de la demanda de energía en Antioquia fueron la producción de textiles y químicos, en la Costa Caribe los textiles, cemento y vidrio, en el Valle los alimentos y las bebidas, en Occidente la producción de papel. Las subactividades que impactaron positivamente fueron en Oriente la producción de cemento y vidrio y en Occidente el procesamiento de alimentos.

TABLA 9. EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA REGIONAL POR LAS PRINCIPALES SUBACTIVIDADES DE LA INDUSTRIA MANUFACTURERA 2008

	Alimentos	Cemento y Vidrio	Químicos	Papel	Textiles	Bebidas	Autos	Flores
Centro	3,8%	0,5%	7,4%	0,3%	-6,5%	2,6%	-10,9%	-3,7%
Antioquia	-2,0%	-2,4%	-14,8%	0,9%	-13,5%	-6,4%	-25,2%	-4,2%
Costa Caribe	6,6%	-16,3%	-1,6%	22,4%	-38,0%	2,5%		27,6%
Valle	-3,0%	-5,2%	-1,4%	3,1%	-1,8%	-13,3%	-1,3%	
Oriente (1)	1,3%	3,2%	13,4%		6,2%	-8,0%	-6,1%	

continúa

Occidente (2)	20,8%	-0,7%	-0,6%	-8,2%	-9,5%	2,3%	-26,5%	
Sur (3)	5,1%	-2,1%	2,3%	5,0%	10,8%	1,8%	4,5%	
<b>TOTAL</b>	<b>3,5%</b>	<b>-2,4%</b>	<b>-2,2%</b>	<b>1,6%</b>	<b>-11,1%</b>	<b>-0,8%</b>	<b>-14,4%</b>	<b>-2,1%</b>

(1) Conformado por Santander, Norte de Santander, Boyacá, Arauca y Casanare.

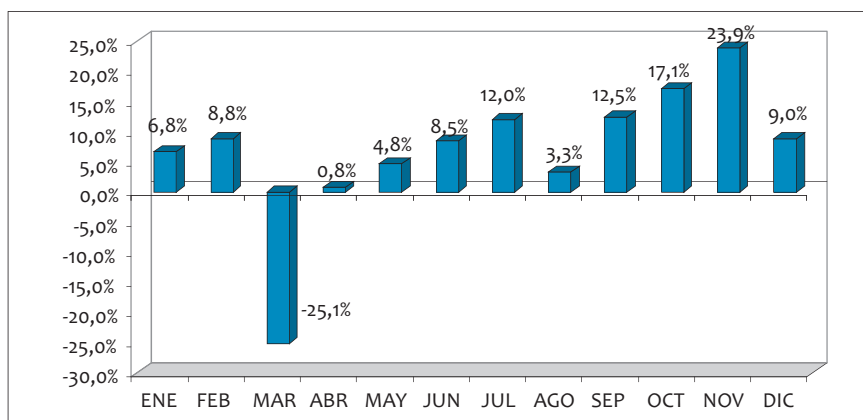
(2) Conformado por Caldas, Quindío, Risaralda, Huila, Tolima y Caquetá.

(3) Conformado por Cauca y Nariño.

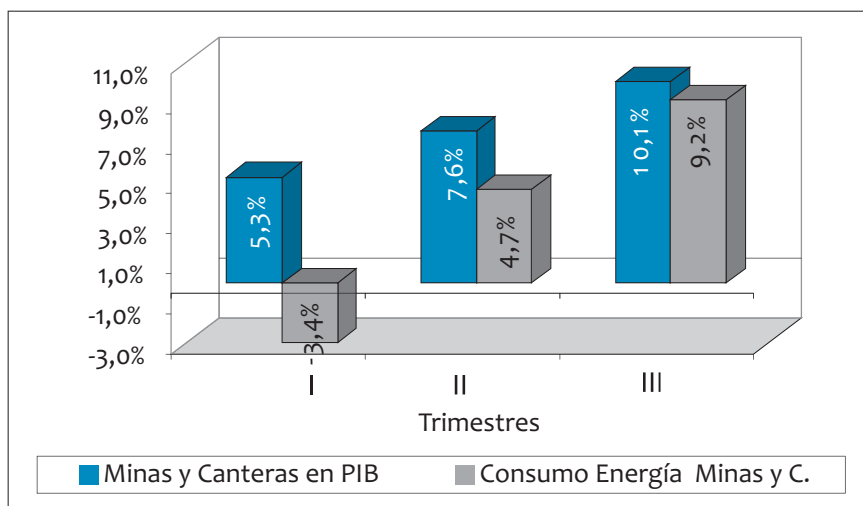
### 1.2.1.2 Análisis de la Actividad Minas y Canteras

Durante el año 2008 la demanda de energía de la actividad Minas y Canteras fue de 3.173,8 GWh con un crecimiento del 6,7% con respecto al año 2007 (2.974,1 GWh). La evolución del consumo de energía en la actividad Minas y Canteras, la evolución con respecto a la participación en el PIB y la demanda de energía eléctrica en el año 2008, tuvo un crecimiento significativo. El decrecimiento presentado se debió principalmente a la huelga de Cerromatoso.

GRÁFICA 21. CRECIMIENTOS MENSUALES DEL CONSUMO DE ENERGÍA EN MINAS Y CANTERAS 2007 - 2008



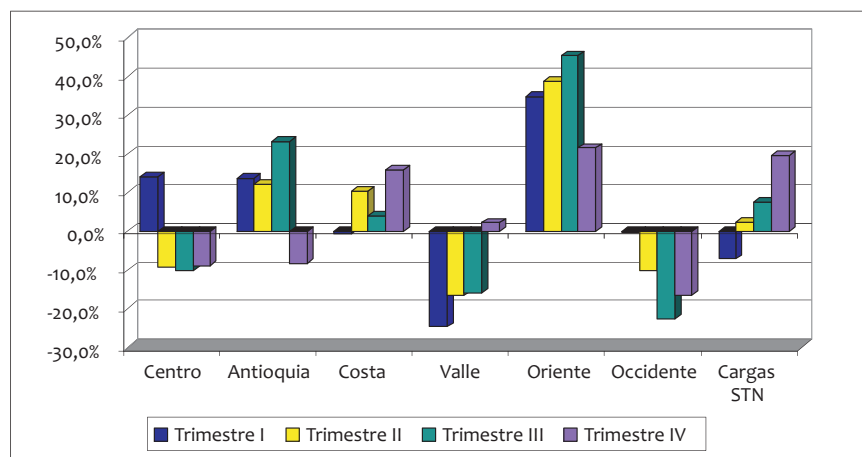
GRÁFICA 22. EVOLUCIÓN DE MINAS Y CANTERAS EN EL PIB Y LA DEMANDA DE ENERGÍA





En la evolución trimestral del consumo de energía de la actividad Minas y Canteras a nivel regional<sup>4</sup>, se observa un crecimiento en las regiones de Antioquia, Costa Caribe, Oriente y las Cargas del STN, que en total representan el 92% del consumo de energía eléctrica de esta actividad.

GRÁFICA 23. EVOLUCIÓN DE MINAS Y CANTERAS POR REGIÓN



<sup>4</sup> Las cargas del STN se tratarán como una región debido a la participación significativa en esta actividad.

Adicionalmente y teniendo en cuenta el porcentaje que representa las cargas del STN en el consumo de energía de esta actividad (76%), es necesario aclarar que cualquier efecto que ocurra en las empresas que componen las cargas del STN afectará significativamente la evolución de la demanda de energía a nivel nacional, tal como ocurrió en el primer trimestre de 2008 debido a la huelga de Cerromatoso.

Por otro lado, analizando las subactividades que impactaron el comportamiento de la demanda de energía en las diferentes regiones, se resalta el crecimiento en la Región Oriente debido al proceso de extracción de petróleo, hierro y carbón. En la región de la Costa Caribe y las cargas del STN se debió a la extracción de petróleo y carbón. El decrecimiento presentado en la Región Centro y Occidente se debió a la extracción de petróleo.

TABLA 10. EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA REGIONAL POR LAS PRINCIPALES SUBACTIVIDADES DE MINAS Y CANTERAS

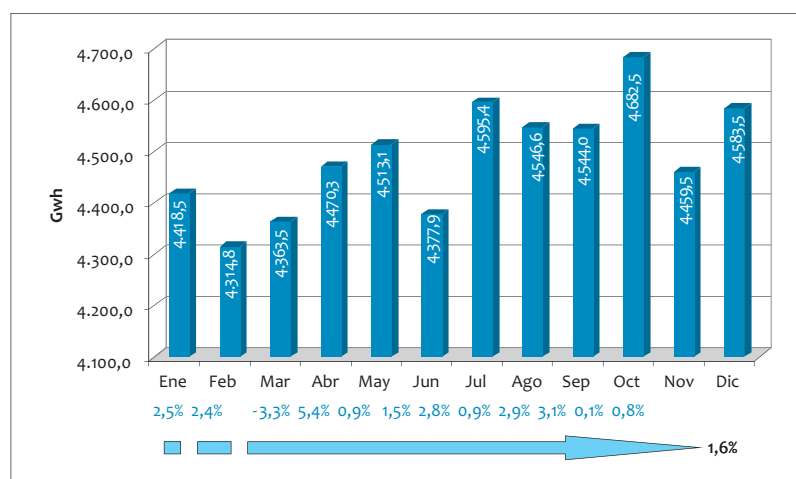
	Petróleo	Carbón	Hierro	Níquel
Centro	-9,6%	0,8%	13,8%	
Antioquia	1,9%	15,0%		
Costa	5,0%	7,7%		
Valle	-15,7%			
Oriente	32,3%	24,6%	37%	
Occidente	-19,4%			
Cargas STN	28,7%	25,0%		-12%
<b>TOTAL</b>	<b>19,6%</b>	<b>21,1%</b>	<b>36%</b>	<b>-12%</b>

La importancia que tiene el seguimiento de la demanda de energía eléctrica a nivel nacional y regional, radica en que esta variable se constituye en una herramienta para el análisis de la economía, del comportamiento de los sectores productivos con uso intensivo de la electricidad y de la relación con la evolución del PIB. Estos análisis se realizan con base en la correlación que tiene la demanda de energía eléctrica con las variables antes mencionadas, entendiendo la demanda como un insumo primordial para el desarrollo económico de un país.

### 1.2.2 EVOLUCIÓN DE VARIABLES DE DEMANDA 2008

El crecimiento de la demanda de energía del SIN en 2008 fue de 1,6% cifra corregida por ser 2008 año bisiesto. Si se hace la comparación de la demanda total del año sin tener en cuenta el efecto de año bisiesto, el crecimiento fue de 1,9%.

GRÁFICA 24. EVOLUCIÓN MENSUAL Y ANUAL DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA SIN



(GWH) 2008

- La evolución de marzo y abril está afectada por la ocurrencia de la Semana Santa en 2008 y 2007.
- El mayor crecimiento del año ocurrió en octubre y se debió principalmente al impulso de la actividad minas y canteras y la actividad comercio, restaurante y hoteles. Esta última tuvo un crecimiento importante debido principalmente a las vacaciones de los colegios.

### 1.2.2.1 Evolución y Demanda de Electricidad del SIN (Gwh) 2008

TABLA 11. DEMANDA DEL SIN

	Total	Evolución
Demanda Comercial	54.395,0	1,2%
Exportaciones	611,9	-30,4%
Ecuador	509,8	-42,0%
Venezuela	102,2	===
Demanda Doméstica	53.783,0	1,7%
Importaciones	37,5	5,3%
Ecuador	37,5	-2,5%
Venezuela	0,0	===
Demanda no Atendida	49,1	-23,8%
Demanda Nacional	53.869,7	1,6%
Pérdidas STN	968,8	-1,6%
Demanda Real	52.900,9	1,7%

Nota: La evolución en 2008 está corregida por ser año bisiesto.

