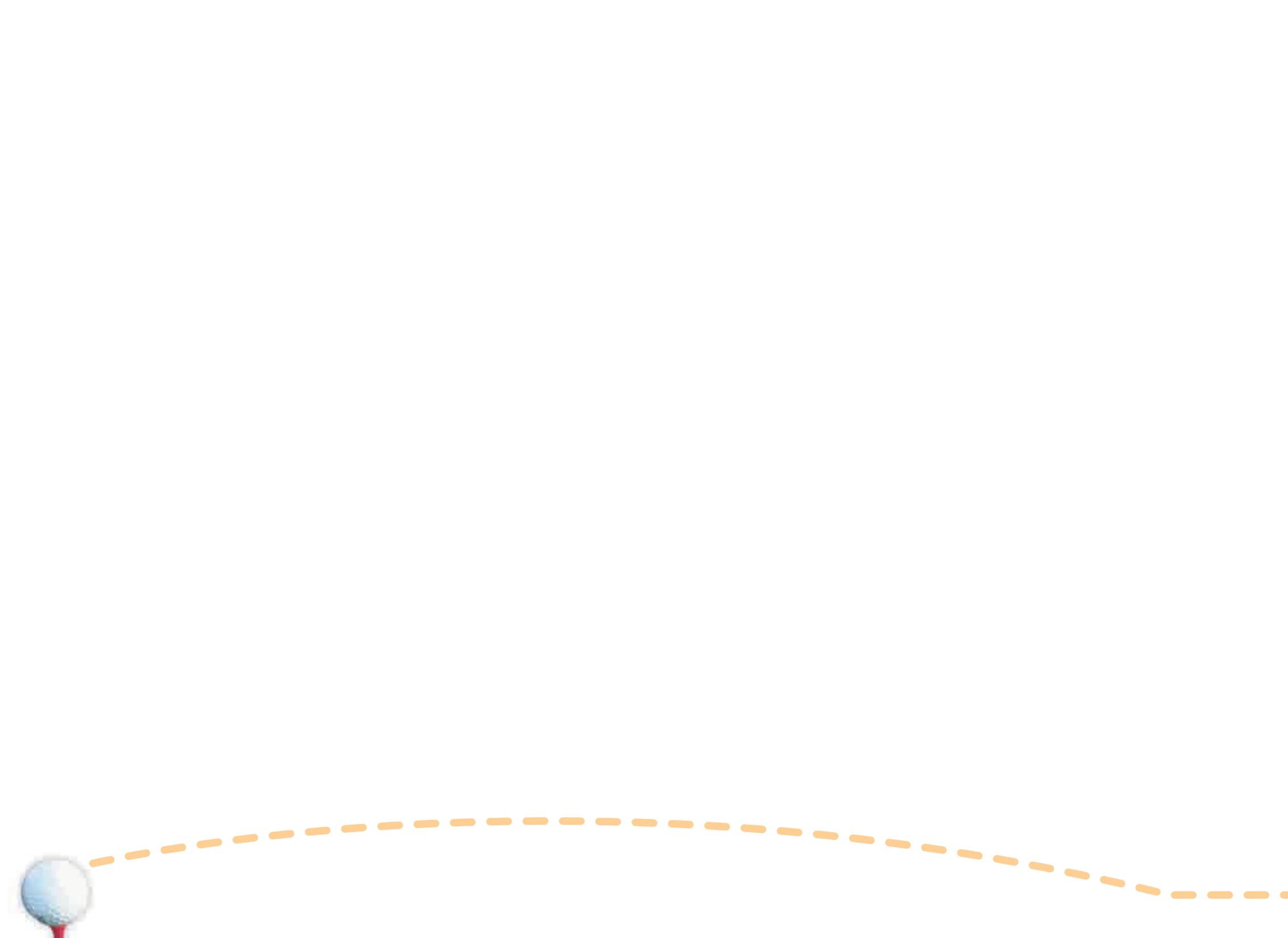


**INFORME DE
OPERACIÓN
DEL SISTEMA Y
ADMINISTRACIÓN
DEL MERCADO
ELÉCTRICO
COLOMBIANO
2009**



●	Presentación	5
	Cifras de la operación y administración del mercado	6
1	Oferta y Generación	9
	Clima	10
	Aportes	12
	Reservas y vertimientos	13
	Precio de oferta	13
	Consumo de combustible en el sector eléctrico	14
	Capacidad efectiva y disponibilidad	14
	Generación	16
2	Balance de gas	19
	Coordinación gas-electricidad en 2009	20
	Balance de gas	22
	Sustitución de gas natural por combustible líquido para atender la demanda nacional	25
3	Demanda de electricidad	27
	Demanda de energía del SIN	28
	Demanda de energía regional y OR	29
	Fronteras y demanda de energía por departamento	30
	Seguimiento de la demanda de energía del SIN y el PIB	31
4	Planeación y Operación del sistema	33
	Impacto del efecto de El Niño en el sector eléctrico	34
	Calidad de la operación del sistema	38
	Desconexión automática de carga - EDAC	41
5	Transacciones del mercado mayorista	43
	Volúmenes transados	44
	Precios	45
	Intercambios internacionales de energía	48
6	Restricciones	51
7	Transporte	55
	Cargos por uso del SIN	56
	Cargos por uso del STR	57
	Áreas de distribución	58
8	Administración Financiera del mercado	61
	Evolución de las variables financieras del mercado	62
	Garantías de conexión y auditorías de construcción de las plantas	65
	Auditorías de construcción de las plantas con asignaciones de obligaciones de energía firme	65
●	Anexos	67
	Resumen normatividad 2009	68
	Declaración de energía firme y asignación de obligaciones	70
	Eventos del EDAC	74
	Atentados contra la infraestructura eléctrica 2009	75
	Glosario	77



Presentación

El informe anual de operación del Sistema Interconectado Nacional-SIN y administración del mercado se ha caracterizado por ser una publicación que resume el comportamiento de las principales variables de la operación y del mercado del año. El informe de 2009 mantiene la tradición de presentar las variables en cada capítulo y adiciona contenidos de valor agregado, desde un punto de vista integral del operador y administrador del sistema, destacando los comportamientos atípicos y las novedades que acontecieron en el período.

En el presente informe, además de los temas tradicionales se dará relevancia a temas como la gestación del evento El Niño en el Pacífico Occidental y su impacto al SIN, el comportamiento de la demanda de energía y el PIB ante la crisis mundial, así como la centralización y publicación de la información del gas natural según la resolución número 18 1739 del 07 de Octubre de 2009 del Ministerio de Minas y Energía - MME.

**INFORME DE
OPERACIÓN
DEL SISTEMA Y
ADMINISTRACIÓN
DEL MERCADO
ELÉCTRICO
COLOMBIANO
2009**

Cifras de la operación y administración del mercado

Tabla 1. Agentes del mercado a 31 de diciembre de 2009

Actividad	Registrados	Transados
Generadores	53	43
Transmisores	11	9
Operadores de red	32	32
Comercializadores	92	72
Fronteras usuarios regulados	4497	-
Fronteras usuarios no regulados	4594	-
Fronteras de alumbrado público	406	-

Tabla 2. Líneas de transmisión del SIN a 31 de diciembre de 2009

Líneas	Longitud km
Transmisión 110 – 115 Kv	10,074
Transmisión 138 Kv	16
Transmisión 220 – 230 Kv	11,647
Transmisión 500 Kv	2,399
TOTAL SIN	24,135

Tabla 3. Variables de la operación a 31 de diciembre de 2009

Variables	2008	2009	Variación	Crecimiento
OFERTA				
Volumen útil diario (GWh)	12,499.9	10,000.0	-2,499.9	-20.0%
Volumen respecto a capacidad útil	81.5%	64.8%		
Aportes hídricos (GWh)	57,389.4	43,139.0	-14,250.4	-24.8%
Aportes respecto a la media histórica	119.0%	88.8%		
Vertimientos (GWh)	4,173.5	440.6	-3,732.9	-89.4%
Capacidad neta SIN (MW)	13,456.9	13,495.8	38.9	0.3%
GENERACIÓN				
Hidráulica(GWh)	43,520.0	38,713.8	-4,806.2	-11.0%
Térmica(GWh)	7,733.2	14,487.7	6,754.5	87.3%
Cogeneradores (GWh)	51.9	106.2	54.3	104.6%
Plantas menores (GWh)	3,089.9	2,658.0	-432.0	-14.0%
TOTAL(GWh)	54,395.0	55,965.6	1,570.6	2.9%
INTERCAMBIOS INTERNACIONALES				
Exportaciones (GWh)	611.9	1,358.3	746.3	122.0%
Importaciones (GWh)	37.5	20.8	-16.8	-44.7%
DEMANDA				
Comercial (GWh)	54,433.0	55,986.4	1,553.4	2.9%
Nacional (GWh) (1)	53,869.7	54,679.1	809.4	1.8%
Regulada (GWh)	36,211.7	36,978.1	766.4	2.4%
No Regulada (GWh)	17,307.1	17,350.4	43.3	0.5%
No atendida (GWh)	49.1	50.8	1.7	3.5%
Potencia (MW)	9,079.0	9,290.0	211.0	2.3%

(1) El crecimiento se calcula como $((\text{demanda } 2009/365) / (\text{demanda } 2008/366)) - 1$, ya que el año 2008 fue bisiesto

Tabla 4.
Variables de la operación a 31 de diciembre de 2009

Variables	2008	2009	Variación	Crecimiento
TRANSACCIONES				
Energía transada en bolsa (GWh)	16,468	17,939	1,471	8.9%
Energía transada en contratos (GWh)	58,061	63,685	5,624	9.7%
Total energía transada (GWh)	74,529	81,625	7,096	9.5%
Desviaciones (GWh)	68	156	88	129.4%
Porcentaje de la demanda transada en bolsa (%)	30.3%	32.0%	1.8%	5.9%
Porcentaje de la demanda transada en contratos (%)	106.7%	113.8%	7.1%	6.6%
Precio medio en bolsa nacional (\$/kWh)	89.1	139.6	50	56.6%
Precio medio en contratos (\$/kWh)	88.8	104.7	16	18.0%
Compras en bolsa (millones \$)	1,466,480	2,503,652	1,037,172	70.7%
Restricciones (millones \$)	348,338	260,031	-88,307	-25.4%
Responsabilidad comercial AGC (millones pesos)	177,216	179,730	2,514	1.4%
Desviaciones (millones \$)	5,141	9,762	4,621	89.9%
Cargos CND y ASIC (millones \$)	57,273	66,649	9,376	16.4%
Total transacciones mercado sin contratos (millones \$)	2,054,448	3,019,824	965,376	47.0%
Valor transado en contratos (millones \$)	5,156,392	6,670,473	1,514,080	29.4%
Total transacciones del mercado (millones \$)	7,210,841	9,690,296	2,479,456	34.4%
Rentas de congestión (millones \$)	14,858	27,739	12,881	86.7%
Valor a distribuir cargo por confiabilidad (millones \$)	1,452,591	1,619,945	167,354	11.5%
LAC				
FAZNI (1) (millones \$)	52,013	58,756	6,743	13.0%
FOES (2) (millones \$)	11,887	22,191	10,305	86.7%
FAER (3) (millones pesos)	61,989	70,025	8,037	13.0%
PRONE (4) (millones pesos)	67,517	51,672	-15,845	-23.5%
Cargos por uso STN (millones \$)	1,133,210	1,177,211	44,000	3.9%
Cargos por uso STR (millones \$)	823,467	852,725	29,257	3.6%

(1) FAZNI - Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas no Interconectadas.

(2) FOES – Fondo de Energía Social.

(3) FAER - Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas.

(4) PRONE - Programa de Normalización de Redes Eléctricas.





Oferta y Generación

Capítulo 1

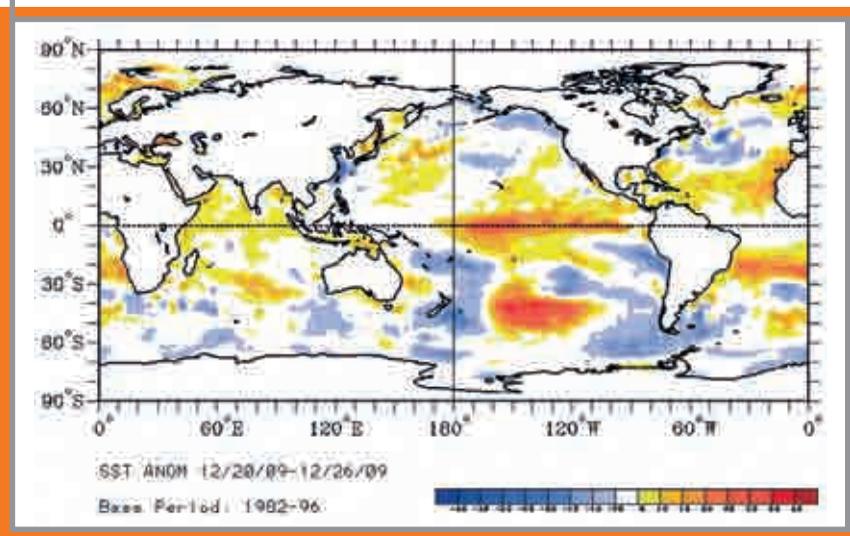
**INFORME DE
OPERACIÓN
DEL SISTEMA Y
ADMINISTRACIÓN
DEL MERCADO
ELÉCTRICO
COLOMBIANO**

2009

CLIMA

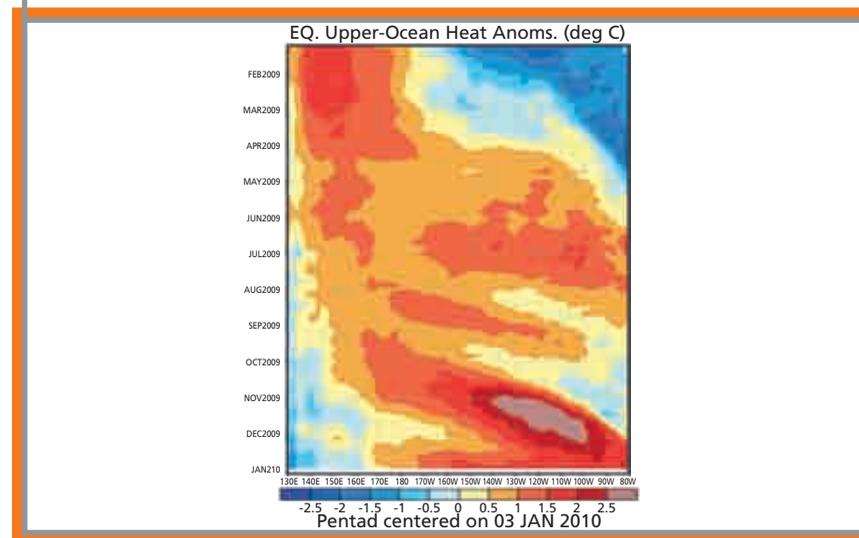
Durante 2009 el clima en el Pacífico Tropical se caracterizó por la transición desde La Niña (2008-09) a El Niño (2009-10). En Colombia, los impactos de El Niño se encuentran asociados principalmente a precipitaciones deficitarias sobre la mayor parte del territorio nacional, y en especial a una severa reducción del escurrimiento de nuestras cuencas hidrográficas, de las cuales revisten particular interés aquéllas asociadas con el SIN.

Figura 1. Campo de anomalías de la TSM en el océano mundial
Fuente: NOAA, Physical Sciences Division



La figura 1 muestra el estado de las anomalías de la temperatura superficial del mar en el océano mundial durante la última semana de 2009. Se observa la presencia de aguas más calientes de lo normal (colores correspondientes a valores positivos) a lo largo de la mayor parte del Pacífico Ecuatorial.

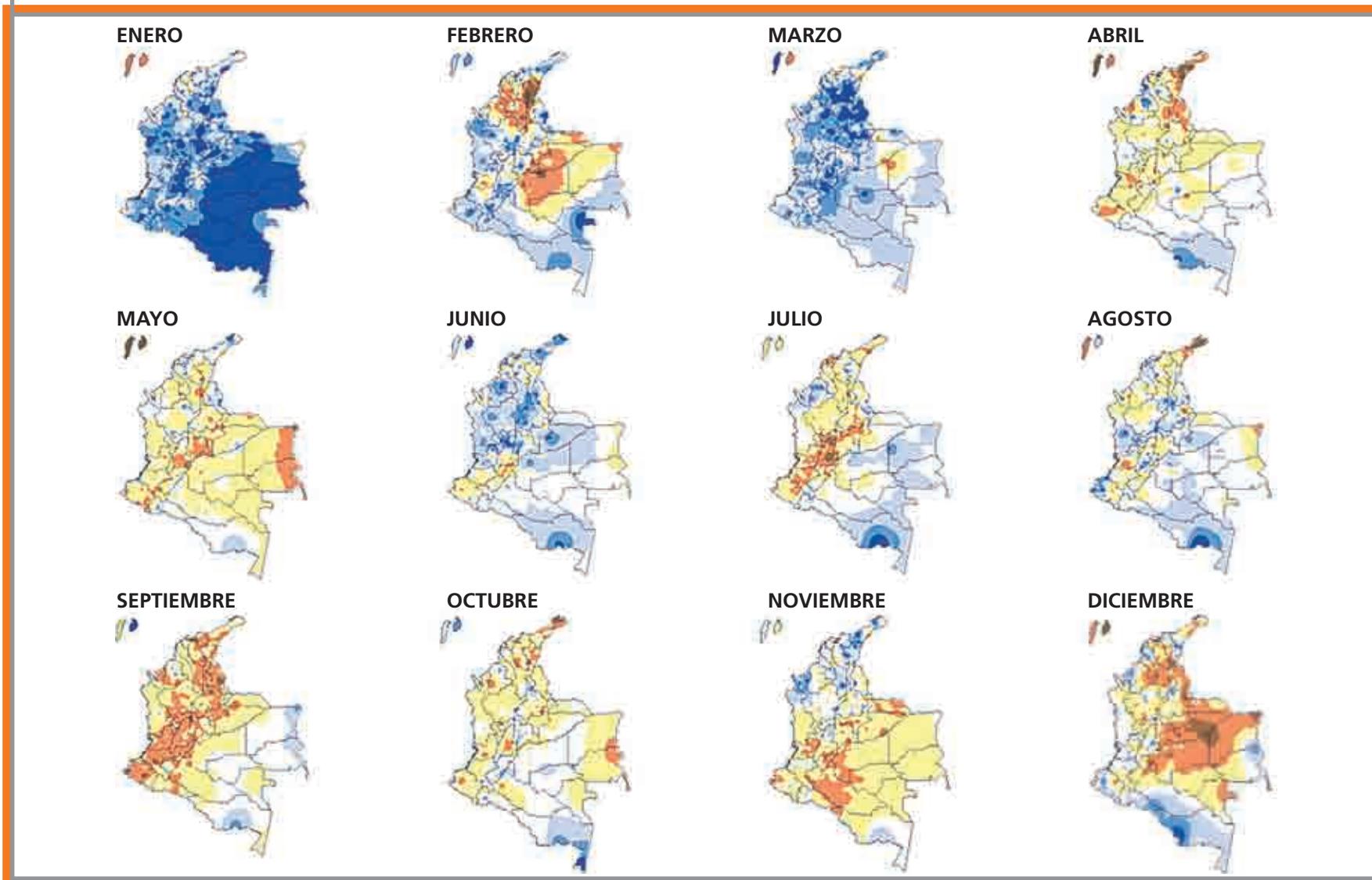
Figura 2. Anomalías del contenido de calor superficial oceánico - fuente: CPC-NWS



La figura 2 presenta la variación espacio-temporal de las anomalías del contenido de calor superficial en el Pacífico Ecuatorial (0-300 m). Éste es un indicador de gran utilidad para los análisis climáticos, pues permite observar de manera clara la gestación del evento en el Pacífico Occidental y su desarrollo posterior, cuyo impacto empezó a sentirse en el SIN a partir de mayo de 2009.

La figura 3 muestra la variabilidad mensual de la precipitación durante el año 2009. Nótese la evolución del impacto de El Niño sobre Colombia desde abril de 2009, y su fase de maduración que se alcanzó a fines del año.

Figura 3. Valores mensuales de precipitación - 2009 - Fuente: IDEAM



APORTES

Gráfico 1. Curva de energía acumulada SIN - 2009

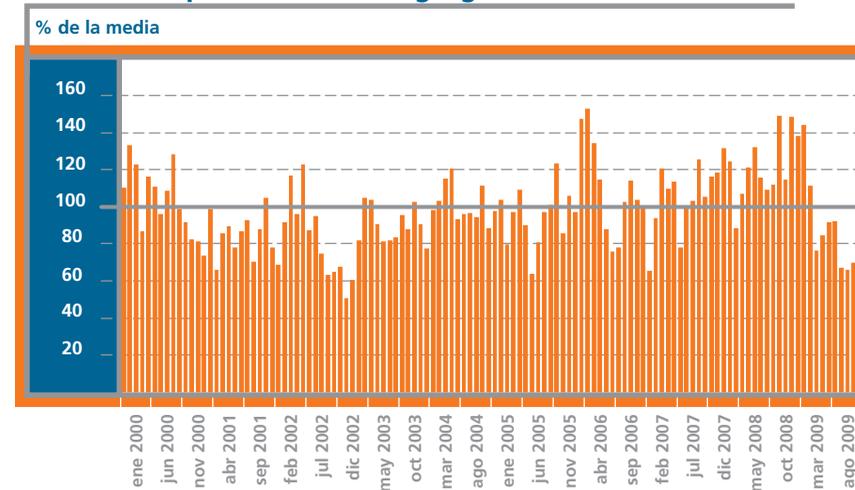


El gráfico 1 permite observar el comportamiento de los aportes energéticos agregados para todo el SIN durante 2009. Se observa que la curva de 2009 (en azul) estuvo a comienzos de año por encima de la curva de aportes promedio (en naranja), y muestra aportes superiores a los promedios históricos como reflejo de la fase final de La Niña 2008-09. A partir de mayo el gradiente de la curva de 2009 se redujo y las curvas se fueron aproximando lentamente. Esto reflejó la disminución de aportes al sistema y el inicio del impacto de El Niño 2009-10.

Es de anotar que hacia septiembre de 2009 por primera vez se observó un déficit acumulado durante el año, el cual fue aumentando a medida que finalizaba. El déficit de aportes energéticos para 2009 fue cercano al 11%. Podría no parecer mucho; sin embargo, no hay que olvidar que los aportes energéticos “en exceso” durante la primera parte del año permitieron atenuar el impacto de ocho meses consecutivos deficitarios en aportes.

Acorde con la ocurrencia de El Niño 2009-2010 y su efecto sobre los aportes desde mayo de 2009, al finalizar este año los ríos asociados al SIN aportaron un total de 43,139.0 GWh, equivalentes al 88.8% de la media histórica (48,591.3 GWh), valor por debajo del registrado en el año 2008, cuando los aportes alcanzaron el 119% de la media. En el gráfico 2 se observa la ocurrencia continua durante ocho meses (mayo - diciembre 2009) de aportes por debajo de los promedios históricos, que supera en número de meses a la registrada durante El Niño 2002-2003.