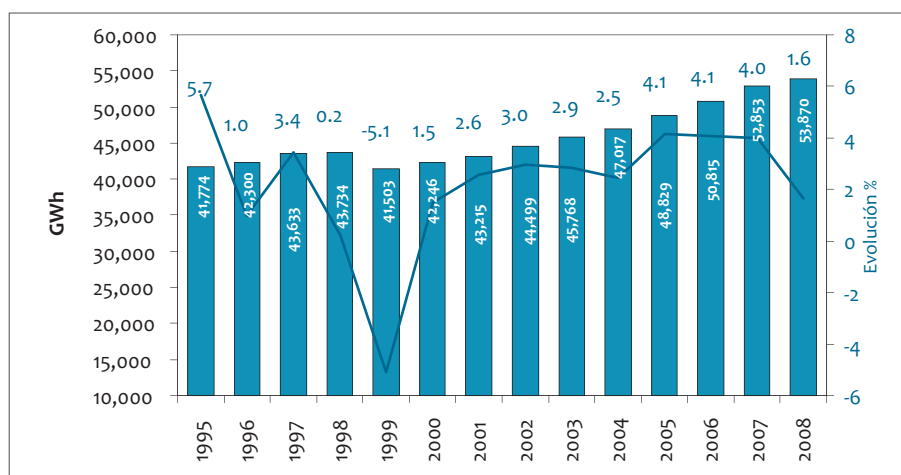
- La demanda comercial corresponde a la generación total del Sistema.
- La demanda doméstica se obtiene restando las exportaciones internacionales a la demanda comercial.
- La demanda nacional se obtiene sumando a la demanda comercial las importaciones internacionales y la demanda no atendida.
- La demanda real se calcula restándole las pérdidas del STN a la demanda nacional.

## 1.2.2.2 Evolución Mensual de los Conceptos Relacionados con la Demanda

TABLA 12. EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Demanda Comercial	4.485,4	4.324,8	4.364,1	4.467,8	4.507,2	4.393,1	4.594,9	4.611,2	4.633,0	4.774,6	4.513,7	4.725,3	54.395,0
Evolución (%)	1,5%	3,5%	-4,9%	4,8%	-0,1%	1,1%	1,0%	0,9%	3,4%	4,1%	0,0%	2,0%	1,2%
Exportaciones	72,5	19,7	7,2	12,6	5,0	23,4	5,9	68,6	93,3	100,5	58,4	144,8	611,9
TIES	72,5	19,7	7,2	12,3	5,0	23,4	5,9	68,6	78,4	70,3	29,0	117,3	509,8
Venezuela	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	14,9	30,2	29,3	27,5	102,2
Demanda Doméstica	4.412,9	4.305,1	4.357,0	4.455,1	4.502,1	4.369,7	4.588,9	4.542,6	4.539,7	4.674,1	4.455,3	4.580,5	53.783,0
Evolución (%)	2,5%	5,7%	-3,3%	5,7%	0,9%	1,4%	2,8%	0,9%	3,0%	3,0%	0,3%	0,9%	1,7%
Importaciones	1,3	6,3	3,0	11,7	5,8	5,3	1,5	0,4	0,2	1,1	0,6	0,3	37,5
TIES	1,3	6,3	3,0	11,7	5,8	5,3	1,5	0,4	0,2	1,1	0,6	0,3	37,5
Venezuela	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Demanda no Atendida	4,2	3,5	3,6	3,5	5,2	2,9	5,0	3,6	4,1	7,3	3,6	2,7	49,1
Demanda Nacional	4.418,5	4.314,8	4.363,5	4.470,3	4.513,1	4.377,9	4.595,4	4.544,0	4.544,0	4.682,5	4.459,5	4.583,5	53.869,7
Evolución (%)	2,5%	2,4%	-3,3%	5,4%	0,9%	1,5%	2,8%	0,9%	2,9%	3,1%	0,1%	0,8%	1,6%
Pérdidas STN	79,1	76,9	72,2	68,9	72,6	73,4	81,3	90,6	90,9	95,0	80,2	87,7	968,8
Demanda Real	4.339,4	4.238,0	4.291,3	4.401,4	4.440,6	4.304,5	4.514,0	4.456,0	4.453,0	4.587,5	4.379,3	4.495,8	52.900,9
Evolución (%)	2,6%	6,0%	-2,9%	5,7%	1,1%	1,5%	3,0%	0,7%	2,8%	2,9%	0,2%	0,7%	1,7%

GRÁFICA 25. EVOLUCIÓN Y DEMANDA ANUAL DE LA DEMANDA DE ENERGÍA



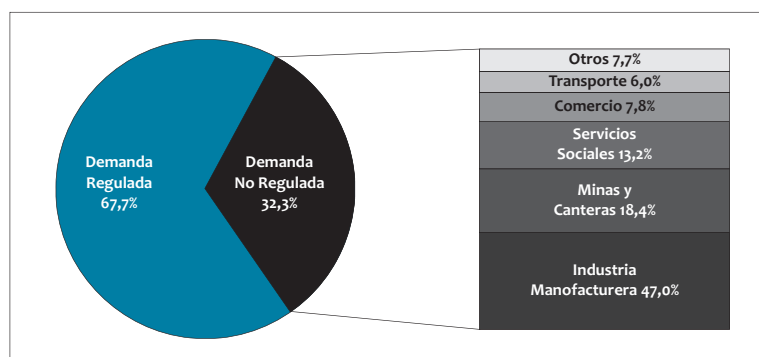
## 1.2.2.3 Demanda No Regulada

TABLA 13. EVOLUCIÓN Y DEMANDA DE ENERGÍA NO REGULADA DEL SIN (GWH) 2008

	Demanda No Regulada	Evolución 2008/2007
Enero	1.422,3	4,1%
Febrero	1.424,5	3,9%
Marzo	1.339,9	-9,2%
Abril	1.444,4	5,8%
Mayo	1.464,0	0,4%
Junio	1.422,1	0,9%
Julio	1.503,6	3,6%
Agosto	1.463,8	-1,0%
Septiembre	1.485,6	4,0%
Octubre	1.531,9	3,3%
Noviembre	1.429,4	-0,6%
Diciembre	1.376,5	-2,3%
<b>Total</b>	<b>17.308,0</b>	<b>1,0%</b>

La demanda nacional está compuesta por la demanda regulada con una participación del 67,7% y la demanda no regulada con el 32,3%.

GRÁFICA 26. COMPOSICIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA DEL SIN Y PARTICIPACIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA DE LAS ACTIVIDADES ECONÓMICAS CIU EN EL 2008



- La demanda no regulada se puede analizar por las actividades económicas CIU, las cuales son definidas por los agentes en el momento de inscribir una frontera.

TABLA 14. DEMANDA DE ELECTRICIDAD (GWH) POR LAS ACTIVIDADES ECONÓMICAS CIU

Actividad	2007	2008	Evolución
Industrias manufactureras	8.307,6	8.107,9	-2,4%
Explotación de minas y canteras	2.974,1	3.173,8	6,7%
Servicios sociales, comunales y personales	2.259,8	2.285,6	1,1%
Comercio, reparación, restaurantes y hoteles	1.251,4	1.338,7	7,0%
Establecimientos financieros, seguros, inmuebles y servicios a las empresas	346,9	347,1	0,0%
Electricidad, gas de ciudad y agua	1.030,1	1.031,1	0,1%
Transporte, almacenamiento y comunicación	463,0	492,5	6,4%
Agropecuario, silvicultura, caza y pesca	420,5	422,6	0,5%
Construcción	34,7	60,5	74,3%
<b>Total</b>	<b>17.088,1</b>	<b>17.259,8</b>	<b>1,0%</b>

#### 1.2.2.4 Demanda Regulada

TABLA 15. EVOLUCIÓN Y DEMANDA DE ENERGÍA REGULADA DEL SIN (GWH) 2008

	Demanda Regulada	Evolución 2008/2007
Enero	2.970,0	1,8%
Febrero	2.865,7	1,7%
Marzo	2.996,0	-0,4%
Abril	2.997,7	5,6%
Mayo	3.022,5	1,1%
Junio	2.927,5	1,6%
Julio	3.060,1	2,3%
Agosto	3.052,0	1,7%
Septiembre	3.028,3	2,4%
Octubre	3.116,1	3,0%
Noviembre	2.999,1	0,4%
Diciembre	3.176,7	2,3%
<b>Total</b>	<b>36.211,7</b>	<b>1,9%</b>

## 1.2.2.5 Demanda no Atendida

TABLA 16. DEMANDA NO ATENDIDA POR ÁREA OPERATIVA Y CAUSA (MWH) 2008

Área	Causas Programadas	Participación	Causas No Programadas	Participación
Antioquia - Chocó	153,3	1,5%	404,3	1,0%
Atlántico	206,7	2,1%	815,3	2,1%
Guajira - Cesar - Magdalena	1.757,7	17,7%	1.178,5	3,0%
Bolívar	617,4	6,2%	1.283,2	3,3%
Cordoba - Sucre	797,6	8,0%	1.457,2	3,7%
Cerromatoso	0,0	0,0%	73,7	0,2%
Bogotá	539,6	5,4%	1.705,3	4,4%
Meta	111,9	1,1%	980,1	2,5%
Nordeste	2.919,0	29,4%	4.145,6	10,6%
Valle Del Cauca	11,5	0,1%	799,3	2,0%
Tolima	50,1	0,5%	4.701,4	12,0%
Cauca - Nariño	2.141,6	21,6%	13.386,2	34,2%
Huila - Caquetá	204,6	2,1%	6.908,5	17,6%
Caldas - Quindío - Risaralda	421,7	4,2%	1.332,5	3,4%
<b>Total general</b>	<b>9.932,9</b>		<b>39.171,0</b>	

- En 2008 la demanda no atendida fue de 49,1GWh (0,1% de la demanda del SIN), con un decrecimiento del 23,6% con respecto a 2007.
- El área operativa con mayor participación en la demanda no atendida por causas programadas fue el Nordeste y por causas no programadas fue Cauca - Nariño.

## 1.2.2.6 Demanda por Operador de Red

Durante 2008 la demanda de energía por operador de red creció el 1,4% con respecto a 2007. Por otro lado, la distribución en Colombia durante el año 2008 fue realizada por 34 operadores de red, 10 de los cuales distribuyeron el 83,4% de la demanda nacional.

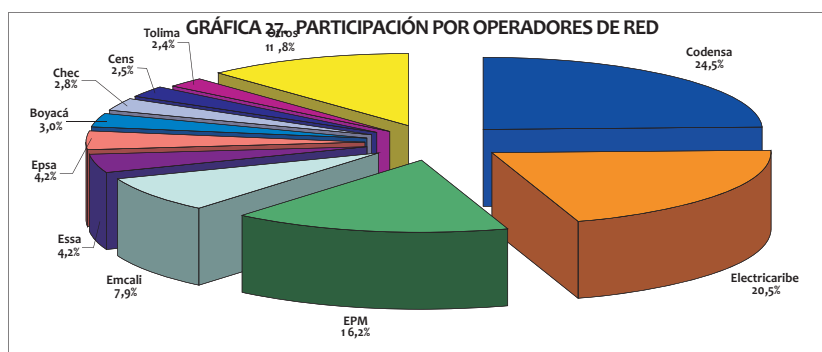


TABLA 17. EVOLUCIÓN Y DEMANDA DE ENERGÍA POR OR (GWH) 2008

OR	Demanda Energía	Evolución 2008/2007
Codensa	12.466,5	2,4%
Electricaribe	10.462,2	1,5%
EPM	8.255,9	0,4%
Emcali	4.004,0	-1,3%
Essa	2.154,7	4,6%
Epsa	2.120,6	-0,1%
Boyacá	1.546,4	-7,9%

continúa

Chec	1.431,5	0,6%
Cens	1.274,2	4,5%
Tolima	1.208,8	-0,1%
Cedelca	796,4	3,6%
Meta	775,5	3,0%
Cedenar	737,5	-3,3%
Eec	728,6	2,6%
Huila	703,8	-3,3%
Pereira	606,8	1,3%
Quindío	442,7	-0,5%
Casanare	247,7	3,8%
Tuluá	193,2	-0,8%
Arauca	170,3	17,2%
Chocó	164,0	4,4%
Caquetá	159,7	5,0%
Cartago	153,7	-0,9%
Bajo Putumayo	50,0	9,0%
Putumayo	41,8	5,5%
Guaviare	40,4	6,8%
Sibundoy	10,7	4,3%
Ruitoque	4,9	4,2%
Campamento	4,7	27,5%
Empresa municipal	1,4	0,5%
<b>TOTAL (sin STN)</b>	<b>50.958,6</b>	<b>1,0%</b>

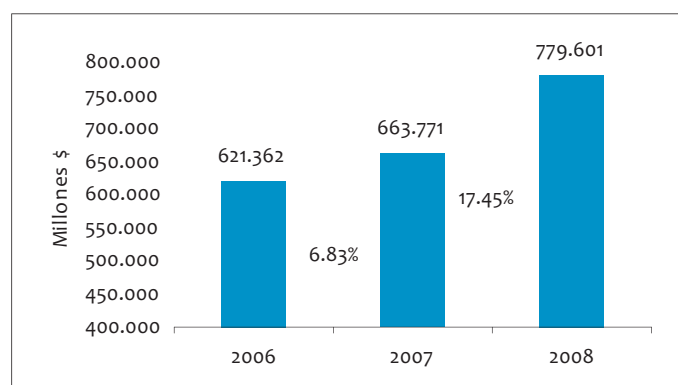
### 1.3 INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA

#### 1.3.1 TRANSPORTE DE ENERGÍA

ISA es la mayor empresa de transporte de energía eléctrica en Colombia y la única con cubrimiento nacional. Su infraestructura la componen 10.000 km de circuitos de transmisión con tensión superior a 115 kV, 57 subestaciones, 12.672 Megavoltamperios (MVA) de transformación y 4.177 Megavoltamperios reactivos (MVAR) de compensación reactiva.

Los ingresos obtenidos por el servicio de transporte de energía eléctrica durante 2008 ascendieron a \$779.601 millones, lo que representa un crecimiento de 17,45% frente al mismo período del año anterior, debido principalmente a la remuneración de proyectos que ingresaron a finales de 2007, entre otros, la nueva línea de transmisión que integra el Magdalena Medio con la Costa Atlántica (Bolívar - El Copey - Ocaña - Primavera a 500 kV y sus obras asociadas) y la subestación Betania, en el departamento del Huila. Con estos resultados, ISA obtuvo una participación en los ingresos totales del Sistema de Transmisión Nacional, STN, del 72,04%.

GRÁFICA 28. INGRESOS SERVICIO TRANSPORTE DE ENERGÍA



Fuente: Informe Anual Grupo ISA – 2008.

Atendiendo los estudios realizados por la UPME, XM e ISA, que buscan incrementar la capacidad de corto circuito de los equipos de alta tensión, se avanzó en el proceso para repotenciar dos de las subestaciones más importantes del STN, San Carlos en Antioquia y Chivor en Boyacá, ambas a 230 kV. Para desarrollar esta iniciativa, ISA implementó un esquema innovador, que le permitió a la subestación San Carlos alcanzar una capacidad de corto circuito de 54 kV y a la subestación Chivor de 40 kV en 11 bahías. Para 2009 se espera que San Carlos llegue a 63 kV y repotenciar la totalidad de las 17 bahías de Chivor. Este mejoramiento tiene un gran impacto social y económico para el país porque permitirá al Sistema Interconectado Nacional, SIN, atender el crecimiento de la demanda sin restricciones operativas.

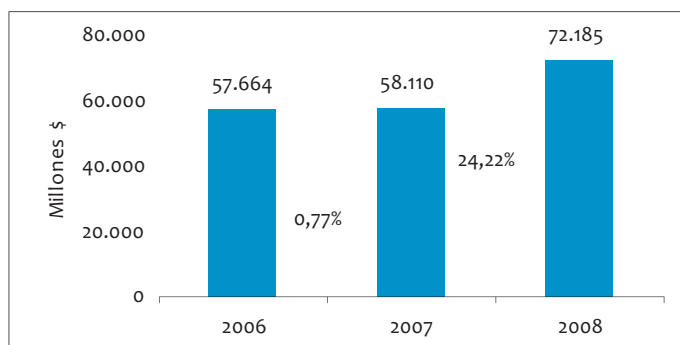
### 1.3.1.1 Conexión al Sistema de Transmisión Nacional, STN

ISA proporciona a los generadores, distribuidores, transportadores regionales y grandes consumidores el acceso al STN, para permitirles recibir o entregar la potencia y energía eléctrica requeridas o generadas.

Para prestar este servicio, ISA posee 76,8 Km de circuito a 230 kV y 109 Km en tensiones inferiores, una capacidad de transformación de 3.490 MVA en operación y 618 MVA de reserva, distribuidos en 60 puntos de conexión y con los cuales se atienden 21 clientes: 4 generadores, 14 operadores de red y 3 grandes consumidores. Entre los activos de conexión también se registran dos puntos asociados a interconexiones internacionales.

Los ingresos del servicio de conexión ascendieron a \$72.185 millones, lo que representa un incremento de 24,22% frente a los ingresos de 2007, considerando la entrada en operación de la subestación Caño Limón, la cual mejora la conexión de OXYCOL al Sistema de Transmisión Nacional.

GRÁFICA 29. INGRESOS SERVICIO CONEXIÓN AL STN



Fuente: Informe Anual Grupo ISA – 2008.

En 2008 ISA firmó dos contratos para adelantar proyectos de conexión al STN. El primero de ellos, que deberá entrar en operación en diciembre de 2009, estará ubicado en Barrancabermeja, Santander, e incluye la construcción de un punto de conexión en la Subestación Comuneros, una línea de conexión de 17,5 km de longitud a 230 kV y una subestación a 230 kV, con una transformación de 80 MVA a 34,5 kV. El segundo, que se estima esté funcionando en noviembre de 2009, estará ubicado en Caño Limón, Arauca, e incluye la construcción de una bahía de línea en la subestación Caño Limón, una línea de circuito sencillo de 46 km de longitud a 34,5 kV y una subestación con una potencia de 8 MW.

### 1.3.2 COMPORTAMIENTO DE LA RED

En términos de disponibilidad y continuidad del suministro de energía, los indicadores de gestión de la red de transmisión superaron las metas establecidas para 2008, lo cual muestra el constante esfuerzo de la compañía por prestar servicios con estándares internacionales de oportunidad y calidad.

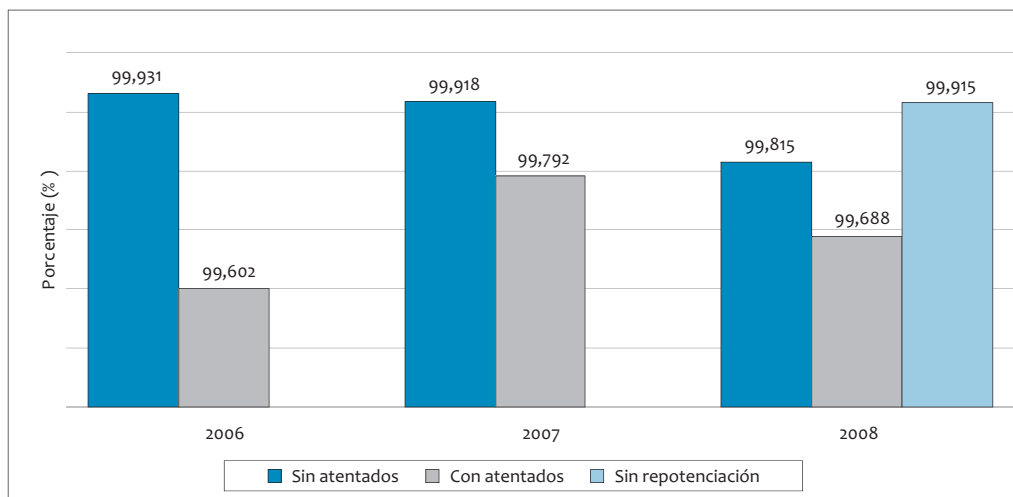
#### 1.3.2.1 Disponibilidad de la Red de Transmisión

El indicador de disponibilidad mide el porcentaje de tiempo que durante el año estuvieron en servicio o disponibles los activos que componen la red (bahías de subestación, transformadores, líneas, etc). En 2008 la disponibilidad

total promedio para todos los activos fue de 99,815%, superando la meta promedio de 99,653%, fijada por la CREG. De un total de 575 activos, 61 estuvieron por debajo de la meta de disponibilidad establecida por la CREG y sólo 42 pagaron una compensación que ascendió a \$90,5 millones.

Pese a los buenos resultados, se presentó una disminución con respecto a los años anteriores, debido básicamente a las desconexiones por los trabajos de repotenciación de las subestaciones San Carlos y Chivor; excluyendo estas desconexiones, la disponibilidad fue de 99,915%.

GRÁFICA 30. DISPONIBILIDAD DE LA RED DE ISA

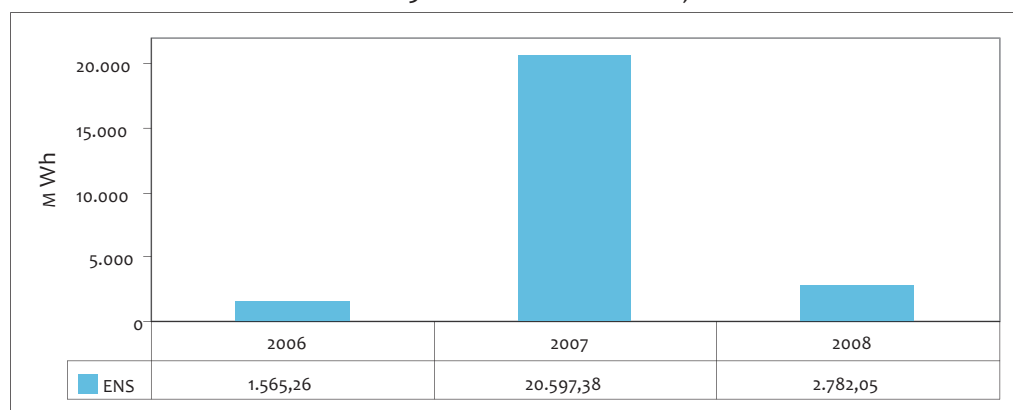


Fuente: Informe Anual Grupo ISA – 2008.

### 1.3.2.2 Energía no suministrada, ENS

Corresponde a la energía no suministrada al SIN por causas atribuibles a la empresa, sin considerar los atentados. En 2008 la ENS fue de 2.782 MWh, cifra que está por debajo de la meta establecida para el año (3.800 - 4.200 MWh). Este resultado corresponde a una óptima operatividad del sistema, pues sólo el 0,0051% de la demanda total del SIN (53.869,7 GWh) correspondió a la ENS.

GRÁFICA 31. ENERGÍA NO SUMINISTRADA, ENS



Fuente: Informe Anual Grupo ISA – 2008.

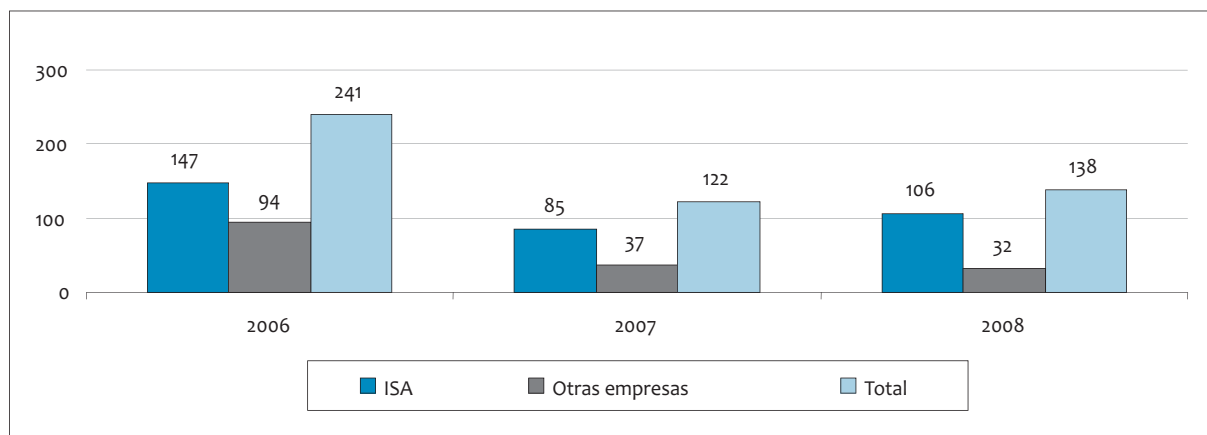


### 1.3.2.3 Atentados a la Infraestructura Eléctrica

Entre 2006 y 2008 se presentaron 501 Actos Mal Intencionados, AMI, en el Sistema Interconectado Nacional, de los cuales 338 correspondieron a la red de transmisión de energía de la ISA.