Gráfico 2. Aportes hídricos agregados al SIN 2000 - 2009

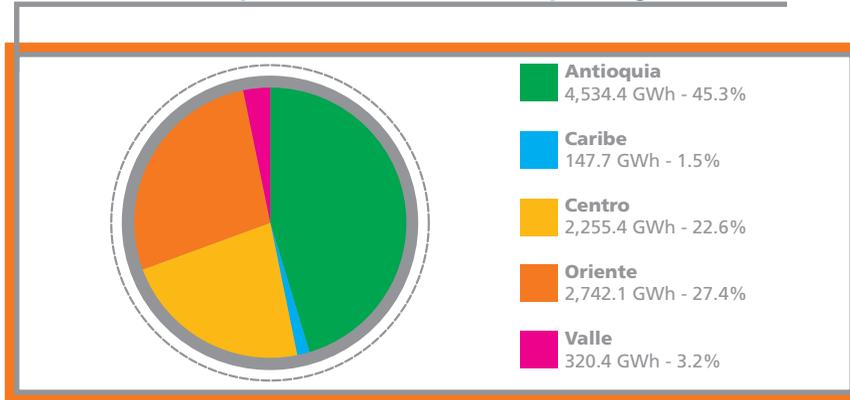


En el comportamiento regional de los aportes en 2009 la región Antioquia fue la única que finalizó con aportes superiores a los promedios históricos (100.2%), seguida de cerca por la región Caribe con el 99.0%. Por su parte, la región Valle finalizó con el 87.2%, Centro con el 75.9% y Oriente con el 75.3%.

RESERVAS Y VERTIMIENTOS

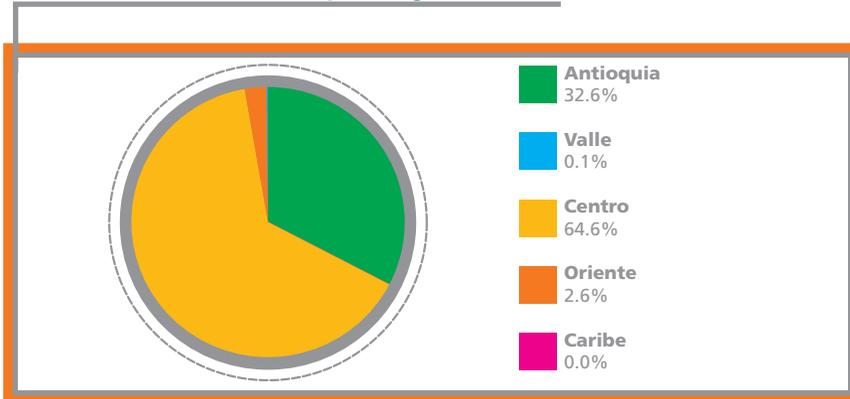
En lo relativo a las reservas hídricas a diciembre 31 de 2009 éstas alcanzaron un valor de 10,000.0 GWh (64.8% de la capacidad útil), lo que representó una disminución de 2,499.9 GWh, es decir un 20% inferiores a las registradas en diciembre 31 de 2008, pero superiores a las registradas en eventos anteriores de El Niño, de gran impacto en el SIN, años 1991 - 1992 y 1997 - 1998.

Gráfico 3. Participación de las reservas por región - 2009



El gráfico 3 muestra cómo se distribuyeron regionalmente las reservas hídricas registradas al 31 de diciembre de 2009.

Gráfico 4. Vertimiento por región - 2009

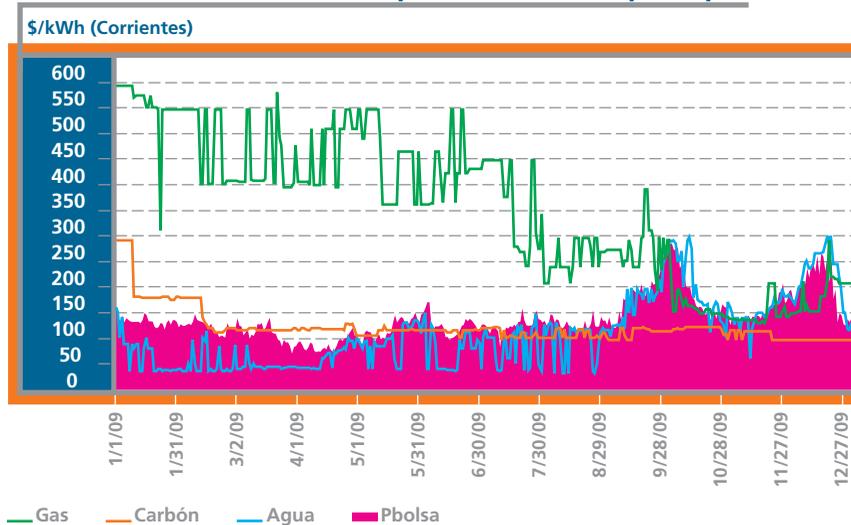


Consecuente con la disminución de aportes hídricos, los vertimientos del SIN al finalizar 2009 se ubicaron en 440.6 GWh, equivalentes a una disminución del 89.4% frente a lo vertido en 2008, año impactado por La Niña, lo que quiere decir que en 2008 se vertieron 3,732.8 GWh adicionales a lo vertido en 2009.

El gráfico 4 muestra los vertimientos por región, donde Centro concentró la mayor cantidad de vertimientos, el 64.6% del total en los embalses Agregado Bogotá (vertimiento en Alicachin aprovechado por las plantas menores de Bogotá) y Betania, seguido de la región Antioquia con el 32.6% (embalse de Playas).

PRECIO DE OFERTA

Gráfico 5. Precios de oferta por combustible principal



Los precios de oferta por tecnología se calculan con la mediana de precios de oferta de los combustibles principales, donde los recursos a gas incluyen los recursos que mezclan gas-carbón y gas-líquidos. Y carbón, los que utilizan carbón como único combustible.

CONSUMO DE COMBUSTIBLE EN EL SECTOR ELÉCTRICO

En el sector eléctrico colombiano el consumo de combustibles en las térmicas se concentra principalmente en el gas y en los líquidos, como Fueloil, ACPM y querosene, a diferencia de las centrales hidráulicas, cuyo combustible principal es el agua. La tabla 1 muestra el consumo de combustible en 2009 comparado con 2008. El gran incremento del consumo de combustibles está asociado con la mayor participación de la generación térmica en el SIN desde septiembre de 2009.

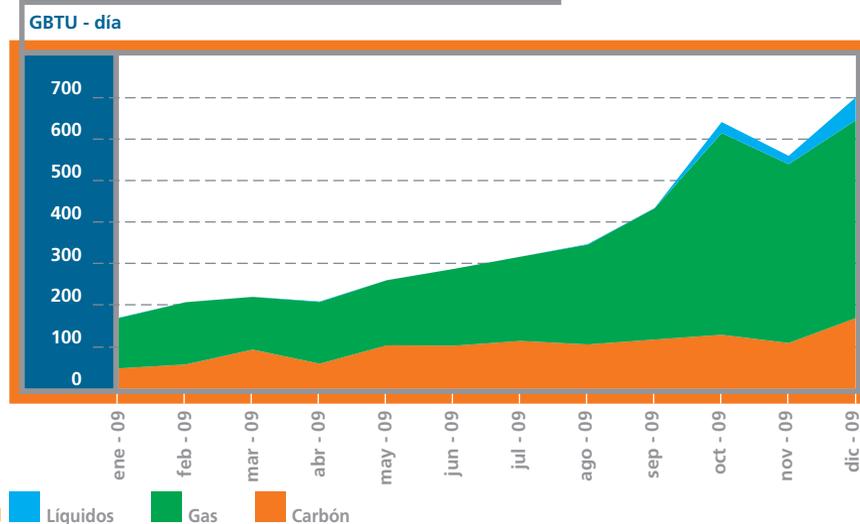
Tabla 1.
Consumo de combustible SIN (GTBU) 2008 y 2009

Combustible (1)	2008	2009	Participación
Gas	49,137.8	92,694.4	69.6%
Carbón (2)	22,048.7	37,108.1	27.9%
ACPM	4.1	2,154.4	1.6%
Fuel Oil	222.7	1,096.0	0.8%
Queroseno	0.0	61.9	0.0%
Total	73,421.3	133,114.9	100.0%

(1) Consumo de combustible declarado por los agentes generadores ante el ASIC.

(2) Carbón: el consumo se calcula a partir de la curva de eficiencias declarada.

Gráfico 6. Consumo de combustible SIN



CAPACIDAD EFECTIVA Y DISPONIBILIDAD

CAPACIDAD EFECTIVA NETA

Para atender la demanda de energía del año 2009 (54,679.1 GWh) y de potencia (9,290 MW), al 31 de diciembre de 2009 el SIN tenía una capacidad efectiva neta instalada de 13,495.8 MW (ver tabla 2), lo que equivale a un incremento de 39.0 MW frente a la capacidad efectiva del SIN en diciembre de 2008.

Tabla 2.
Capacidad efectiva neta (MW) Dic -2009

	MW	Participación	Evolución 2008/2007
Hidráulica	8,525.0	63.2%	0.0%
Térmica (1)	4,362.0	32.3%	0.4%
Gas	2,757.0		
Carbón	984.0		
Fuel - Oil	434.0		
Combustoleo	187.0		
ACPM	0.0		
Menores	573.8	4.3%	1.7%
Hidráulica	472.0		
Térmica	83.4		
Eólica	18.4		
Cogenerador	35.0	0.3%	42.9%
Total SIN	13,495.8		0.3%

(1) Combustible declarado ENFFIC.

El incremento en la capacidad se dio principalmente por el aumento en capacidad de las térmicas, Candelaria 2 con Fueloil y Guajira 1 con carbón, el registro de los cogeneradores Papeles Nacionales e Ingenio Carmelita, la planta menor Inzá, y los cambios en capacidad de las menores Coconuco, Riogrande I, Cimarrón, El Morro II y de los cogeneradores Providencia, Incauca e Ingenio Riopaila.

DISPONIBILIDAD DE LOS RECURSOS DE GENERACIÓN

En 2009 la disponibilidad comercial de los recursos de generación del SIN alcanzó el 85.5% de su capacidad efectiva neta promedio. Los recursos despachados centralmente alcanzaron en conjunto el 87% y los no despachados centralmente el 53.2%. Septiembre fue el mes con menor disponibilidad debido principalmente a mantenimientos en unidades de San Carlos, Albán, Termosierra, Miel, Urrá y a problemas de suministro de gas hacia el interior del país.

Tabla 3.
Disponibilidad comercial promedio (MW) 2009

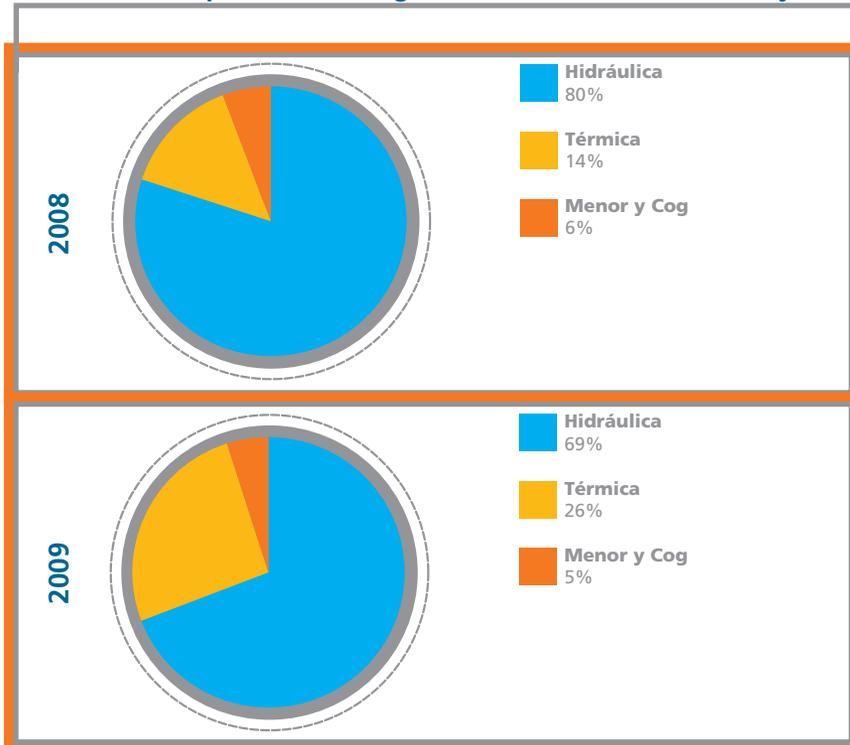
Despachadas Centralmente	Disponibilidad promedio	% Respecto a Capacidad Efectiva Promedio
Hidráulica	7,569.54	88.8%
Térmica	3,624.25	83.4%
Total	11,193.78	87.0%
No Despachadas Centralmente		
Menor	303.47	53.6%
Cogenerador	15.58	47.3%
Total	319.05	53.2%
Disponibilidad promedio total	11,512.84	85.5%

- En los recursos térmicos, los de menor disponibilidad fueron: Paipa 1, Cartagena 3, Termocentro, Zipa 5 y Zipa 4. Los de mayor disponibilidad fueron: Termocandelaria 1, Proeléctrica, Paipa 3 y Barranquilla 4.
- La disponibilidad de las plantas menores y cogeneradores es calculada a partir de la generación.
- De los recursos hidráulicos despachados centralmente, los de menor disponibilidad promedio anual fueron: San Francisco, Urrá, Esmeralda, Miel y Betania. Por su parte los de mayor disponibilidad fueron: Calima, Porce II, La Tasajera, Guatapé y Chivor.

GENERACIÓN

La generación de energía eléctrica en 2009 creció en 2.9% frente a la registrada en 2008. Este crecimiento se debió al incremento en la demanda y en las exportaciones hacia Ecuador y Venezuela. La composición de la generación en 2009 cambió sustancialmente al aumentarse la participación de la generación térmica hacia finales de 2009 por efectos de El Niño (ver gráfico 7). Respecto a 2008 la generación térmica se incrementó en un 87.3%, mientras la generación hidráulica decreció en un 11.0%. La generación de las menores (en su mayoría son hidráulicas) también decreció en un 14.0%, mientras la proveniente de los cogeneradores creció en un 125.9%.

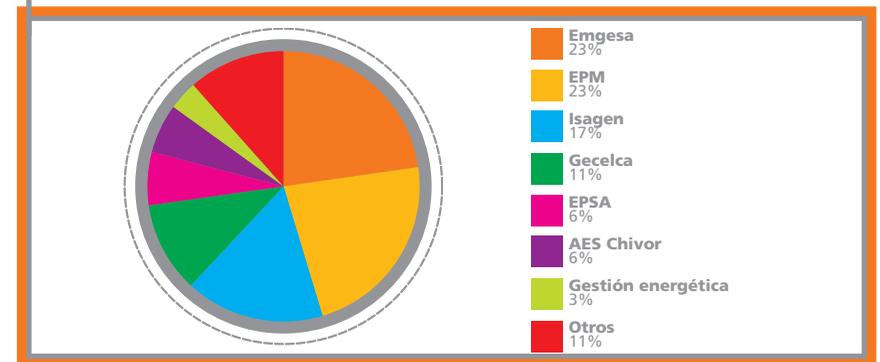
Gráfico 7. Composición de la generación en los años 2008 y 2009



El 63.3% de la generación total del SIN estuvo representada en diez de los 155 recursos de generación registrados: San Carlos 11.5%, Guavio 9.9%, Tebsa 8.9%, Pagua 6.8%, Chivor 5.9%, Guatapé 5.8%, Guatron 4.7%, Betania 3.6%, Porce 3.2% y La Tasajera 3.0%.

Emgesa y EPM fueron los agentes con la mayor participación en el total de generación de 2009, seguidos de Isagen y Gecelca (ver gráfico 8).

Gráfico 8. Generación por agente 2009







Balance

de gas



Capítulo 2

**INFORME DE
OPERACIÓN
DEL SISTEMA Y
ADMINISTRACIÓN
DEL MERCADO
ELÉCTRICO
COLOMBIANO**

2009

COORDINACIÓN GAS-ELECTRICIDAD EN 2009

Durante el 2009 XM continuó con su participación activa en la coordinación gas – electricidad, junto con los agentes del sector de gas en Colombia. En este año, dicha coordinación fue de gran relevancia debido a los efectos del fenómeno de “El Niño” que provocaron el incremento de la demanda de gas para el sector termoeléctrico desde el mes de agosto.

El mayor consumo de gas para generación, en especial en el Interior del país y dadas las limitaciones en el transporte de este energético entre la costa y esta región, conllevaron a dificultades en el abastecimiento de la demanda del Interior que obligó al Ministerio de Minas y Energía a decretar racionamiento programado de gas de forma indefinida a finales de septiembre. Mediante dicho acto administrativo, el MME estableció el orden de atención de la demanda de gas teniendo en cuenta los efectos sobre la población, las necesidades de generación y los contratos.

De otro lado y debido a las necesidades de información surgidas sobre las cantidades racionadas y los sectores afectados, el MME a través del decreto 181739 encomienda al CND la tarea de efectuar, durante la vigencia del racionamiento programado, el balance diario de gas luego de la finalización de los ciclos de suministro y transporte. Dicho balance permite determinar los faltantes y/o excedentes esperados para el día de gas.

Los faltantes en suministro y transporte son discriminados por sectores (Residencial, Industrial, Refinería, Termoeléctrico, GNV y exportaciones) así como tipo de contrato/mercado. Adicionalmente se incluyen detalles sobre las reducciones en las ofertas debido a la programación de mantenimientos o eventos en la infraestructura producción y/o transporte. De igual forma, la información pertinente a las cantidades de gas objeto de sustitución por

combustibles líquidos para generación son reportadas en cada balance diario. Un resumen semanal recoge la información diaria y muestra los aspectos más importantes de la atención de la demanda del sector gas y hace enfoque importante en gas termoeléctrico cruzando la información de despachos con las nominaciones.

El MME realizó distintos ajustes a las normas a finales de 2009 en cuanto a la forma de asignación del gas disponible, en especial en situaciones de mantenimiento programado de la infraestructura de producción de los campos de la Guajira, donde el MME encargó al CND coordinar junto con los productores la distribución del gas natural entre las plantas termoeléctricas y los requerimientos de generación con combustibles líquidos. En estas situaciones, XM ejerció una activa iteración con el sector gas (Producción - Transporte).

El racionamiento de gas y las necesidades de generación termoeléctrica resultantes de los análisis energéticos semanales establecidos en la resolución CREG 137/2009 adicionó a la coordinación gas – electricidad, la coordinación de combustibles líquidos para generación. Las características particulares de la logística de combustibles líquidos representaron retos importantes al sistema de producción y transporte de hidrocarburos del país en el 2009, y dejó experiencias sin precedentes en el uso de estos combustibles para generación eléctrica. Otra actividad importante asignada al CND en el 2009 fue establecida en la resolución CREG 136/2009, de calcular diariamente, para cada planta termoeléctrica, las cantidades de gas natural sustituidas por combustibles líquidos, y el valor a reconocer a cada Productor-Comercializador por dicha sustitución.

Características del Sector Gas Natural en Colombia

Campos de producción	Localización	Características
Ballena y Chuchupa	Costa Atlántica	En 2009, la producción media de los campos de la Guajira fue aproximadamente 640 GBTUD
Cusiana y Cupiagua	Interior del país	Produce aproximadamente 220 GBTUD
La Creciente	La Creciente	Produce aproximadamente 60 GBTUD
Payoa y otras	Interior del país	Provincia-Payoa 20 GBTUD y otros menores 20 GBTUD.

Operador/ Propietario	Localización	Características
PROMIGAS S.A	Gasoducto de la Costa Atlántica	Tiene una longitud de 590 km de largo y una capacidad de 540 GBTUD.
TGI S.A. ESP	Dos sistemas de gasoductos interconectados en el Interior del país	Ballena - Barrancabermeja tiene una longitud de 580 kilómetros y una capacidad de 190 GBTUD. El gasoducto que transporta el gas proveniente de Cusiana tiene una longitud de 1700 kilómetros de largo y una capacidad de 220 GBTUD

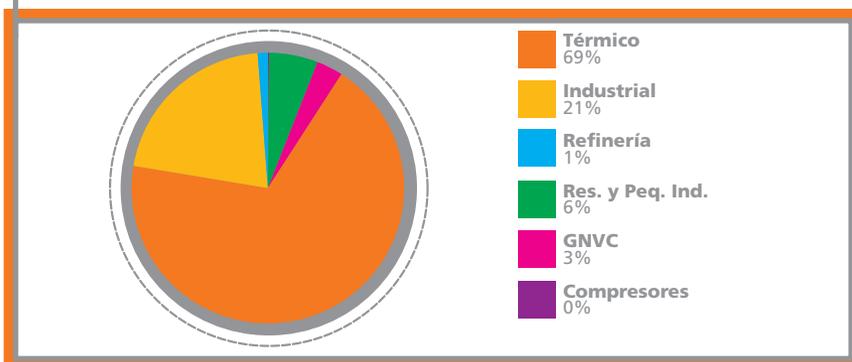
Campos y Sistema Nacional de Transporte



BALANCE DE GAS

En el gráfico 1 y 2 se muestra la asignación en suministro y transporte de gas natural en la Costa Atlántica. Se destaca que el sector de mayor consumo de gas natural es el térmico, con una participación del 69% del total de la asignación.

Gráfico 1. Asignación suministro de gas en la Costa



En el gráfico 3 y 4 se muestra la asignación en suministro y transporte de gas natural en el Interior. Se observa que el sector de mayor consumo es el residencial, con una participación del 29% del total de la asignación.