Durante 2008, 106 torres de ISA fueron afectadas por atentados (24.7% más que en 2007), de las cuales 12 (11%), corresponden a líneas de 500 kV y 94 (89%), a líneas de 230 kV. Del total de torres afectadas por atentados, 73 de ellas (68,9%), fueron derribadas en el departamento del Cauca.

GRÁFICA 32. NÚMERO DE TORRES AFECTADAS EN EL SIN



Fuente: Informe Anual Grupo ISA – 2008.

Con el apoyo decidido del Gobierno Nacional, la fuerza pública y las empresas del sector eléctrico, ISA ejecutó las labores necesarias para garantizar la disponibilidad del servicio. Al cierre de 2008, el 100% de la infraestructura de ISA que había sido afectada por atentados se encontraba recuperada. El tiempo promedio de recuperación fue de 6,73 días por torre, lo cual permitió mantener los promedios de los últimos años (6,78 en 2007 y 6,64 en 2006).

TABLA 18. TORRES ISA AFECTADAS

Torres afectadas de ISA						
Año	Número de torres	Total torres afectadas	Total torres reparadas	Torres pendientes por reparar	% torres atentadas	Gastos de recuperación (\$ millones)
2006	13.346	147	158	0	1,10%	\$19.968
2007	15.553	85	84	1	0,55%	\$10.660
2008	15.553	106	107	0	0,68%	\$10.826
<b>Total</b>		<b>338</b>	<b>349</b>	<b>0</b>		

Fuente: Informe Anual Grupo ISA – 2008.

Los gastos de recuperación de la infraestructura ascendieron a \$10.826 millones, que le representan a ISA el 8,64% de los ingresos por Administración, Operación y Mantenimiento, AOM, del STN (\$125.272 millones).

### 1.3.2.4 Proyecto Confiabilidad en el Servicio Transporte de Energía, STE

Con el propósito de minimizar la ocurrencia de eventos que causen desatención de la demanda, ISA viene adelantando desde 2007 el Proyecto Confiabilidad del STE, el cual busca interiorizar los procedimientos establecidos en los protocolos de operación y mantenimiento, implementar nuevos desarrollos en tecnologías de punta y reforzar acciones de formación que permitan mejorar la capacitación, el entrenamiento y la práctica de las personas.

En 2007, un grupo de trabajo con dedicación exclusiva, ejecutó las acciones necesarias para fortalecer la confiabilidad de la red y definió los planes de acción a corto, mediano y largo plazo, que garantizaran los índices de servicio requeridos en cuanto a la calidad y seguridad. Adicionalmente, el equipo tenía bajo su responsabilidad

la definición e implementación de las acciones de mejoramiento requeridas. En 2008 se comenzaron a ejecutar las 26 acciones incluidas en los planes, con un cumplimiento de 94% al final del período.

Vale la pena destacar la habilitación de 100 trabajadores de mantenimiento en la función de “jefes de trabajo”, quienes representan el 65% del personal que cumple con esta actividad; la certificación a 12 de los jefes de trabajo por parte del SENA en la norma sectorial “Aplicar normas de seguridad en el mantenimiento de subestaciones eléctricas en niveles de media, alta y extra alta tensión”; la implementación de mejoras técnicas en las subestaciones críticas de ISA, con el propósito de incrementar sus niveles de confiabilidad; y la elaboración de un manual unificado para operación y mantenimiento seguro que integró todos los procedimientos que existen en ISA y en sus empresas.

Así mismo, se adecuaron las guías de mantenimiento para mejorar la calidad y seguridad en la ejecución del mantenimiento y la operación; se implementó, mediante un convenio con la Universidad Nacional y Colciencias, un sistema para el diagnóstico automático de eventos, el cual utiliza técnicas de inteligencia artificial; y por último se desarrolló un sistema que permite simular el efecto que tiene una maniobra operativa sobre el sistema eléctrico, antes de su materialización, lo cual disminuye los riesgos de indisponibilidad.

### 1.3.3 PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA

ISA, a través de su negocio de Proyectos de Infraestructura viene desarrollando iniciativas por un valor superior a US\$360 millones en la Región Andina, representadas en la construcción de redes de transporte de electricidad y en el montaje de cables de fibra óptica.

El negocio cuenta con un amplio portafolio de servicios, que se ofrece al mercado nacional e internacional, y que incluye el desarrollo integral de proyectos (ingeniería, adquisición, construcción, gestión ambiental, social, predial y regulatoria), *Engineering Procurement and Construction*, EPC, de proyectos (ingeniería, adquisición y construcción), gerenciamiento de proyectos (administración de la ingeniería, adquisición y construcción), ingeniería de proyectos (servicios de ingeniería aplicada), gestión ambiental y social, gestión predial (servicios de gestión de predios y servidumbres) y gestión del abastecimiento (negociación, contratación y adquisición de bienes y servicios).

En 2008, ISA obtuvo del ICONTEC la certificación en la norma de calidad ISO 9001:2000, para prestar los servicios de estudios, diseño, suministro, construcción, montaje, pruebas y puesta en servicio, para proyectos de infraestructura de energía eléctrica y de telecomunicaciones.

Las obras asociadas al negocio de Proyectos de Infraestructura han sido desarrolladas en Colombia, Perú y Bolivia. En total fueron 29 proyectos, que al cierre del período, presentaban un cumplimiento promedio de 95,5% en su ejecución física.

TABLA 19. INFRAESTRUCTURA EN EJECUCIÓN POR PAÍS

Infraestructura en ejecución por país				
País	Km líneas	Subestaiones	MVA	Valor (Miles US\$)
Colombia	134	11	152	147
Perú	674	15	4.783	204
Bolivia	1	1	100	9
<b>Total</b>	<b>809</b>	<b>27</b>	<b>5.035</b>	<b>360</b>

Fuente: Informe Anual Grupo ISA – 2008.

La visión del negocio de Proyectos de Infraestructura es continuar siendo el proveedor natural de las compañías del grupo empresarial, para lo cual deberá ratificar su condición de ser la mejor opción.

En Colombia, la aspiración es afianzar relaciones y consolidar mayores negocios con clientes externos, buscando convertirse en el mejor aliado para el desarrollo integral de redes de transmisión de energía y de fibra óptica. En Perú, continuará consolidando su presencia, impulsado por las garantías y la estabilidad jurídica que brinda ese país.

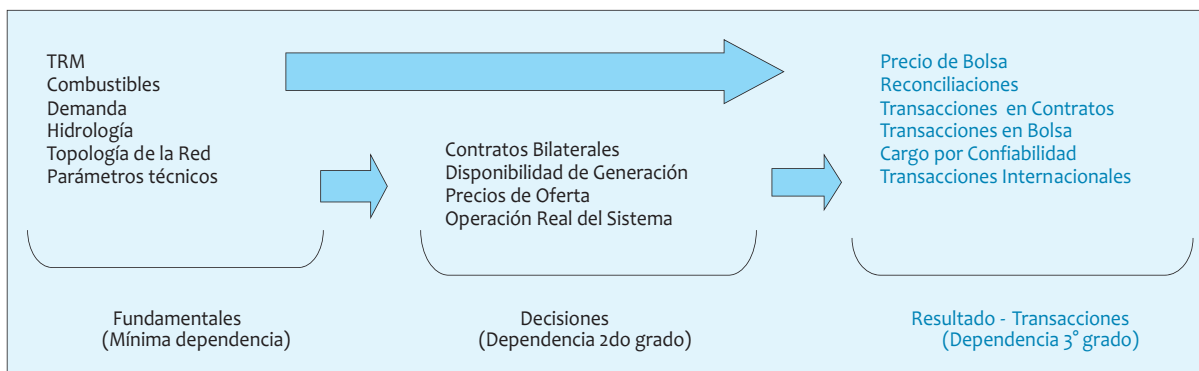
## 1.4 MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA

Los mercados de electricidad son particularmente complejos porque la parte transaccional depende en gran medida de variables de la operación, como la hidrología, la disponibilidad del parque generador y la topología de

la red, sumadas la dependencia de la TRM y los precios internacionales de los combustibles. De estas variables, dependen las decisiones de los participantes del mercado en oferta y contratación que completan el resultado de la dinámica del mercado.

Las variables que no dependen del mercado y que tienen una relación implícita o explícita con las decisiones de los participantes y con los montos transados son conocidas como “Fundamentales” y son la entrada en un modelo de toma de decisiones del mercado. Si analizamos las variables fundamentales en el 2008 se pueden tener señales del comportamiento de algunos conceptos transaccionales, como lo muestra el siguiente esquema:

GRÁFICA 33. VARIABLES DEL MERCADO



#### 1.4.1 IMPACTO DEL PRECIO INTERNACIONAL DEL COMBUSTIBLE SOBRE LOS COSTOS VARIABLES DE GENERACIÓN

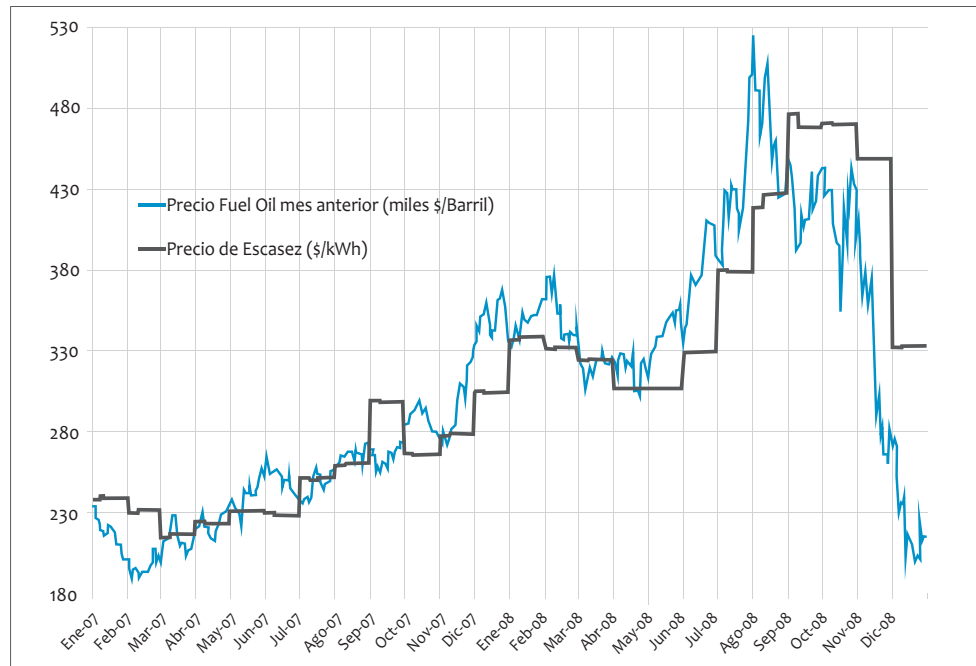
En el capítulo de oferta, se analizó el comportamiento de los precios internacionales de combustibles durante 2008. Una primera relación entre estos precios de combustibles, como variable fundamental y los costos asociados a generación térmica se refleja en el precio de escasez del cargo por confiabilidad. El precio de escasez representa los costos variables de una planta térmica de última instancia, con lo cual se tiene una pequeña muestra de cómo los precios internacionales de combustibles pudieron afectar durante el 2008 los costos de las plantas térmicas en el sistema colombiano.

En el caso del precio de escasez, la relación es completamente explícita dado que en el mercado este precio está indexado al New York Harbor Residual Fuel Oil 1,0% Sulfur LP Spot Price CIF. Sin embargo, precios de otros combustibles también se pueden ver afectados de forma implícita, a causa de la correlación entre combustibles, por la sustitución y costos de oportunidad.

Una consideración adicional sobre los costos de generación con combustibles tiene que ver con la conversión dólar a pesos, la cual diluye el otro efecto importante que es la Tasa Representativa del Mercado, TRM, que tuvo alta variabilidad durante el 2008. Es así que el precio internacional del Fuel Oil expresado en pesos colombianos, es la variable que mejor explica las tendencias de los costos variables de generación durante el 2008, dado que contiene los efectos de la TRM y del precio internacional del Fuel Oil.



GRÁFICA 34. PRECIO DE ESCASEZ Y PRECIO INTERNACIONAL DE FUEL OIL EN PESOS COLOMBIANOS

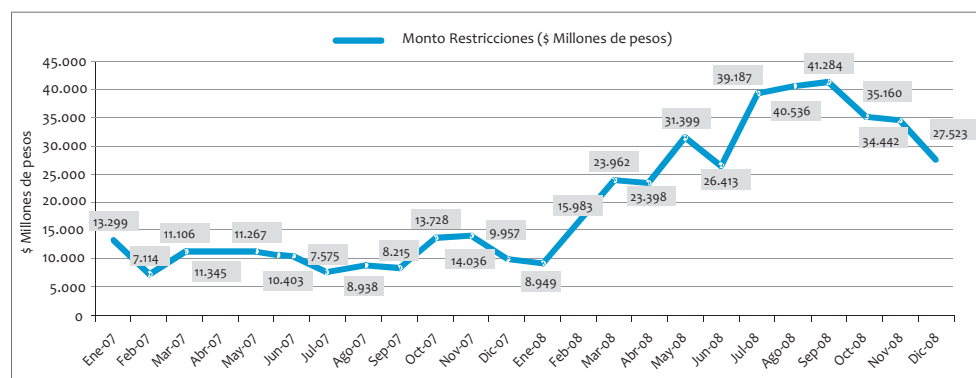


#### 1.4.2 LA TOPOLOGÍA DE LA RED Y LAS RESTRICCIONES

Durante 2008 se realizaron mantenimientos en las principales subestaciones del sistema que ocasionaron restricciones sobre el flujo ideal de generación disponible hacia los centros de consumo. Estos mantenimientos en la red no afectan directamente el cálculo del Precio de Bolsa, pero sí incrementan los requisitos de generación que no está en mérito por precio de oferta, pero que se necesita para atender la demanda de electricidad. De esta manera, la condición topológica de la red es una de las variables fundamentales que explica los montos transados en reconciliaciones entre los generadores disponibles que no pueden generar físicamente y los que generan fuera de mérito para mantener la continuidad o seguridad del servicio eléctrico. 2008 fue un año de alta intensidad en mantenimientos que afectaron la topología de la red. En la Gráfica 36, se observa como esta condición topológica se reflejó en la generación fuera de mérito que se requirió para abastecer la demanda.

Siendo estrictos, la relación entre la topología de la red y la generación fuera de mérito necesita de la consideración de otras variables, como el flujo de electricidad típico y la capacidad de las subestaciones y las líneas, entre otras. Sin embargo la señal es clara respecto al impacto que una produce sobre la otra.

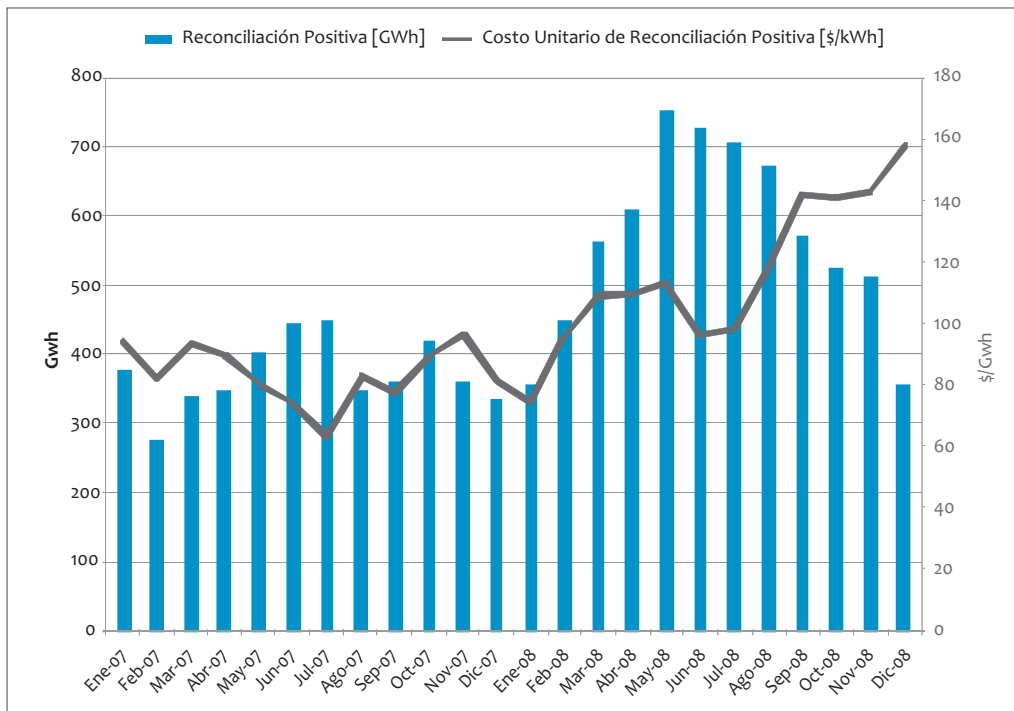
GRÁFICA 35. HORAS DE TRABAJO SOBRE ACTIVOS DE LA RED



Ahora, el monto de restricciones no depende únicamente de la cantidad de generación fuera de mérito que se necesite reconciliar entre generadores, sino también del costo variable de la generación fuera de mérito requerido.

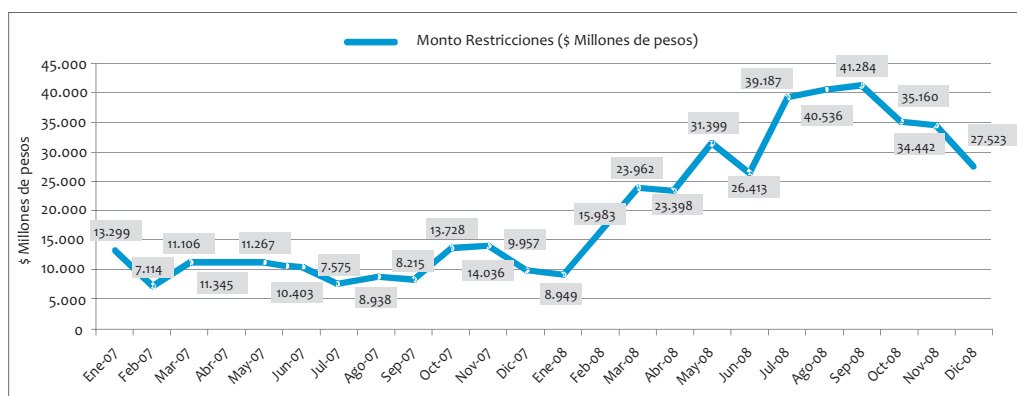
Aunque se reduzca la generación fuera de mérito, cada kWh generado fuera de mérito tiene un costo, y el producto de estas dos variables puede explicar de manera general las tendencias de las transacciones por restricciones en la red.

GRÁFICA 36. GENERACIÓN FUERA DE MÉRITO Y COSTO UNITARIO DE RECONCILIACIÓN POSITIVA



El producto de las dos variables de la Gráfica 37, explica de mejor forma el monto transado en restricciones.

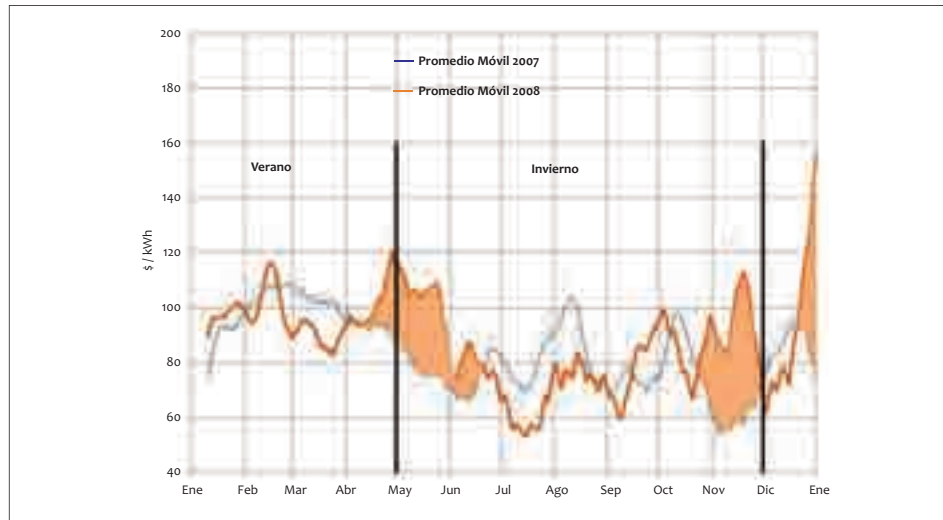
GRÁFICA 37. VALOR DE RESTRICCIONES



### 1.4.3 LA INCERTIDUMBRE HIDROLÓGICA Y UN POSIBLE EFECTO SOBRE EL PRECIO

La evolución del precio de Bolsa en 2008 muestra precios superiores a los de 2007 en los meses de cambio de estación verano - invierno e invierno – verano.

GRÁFICA 38. PRECIO DE BOLSA 2007 Y 2008 PROMEDIO MÓVIL



El precio de bolsa depende de las decisiones de oferta y las condiciones de disponibilidad de la generación hidráulica, principalmente en este mercado eléctrico constituido de forma mayoritaria por este tipo de generación. Ahora, el comportamiento creciente del precio de bolsa durante las transiciones de invierno y verano refleja incertidumbre en las expectativas de los generadores sobre el escenario hidrológico próximo, expresadas a través de su oferta.

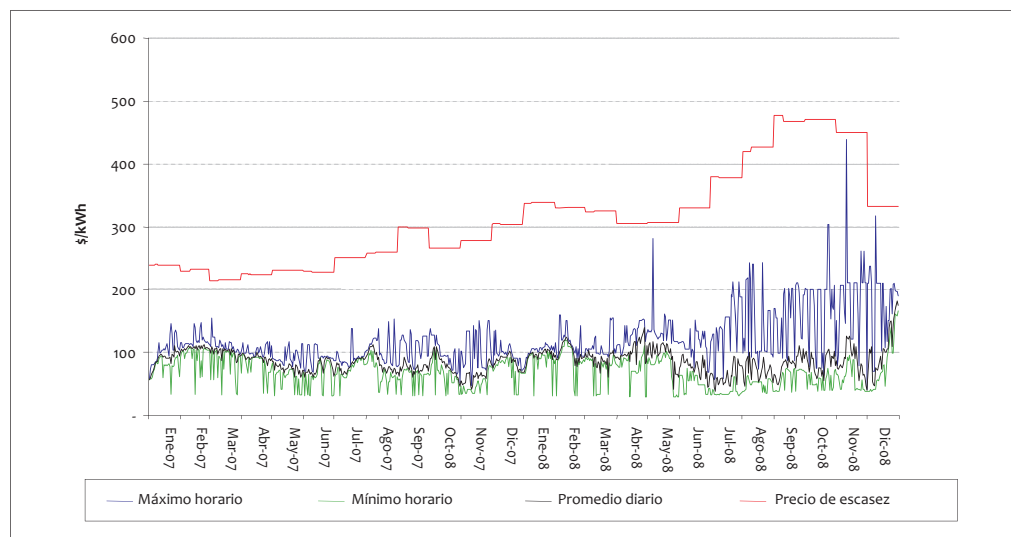
#### 1.4.4 EVOLUCIÓN DE VARIABLES COMERCIALES 2008

Las transacciones comerciales son los conceptos que resultan de la liquidación de la operación del sistema y de los intercambios comerciales de los participantes del mercado eléctrico.

##### 1.4.4.1 Precio de Bolsa

El precio de bolsa es una de las variables más importantes de la parte transaccional. Las compras y ventas en Bolsa se transan al precio de bolsa, los contratos son un mecanismo de cubrimiento ante la incertidumbre del precio de bolsa, la escasez de generación del sistema se estima a partir de la diferencia entre precio de bolsa y el precio de escasez, y así existen muchas otras señales de mercado relacionadas con él.