Gráfico 3. Asignación suministro de gas en el Interior

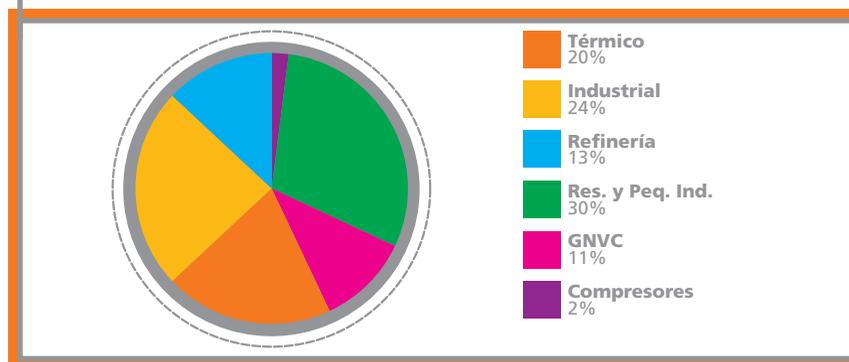


Gráfico 2. Asignación transporte de gas en la Costa

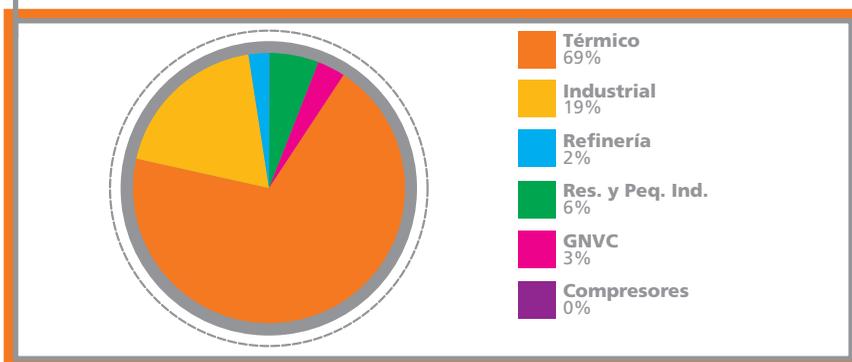
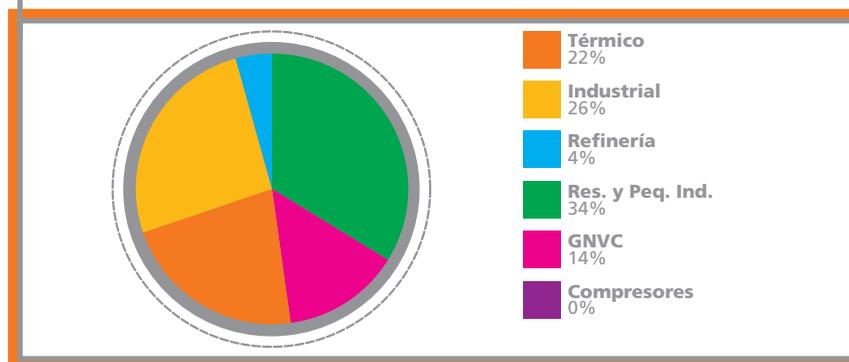


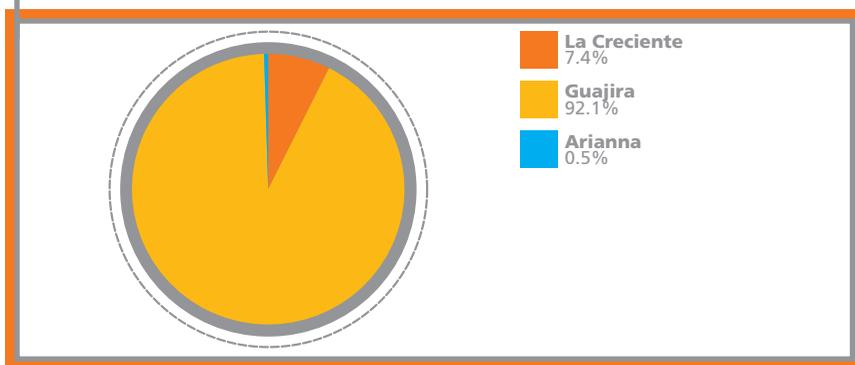
Gráfico 4. Asignación transporte de gas en el Interior



BALANCE DE GAS POR CAMPOS DE PRODUCCIÓN

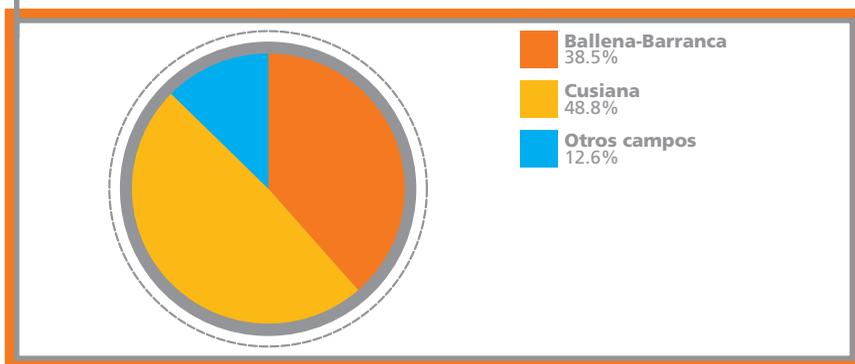
El gráfico 5 muestra el porcentaje por campo en la asignación de gas natural en la Costa Atlántica. La Guajira es el campo más importante para el suministro de gas natural en esta región. Tuvo un promedio del 92% de participación en el suministro para la Costa en el trimestre octubre-diciembre de 2009.

Gráfico 5. Participación por campo en la asignación de gas Costa Atlántica



El gráfico 6 presenta el porcentaje por campo en la asignación de gas natural en el Interior. Cusiana fue el campo más importante para el suministro, con un promedio de participación del 49% en el trimestre octubre-diciembre de 2009.

Gráfico 6. Participación por campo en la asignación de gas en el Interior



CONTRATACIÓN DEL GAS NATURAL

En la Costa Atlántica se destaca que para suministro, el sector térmico tiene contratado el 50% en firme.

Gráfico 7. Tipo de contrato del gas natural por sector Costa Atlántica

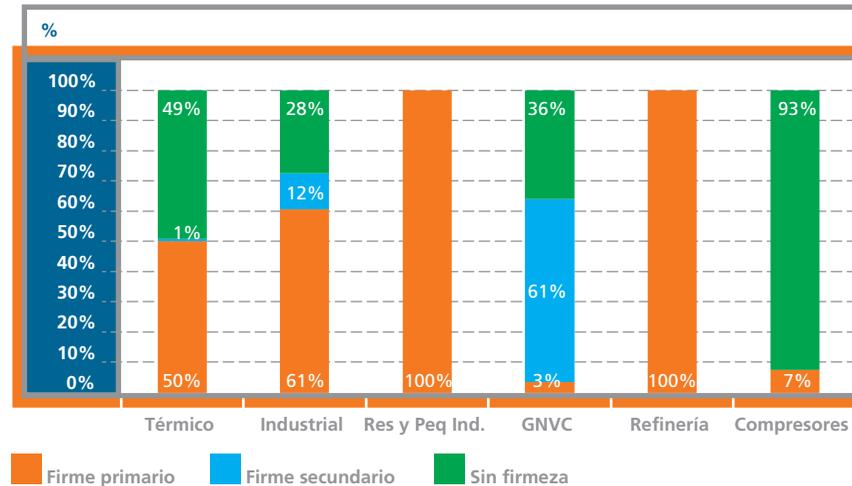


Gráfico 8. Tipo de contrato del gas natural por sector en el Interior

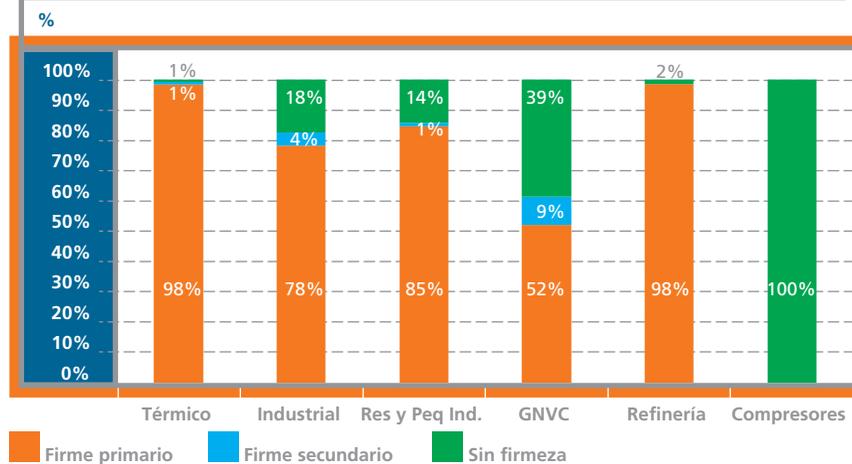


Gráfico 9. Asignación del gas por campo y tipo de contrato Costa Atlántica - GBTUD

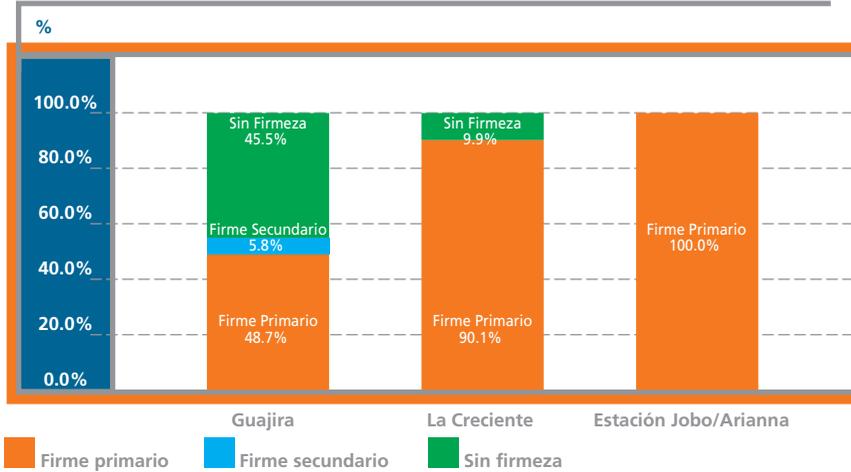


Gráfico 11. Asignación del gas por campo y tipo de contrato interior - GBTUD

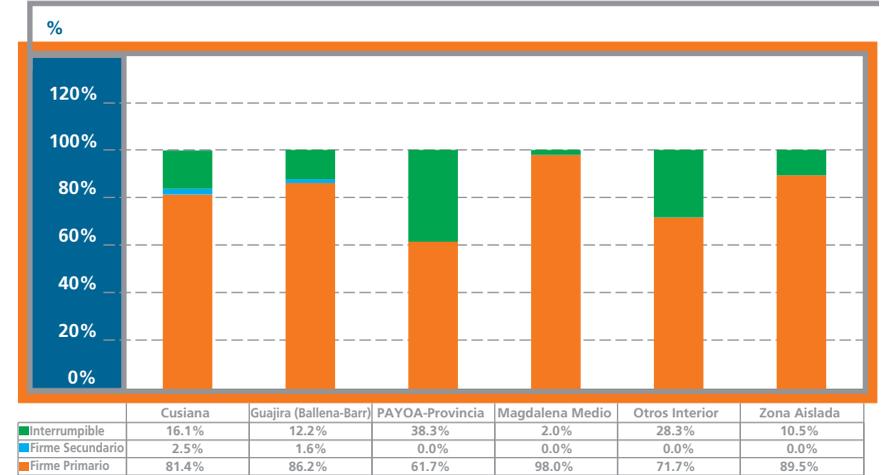


Gráfico 10. Asignación del gas por campo y sector Costa Atlántica - GBTUD

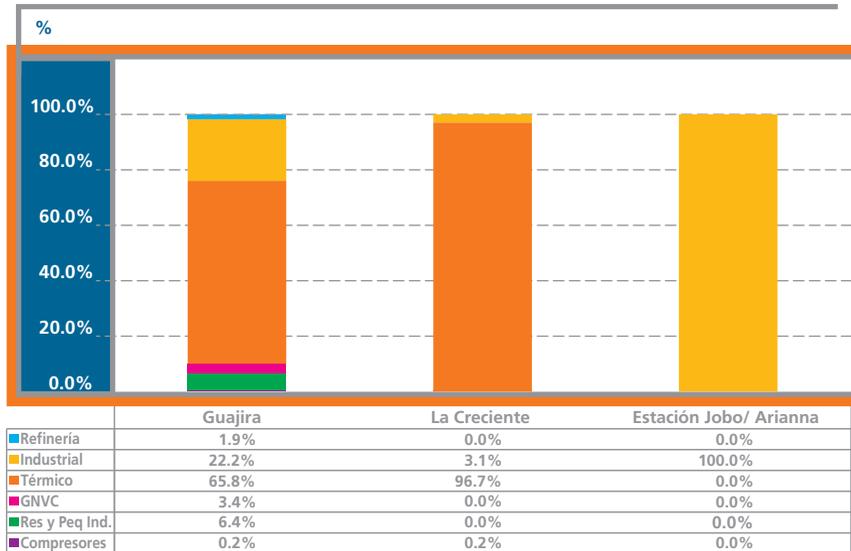
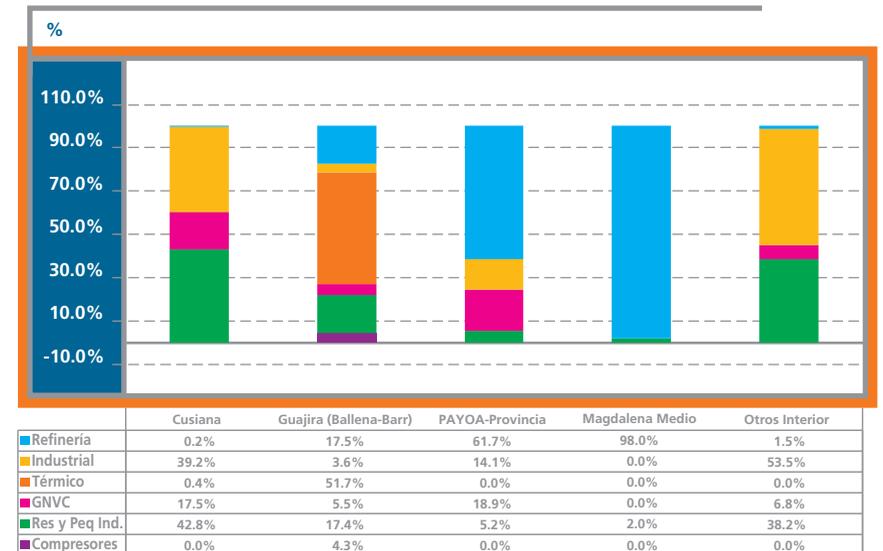


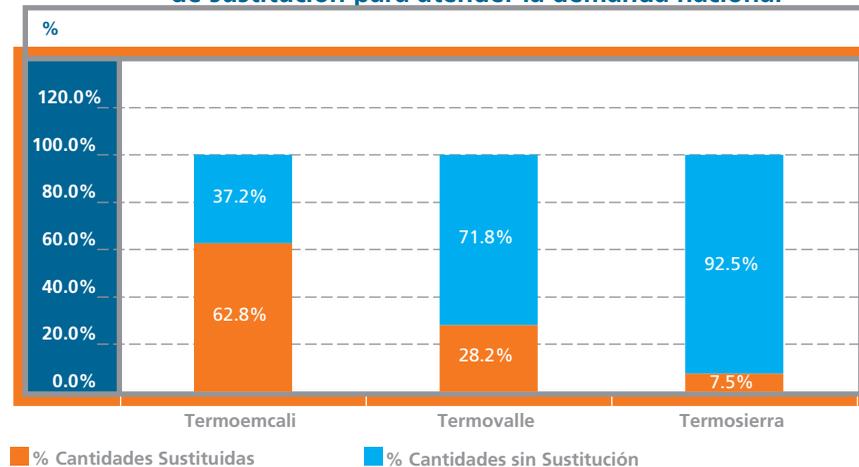
Gráfico 12. Asignación del gas por campo y sector interior - GBTUD



SUSTITUCIÓN DE GAS NATURAL POR COMBUSTIBLE LÍQUIDO PARA ATENDER LA DEMANDA NACIONAL

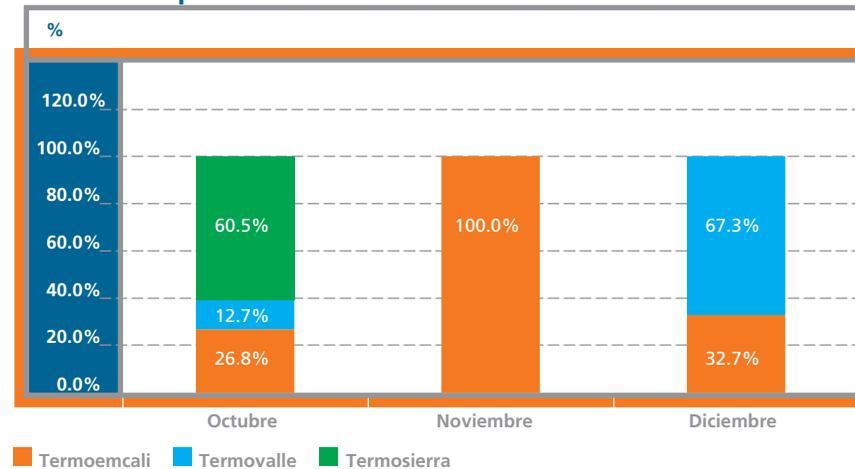
Durante el último trimestre del 2009 con el Racionamiento Programado de Gas Natural se utilizó la figura de sustitución de gas natural por combustible líquido en algunas plantas térmicas del interior del país. Durante este trimestre las plantas de Termoemcali, Termovalle y Termosierra fueron objeto de sustitución. La sustitución se realizó para atender la demanda nacional.

Gráfico 13. Consumo de combustible en las plantas térmicas objeto de sustitución para atender la demanda nacional



Mediante la Resolución CREG 136 de 2009 se estableció que el CND calcularía diariamente, para cada planta termoeléctrica, las cantidades de gas natural sustituidas que se requirieran para atender los contratos a que se refiere el artículo 2 de la Resolución MME 18 1686. El CND implementó el cálculo de los valores a reconocer y el porcentaje a ser asignado a los productores comercializadores.

Gráfico 14. Distribución de las cantidades de líquido sustituido para atender la demanda nacional



EXPORTACIONES DE GAS

Con el Racionamiento Programado de Gas Natural, en el último trimestre del 2009 se destinó sólo el 5% de la producción total en Colombia para exportaciones a Venezuela, debido a la mayor demanda de gas por parte de las plantas de energía térmica, en vista de la disminución en la generación hidráulica por la cercanía del fenómeno de El Niño.

Es importante tener en cuenta que antes del Racionamiento Programado de Gas Natural, se daba cumplimiento a un contrato de exportación de gas hacia Venezuela de alrededor de 250 millones de pies cúbicos al día.





Demanda

de electricidad

Capítulo 3

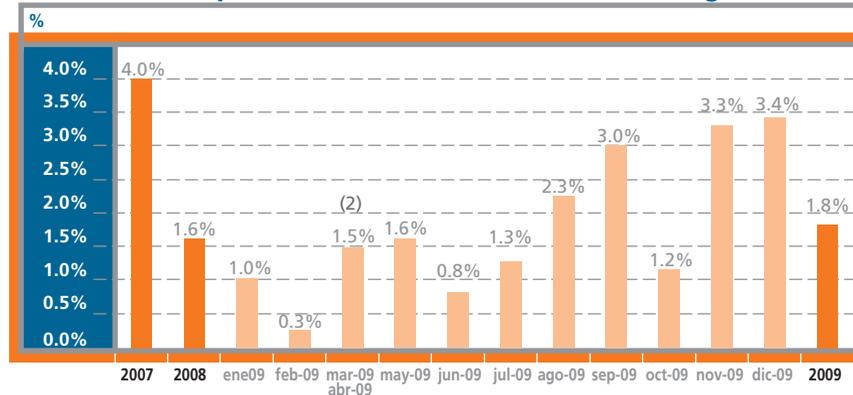
**INFORME DE
OPERACIÓN
DEL SISTEMA Y
ADMINISTRACIÓN
DEL MERCADO
ELÉCTRICO
COLOMBIANO**

2009

DEMANDA DE ENERGÍA DEL SIN

Durante el año 2009 la demanda de energía nacional (54,679.1 GWh) creció el 1.8% (1) al compararla con 2008. Este crecimiento se debió en gran medida a los altos consumos registrados en el mercado regulado, el cual atiende principalmente al sector residencial, debido a las altas temperaturas alcanzadas en el país por la presencia del fenómeno de El Niño. El bajo crecimiento del mes de octubre se debió a la presencia de las lluvias, que aliviaron las altas temperaturas generalizadas en el país (ver gráfico 1).

Gráfico 1. Comportamiento de la demanda de energía eléctrica



- (1) El crecimiento se calcula como $((\text{demanda } 2009/365) / (\text{demanda } 2008/366)) - 1$, ya que el año 2008 fue bisiesto.
 (2) Se realiza la comparación de los dos meses en forma conjunta por el efecto de Semana Santa.

En 2009 la demanda máxima de potencia se presentó el viernes 4 de diciembre en el período 19, con un valor máximo de potencia de 9,290 MW y con un crecimiento de 2.3% con respecto a 2008.

Gráfico 2. Demanda máxima de potencia - 2007 a 2009

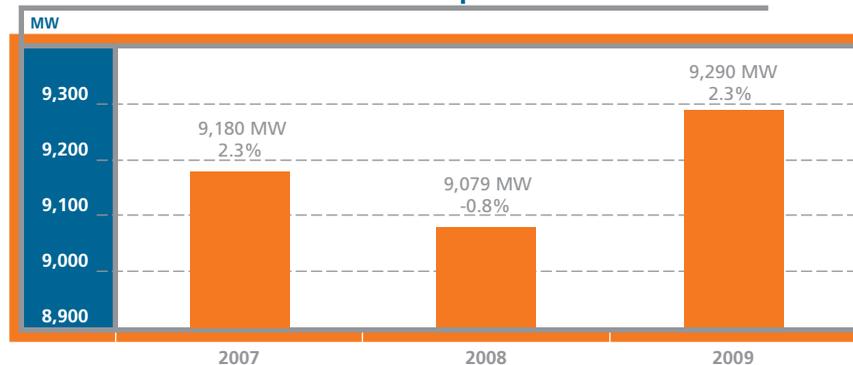


Tabla 1. Comportamiento de la demanda de energía por mercados del SIN

	2008	2009
Mercado Regulado	1.9%	2.4%
Mercado No Regulado	1.0%	0.5%
Industria Manufacturera	-2.4%	-7.2%
Minas y Canteras	6.7%	5.4%
Servicios Sociales	1.1%	6.2%
Comercio, Restaurantes, Hoteles	7.0%	4.8%
Electricidad, Gas, Agua	0.1%	18.4%

El menor crecimiento en el 2009 de la demanda de energía en el mercado no regulado con relación al 2008 se debió principalmente a la crisis económica, lo cual se vio reflejado por el decrecimiento de la industria manufacturera, que pasó de -2.4% en 2008 a -7.2% en 2009.

El crecimiento significativo en las actividades electricidad, gas y agua se debe principalmente al consumo de energía para bombeo de agua, debido a la escasez del recurso por el fenómeno de El Niño.

La demanda no atendida del SIN durante el año 2009 fue de 50.8 GWh, la cual representa el 0.09% de la demanda nacional del SIN, de los cuales el 71.1% se debió a causas no programadas y el 28.9% a causas programadas.

DEMANDA DE ENERGÍA REGIONAL Y OR

Comportamiento de la demanda de energía por Operador de Red - OR

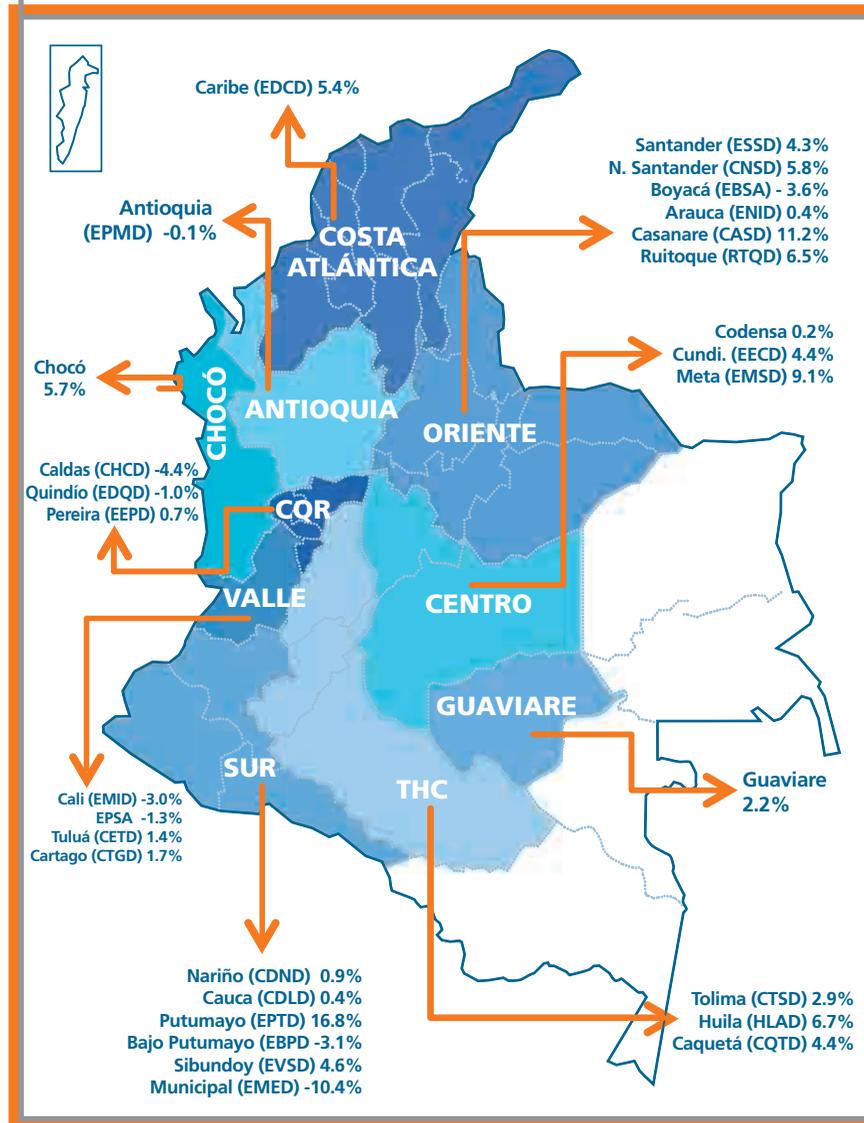


Tabla 2.
Comportamiento de la demanda de energía a nivel regional

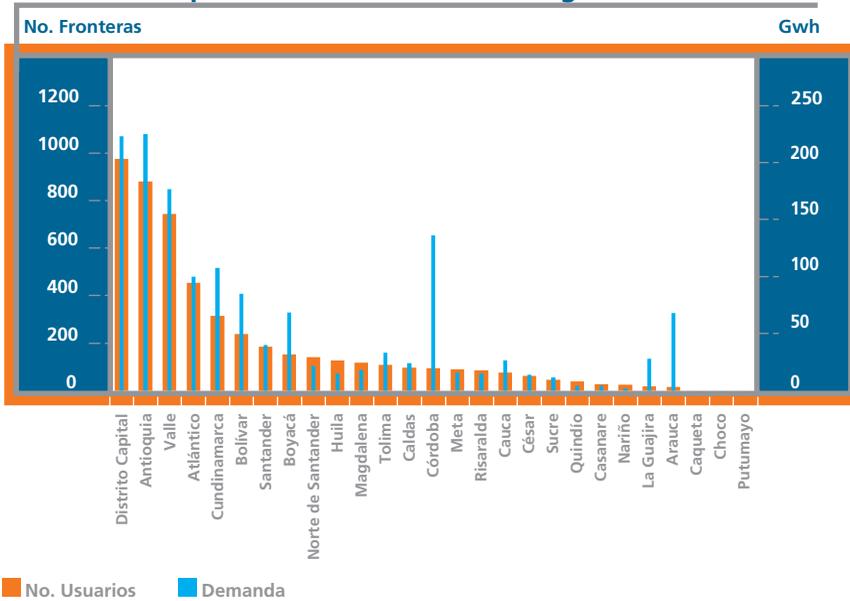
Región	No Regulado - 2009		Regulado - 2009	
	GWh	%	GWh	%
Centro	4,036.7	2.7%	9,814.7	0.6%
Antioquia	2,597.7	-0.0%	5,509.8	0.2%
Costa	2,529.1	3.7%	8,293.1	6.4%
Valle	2,317.2	-8.2%	3,901.3	2.3%
Oriente	1,616.8	-0.4%	3,822.6	4.3%
CQR	561.3	-8.4%	1,814.7	-0.2%
THC	516.0	7.8%	1,607.4	3.6%
Sur	252.5	6.2%	1,370.8	0.3%
Chocó	4.2	-4.6%	166.0	6.2%
Guaviare			40.5	2.5%

Nota: las cargas conectadas directamente al STN no se incluyen en ninguna región.

En la tabla 2 se observa que las regiones con clima cálido tuvieron un crecimiento significativo debido a las altas temperaturas registradas por la presencia de El Niño. Esto se aprecia en el comportamiento de la demanda del mercado regulado en la Costa, Valle, Oriente, THC, Chocó y Guaviare.

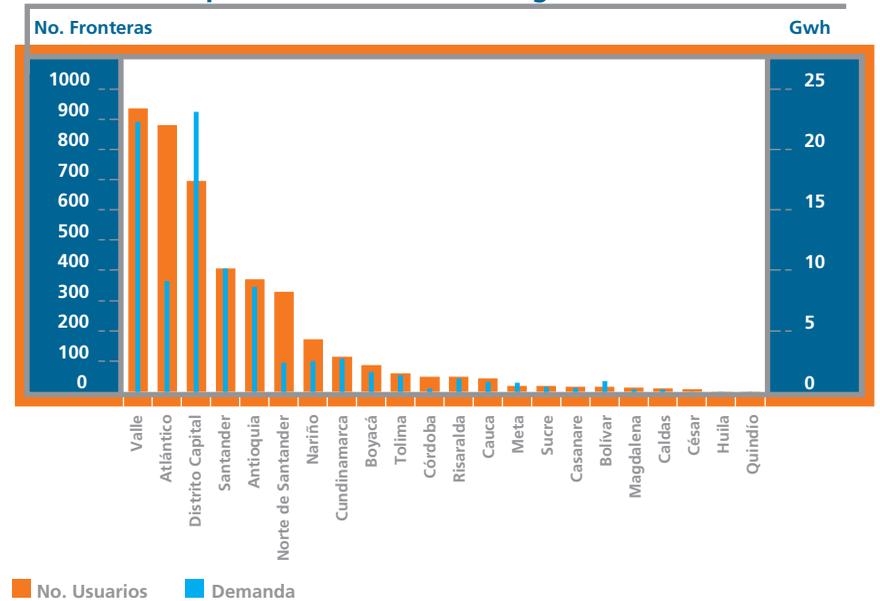
FRONTERAS Y DEMANDA DE ENERGÍA POR DEPARTAMENTO

Gráfico 3. Número de fronteras y demanda de energía por departamento mercado no regulado



El gráfico 3 muestra para el mercado no regulado el número de fronteras a 31 de diciembre de 2009 y la demanda promedio por departamento. Adicionalmente, se observa que en algunos departamentos con muy pocas fronteras la demanda es mucho mayor. Esto se debe a la presencia de cargas conectadas directamente al STN, como es el caso de Cerromatoso en Córdoba, OXI en Arauca y Cerrejón en La Guajira.

Gráfico 4. Número de fronteras y demanda de energía por departamento mercado regulado



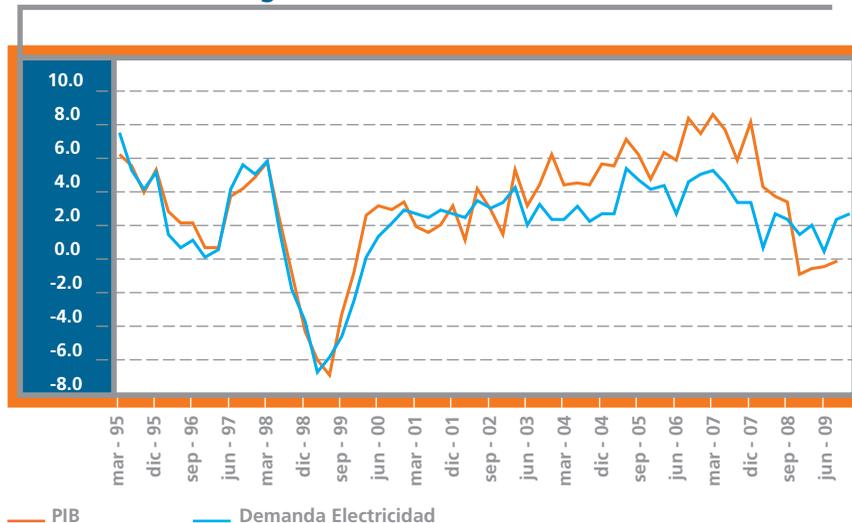
En el gráfico 4 se muestra el número de fronteras para el mercado regulado a 31 de diciembre de 2009 y la demanda promedio por Departamento.

SEGUIMIENTO DE LA DEMANDA DE ENERGÍA DEL SIN Y EL PIB

La demanda de energía es una de las variables que más relación tiene con el comportamiento del Producto Interno Bruto-PIB del país, tal como se muestra en el gráfico 5. Sin embargo se puede apreciar que la relación de estas dos variables a partir del año 2003 se ha venido desacoplando, debido probablemente a:

- La alta contribución en el PIB de ciertas actividades que tienen un menor consumo de electricidad en sus procesos productivos (ej.: actividad de la construcción).
- La mayor eficiencia en los procesos.
- Sustitución de la energía eléctrica por otros energéticos.
- El aumento de la autoproducción de energía.

Gráfico 5. Comportamiento trimestral del PIB y la demanda de energía

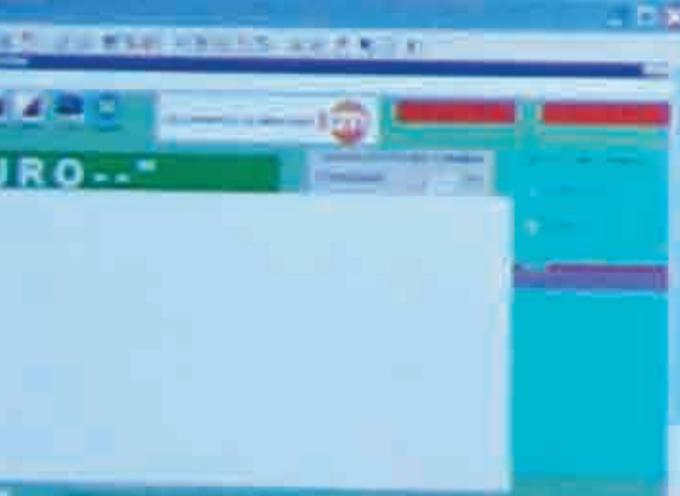


Por otro lado también se puede observar que en momentos de crisis o de recuperación de la misma, el crecimiento del PIB es inferior al crecimiento de la demanda de energía, tal como ocurrió a mediados del año 1999 (crisis nacional) y como se está presentando en la actualidad, a partir del cuarto trimestre del año 2008 (crisis mundial).

Tabla 3. Comportamiento trimestral del PIB y la demanda de energía en 2009

PIB	Demanda
Trimestre 1 2009: -0.6%	Trimestre 1 2009: 1.9%
Trimestre 2 2009: -0.5%	Trimestre 2 2009: 0.3%
Trimestre 3 2009: -0.2%	Trimestre 3 2009: 2.2%
	Trimestre 4 2009: 2.6%

La tabla 3 presenta el comportamiento del PIB y la demanda de energía en 2009, donde se nota que a pesar de la relación existente entre estas dos variables, la demanda de energía durante los cuatro trimestres tuvo un crecimiento más positivo y significativo que la del PIB. Este efecto puede ser explicado en forma general por la inelasticidad parcial de la demanda de energía en el mercado colombiano, debido a la conformación de éste en mercado regulado y no regulado, ya que el mercado regulado atiende principalmente el consumo del sector residencial. A pesar del impacto que pueda ocasionar la crisis en este sector, los hogares mantienen un consumo mínimo de energía.



ACTIVE DROCKED
 Isolated
 7.5 Frequency
 -6.7 Interchange
 1.1 Tie-Line Bias

Sistema de Potencia

	Area 1	Area 2
Frecuencia	59.988	60.000
Max Offset	650	150
Intercambio Real	3.3	0.0
Programado	0.0	0.0

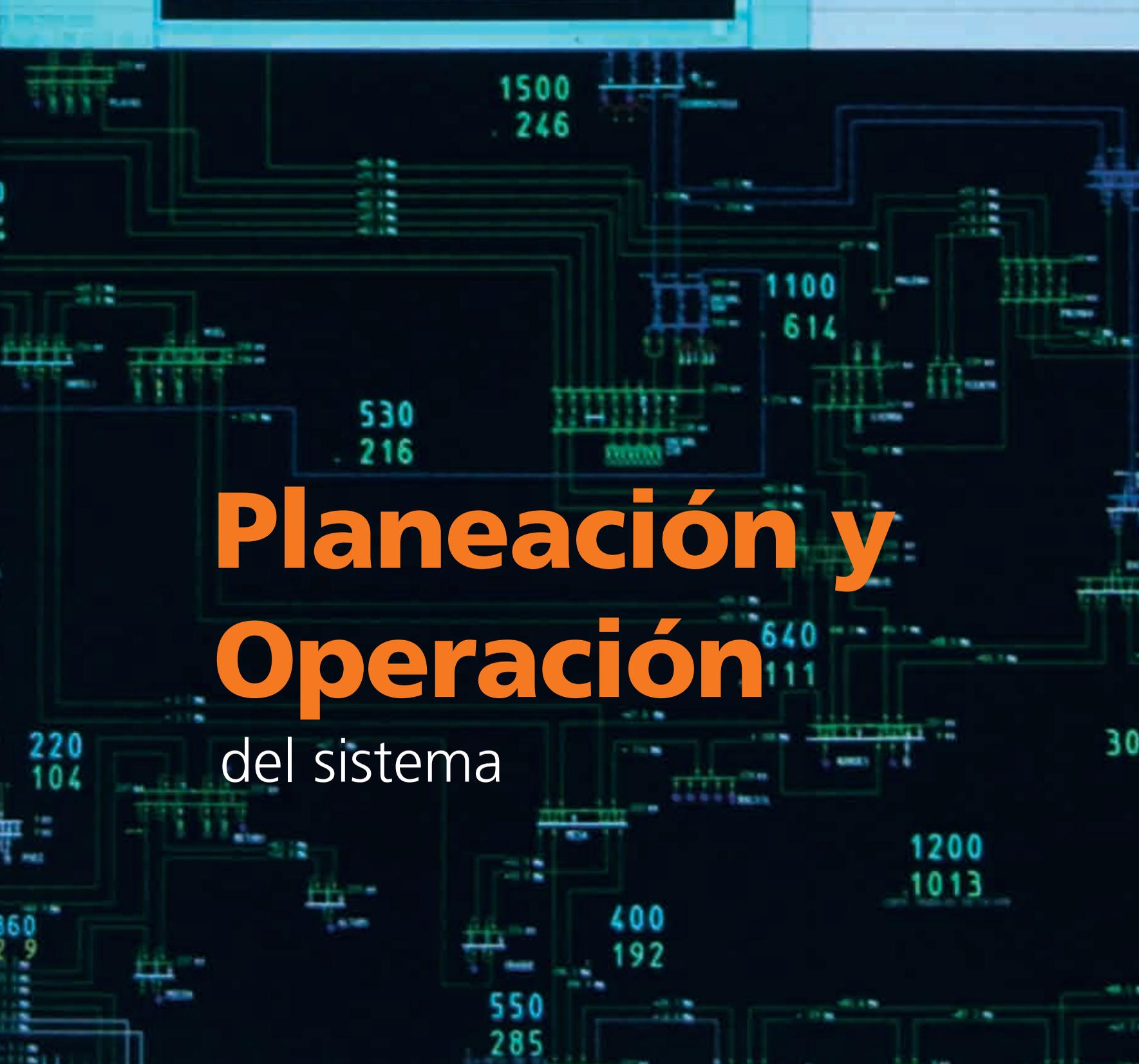
Reserva Total del Sistema

Margen Arriba	Margen Abajo
100.81	162.29

LIMITES ENTRE AREA

AREA	EXPORT	REAL	EXPORT
Integrado	1000	0.0	-1000
Alto Palán	500	0.0	-500
Balnear	350	0.0	-350
Orizaba	1500	0.0	-1500
Orizaba 2	9999	0.0	-9999
UXT	500	0.0	-500
Nordeste	9999	0.0	-9999
Norte	1000	0.0	-1000
Oaxaca	2300	0.0	-2300
Oriental	9999	0.0	-9999
San Carlos	500	0.0	-500
San	500	0.0	-500





Planeación y Operación

del sistema

Capítulo 4

**INFORME DE
OPERACIÓN
DEL SISTEMA Y
ADMINISTRACIÓN
DEL MERCADO
ELÉCTRICO
COLOMBIANO**

2009

IMPACTO DEL EFECTO DE EL NIÑO EN EL SECTOR ELÉCTRICO

Gracias a la gran riqueza de recurso hídrico que posee Colombia, la mayor parte de la capacidad instalada es de tipo hidráulico con un 67.7%, lo que pone al Sistema Eléctrico Colombiano en una situación particularmente vulnerable ante la ocurrencia del fenómeno de El Niño,⁽¹⁾ el cual se caracteriza por ocasionar un período de lluvias deficitario en el territorio colombiano.

El uso del recurso hídrico en el Sistema durante un evento como El Niño se evidencia en la evolución del embalse agregado, es decir, las llamadas reservas para generación hidráulica. En el gráfico 1 se muestra la evolución del embalse agregado del SIN durante el evento actual (2009 - 2010) comparado con dos de los eventos más fuertes que ha enfrentado el sector eléctrico (1992 - 1993 y 1997 - 1998), y con la evolución del embalse agregado cuando existen altos aportes (2007 - 2008). Se puede observar que al finalizar el año 2009 el nivel del embalse agregado del SIN, aunque fue inferior en un 20% al registrado en diciembre de 2008 (año La Niña), es superior a los registrados en eventos El Niño anteriores, de gran impacto en el SIN, (1991 - 1992 y 1997 - 1998), lo que posibilita enfrentar en mejores condiciones la escasez del recurso hídrico que se presenta habitualmente en los primeros meses del segundo año del evento El Niño, que para el actual corresponde al año 2010.

La evolución satisfactoria del embalse agregado del SIN durante el 2009-2010 es fruto de la experiencia acumulada por los diferentes actores del sector eléctrico durante los eventos El Niño anteriores. A continuación se analizarán las principales acciones ejecutadas para tales eventos de 1991-1992, 1997-1998 y durante el actual, 2009-2010.

(1) El Niño se ha definido como una perturbación del sistema océano-atmósfera en el Pacífico Tropical, con consecuencias importantes para el estado del tiempo y el clima en grandes partes del globo terráqueo (NOAA).

Gráfico 1. Evolución embalse agregado del SIN

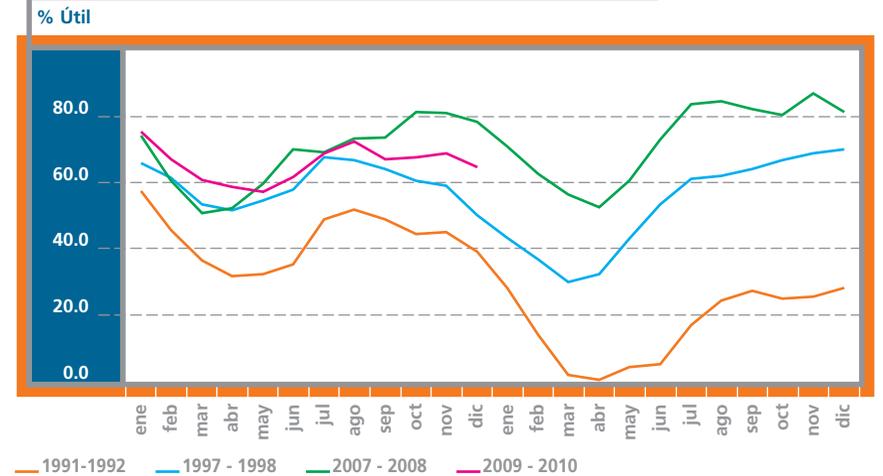
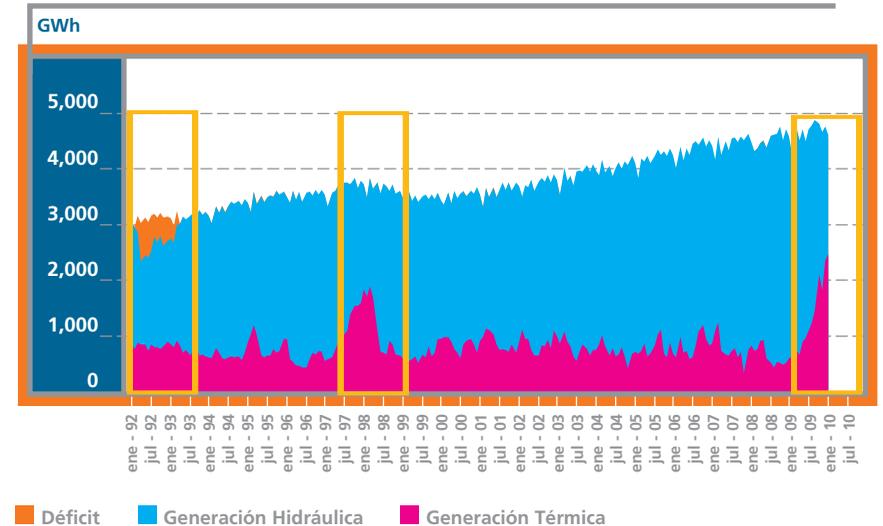


Gráfico 2. Evolución embalse agregado del SIN en eventos El Niño



■ Déficit ■ Generación Hidráulica ■ Generación Térmica



EXPERIENCIAS CON EL NIÑO 1991-1992

- Racionamiento (marzo 2/92-abril 1/93)

Equivalente al 16% de la demanda del período racionado. En 1992 se racionó el 14% de la demanda anual, mientras en 1993 el 2.5%.

- Medidas para mitigar racionamiento:

- * Decreto 680 de 1992-Estado de Emergencia Económica y Social

- * Decreto 700 de abril de 1992-contratación, endeudamiento, reestructuración.

- Agilización de contratos y créditos (Guavio, interconexión con Venezuela)
- Bajan aranceles de importación
- Créditos para recuperación de parque térmico
- Reestructuración administrativa de entidades del sector y de sus deudas.
- Auto y cogeneración. Compra de excedentes
- Incentivos a instalación de plantas diesel en comercio e industrias.

ACCIONES DE LARGO PLAZO

- Plan de emergencia: puesta en operación de 2,138 MW entre 1992 y 1994 (Guavio, Riogrande II, línea Cuestecitas-Cuatricentenario, barcasas por un año en Buenaventura, recuperación de unidades [Río, Cartagena, Barranquilla, Zipa IV, Chinú], plantas de Ecopetrol [Gualanday, Ocoa, Tabor y Yumbo], línea Corozó - San Mateo, Proeléctricas y Flores).
- Reforma del sector eléctrico en búsqueda de la eficiencia en aspectos como precios, confiabilidad, calidad del servicio y cobertura. Creación del mercado eléctrico.

- Mejora en el planeamiento operativo (mínimos operativos), en la información y en los mantenimientos de plantas térmicas.
- Fortalecimiento de la red de transmisión (segunda línea 500 kV San Carlos-Cerro, Circo-Guavio-Torca 230 kV, interconexión con Venezuela).
- Plan expansión de generación y plan masificación de gas.
- Incentivos para inversión (cargo por capacidad).
- Incorporación de la información climática (registros históricos y predicción) generada por los servicios hidrometeorológicos mundiales y el análisis de múltiples escenarios críticos (demanda, expansión y otros).