GRÁFICA 39. PRECIO DE ESCASEZ, PRECIO PROMEDIO PONDERADO DIARIO DE BOLSA Y PRECIO DE BOLSA HORARIO MÁXIMOS Y MÍNIMOS

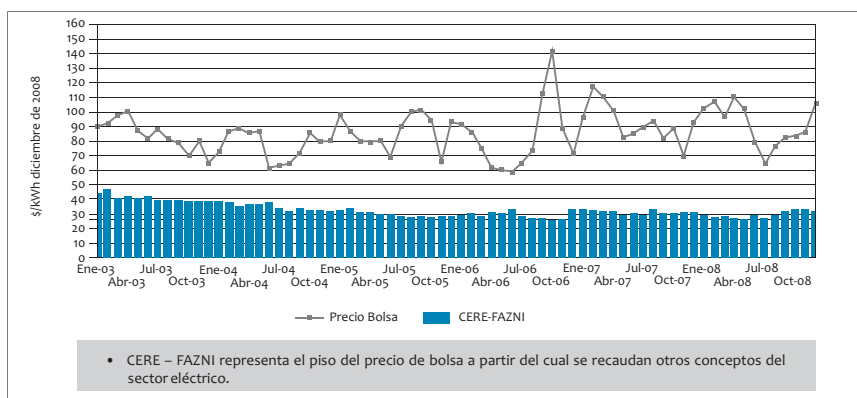


El precio horario más alto del año 2008 se presentó el día 10 de noviembre en la hora 20, con un valor de 434 \$/kWh, a solo 10 pesos del precio de escasez.

GRÁFICA 40. VOLATILIDAD DIARIA CALCULADA PARA LOS ÚLTIMOS 30 DÍAS DEL PRECIO DE BOLSA



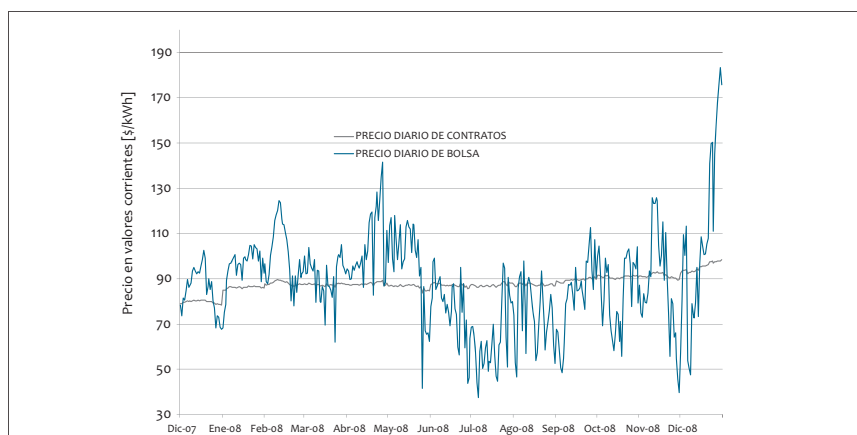
GRÁFICA 41. PRECIO DE BOLSA, CERE Y FAZNI



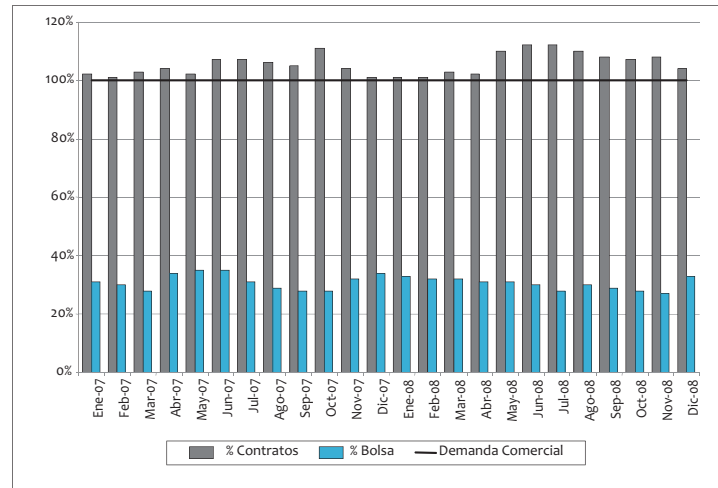
#### 1.4.4.2 Contratos Bilaterales entre Agentes

Los contratos bilaterales son un mecanismo de cubrimiento de los agentes ante la incertidumbre del precio de bolsa en el mediano y largo plazo. Las cantidades transadas en contratos generalmente superan a la demanda debido a que los contratos son financieros y existe la figura de intermediación.

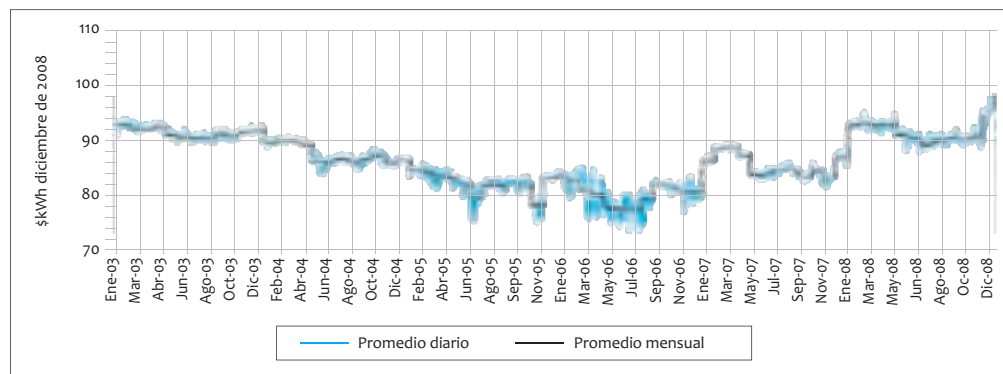
GRÁFICA 42. PRECIO DIARIO DE BOLSA Y CONTRATOS



GRÁFICA 43. PORCENTAJE DE LA DEMANDA COMERCIAL TRANSADO EN CONTRATOS Y BOLSA



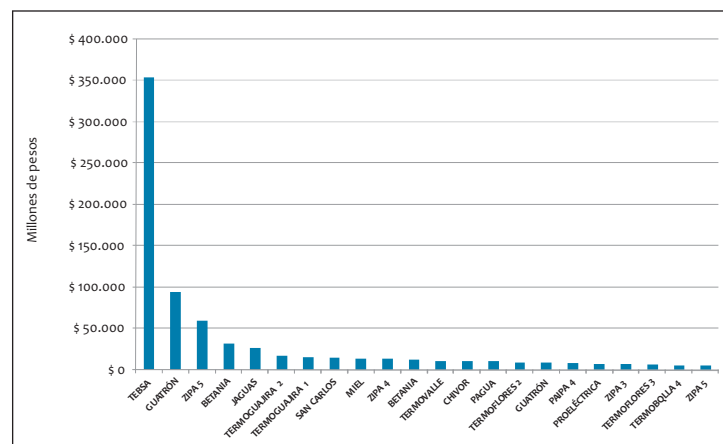
GRÁFICA 44. PRECIOS DE CONTRATOS DIARIO Y MENSUAL



### 1.4.4.3 Restricciones en la Operación

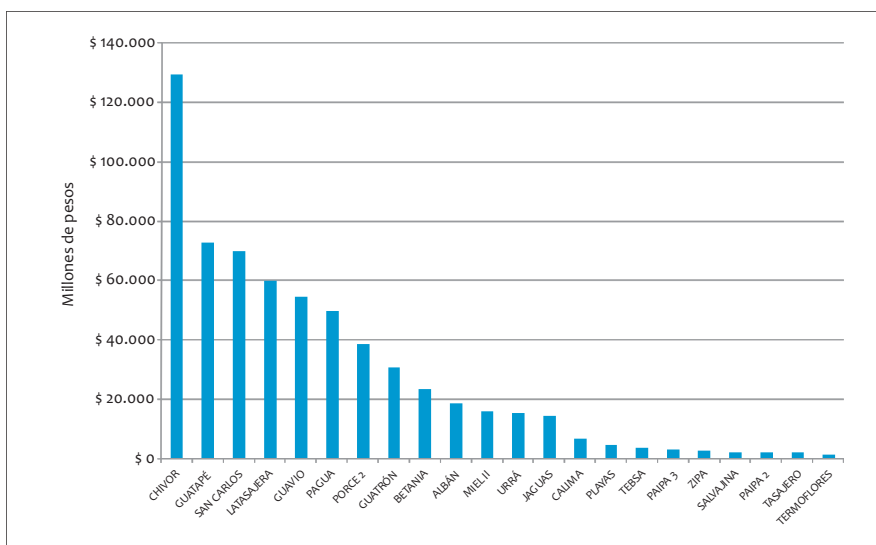
Las restricciones representan el sobrecosto que impone la parte física del sistema al costo del despacho económico de ofertas de generadores. Entre las más importantes se encuentran los conceptos de Reconciliaciones y Regulación Secundaria de Frecuencia, AGC.

GRÁFICA 45. RECONCILIACIÓN POSITIVA POR RECURSO

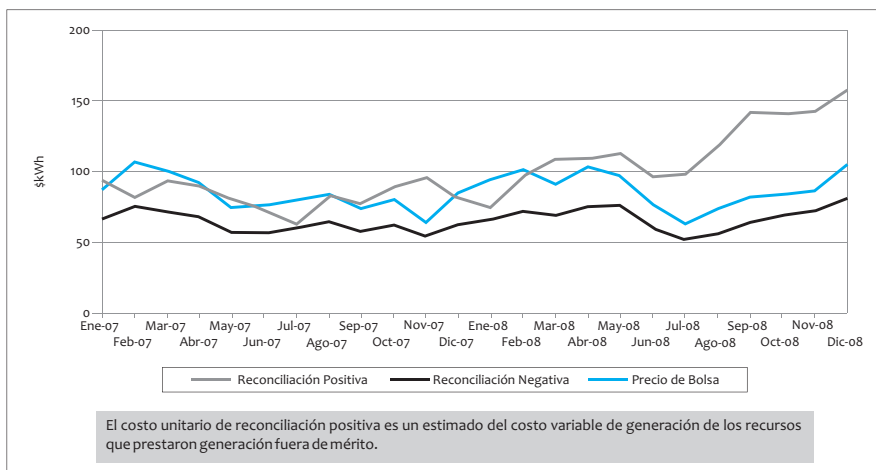




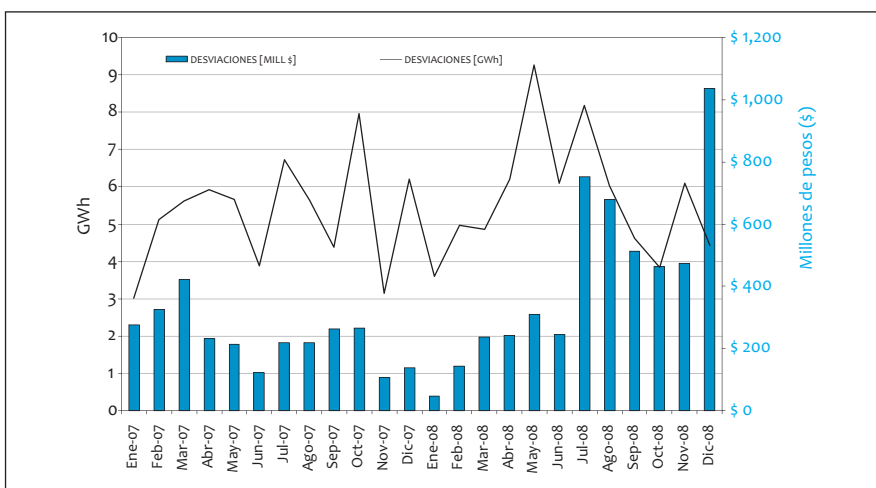
GRÁFICA 46. RECONCILIACIÓN NEGATIVA POR RECURSO



GRÁFICA 47. COSTOS UNITARIOS DE RECONCILIACIÓN Y EL PRECIO DE BOLSA



GRÁFICA 48. DESVIACIONES DEL PROGRAMA DE GENERACIÓN

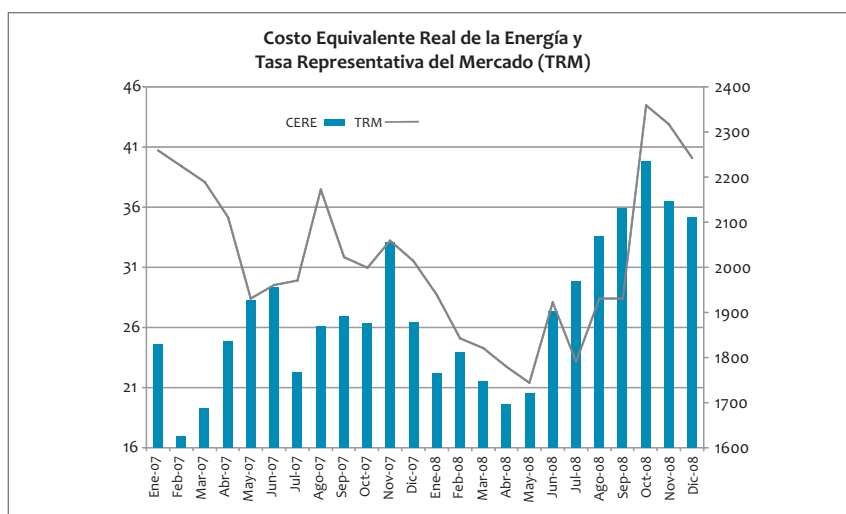


Aunque las desviaciones de generación en GWh mantuvieron un comportamiento parecido al de 2007, los valores en millones de pesos recaudados por concepto de desviaciones aumentaron significativamente con respecto a 2007. La penalización por desviación se paga a la diferencia entre el precio de bolsa y el precio de oferta.