EXPERIENCIAS CON EL NIÑO 1997- 1998

ACCIONES EJECUTADAS

- Conformación de un Comité de Crisis de alto nivel
- Incremento de la capacidad de generación con énfasis en parque térmico:
 - * En 1997: 590 MW térmicos
 - * En 1998: 869 MW (826 térmicos y 43 hidráulicos)
- Planeamiento operativo a través de escenarios críticos
- Coordinación del sector eléctrico con sectores de la oferta (combustibles) y la demanda
- Código de Racionamiento

EXPERIENCIAS CON EL EVENTO ACTUAL EL NIÑO 2009 - 2010

Desde la primera mitad del 2009 los modelos climáticos realizados por los servicios meteorológicos mundiales mostraban una alta probabilidad de ocurrencia del fenómeno durante el segundo semestre del año, por lo cual XM realizó múltiples análisis energéticos en los que se consideraron diferentes escenarios de aportes hidrológicos, en especial de eventos El Niño anteriores 1991-1992 y 1997-1998, y de demanda, entre otros.

Con los resultados de los análisis energéticos se identificaron los riesgos más relevantes, y en conjunto con los demás actores del sector eléctrico se planearon acciones que en asociación con el sector de abastecimiento de combustibles se deberían acometer para evitar la desatención de la demanda.

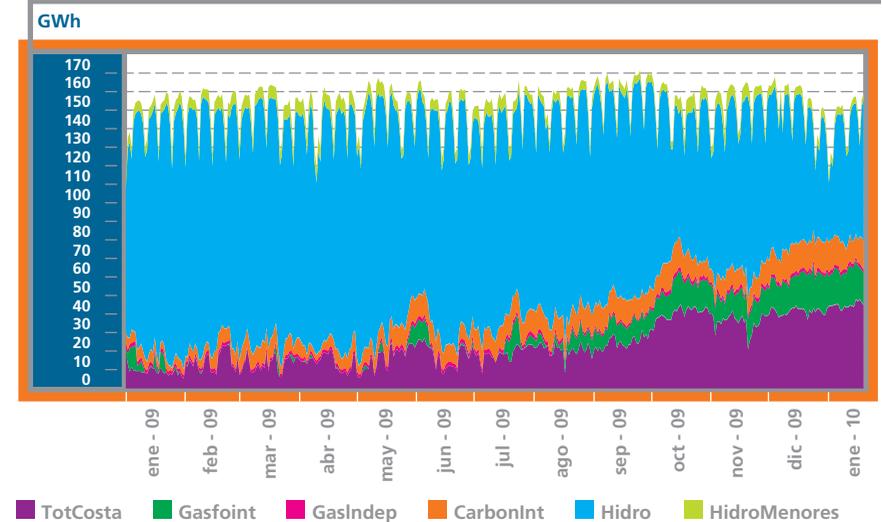
Entre las acciones de mayor relevancia llevadas a cabo por el sector eléctrico para mantener la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica, se destaca la alta participación de la generación térmica desde septiembre de 2009 (ver gráfico 3), mes a partir de lo cual se evidenció una disminución en los aportes hídricos a los embalses. Este incremento en la generación térmica desde septiembre ha posibilitado que las reservas hídricas en los embalses disminuyan a una tasa adecuada para asegurar el cubrimiento de la demanda, haciendo un uso racional del agua.

Otras acciones que el sector eléctrico viene adelantando para minimizar los riesgos de desatención de la demanda son:

- Monitoreo permanente a las variables del mercado.
- Coordinación efectiva gas-electricidad.

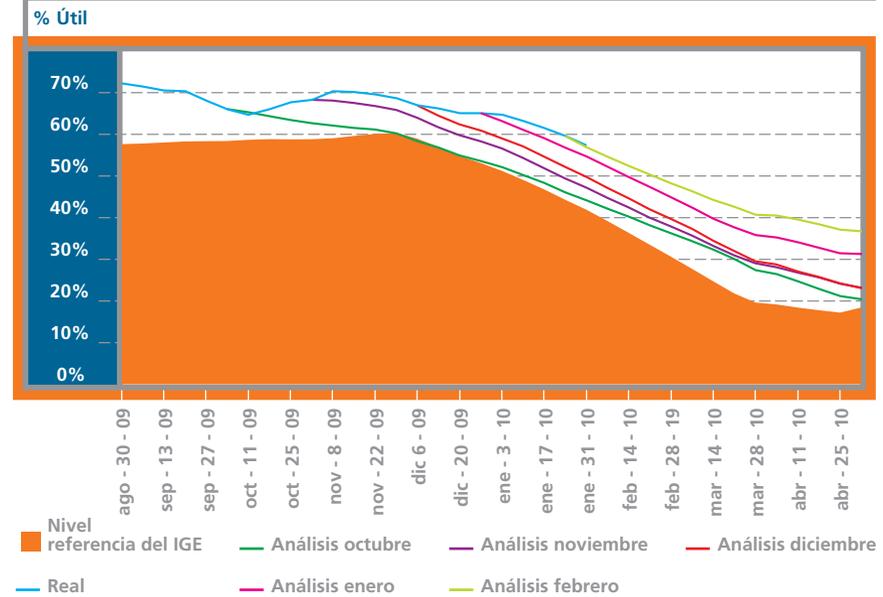
- Tener instrumentos legales y regulatorios que permitan flexibilidad y agilidad en la toma de decisiones operativas.
- Maximizar la disponibilidad térmica.
- Asegurar el abastecimiento de combustibles necesarios para el sector termoeléctrico.
- Racionalizar las exportaciones de energía.
- Adelantar campañas para promover el uso racional de energía.

Gráfico 3. Evolución de la generación por tipo de combustible



La evolución del embalse agregado refleja el impacto de las medidas que ha tomado el sector para mantener la confiabilidad del Sistema. En el gráfico 4 se muestra la evolución esperada del embalse agregado, bajo los mismos supuestos, en los estudios energéticos realizados entre octubre de 2009 y febrero de 2010. Se puede observar en la gráfica una mejora continua en el nivel del embalse agregado esperado para el final del verano (abril de 2010). Es así como para el mes de octubre de 2009 el embalse alcanzaba un valor de 20% al final del verano, mientras que para los mismos supuestos pero simulados en el mes de febrero de 2010 el nivel final del embalse obtenía valores de 35 % aproximadamente. Esta ganancia se encuentra asociada con el comportamiento que ha tenido el embalse en los meses de octubre 2009 a enero 2010, gracias a las acciones que vienen adelantando desde el último trimestre de 2009 todos los actores del sector eléctrico y de combustibles, minimizándose así el riesgo de una desatención de la demanda durante El Niño 2009-2010.

Gráfico 4. Evolución embalse agregado del SIN en eventos El Niño



CALIDAD DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA

Los resultados de los indicadores que evalúan la calidad de la operación del SIN en 2009 reflejan la gestión y el compromiso de XM con sus clientes. Como se muestra en la tabla 1, todos los resultados fueron satisfactorios y permanecieron por debajo de los límites máximos acordados por el CNO. Adicionalmente, se observa que a excepción del indicador de porcentaje de demanda no atendida por causas programadas sin atentados, todos los indicadores estuvieron por debajo de los valores registrados en 2008.

Tabla 1.
Indicadores de calidad de la operación del SIN 2008 - 2009

Indicador	2008		2009	
	Acumulado	Límite	Acumulado	Límite
Variaciones de tensión por fuera del rango sin atentados.(1) Medida: # eventos al año	28	36	18	32
Variaciones lentas de frecuencia sin atentados.(2) Medida: # eventos al año	2	5	0	4
Porcentaje de demanda no atendida por causas programadas sin atentados.(3) Medida: %anual	0.0184%	0.0333%	0.0268%	0.0333%
Porcentaje de demanda no atendida por causas no programadas sin atentados.(4) Medida: %anual	0.0949%	0.132%	0.0569%	0.132%

(1) Un evento de tensión se registra cuando ésta queda por fuera de los rangos definidos por el código de operación(90-110% para 220/230 kV y entre 90 - 105% para 500 kV) por un lapso mayor de un minuto.

(2) Variación Lenta de frecuencia: se considera desviación lenta cuando la frecuencia eléctrica del SIN se sale de su rango (59.8 - 60.2 Hz), por un tiempo superior a 60 segundos.

(3) La demanda no atendida programada es la ausencia del suministro debido a las siguientes causas: mantenimientos en equipo SIN, determinada desde el despacho diario por déficit de generación ante indisponibilidad de unidades o por insuficiencia en el suministro de combustible ó programada mediante el acuerdo del CNO debido a atentados. Se excluye la limitación de suministro, debida al cumplimiento a la Res. CREG 116 de 1998. En el índice presentado no se incluye demanda dejada de atender por atentados.

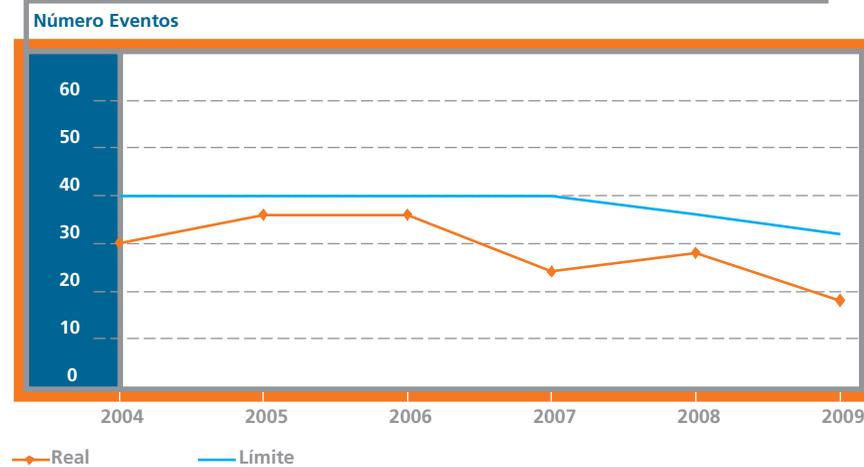
(4) La demanda no atendida no programada corresponde a la ausencia del suministro debido a salidas forzadas de elementos del SIN o condición eléctrica ocasionada por atentados en contra de elementos del SIN. En el índice presentado no se incluye demanda dejada de atender por atentados.

TENSIÓN FUERA DE RANGO

En el año 2009 se presentaron 18 eventos de tensión, todos ellos como consecuencia de contingencia en líneas del Sistema de Transmisión Nacional - STN, que dejaron sin tensión las siguientes subestaciones a 230 kV: Salvajina, Alto Anchicayá, Urrá, Urabá, Malena, Altamira, Caño Limón y Paipa.

Los eventos mencionados no estuvieron asociados con problemas operativos por déficit o excedente de reactivos en alguna subestación del STN.

Gráfico 5. Eventos de tensión fuera de rango - 2004 a 2009



VARIACIONES LENTAS DE FRECUENCIA

Durante el año 2009 no se presentaron variaciones lentas de frecuencia (ver gráfico 6).

Gráfico 6. Eventos de variaciones lentas de frecuencia - 2004 a 2009

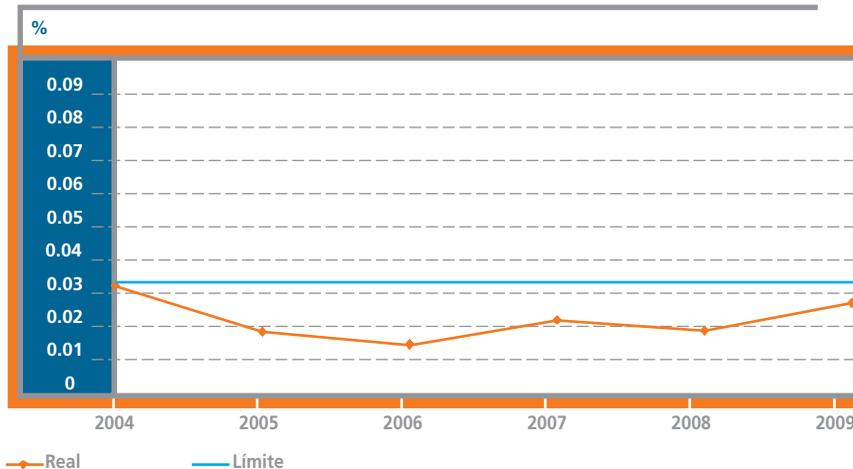


DEMANDA NO ATENDIDA POR CAUSAS PROGRAMADAS Y NO PROGRAMADAS

El índice de demanda no atendida acumulado para el año 2009 por causas programadas fue 0.0268%, el cual no varía al excluir los atentados, lo que nos indica que no se ve afectado por esta causa. Este índice se mantiene por debajo del límite máximo establecido para el 2008 de 0.0333%.

El mes que presentó el mayor valor de demanda no atendida por causa programada fue septiembre, con un valor de 0.0967 %, seguido por octubre con 0.0516%.

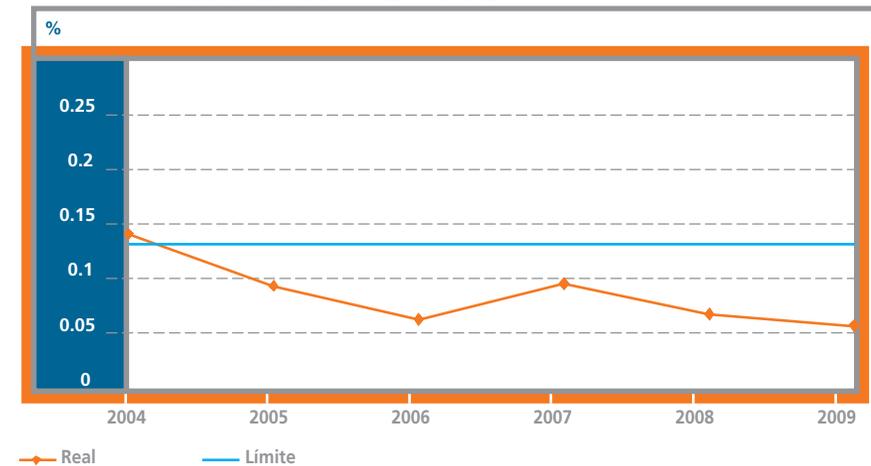
Gráfico 7. Demanda no atendida por causas programadas sin atentados 2004 a 2009



El índice de demanda no atendida acumulado para el año 2009 por causas no programadas fue de 0.0661 %, que aun sin excluir los atentados se presentó por debajo del límite establecido para el indicador de 0.132 %. Excluyendo los atentados, este indicador es de 0.0569 %.

El mes en el cual se presentó la mayor demanda no atendida por esta causa fue septiembre, con un índice mensual de 0.1782 %, mes en el que se dejaron de atender 8,495.8 MWh debido fundamentalmente al disparo y mantenimiento de circuitos de distribución, en especial en el área operativa del Atlántico, donde se registraron eventos importantes en la red el 25 de septiembre.

Gráfico 8. Demanda no atendida por causas no programadas sin atentados - 2004 a 2009



DESCONEXIÓN AUTOMÁTICA DE CARGA - EDAC

En el año 2009, cumpliendo con lo exigido por la regulación vigente, XM realizó el estudio "Revaluación del Esquema de Desconexión Automática de Carga por baja frecuencia -EDAC- 2009" documento CND 2009 067.

Como resultado de este análisis se encontró que de acuerdo con los eventos presentados en los últimos años, la actuación del esquema EDAC es confiable para cubrir los eventos más probables. Sin embargo, se debe incorporar la función df/dt en las etapas 7a y 8a del EDAC con el fin de ampliar su capacidad de acción para intentar recuperar el balance generación-demanda ante un mayor conjunto de contingencias extremas y complementar el EDAC con el disparo de condensadores por frecuencia y voltaje para facilitar el control de tensiones y dar un aporte adicional a la recuperación del balance generación-demanda. Adicionalmente, durante períodos de demanda mínima se requiere incorporar sistemas de compensación reactiva o estática.

En mayo de 2009 se aprobó el Acuerdo CNO 453, el cual estableció, entre otros, los siguientes aspectos asociados al EDAC por baja frecuencia para el SIN:

- Mantener el actual EDAC por baja frecuencia, el cual cubre un 40% del total de demanda, distribuido en ocho etapas con desconexiones de carga del 5% (con retardos desde 200 ms en las primeras etapas hasta cuatro segundos en la última etapa).
- Realizar pruebas del EDAC para las etapas 5ª y 6ª y entregar los resultados de las mismas a más tardar el 31 de octubre de 2009.
- Iniciar el estudio que deben realizar los agentes del SIN para la implementación de la función df/dt en las etapas 7ª y 8ª del EDAC.

Adicionalmente, en este acuerdo se fijaron los mecanismos de seguimiento y control para garantizar que el esquema esté implementado a más tardar el 30 de junio de 2010.

Tabla 2.
Esquema EDAC vigente

Etapas	Ajustes Umbral		Desconexión de carga %	Ajustes df/dt		
	Frecuencia Hz	Retardo intencional ms		Frecuencia Hz	Df/dt (Hz/s)	Retardo intencional ms
1	59.4	200	5			
2	59.2	200	5			
3	59.0	400	5			
4	58.8	400	5			
5	58.6	600	5			
6	58.6	1000	5			
7	58.4	2000	5	58	-0.3	200
8	58.4	4000	5	58	-0.2	400

Respecto al reporte de las pruebas del EDAC para las etapas 5a y 6a, el 69% de las empresas distribuidoras informaron el cumplimiento de éstas respecto a los parámetros exigidos por el Acuerdo CNO 452 de 2009, un 21% de las empresas distribuidoras requiere ajustes y sólo el 10%, que corresponde a dos empresas, no presentó reporte.

Adicionalmente se gestionó el envío de información de los deslumbres implementados por las empresas, las cuales se reportaron en su totalidad.

Los eventos presentados durante 2009 se muestran en el anexo 5.



Transacciones

del mercado mayorista



Capítulo 5

**INFORME DE
OPERACIÓN
DEL SISTEMA Y
ADMINISTRACIÓN
DEL MERCADO
ELÉCTRICO
COLOMBIANO**

2009

VOLÚMENES TRANSADOS

Las transacciones del mercado durante 2009 presentaron un crecimiento en dinero transado del 25%, en pesos constantes de diciembre de 2010. La tabla 1 muestra el comportamiento de los conceptos más importantes del Sistema de Intercambios Comerciales – SIC.

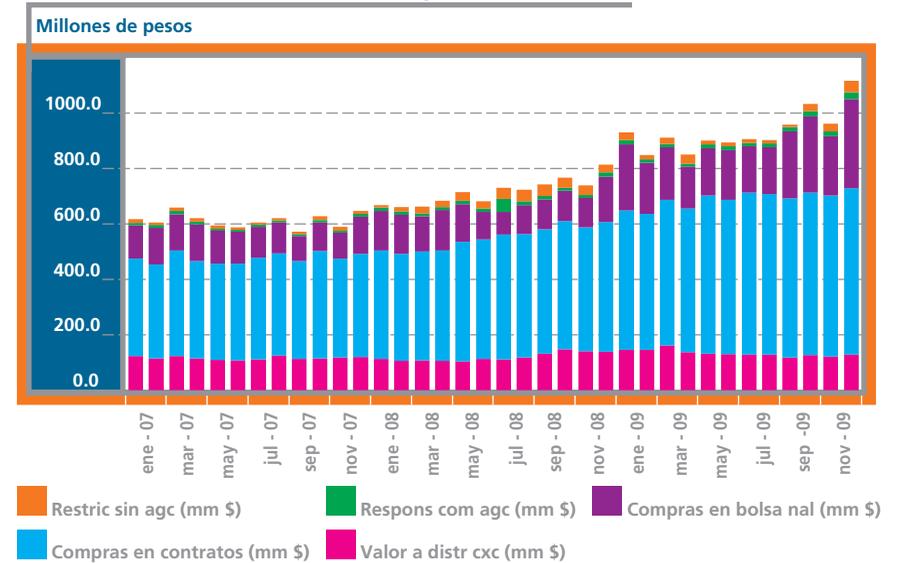
Tabla 1.
Transacciones SIC
Miles de millones de pesos corrientes

Concepto	2008	2009	Crec. %
Contratos	\$ 5,156.4	\$ 6,670.5	29%
Bolsa Nacional	\$ 1,466.5	\$ 2,503.7	71%
Valor a Distr. CXC	\$ 1,452.6	\$ 1,619.9	12%
Restricciones	\$ 348.3	\$ 260.0	-25%
Resp. Com. AGC	\$ 177.2	\$ 179.9	2%
Servicios CND - ASIC	\$ 57.3	\$ 66.5	16%
Desviaciones	\$ 5.1	\$ 9.8	90%
Rentas Congestión	\$ 14.9	\$ 27.7	87%

En 2009 el volumen total transado por compraventa de energía en el mercado mayorista, es decir, contratos entre agentes más compras en bolsa, superó por más de dos billones de pesos el volumen transado en 2008.

Adicionalmente, el valor de rentas de congestión total generado por los intercambios entre Colombia y Ecuador y repartido entre los dos países, se incrementó en un 81% durante 2009. Por otra parte, las restricciones a cargo de comercializadores en Colombia, presentaron una disminución del 28% respecto a 2008. En el gráfico 1 se observa la evolución de los conceptos mencionados desde enero de 2007.

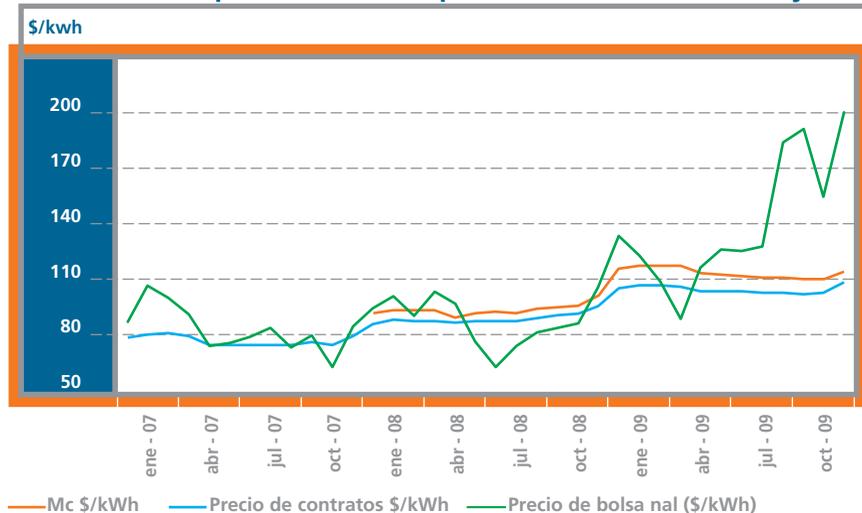
Gráfico 1. Evolución principales conceptos ASIC
Miles de millones de pesos corrientes



PRECIOS

El comportamiento del precio de bolsa presentó un crecimiento anual de 56%, al pasar de un promedio en 2008 de 89.14 \$/kWh a 139.57 \$/kWh en pesos de diciembre de 2009. Sin embargo, el incremento en los precios de contratos fue del 18%, con 88.78 \$/kWh en 2008 y 104.74 \$/kWh en 2009, pesos constantes de diciembre de 2009 (ver gráfico 2).

Gráfico 2. Comportamiento del precio de bolsa, contratos y Mc.