#### 1.4.4.4 Cargo por Confiabilidad

El cargo por confiabilidad es un mecanismo de garantía de energía a largo plazo para los generadores que comprometan energía firme con el sistema. Se presentan los conceptos de Costo Real Equivalente de Energía, CERE, el valor a distribuir a los generadores por concepto de pago por confiabilidad y las cantidades registradas en el mercado secundario de energía firme.

GRÁFICA 49. COSTO EQUIVALENTE REAL DE LA CERE Y TRM



Los principales conceptos del cargo por confiabilidad se encuentran expresados en dólares. Algunas de las variaciones en la TRM afectan directamente los conceptos CERE, Valor a Distribuir y Precio de Escasez.

GRÁFICA 50. VALOR DEL CARGO POR CONFIABILIDAD

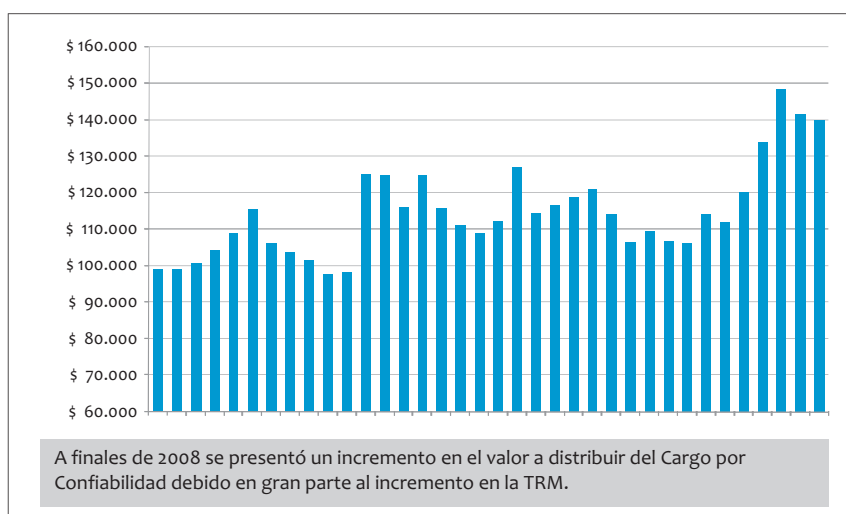


TABLA 20. CIFRAS DEL MERCADO SECUNDARIO DE ENERGÍA FIRME DEL CARGO POR CONFIABILIDAD

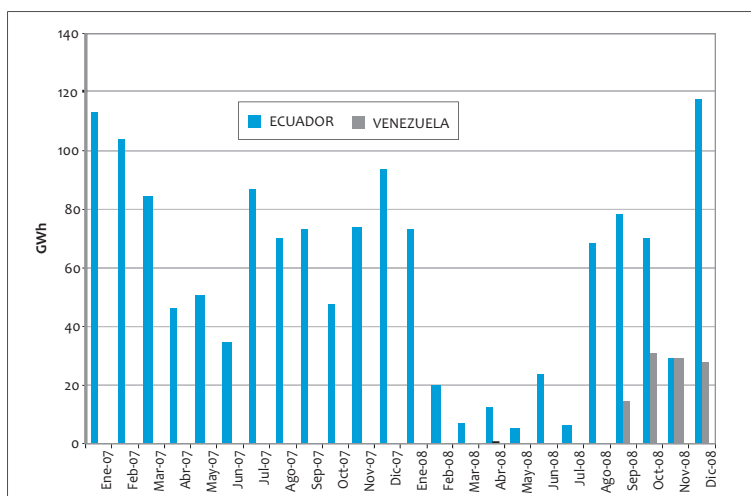
TIPO DE RESPALDO	CIFRA	2007	2008	VARIACIÓN	EVOLUCIÓN
DECLARACIÓN	NÚMERO DE RESPALDOS	1.721	2.371	650	38%
	MAX CANTIDAD NEGOCIADA (GWh)	30	87	57	190%
	CANTIDADES TOTALES (GWh)	1.733	7.351	5.618	324%
CONTRATO	NÚMERO DE RESPALDOS	1.151	1.199	48	4%
	MAX CANTIDAD NEGOCIADA (GWh)	30	11	-19	-63%
	CANTIDADES TOTALES	957	976	19	2%

Las declaraciones son documentos de respaldo entre recursos de generación del mismo agente, los contratos se realizan entre dos recursos de distintos agentes.

#### 1.4.4.5 Exportaciones de electricidad a Ecuador y Venezuela

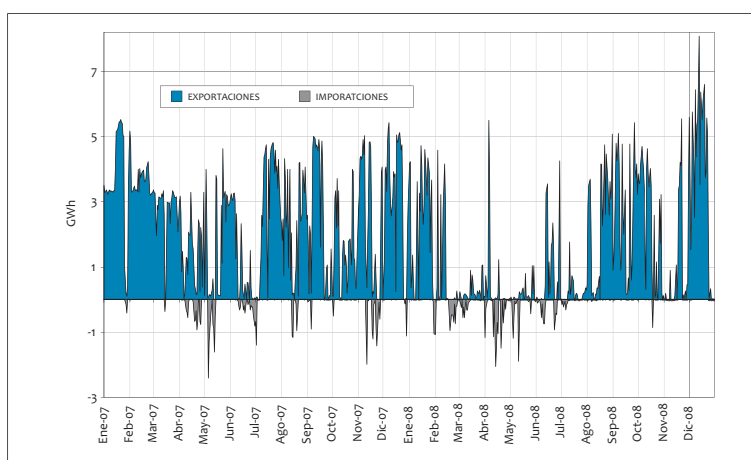
Las Exportaciones de electricidad a Ecuador están cobijadas bajo el esquema regulatorio centralizado TIE y permiten el recaudo de rentas de congestión destinadas a aliviar el monto de restricciones y al Fondo de Energía Social, FOES. Por otro lado, las exportaciones a Venezuela se clasifican como consumo de frontera comercial internacional y hace parte de un acuerdo comercial bilateral.

GRÁFICA 51. EXPORTACIONES DE ENERGÍA A ECUADOR Y VENEZUELA



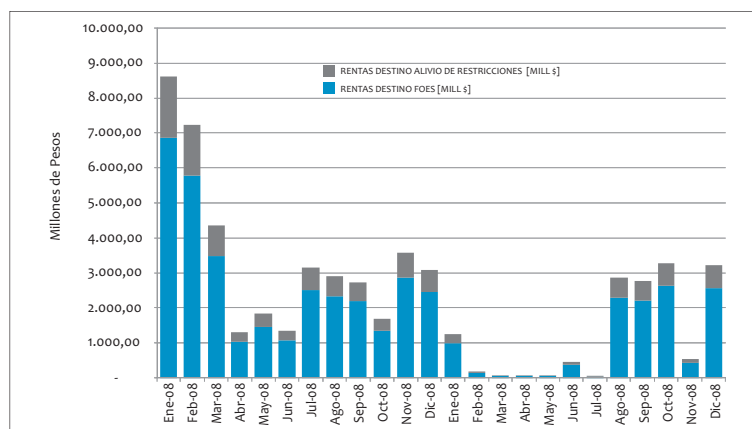
Durante septiembre de 2008 se reactivaron las exportaciones de electricidad de Colombia a Venezuela a través del circuito Corozo - San Mateo - 230kV.

GRÁFICA 52. EXPORTACIONES E IMPORTACIONES A ECUADOR

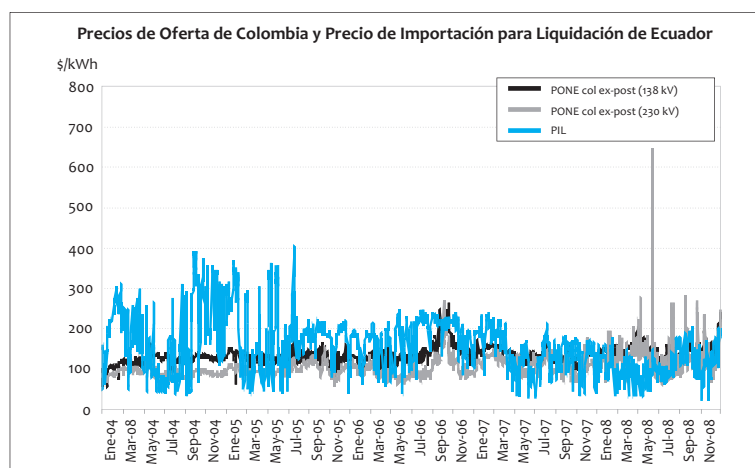


En 2008 las exportaciones de electricidad a Ecuador en GWh se redujeron en 41,8% al compararlo con 2007. De febrero a julio de 2008 se observan bajos valores de rentas de congestión, dado que en este periodo se presentaron las menores exportaciones a Ecuador en GWh.

GRAFICA 53. RENTAS DE CONGESTIÓN



GRÁFICA 54. PRECIOS DE OFERTA DE COLOMBIA Y ECUADOR



Desde agosto de 2005 con la entrada del Decreto 338 de Precios de Combustibles de Ecuador se observa un nivel más bajo de Precios de Importación de Liquidación.

## 1.5 EXPERIENCIAS DE LA PRIMERA SUBASTA DE ENERGÍA FIRME EN COLOMBIA

La subasta de energía firme es un proyecto que se vino gestando desde el año 2005 con el acompañamiento de XM S.A. E.S.P. a la CREG y a los agentes del mercado en la definición de las reglas del esquema que habría de remplazar al Cargo por Capacidad. Un proceso complejo que implicó para la CREG la emisión de 36 resoluciones de 2006 a 2008. Este proceso se culminó en 2008 con la celebración de la primera subasta de obligaciones de energía firme en mayo y la primera asignación de proyectos con período de construcción superior al período de planeación, GPPS, en junio.

Como resultado, para 2019 el sector eléctrico colombiano contará con una energía firme esperada de 90.419 GWh/año, con un incremento del 43% respecto a los 63.022 GWh/año<sup>5</sup> del parque instalado actual. Esto corresponde a una capacidad instalada de 17.701 MW<sup>6</sup>, un 32% por encima de la capacidad actualmente instalada. Para este incremento se requerirán inversiones alrededor de los 6.000 millones de dólares.

<sup>5</sup> ENFICC calculada con base en la declaración de parámetros. Circular CREG 031 de 2008.

<sup>6</sup> Teniendo en cuenta los nuevos proyectos y las re potencias futuras de las unidades con asignación de Energía Firme.

### 1.5.1 ESQUEMA DE LA SUBASTA

A través de las subastas de Obligaciones de Energía Firme, toda la demanda doméstica en Colombia contrata un precio máximo para su atención en el futuro. El producto transado en este mercado son obligaciones de energía firme, asimilables a una opción financiera tipo call, con precio de ejercicio denominado precio de escasez y prima denominada Cargo por Confiabilidad. Este producto, además de la componente financiera, requiere el respaldo de activos físicos que permitan garantizar la atención de la demanda en condiciones de escasez, principalmente asociadas a eventos hidrológicos extremos.

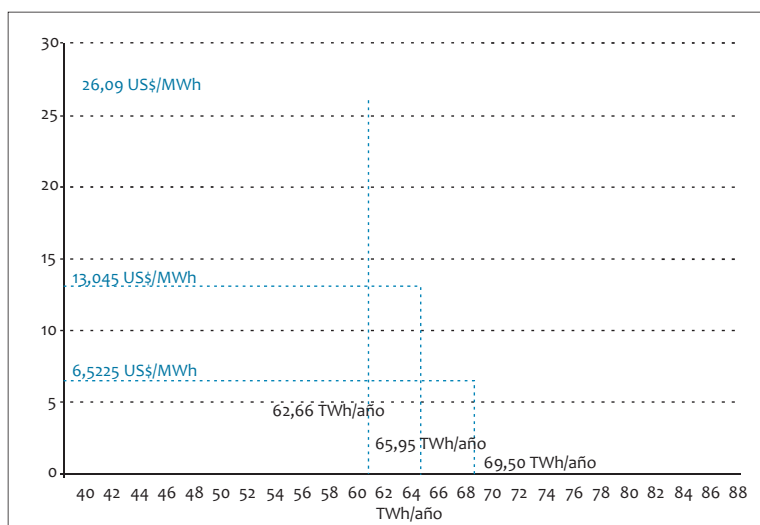
Con las obligaciones de energía firme, los generadores se comprometen a entregar en el despacho ideal de la bolsa de energía colombiana una cantidad preestablecida de energía cuando el mercado indique que se presentan condiciones de escasez, es decir, en cada uno de los días para los cuales en al menos una de las horas el precio de bolsa supera al precio de escasez. En tales periodos los generadores venden su energía comprometida en obligaciones de energía firme al precio de escasez y la energía adicional al precio de bolsa.

Los generadores que no cumplen con su obligación son penalizados a la diferencia entre el precio de bolsa y el precio de escasez. Los dineros recaudados permiten pagar al precio de bolsa a los generadores que entregaron energía adicional en ese periodo mientras la demanda sólo paga hasta el precio de escasez.

La curva de demanda construida por la CREG para esta subasta tenía un precio límite superior de dos veces el costo del entrante ( $2 \times 13.045 = \text{US}\$26.09/\text{MWh}$ ) y un precio piso de la mitad del costo del entrante. Entre estos dos valores se construyó una curva formada por dos segmentos de recta que se encuentran en un punto definido por el costo del entrante y la demanda objetivo (65.946,738445 GWh/año descontando las asignaciones previas y la ENFICC de plantas no despachadas centralmente). Esta curva pretende reflejar la elasticidad de la demanda al precio de la energía firme.

En esta subasta los nuevos recursos podían adquirir compromisos hasta por 20 años a partir del primero de diciembre de 2012. Los recursos existentes con obras a realizarse después de la subasta adquirirían obligaciones hasta por 10 años, los existentes con obras realizadas antes de la subasta hasta por 5 años y los existentes sólo por un año, comprendido entre el primero de diciembre de 2012 y el 30 de noviembre del 2013.

GRÁFICA 55. CURVA DE DEMANDA PARA LA SUBASTA



### 1.5.2 PARTICIPANTES

De acuerdo con la información publicada por la CREG, el 11 de enero de 2008 se presentaron 99 declaraciones de interés con proyectos de generación que podrían participar en la subasta del 6 de mayo o en el mecanismo de GPPS del 13 de junio. El 31 de marzo, fecha establecida para la declaración de parámetros, los agentes e inversionistas presentaron información de 21 proyectos para la subasta del 6 de mayo. Esta información fue publicada por la CREG el 8 de abril por medio de la Circular 31 y arrojó como resultado una capacidad total de 2.587 MW.

TABLA 21. PROYECTOS TERMOELÉCTRICOS

Nombre	Capacidad efectiva neta (MW)	Eficiencia (MBTU/MWh)	IHF (%)
Termoandina I	92	13,0000	5,0001
Termosanfernando	153	9,2590	15,0000
Termocauca	100	10,4600	20,0000
Termocandelaria ciclo combinado	483	7,4100	5,0001
Tasajero II	155	10,1289	5,0001
Termocaribe I	350	8,9790	10,0000
Termomerilétrica Ciclo Combinado	241	7,4317	5,0001
GT23	100	10,2500	15,0000
Repotenciación Cimarrón	38	11,6300	20,0000
Termocol AA-1	46,8	12,1290	5,0001
Termocol AA-2	46,8	12,1290	5,0001
Termocol B-1	54	12,0000	5,0001
Termocol B-2	54	12,0000	5,0001
TermoDial I	25	9,3600	5,0100
Gecelca 13	10	17,0000	15,0000
Gecelca 14	10	17,0000	15,0000
Gecelca 15	50	13,0000	15,0000
Gecelca 2	150	12,5000	15,0000
Gecelca 3	150	13,0000	15,0000
Gecelca 4	100	12,5000	15,0000
Gecelca 7	100	13,0000	15,0000

TABLA 22. PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS

Nombre	Capacidad efectiva neta (MW)	Eficiencia (MW/m3/s)	IHF (%)
Amoyá	78	4,2391	5,0000

TABLA 23. PROYECTOS NUEVOS

Propietario	Nombre	Tecnología	ENFICC(GWh-año)
ISAGEN	Amoyá	Hidro	214
GECELCA	Gecelca 2,3, 7	Carbón	2.978
POLIOBRAS (nuevo inversionista)	Termocol	Fuel Oil	1.678
COSENIT (Nuevo inversionista)	Termodial 1	Petroleo	208
MERILÉCTRICA	Merilétrica CC	CC-gas	602
PROELÉCTRICA	Termoandina 1	Gas	766
TERMOCANDELARIA	Termocandelaria CC	CC-gas	1.449
TERMOTASAJERO	Tasajero 2	Carbón	1.290

Finalmente, presentaron garantías de participación y efectivamente participaron en la subasta ocho proyectos nuevos y dos existentes con obras a realizarse después de la subasta, de los cuales tres proyectos nuevos obtuvieron asignaciones: Termocol, Gecelca 3 y Amoyá.

La única información pública durante la subasta fue el exceso de oferta al precio de apertura de la subasta. La subasta de reloj descendente fue iniciada el 6 de mayo de 2008, 4,5 años antes del inicio de la vigencia de las obligaciones.

Estaba restringida la participación para los generadores existentes, ya que debían comunicar sus curvas de retiro con anterioridad a la subasta y no podían modificarlas durante el desarrollo de la misma. Adicionalmente, en esta primera subasta, sólo podían informar curvas de retiro por debajo del 80% del costo del entrante publicado y esta cifra coincidía con el precio piso que era garantizado a todos los generadores existentes, por lo que no existía incentivo alguno para declarar la curva mencionada.

### 1.5.3 RESULTADO DE LA SUBASTA

La subasta de reloj descendente asignó obligaciones de energía firme para el parque generador existente entre diciembre de 2012 y noviembre de 2013, así como para tres nuevos proyectos de generación por 3.009 GWh/año desde diciembre 2012 hasta noviembre de 2032. El total asignado para 2012 - 2013 fueron 65.869 GWh/año.

TABLA 24. RESULTADO DE LA SUBASTA

Propietario	Nombre	Capacidad (MW)	OEF (GWh/año)	Período (años)
Isagen	Amoyá	78	214	20
Gecelca	Gecelca 3	150	1.117	20
Poliobras	Termocol	201	1.678	20

### 1.5.4 SUBASTA GPPS

La subasta de GPPS estaba diseñada para atraer inversionistas con proyectos para periodos de construcción superiores a los 4,5 años del periodo de planeación de la primera subasta. También establecía compromisos hasta por 20 años, a partir de una fecha al menos igual o superior al primero de diciembre de 2014.

La suma de las demandas incrementales determinadas de la subasta para el periodo 2014 – 2019 fue de 19.671 GWh. Los participantes debían presentar una oferta de cantidad para cada uno de los cinco años cubiertos por el mecanismo.

De las 99 declaraciones de interés presentadas por los diferentes interesados en enero de 2008, para la fecha establecida para la declaración de parámetros se presentó información de seis proyectos:

TABLA 25. PARTICIPANTES SUBASTA GPPS

Nombre	Capacidad efectiva neta (MW)	Eficiencia (MW/m3/s)	IHF (%)
El Quimbo	396	1,0524	15,0000
Cucuana	60	5,6900	15,0000
Porce IV	400	1,4011	15,0000
Miel II	135,2	3,7900	15,0000
Pescadero Ituango	1.200	1,7019	15,0000
Sogamoso	800	1,2519	15,0000

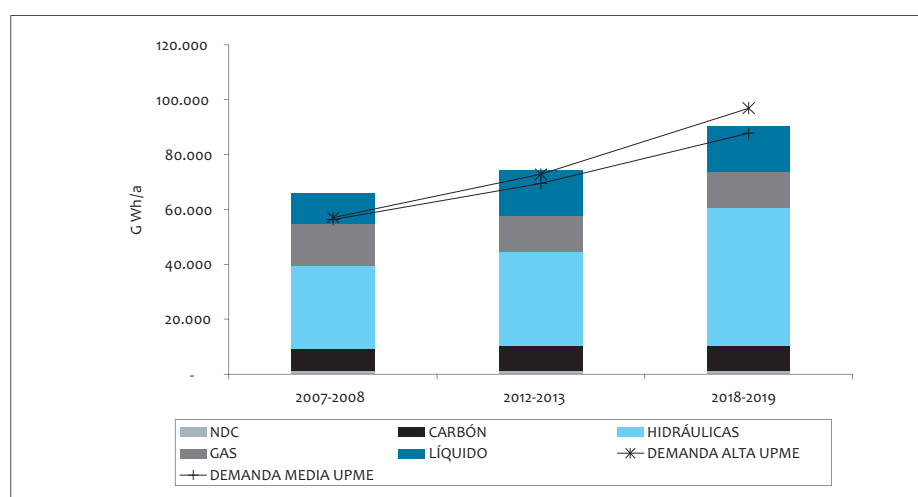
El precio de apertura fue el precio de cierre de la primera subasta (US\$13.998/MWh). Dadas las condiciones, no fue necesario realizar una subasta porque la oferta presentada no fue superior a la demanda a ser cubierta con este mecanismo, por lo cual se asignó a todos los participantes el precio de apertura por la totalidad de su oferta presentada. Si la oferta hubiera excedido a la demanda, se habría realizado una subasta de sobre sellado, donde los participantes presentarían ofertas de precio techadas por el precio de apertura publicado.

TABLA 26. ASIGNACIONES DE OEF A GPPS (GWH/AÑO)

	2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019	Fecha Inicio Vigencia	Fecha Fin Vigencia
Porce IV	0	321	641	962	962	2015-12-01	2035-11-30
Pescadero - Ituango	0	0	0	0	1085	2018-12-01	2038-11-30
Sogamoso	400	802	1550	2300	2350	2014-12-01	2034-11-30
Miel II	183	185	184	184	184	2014-12-01	2034-11-30
Cucuana	49,5	50	50	50	50	2014-12-01	2034-11-30
El Quimbo	400	852	1350	1650	1650	2014-12-01	2034-11-30

La Gráfica 56 muestra el resultado total de ambos procesos, quedando configurada gran parte de la matriz de energía firme por tecnologías, y su evolución en los tiempos de vigencia de los procesos.

GRÁFICA 56. ENFICC



## 1.6 ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA

### 1.6.1 EVOLUCIÓN DE VARIABLES FINANCIERAS

#### 1.6.1.1 Mecanismos de cubrimiento para respaldar las transacciones en el Mercado de Energía Mayorista

GRÁFICA 57. MECANISMOS DE CUBRIMIENTO