El precio de bolsa horario superó al precio de escasez, en dos períodos horarios (ver tabla 2 y gráfico 3).

Gráfico 3. Comportamiento del precio de bolsa y escasez

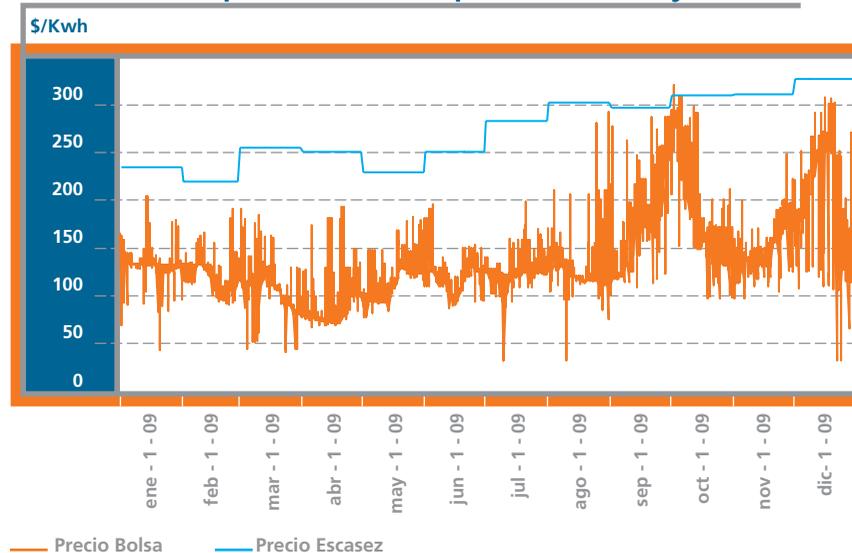
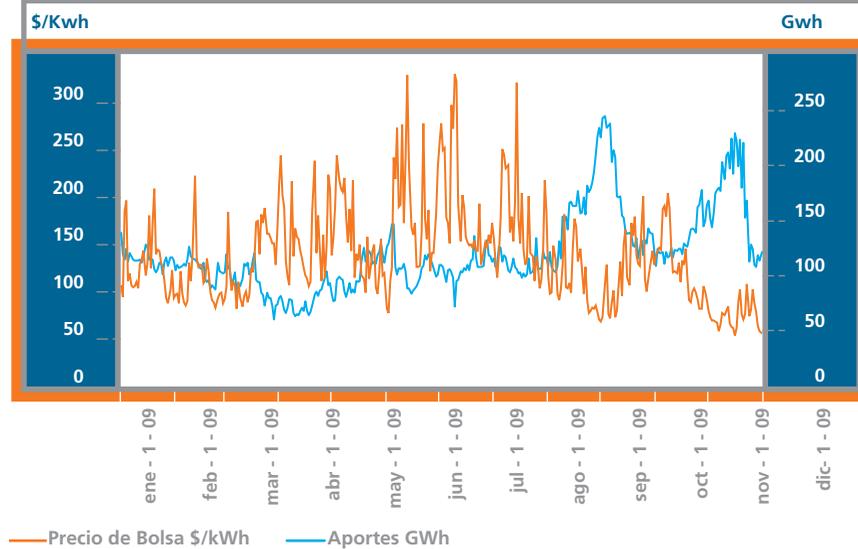


Tabla 2. Fechas en que el precio de bolsa supero al de escasez

Fecha - Hora	Precio de Bolsa \$/kWh	Precio de Escasez \$/kWh	Diferencia \$/kWh
10/2/2009 18:00	321.3	310.2	11.0
10/2/2009 19:00	321.3	310.2	11.0

El precio de bolsa presentó una evolución subyacente al comportamiento de los aportes hidrológicos del SIN. Como se observa en el gráfico 4, en los períodos de mayores aportes el precio de bolsa promedio ponderado diario tiende a permanecer por debajo de 150 \$/kWh, mientras que en los períodos de bajos aportes el precio de bolsa presentó los máximos valores del año.

Gráfico 4. Precio de bolsa diario y aportes hídricos en GWh/día



Por otro lado, la volatilidad del precio de bolsa estuvo por debajo de 10% durante la mayor parte del año para un promedio de 8.8%, que respecto al promedio de 2008 (15.86%) presenta una disminución de siete puntos porcentuales. Al observar el gráfico 5, que superpone las volatilidades de los dos años, se evidencia un comportamiento menos volátil durante casi todo el 2009, con un aumento en la volatilidad tanto al principio como al fin de año.

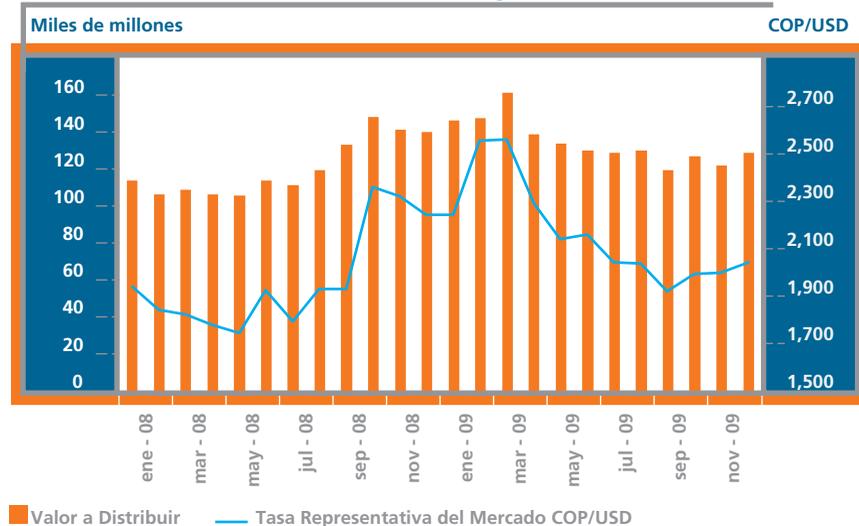
Gráfico 5. Volatilidad del precio de bolsa diario



EVOLUCIÓN DE VARIABLES DEL MERCADO

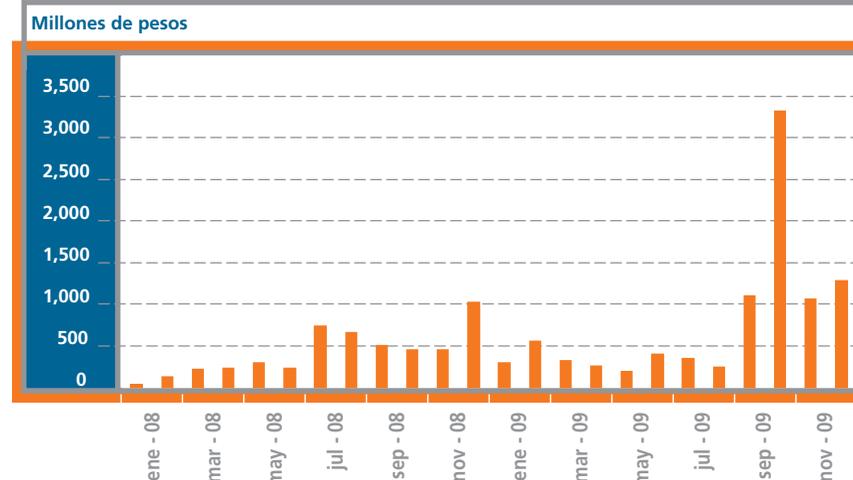
El valor a distribuir del cargo por confiabilidad en \$/kWh presentó una tendencia decreciente a lo largo del año, dado que la tasa representativa del mercado colombiano descendió desde 2700 COP/USD en promedio en febrero de 2009 a un promedio de 2044 COP/USD en diciembre de dicho año.

Gráfico 6. Valor a distribuir del cargo por confiabilidad



Las desviaciones del programa de generación presentaron un valor atípico en octubre de 2010, principalmente causado por plantas térmicas requeridas para cumplir la generación térmica de seguridad de la Resolución del Ministerio de Minas y Energía 181686 del 2 de octubre de 2009.

Gráfico 7. Compras en desviaciones del programa de generación



INTERCAMBIOS INTERNACIONALES DE ENERGÍA

Los intercambios de electricidad con Ecuador se realizan bajo el esquema comercial Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo –TIE. Por su parte, las exportaciones a Venezuela se clasifican como consumo de frontera comercial internacional y hacen parte de un acuerdo comercial bilateral.

Desde octubre de 2009 se observa una reducción de las exportaciones internacionales, como parte de las acciones ejecutadas para enfrentar la drástica disminución del recurso hídrico debida al evento El Niño. A pesar de la reducción en las exportaciones desde octubre, al finalizar el año 2009 las exportaciones totales de energía se incrementaron en un 121.9%, que corresponde a un incremento del 111.2% en las exportaciones hacia Ecuador y del 175.5% en las destinadas a Venezuela

Es importante mencionar que las exportaciones realizadas en el último trimestre del año 2009 fueron con generación proveniente de combustibles líquidos, dado que el recurso hídrico y térmico a gas y carbón se requerían para atender la demanda colombiana.

En el contexto TIE con Ecuador, en el año 2009 Colombia exportó al vecino país 1,076.7 GWh, lo que representó un total de US\$ 111.55 millones de dólares (incremento del 210.6% frente a 2008). Por su parte Ecuador exportó a Colombia 20.8 GWh por un total de US\$ 1.12 millones de dólares (disminuyó en un 51.6% frente a 2008). Así mismo, las rentas de congestión recibidas en Colombia se incrementaron en 2009 en un 69.7%, y alcanzaron un valor de US\$ 12.59 millones de dólares.

Gráfico 8. Intercambios internacionales de energía

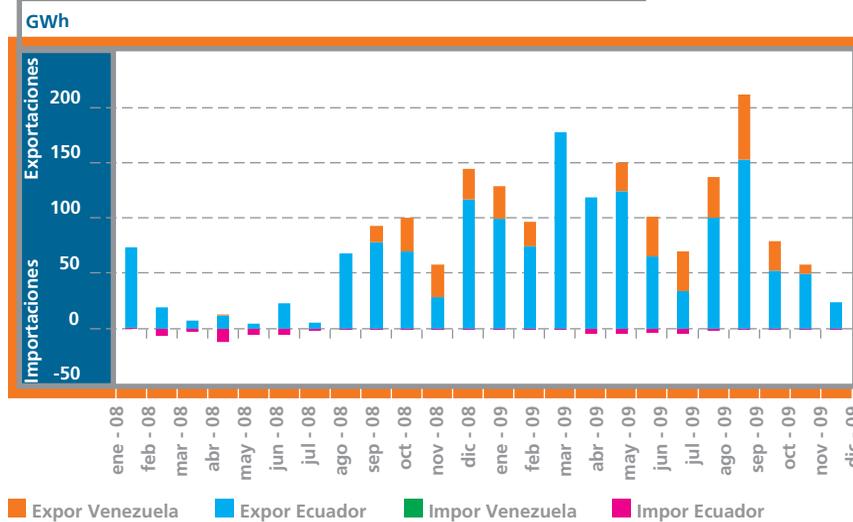


Tabla 3.
Transacciones TIE entre Colombia y Ecuador

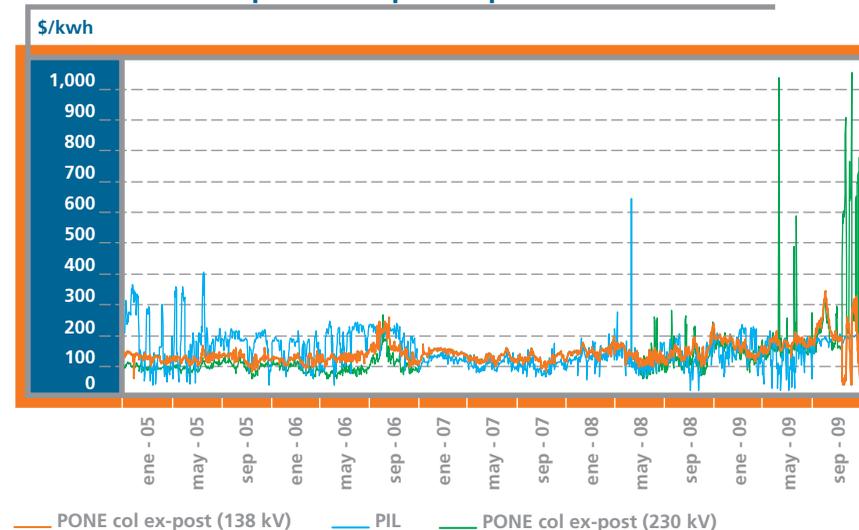
Fecha	Energía (GWh)		Valor (Miles de US\$)		
	Exportación	Importación	Exportación	Importación	Rentas de Congestión
Enero - 09	99.7	0.6	8,145.8	28.6	478.1
Febrero - 09	74.4	0.1	5,108.2	8.5	414.0
Marzo - 09	178.2	0.8	14,705.8	66.3	4,130.0
Abril - 09	119.0	4.6	9,385.5	417.0	2,989.6
Mayo - 09	124.3	4.6	9,992.8	152.9	2,023.9
Junio - 09	66.0	3.2	5,629.3	107.3	505.2
Julio - 09	34.3	4.4	2,959.7	162.7	160.1
Agosto - 09	100.2	1.5	8,713.8	71.5	1,004.0
Septiembre - 09	153.0	0.1	17,042.0	12.1	397.0
Octubre - 09	53.1	0.1	6,377.2	11.6	233.6
Noviembre - 09	50.1	0.2	11,531.6	25.0	250.8
Diciembre - 09	24.4	0.5	11,957.3	54.9	2.8
Total 2009	1,076.7	20.8	111,549.1	1,118.3	12,589.0
Total 2008	509.8	37.5	35,908.4	2,309.4	7,417.1
Total 2007	876.6	38.4	66,269.4	1,336.0	20,398.6
Total 2006	1,608.6	1.1	127,104.5	50.0	56,865.0
Total 2005	1,757.9	16.0	151,733.7	509.8	75,581.0
Total 2004	1,681.1	35.0	135,109.1	738.0	76,825.7
Total 2003	1,129.3	67.2	80,307.7	2,476.0	44,347.7
Total Historia	8,640.0	216.0	707,981.9	8,537.5	294,024.2

Las rentas de congestión de 2009 fueron asignadas tanto a la Demanda Doméstica Colombiana —US\$11.96 millones de dólares— como a la Demanda Internacional del Despacho Económico Coordinado (Resolución CREG 060 de 2004) —US\$0.63 millones de dólares.

El 80% de las rentas de congestión asignables a la Demanda Doméstica Colombiana, se destinaron para alimentar el Fondo de Energía Social – FOES– (US\$9.56 millones de dólares) y el restante 20% (US\$2.39 millones de dólares) se usó para cubrir restricciones asignables a la demanda y para los ajustes a emitir por parte del ASIC (referenciados en la Resolución CREG 043 de 2009).

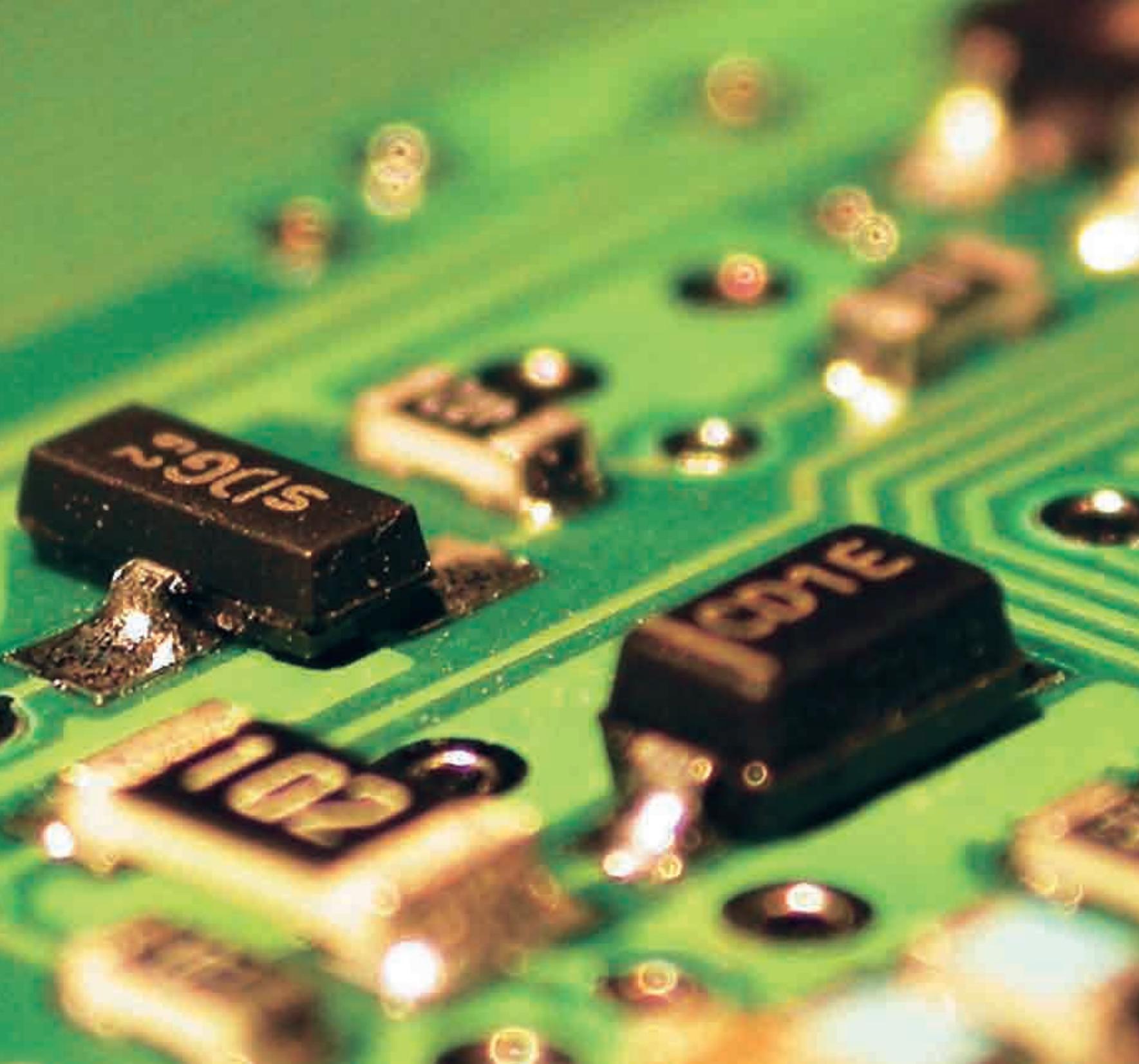
En el gráfico se muestra la evolución de los precios de oferta de Colombia (PONE) y de los precios de importación para liquidación de Ecuador (PIL) desde enero de 2005.

Gráfico 9. Precios de oferta de Colombia y precio de importación para liquidación de Ecuador





Restricciones



Capítulo 6

**INFORME DE
OPERACIÓN
DEL SISTEMA Y
ADMINISTRACIÓN
DEL MERCADO
ELÉCTRICO
COLOMBIANO**

2009

Durante 2009 el costo total de restricciones a cargo de la demanda fue de \$260 mil millones de pesos, 27.8% menos que en 2008 (\$348 mil millones de pesos). El costo unitario de las restricciones promedio, es decir, el costo total del año dividido por la demanda comercial, fue de 4.66 \$/kWh para 2009 y de 6.40 \$/kWh para 2008 (ver gráfico 1).

Gráfico 1. Costo de restricciones mensuales
Miles de millones de pesos corrientes

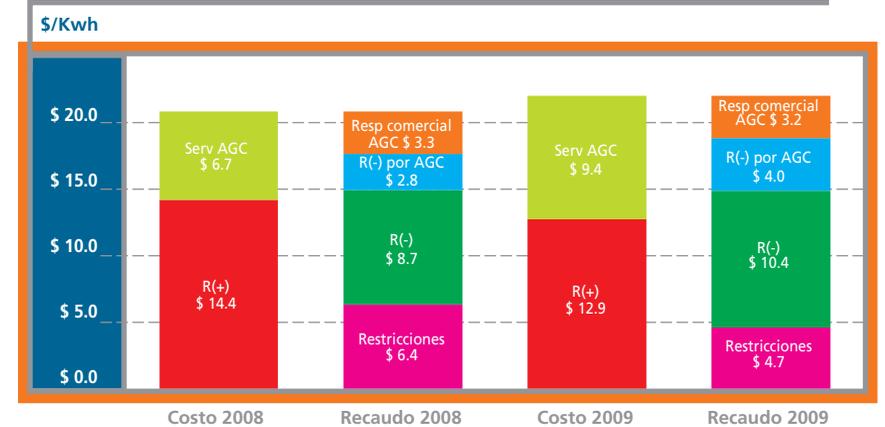


Entre los conceptos asociados a las restricciones, podemos notar el incremento en el servicio de AGC (38%), el cual es recaudado a través de la responsabilidad comercial AGC y las reconciliaciones negativas; sin embargo, el costo total de los conceptos se cubrió en su mayor parte a través del recaudo vía generadores, el cual se incrementó en un 18%.

Tabla 1. Conceptos asociados a las restricciones
Miles de millones de pesos corrientes

+/-	Concepto Liquidación	2008	2009	Crec %
+	Reconciliación Positiva	\$ 784	\$ 723	-8%
+	Servicio de AGC	\$ 367	\$ 526	43%
	Total Costos	\$ 1,150	\$ 1,249	9%
-	Reconciliación Negativa	\$ 475	\$ 585	23%
-	Reconciliación Negativa por AGC	\$ 150	\$ 224	49%
-	Responsabilidad Comercial AGC	\$ 177	\$ 180	1%
	Total Recaudo a Generación	\$ 802	\$ 988	23%
=	Restricciones a cargo de la demanda	\$ 348	\$ 260	-25%

Gráfico 2. Costo unitario de conceptos asociados a restricciones



■ Resp comercial AGC ■ R(-) por AGC ■ R(-) ■ Restricciones
■ Reducción R(+) por AGC ■ Serv AGC ■ R(+)

Tabla 2.
Recomendaciones para reducción de restricciones en el SIN

IPOELP	Recomendación	Costo Inversión [\$/kWh]	Año Entrada	Estado
2009-II	ESPS RAG Barranquilla con entrada de Flores IV	N/A	2011	Recomendado
2009-II	ESPS DAC/RAG Transformación en Bello	N/A	2011	Recomendado
2009-II	Capacidad Sogamoso - Guatiguara 220 kV superior a 1000 A con entrada de Hidrosogamoso	N/A	2013	Recomendado
2009-II	Proyecto Chivor - Norte Bogotá - Bacatá 230 kV	\$0.19	2012	Plan Preliminar
2009-II	Ampliación transformación 500/230 kV en Virginia y San Marcos	\$0.09	2014	Recomendado
2009-II	Proyecto San Felipe - Mirolindo - Betania 1 y 2 a 230 kV + Comp. Serie	\$0.21	2014	Recomendado
2009-II	Proyecto Nueva Esperanza - Virginia - San Marcos 500 kV	\$0.56	2017	Recomendado
2009-II	Instalación de interruptores en los reactores de línea a 500 kV, saliendo de San Carlos	N/A	2011	Recomendado
2009-II	Conversión a Doble Interruptor de las S/E Cerromatoso, Primavera y Virginia 500 kV	N/A	2017	Recomendado
2009-I	Proyecto Bello - Guayabal - Ancón 230 kV	N/A	2012	Plan Preliminar
2009-I	Segundo Circuito Bolívar - Cartagena 220 kV	N/A	2019	Recomendado
2009-I	Ampliación transformación en Bosque o ESPS	N/A	2011	Recomendado
2009-I	Ampliación transformación en Tebsa + refuerzo en STR Barranquilla	N/A	2010	Recomendado
2009-I	Corrección Factor de Potencia en Santander	N/A	2010	Recomendado
2009-I	Proyecto Armenia 230/115 kV	N/A	2011	En Convocatoria
2009-I	Reactores en Área Sur 3x25 Mvar	N/A	2010	En Convocatoria
2009-I	Reactor de 25 Mvar con entrada de Quimbo	N/A	2014	Plan 2009-2023

IPOELP= Informe planeamiento operativo y eléctrico de largo plazo.





Transporte

Capítulo 7

**INFORME DE
OPERACIÓN
DEL SISTEMA Y
ADMINISTRACIÓN
DEL MERCADO
ELÉCTRICO
COLOMBIANO**

2009

LIQUIDACIÓN Y ADMINISTRACIÓN DE CUENTAS POR USO DE LAS REDES DEL SIN

Los valores liquidados por concepto de servicios asociados correspondientes al LAC, antes de cualquier descuento, son pagados por los Transmisores Nacionales - TN - y Operadores de Red - OR - en proporción a sus respectivos ingresos. En la tabla 1 se muestra el valor facturado por este concepto durante el 2009.

Tabla 1.
Valor facturado por servicio LAC - 2009
Millones de pesos

	Transmisores Nacionales	Operadores de Red	Total
Total	9,395,804	2,904,894	12,300,698

CARGOS POR USO DEL SIN

En la tabla 2 se presenta el total facturado a los agentes generadores y comercializadores por concepto de cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional-STN en 2008 y 2009.

Tabla 2.
Cargos por uso del STN - 2009
Millones de pesos

Agentes	Cargos	2008	2009
Comercializador / Generador	Pago bruto (1)	1,133,310.2	1,177,455.5
	Compensación (2)	99.7	244.4
	Neto (3)	1,133,210.5	1,177,211.1

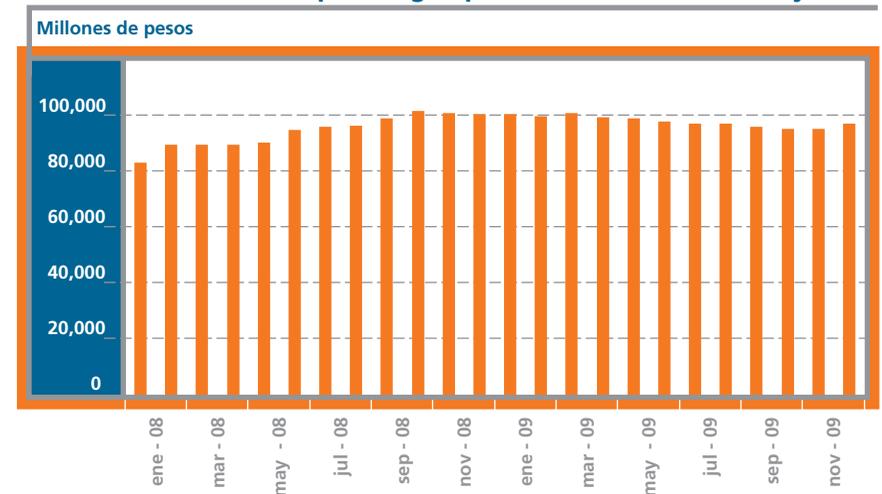
- (1) Pago Bruto: Es el ingreso regulado de los Transmisores Nacionales sin incluir compensaciones.
- (2) Compensación: Es el valor a descontar al ingreso regulado de los Transmisores Nacionales en caso de que los activos que éstos representan no hayan cumplido con los índices de Disponibilidad exigidos en la Resolución CREG 061 de 2000 y CREG 011 de 2002. Por tanto, las compensaciones son un valor menor a pagar por parte de los comercializadores.
- (3) Neto: Es el valor facturado a los agentes comercializadores y generadores por concepto de cargos por Uso del STN, e igualmente es el valor a recibir por parte de los agentes Transmisores Nacionales.

Por el concepto de cargos por uso del STN se facturó en el año 2009 un valor neto total de \$1,177,211.1 millones, valor que incluye la contribución al FAER (4) y al PRONE (5). Cifra que creció en un 3.88% con respecto a la facturación del año 2008.

Este incremento se debe al efecto combinado de la variación del IPP, de la TCRM, de los cambios en el inventario de activos del STN, en las anualidades de las convocatorias del STN, de las variaciones en la generación despachada centralmente y los valores de la energía transportada en el STN.

La evolución de los ingresos netos de los transmisores nacionales por concepto del cargo por uso se muestra en el gráfico No.1

Gráfico 1. Evolución de los ingresos netos de los transmisores nacionales por cargos por uso del STN - 2008 y 2009



- (4) FAER - Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas
- (5) PRONE - Programa de Normalización de Redes Eléctricas

CARGOS POR USO DEL STR

En la tabla 3 se presenta el total liquidado a los agentes comercializadores por concepto de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional STR en 2008 y 2009.

Tabla 3.
Cargos por uso del STR
Millones de pesos

Agentes	2008			2009		
	Factura (6)	Ajustes (7)	Pago Neto (8)	Liquidación	Ajustes	Pago Neto
Comercializadores STR Norte	207,075	0	207,075	192,691	0	192,691
Comercializadores y OR del STR Centro Sur	616,392	0	616,392	660,643	-609.3	660,034
Total	823,467	0	823,467	853,334	-609.3	852,725

- (6) Factura: corresponde a los Ingresos de los Operadores de Rede (OR) facturados originalmente a los comercializadores
 (7) Ajustes: corresponde a los cambios en los ingresos de los OR los cuales se reflejaron en emisión de ajustes a la facturación original.
 (8) Pago Neto: corresponde a los valores que efectivamente se causaron para los OR.

El gráfico 2 muestra la evolución de los ingresos por concepto de cargos por uso de los STR, en el cual se ven reflejados los efectos de las disposiciones establecidas en las resoluciones CREG 097 y 133 de 2008. Los valores de la liquidación durante 2009 presentaron un valor neto de \$ 852,725 millones, distribuidos en \$192,691 millones para el STR Norte y \$660,034 millones para el STR Centro Sur.

El gráfico 3 muestra la evolución de los cargos por uso del STR, en \$/kWh para los dos sistemas de transmisión regional, donde se nota un comportamiento creciente para el 2008 y para los meses febrero, marzo, julio y diciembre de 2009.

Gráfico 2. Evolución de los ingresos de los operadores de red Por cargo por uso del STR - 2008 y 2009

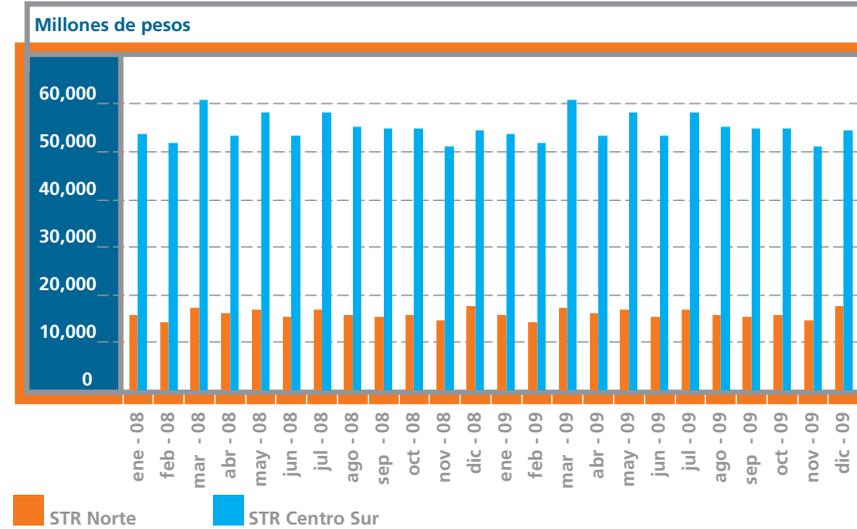
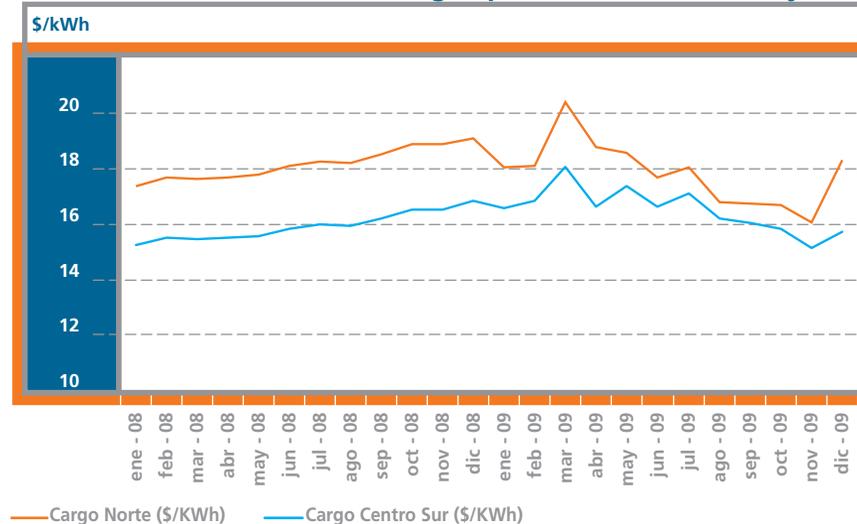


Gráfico 3. Evolución de los cargos por uso del STR 2008 y 2009



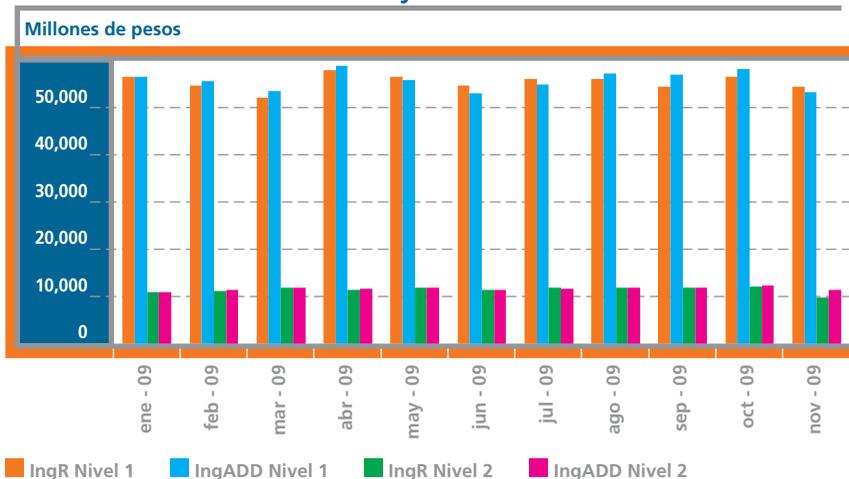
ÁREAS DE DISTRIBUCIÓN - CARGOS POR USO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN LOCAL - SDL

Las Resoluciones CREG 058-068 y 070 de 2008 establecen las Áreas de Distribución – ADD, las cuales se definen en la tabla 4.

Tabla 4.
Áreas de distribución

Nivel de Tensión	ADD	Departamento	Operador de Red
1 y 2	Oriente	Cundinamarca	CODENSA S. A. E.S.P. Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P.
1, 2 y 3	Centro	Valle del Cauca	Compañía de Electricidad de Tuluá S.A. E.S.P. Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P. Empresas Municipales de Cali EICE E.S.P. Empresas Municipales de Cartago S.A. E.S.P.

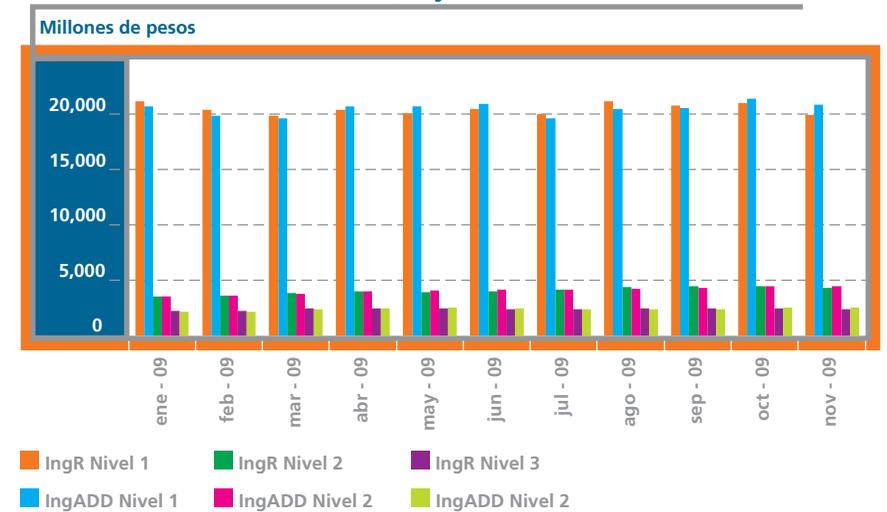
Gráfico 4. Evolución ingresos reconocidos y de ADD año 2009 ADD oriente nivel 1 y 2.



Los gráficos 4 y 5 muestran la evolución de los ingresos reconocidos y por ADD, según lo establecido en la Resolución 068 de 2008. En Oriente para los niveles 1 y 2 y en Centro para los niveles 1,2 y 3.

En el nivel 1 del gráfico 4 se aprecia que con excepción del mes de enero los ingresos ADD y reconocidos presentaron una leve diferencia. En tanto para el nivel 2 la leve diferencia se presentó en los meses de julio, septiembre, octubre y noviembre de 2009.

Gráfico 5. Evolución ingresos reconocidos y de ADD año 2009 ADD centro nivel 1, 2 y 3.



En los niveles 1, 2 y 3 del gráfico 5 se observa que durante todo el año se presentaron leves diferencias entre estos ingresos.



Administración

financiera del mercado

Capítulo 8

INFORME DE
OPERACIÓN
DEL SISTEMA Y
ADMINISTRACIÓN
DEL MERCADO
ELÉCTRICO
COLOMBIANO

2009

En su encargo de Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales y Liquidador y Administrador de Cuentas-ASIC, y dando cumplimiento a lo preceptuado en la regulación vigente, XM administró durante el año 2009 los montos que aparecen en la tabla 1 y 2.

Tabla 1.
Administración de transacciones nacionales
Millones de pesos (1)

	2008	2009	Variación
Transacciones bolsa de energía	\$ 1,240,251	\$ 1,841,955	48.5%
Cargo por uso STN	\$ 1,091,257	\$ 1,186,112	8.7%
Cargo por uso STR (2)	\$ 814,298	\$ 70,413	-91.4%
Fondos FAER, FAZNI, FOES y PRONE(3)	\$ 182,867	\$ 207,313	13.4%
TOTAL	\$ 3,328,673	\$ 3,305,793	-0.7%

- (1) Valores administrados por XM resultado de los vencimientos de enero a diciembre de 2009.
- (2) El cargo del STR en 2009 se disminuye ostensiblemente por que a partir de diciembre de 2008 no se factura ni se administra este cargo.
- (3) FAER - Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas.
PRONE - Programa de Normalización de Redes Eléctricas.
FAZNI - Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas no Interconectadas.
FOES - Fondo de Energía Social.

Tabla 2.
Administración de transacciones internacionales
Millones de USD

	2008	2009	Variación
Exportaciones a Ecuador	34.7	106.0	206%
Importaciones desde Ecuador	2.3	1.1	-52%

EVOLUCIÓN DE LAS VARIABLES FINANCIERAS DEL MERCADO

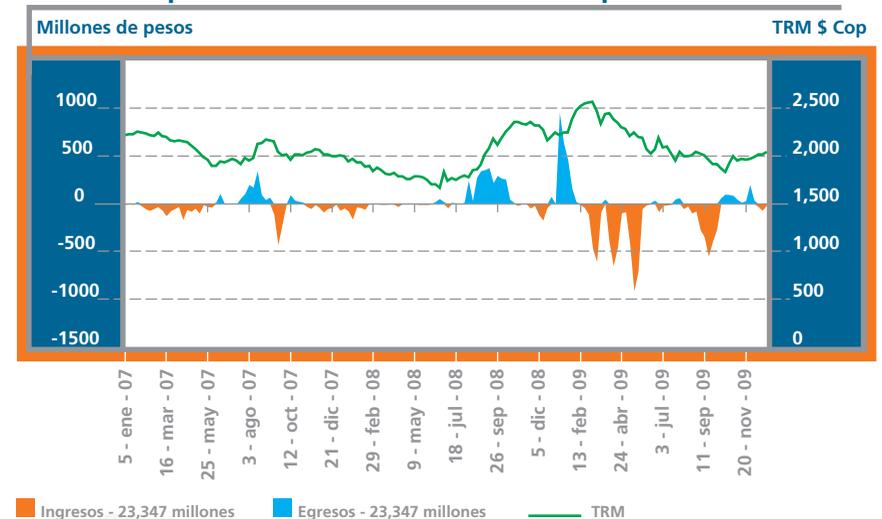
ADMINISTRACIÓN DEL EFECTIVO

Para el manejo de los recursos financieros, mensualmente se revisa la asignación de cupos otorgados a las entidades bancarias que, mediante una oferta de servicios contratada periódicamente por XM, administran el efectivo del mercado.

OPERACIONES DE COBERTURA CAMBIARIA

Con el propósito de cubrir el riesgo de la moneda nacional frente a la tasa de cambio como resultado de las importaciones y exportaciones realizadas en dólares de los Estados Unidos de América como consecuencia de las TIE, XM contrató operaciones financieras de cobertura cambiaria a través de contratos con y sin entrega del subyacente, operaciones *Delivery Forward* y *Non Delivery Forward*.

Gráfico 1. Ingresos y egresos de la cuenta de mercado libre para actualizar las divisas de exportación



En el gráfico 1 se presenta el comportamiento de la TRM y los ingresos o egresos por concepto de la cobertura realizada a las operaciones TIE. El valor neto de esta operación arroja un resultado neto desde el inicio de las TIE hasta el 31 de diciembre de 2009 de \$11,459 millones, valor que en caso de no realizar las coberturas financieras, habría significado menores ingresos para el mercado.

OPERACIONES DE DEPÓSITO A TÉRMINO (TIME DEPOSIT)

En la administración de los dineros facturados por concepto de las exportaciones de energía colombianas durante el año 2009 por valor de US\$ 106.0 millones, con las garantías TIE se realizaron operaciones Time Deposit, con periodicidad semanal, las cuales alcanzaron los US\$ 642.8 millones, y se obtuvieron US\$16,472.92 de rendimientos financieros.

OTROS RECAUDOS

Tabla 3.
Vencimiento total anual contribuciones FAZNI, FAER, FOES y PRONE
Millones de pesos

Contribución	2008	2009	%
FAZNI	51,850	57,476	11%
FAER	61,795	68,713	11%
FOES	14,219	24,799	74%
PRONE	55,002	56,325	2%
TOTAL	182,867	207,313	13%

LIMITACIÓN DE SUMINISTRO

Al igual que las garantías financieras, la limitación de suministro ha sido una herramienta eficiente que ha permitido mantener los altos niveles de recaudo que tiene el mercado eléctrico colombiano.

Durante el año 2009, el ASIC inició procedimientos de limitación de suministro por Resolución CREG 116 de 1998, por mandato en 15 y de oficio en 357 ocasiones. De estos el ASIC inició el procedimiento de Limitación de Suministro en 329 oportunidades por el incumplimiento en la presentación de las garantías establecidas en la regulación y 28 veces por incumplimiento en los pagos de los vencimientos mensuales.

Por otro lado, el ASIC, en cumplimiento de la Resolución CREG 001 de 2003, la cual se refiere a los contratos, inició el procedimiento de limitación de suministro en 70 ocasiones, de las cuales 66 fueron motivadas por el incumplimiento en la presentación de las garantías establecidas en la regulación y cuatro veces por incumplimiento en los pagos de los vencimientos mensuales.

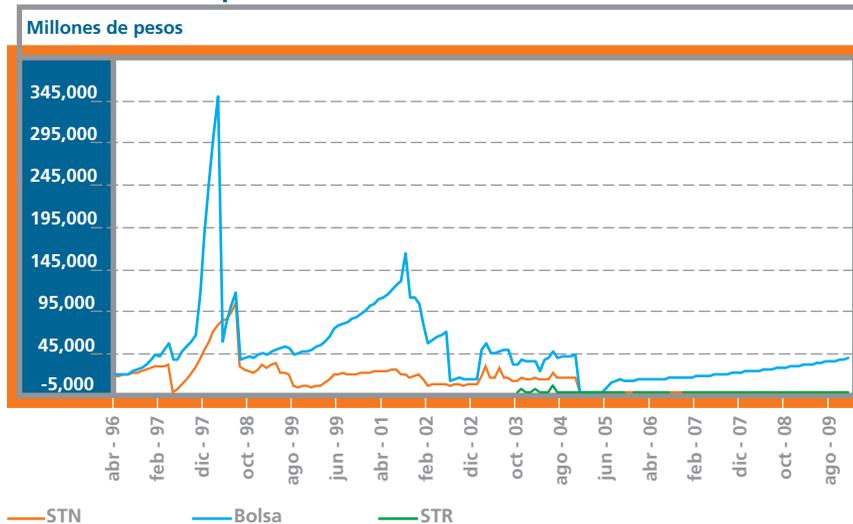
INFORME DE DEUDA

Al cierre de diciembre de 2009 la deuda total alcanzó \$ 101,644 millones, y registró un incremento con respecto al año anterior de 9.56%. Del valor total de la deuda en 2009, el 90.91% (\$ 92,407 millones) corresponde a deuda por transacciones en la Bolsa de Energía, el 8.96% (\$ 9,107 millones) a cargos por uso del STN y el 0.13% (\$ 128 millones) a cargos por uso del STR.

El incremento de la deuda se debe principalmente a la generación de intereses de mora de la deuda vencida. La tasa máxima moratoria para diciembre de 2009 fue de 25.92% efectivo anual.

DEUDA VENCIDA DE LAS EMPRESAS EN OPERACIÓN COMERCIAL

Gráfico 2. Evolución de la deuda por negocio de las empresas en operación comercial



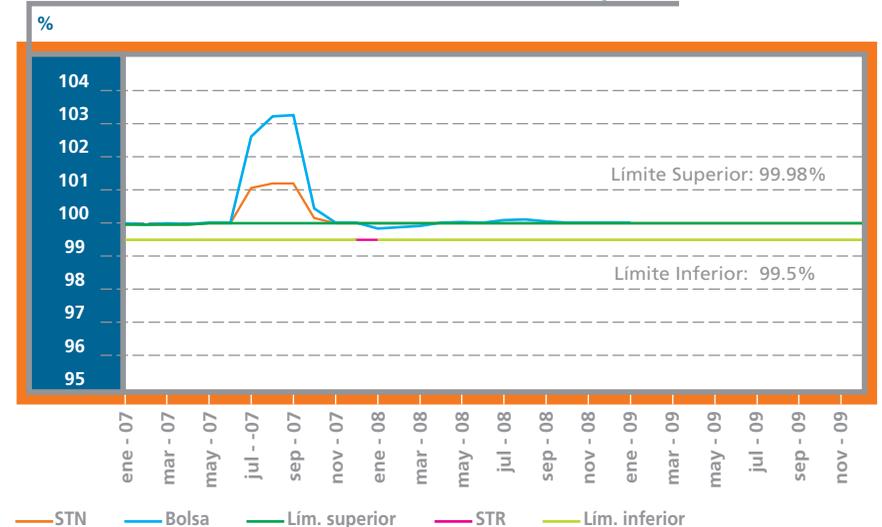
El gráfico 2 muestra la deuda vencida a diciembre 31 de 2009 de las empresas que se encuentran en operación comercial, la cual asciende a \$39,691 Millones, donde el 99.38% corresponde a transacciones en la Bolsa de Energía (\$39,446 millones), \$126 millones a los cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional y \$119 millones a los cargos por uso del Sistema de Transmisión Regional.

DEUDA VENCIDA DE LAS EMPRESAS QUE NO SE ENCUENTRAN EN OPERACIÓN COMERCIAL

La deuda de las empresas en proceso de liquidación al 31 de diciembre de 2009 (\$61,951 millones) no ha presentado variaciones con respecto al 2008. El 65% del valor de la deuda actual está a cargo de las Empresas Públicas de Cauca S.A. E.S.P., el 27% a cargo de la Electrificadora del Tolima S.A. E.S.P., y el 8% a cargo de las antiguas electrificadoras de la Costa Atlántica.

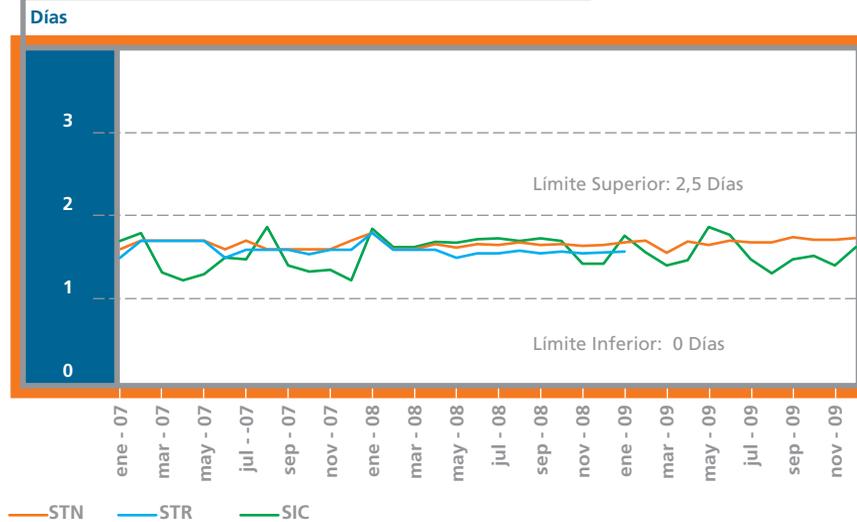
INDICADORES DE GESTIÓN

Gráfico 3. Nivel de recaudo total SIC, STN y STR



En el gráfico 3 se observa que el recaudo durante el año 2009 superó la meta, expresión de una excelente gestión.

Gráfico 4. Días de transferencia SIC y LAC



El límite superior de este indicador es de 2.5 días hábiles, meta que fue cumplida durante el año 2009, como se muestra en el anterior gráfico.

GARANTÍAS DE CONEXIÓN Y AUDITORÍAS DE CONSTRUCCIÓN DE LAS PLANTAS

Las garantías de la Resolución CREG 106 de 2006 son presentadas por generadores con plantas nuevas o retiros temporales que impliquen la reserva de la capacidad de transporte en redes existentes.

A diciembre 31 de 2009 se tenían garantías de conexión de la Resolución CREG 106 de 2006 por valor de quinientos ochenta y cinco millones ciento diecisiete mil cuatrocientos sesenta y dos pesos (\$585.117.462) presentadas por las plantas Termoflores IV, Ingenio Mayagüez, Caruquia, Guanaquitas y Amoyá.

Las garantías de conexión de la Resolución CREG 022 de 2001, modificada mediante Resolución CREG 093 de 2007 son presentadas por generadores, cargas nuevas u Operadores de Red – OR - que soliciten conexión al STN que implique ampliación de la misma, antes de la apertura de la convocatoria para la expansión. También es presentada por los transmisores a los cuales se les adjudique la construcción de la línea en los procesos de selección.

A diciembre 31 de 2009 se tenían garantías por valor de setenta y tres mil sesenta y siete millones ciento sesenta y dos mil doscientos ocho pesos (\$73.067.162.208) las cuales fueron presentadas por EPM por la planta Porce III, Electricaribe por el proyecto El Bosque, Codensa por el proyecto Nueva Esperanza, e ISA por la construcción de la expansión del STN para la conexión de los proyectos Porce III y El Bosque.

AUDITORÍAS DE CONSTRUCCIÓN DE LAS PLANTAS CON ASIGNACIONES DE OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME

En el año 2009 se contrataron las auditorías de las plantas Miel I, Miel II, Porce 4 y Quimbo, y se recibieron las ofertas en el proceso de contratación de la auditoría de Hidroeléctrica Ituango, del cual se esperaba la adjudicación en enero de 2010. Para dicho año se realizará la contratación de las auditorías de Termocol, Gecelca 3, Sogamoso y Cucuana.

Los informes entregados por las auditorías indican que a diciembre 31 de 2009, ninguna de las plantas en construcción presenta retrasos en el cronograma de construcción que impliquen que la puesta en operación de las plantas o unidades de generación ocurran en una fecha posterior al Inicio del Período de Vigencia de la Obligación.



Anexos



Anexos

**INFORME DE
OPERACIÓN
DEL SISTEMA Y
ADMINISTRACIÓN
DEL MERCADO
ELÉCTRICO
COLOMBIANO**

2009

RESUMEN NORMATIVIDAD 2009

Durante el año 2009 las modificaciones a la normatividad del mercado de energía estuvieron relacionadas principalmente con el manejo de la información del mercado, la determinación del precio de bolsa, la aplicación de la decisión CAN 720 de 2009 relacionada con las Transacciones Internacionales de Electricidad y normas sobre funcionamiento del Mercado Mayorista de Energía por el Racionamiento Programado de Gas y la presencia del fenómeno de El Niño.

Así mismo, durante el año 2009, la CREG aprobó el costo anual por el uso de los activos del nivel de tensión 4 y los cargos máximos de los niveles de tensión 3, 2 y 1 de los Operadores de Red en el Sistema de Transmisión Regional (STR) y en el Sistema de Distribución Local (SDL).

En cuanto a los proyectos de regulación, la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, publicó para comentarios propuestas asociadas a la remuneración del servicio de transporte de gas natural y el esquema general de cargos del Sistema Nacional de Transporte; el Mercado Organizado-MOR y el reglamento de la Subasta; el anillo de seguridad del cargo por confiabilidad denominado Demanda Desconectable Voluntariamente, la información operativa y los medios de divulgación necesarios para coordinar los sectores de gas y electricidad.

A continuación se presenta un resumen sobre los aspectos normativos enunciados:

- Manejo de información en el mercado

Resolución CREG 006: Por la cual se expiden normas para el manejo de información orientadas a promover y preservar la libre competencia en el Mercado de Energía Mayorista.

Resolución CREG 015: Por la cual se complementan las normas expedidas mediante la Resolución CREG-006 de 2009 para el manejo de información,

orientadas a promover y preservar la libre competencia en el Mercado de Energía Mayorista.

Resolución CREG 063: Por la cual se complementan las normas para el manejo de información orientadas a promover y preservar la libre competencia en el Mercado de Energía Mayorista.

Resolución CREG 127: Por la cual se suspende temporal y parcialmente la aplicación de las normas sobre manejo confidencial de la información de que tratan las resoluciones CREG 006 y 015 de 2009.

Resolución CREG 159: Por la cual se modifica la Resolución CREG-127 de 2009.

- Determinación del precio de bolsa

Resolución CREG 051: Por la cual se modifica el esquema de ofertas de precios, el Despacho Ideal y las reglas para determinar el precio de la Bolsa en el Mercado Energía Mayorista.

Resolución CREG 076: Por la cual se modifican y aclaran algunas de las reglas contenidas en la Resolución CREG-051 de 2009.

Resolución CREG 089: Por la cual se modifican y aclaran algunas de las reglas contenidas en la Resolución CREG-051 de 2009.

- Transacciones Internacionales de Electricidad

Decisión CAN 720: Sobre la vigencia de la Decisión 536 de 2002 “Marco General para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad”.



Resolución CREG 043: Por la cual se ordena la reliquidación de unas transacciones de energía conforme a lo decidido por los señores Ministros de Minas y Energía de Colombia y de Electricidad y Energía Renovable del Ecuador, en reunión el 20 de agosto de 2008.

Resolución CREG 149: Por la cual se aclaran las normas para la liquidación de los recursos de generación asociados a las exportaciones de electricidad por condiciones de seguridad del importador.

Resolución CREG 160: Por la cual se adopta la regulación aplicable a las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo -TIE- entre Colombia y Ecuador, de conformidad con el Régimen Transitorio adoptado por la Decisión CAN 720.

Resolución CREG 186: Por la cual se aclaran algunas de las reglas contenidas en la Resolución CREG-160 de 2009.

- Normas sobre funcionamiento del Mercado Mayorista de Energía por el Racionamiento Programado de Gas y la presencia del fenómeno de El Niño

Resolución CREG 136: Por la cual se da cumplimiento al artículo 3 de la Resolución No. 18 1686 de 2009, modificado por la Resolución 18 1846, expedidas por el Ministerio de Minas y Energía.

Resolución CREG 137: Por la cual se dictan normas transitorias sobre funcionamiento del Mercado Mayorista de Energía.

Resolución CREG 148: Por la cual se modifica la Resolución CREG 137 de 2009.

Resolución MME 18-1654: Por la cual se declara el inicio de un Racionamiento Programado de Gas Natural.

Resolución MME 18-1686: Por la cual se adiciona la Resolución 16-1654 de septiembre 29 de 2009.

Resolución MME 18-1739: Por la cual se adicionan y modifican las Resoluciones 18-1654 de septiembre 29 de 2009 y 18 1886 de octubre 2 de 2009.

Resolución MME 18-2003: Por la cual se modifica la Resolución 18 1886 de 2009, modificada por las Resoluciones 18 1739 y 18 1846.

Resolución MME 18-2062: Por la cual se adiciona la Resolución 18 1654 de 2009.

Resolución MME 18-2074: Por la cual se modifican las Resoluciones 18-1654 y 18-1686 de 2009.

Resolución MME 18-2307: Por la cual se modifica la Resolución 18-2074 de 2009.

Decreto 4500: Por el cual se modifica el Artículo 5° del Decreto 880 de 2007.

- Proyectos de la CREG más relevantes

Resolución CREG 022: Por la cual se ordena publicar un proyecto de resolución "Por el cual se establecen los criterios generales para determinar la remuneración del servicio de transporte de gas natural y el esquema general de cargos del Sistema Nacional de Transporte".

Resolución CREG 023: Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, que pretende adoptar la CREG "Por el cual se adopta el Mercado Organizado-MOR."

Resolución CREG 069: Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG, con el fin de adoptar el Reglamento de la Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía del Mercado Organizado-MOR

Resolución CREG 176: Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG, con el fin de regular el anillo de seguridad del cargo por confiabilidad denominado Demanda Desconectable Voluntariamente.

Resolución CREG 188: Por la cual se establece información operativa y los medios de divulgación para coordinar los sectores de gas y electricidad, y se establecen otras disposiciones.

DECLARACIÓN DE ENERGÍA FIRME Y ASIGNACIÓN DE OBLIGACIONES

La ENFICC es la cantidad de energía firme que declara un agente para un período de tiempo y la OEF es la capacidad de generar que tiene una planta de acuerdo a una asignación previa. Las tablas muestran la ENFICC de diciembre 2009 - noviembre 2010 y las OEF asignadas para el mismo período.

Tabla 1.
ENFFICC Plantas despachadas centralmente
Diciembre 2009 - noviembre 2010

Agente	Planta	Tipo Planta	ENFICC (kWh-día)
CHIVOR	Chivor	Hidráulica	8,014,422
CHEC	Esmeralda	Hidráulica	433,364
CHEC	San Francisco	Hidráulica	553,872
CHEC	Termodorada	Térmica	890,487
EMGESA	Betania	Hidráulica	3,760,836
EMGESA	Cartagena 1	Térmica	1,280,578
EMGESA	Cartagena 2	Térmica	1,231,296
EMGESA	Cartagena 3	Térmica	1,310,115
EMGESA	Guavio	Hidráulica	12,472,925
EMGESA	Pagua	Hidráulica	12,311,600
EMGESA	Termostiza 2	Térmica	797,736
EMGESA	Termostiza 3	Térmica	1,233,686

Agente	Planta	Tipo Planta	ENFICC (kWh-día)
EMGESA	Termostiza 4	Térmica	1,519,121
EMGESA	Termostiza 5	Térmica	1,341,462
EPSA	Alban	Hidráulica	2,143,200
EPSA	Calima	Hidráulica	263,800
EPSA	Prado	Hidráulica	184,127
EPSA	Salvajina	Hidráulica	1,846,233
EPSA	Termovalle	Térmica	4,534,965
URRÁ	Urrá	Hidráulica	1,961,129
EPM	Guatapé	Hidráulica	5,478,044
EPM	Guatón	Hidráulica	7,097,895
EPM	La Tasajera	Hidráulica	3,625,923
EPM	Playas	Hidráulica	3,280,800
EPM	Porce II	Hidráulica	3,641,679
EPM	Termostiza	Térmica	7,901,127
GECELCA	Barranquilla 3	Térmica	1,111,736
GECELCA	Barranquilla 4	Térmica	1,330,200
GECELCA	Tebesa	Térmica	17,501,198
GECELCA	Guajira 1	Térmica	2,482,332
GECELCA	Guajira 2	Térmica	2,736,380
GESTIÓN ENERGÉTICA	Paipa 1	Térmica	381,771
GESTIÓN ENERGÉTICA	Paipa 2	Térmica	1,555,987
GESTIÓN ENERGÉTICA	Paipa 3	Térmica	1,584,677
GESTIÓN ENERGÉTICA	Paipa 4	Térmica	3,532,007
ISAGEN	Miel I	Hidráulica	1,903,163
ISAGEN	Jaguas	Hidráulica	1,525,480
ISAGEN	San Carlos	Hidráulica	13,321,651
ISAGEN	Termocentro	Térmica	6,375,437
MERILECTRICA	Meriléctrica	Térmica	3,846,412
PROELECTRICA	Proeléctrica	Térmica	1,941,017
TERMOEMCALI	Termoemcali I	Térmica	4,802,441
TERMOFLORES	Flores 1	Térmica	3,523,350
TERMOFLORES	Flores 2	Térmica	2,385,712
TERMOFLORES	Flores 3	Térmica	3,612,302
TERMOTASAJERO	Tasajero I	Térmica	3,696,226
TERMOYOPAL	Termoyopal 2	Térmica	641,088
Total Hidráulica			83,820,143
Total Térmica			85,080,846

Tabla 2.
Asignación de obligaciones de energía firme
dic. 2008 - nov. 2009 y dic. 2009 - nov. 2010

Planta	OEF Anual 2008 -2009 (kWh año)	OEF Anual 2008 -2009 (kWh año)	Tipo planta
Alban	662,432,805.44	674,119,925.93	Hidráulica
Barranquilla 3	343,621,872.62	349,684,299.17	Térmica
Barranquilla 4	280,216,309.31	418,399,741.26	Térmica
Betania	1,162,421,212.34	1,182,929,491.30	Hidráulica
Calima	81,536,848.67	82,975,380.95	Hidráulica
Cartagena 1	359,614,902.04	402,791,688.37	Térmica
Cartagena 2	0.00	387,290,578.72	Térmica
Cartagena 3	363,766,234.16	412,082,226.00	Térmica
Chivor	2,477,144,479.97	2,520,848,061.32	Hidráulica
Esmeralda	133,946,682.67	136,309,867.29	Hidráulica
Flores 1	1,089,017,648.87	1,108,230,888.87	Térmica
Flores 2	737,389,834.42	750,399,401.24	Térmica
Flores 3	1,116,511,453.89	1,136,209,759.56	Térmica
Guajira 1	954,495,139.25	780,790,156.76	Térmica
Guajira 2	601,827,250.90	860,698,153.66	Térmica
Guatape	1,693,185,916.04	1,723,058,331.25	Hidráulica
Guatron	2,193,858,948.11	2,232,564,600.44	Hidráulica
Guavio	3,855,204,693.84	3,923,221,013.97	Hidráulica
Jaguas	471,504,290.80	479,822,911.82	Hidráulica
La Tasajera	1,120,721,512.32	1,140,494,094.90	Hidráulica
Merilétrica	1,188,871,543.51	1,209,846,478.42	Térmica
Miel I	525,370,537.35	598,618,934.58	Hidráulica
Pagua	3,805,341,418.20	3,872,478,014.23	Hidráulica
Paipa 1	0.00	120,081,858.08	Térmica

Planta	OEF Anual 2008 -2009 (kWh año)	OEF Anual 2008 -2009 (kWh año)	Tipo planta
Paipa 2	480,933,572.99	489,418,552.25	Térmica
Paipa 3	437,805,278.15	498,442,675.38	Térmica
Paipa 4	1,091,693,405.12	1,110,953,852.76	Térmica
Playas	1,014,048,874.63	1,031,939,461.08	Hidráulica
Porce II	1,125,591,469.06	1,145,449,970.95	Hidráulica
Prado	57,362,934.83	57,915,117.40	Hidráulica
Proeléctrica	599,940,899.93	610,525,492.85	Térmica
Salvajina	570,644,506.20	580,712,230.88	Hidráulica
San Carlos	4,117,533,895.60	4,190,178,417.97	Hidráulica
San Francisco	171,194,000.94	174,214,329.79	Hidráulica
Tasajero I	1,142,451,175.22	1,162,607,128.29	Térmica
Tebsa	5,409,372,755.58	5,504,808,837.00	Térmica
Termocandelaria 1	1,325,558,090.00	1,325,558,090.00	Térmica
Termocandelaria 2	1,244,993,830.00	1,244,993,830.00	Térmica
Termocentro	1,970,557,399.14	2,005,323,403.42	Térmica
Termodorada	275,236,936.18	280,092,866.03	Térmica
Termoemcali I	1,484,366,584.83	1,510,554,857.79	Térmica
Termosierra	3,040,126,129.64	2,485,212,368.43	Térmica
Termovalle	1,401,693,536.55	1,426,423,231.57	Térmica
Termoyopal 2	168,558,425.85	201,647,160.82	Térmica
Termozipa 2	246,568,914.00	250,919,061.79	Térmica
Termozipa 3	461,754,177.49	388,042,326.87	Térmica
Termozipa 4	469,538,813.85	477,822,758.49	Térmica
Termozipa 5	414,626,929.85	421,942,079.17	Térmica
Urrá	606,157,234.65	616,851,500.66	Hidráulica
Total	54,546,311,305.00	55,696,495,459.73	

Nota: Las plantas Termocandelaria 1 y 2 sus obligaciones fueron asignadas previamente, con vigencia de la obligación desde 2007-12-01 hasta 2012-11-30

Líneas de transmisión nacional y localización de principales centrales y embalses

Sistema de transmisión Nacional 230 y 500 kv



Océano Atlántico



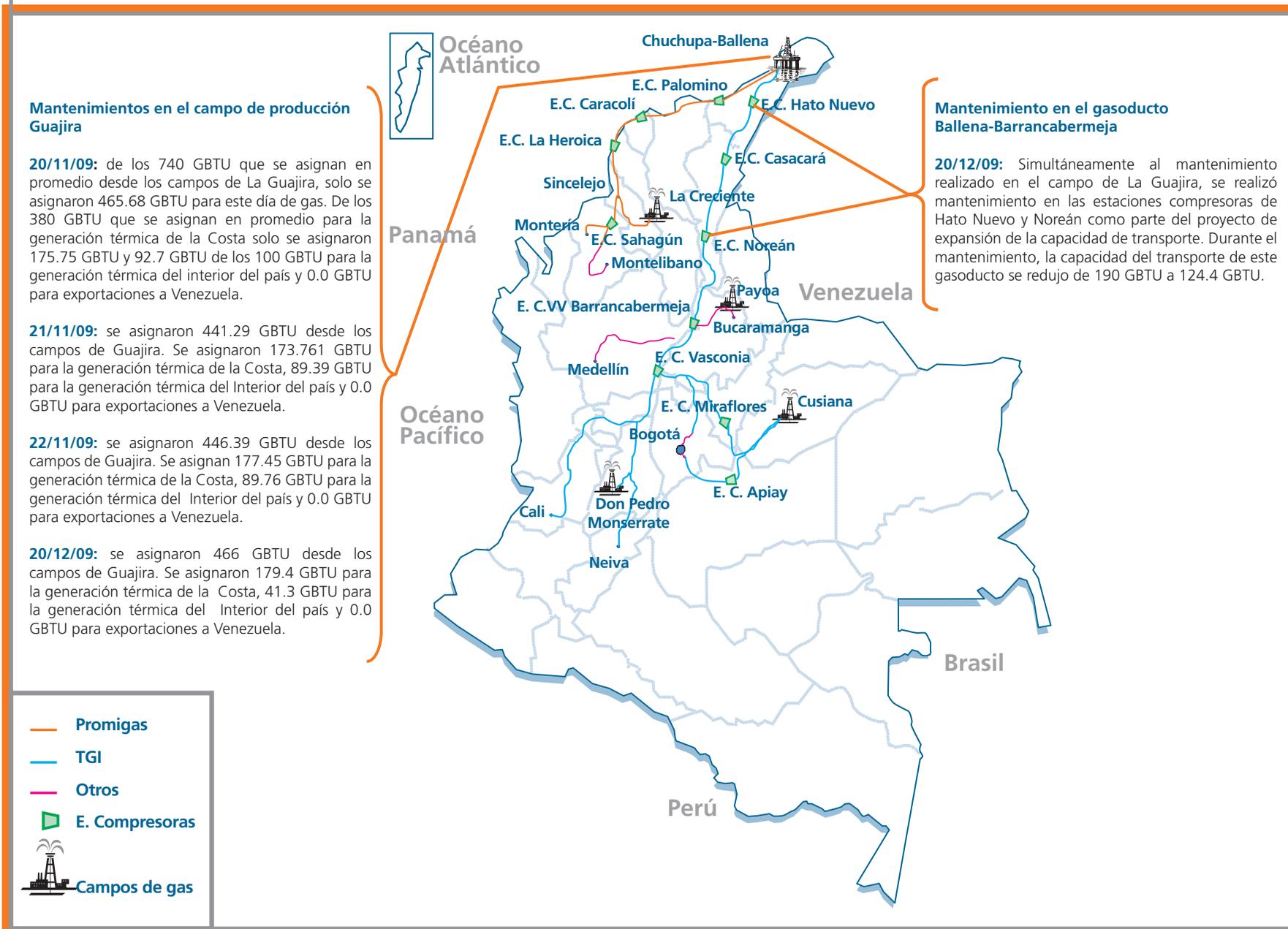
CENTRALES HIDRÁULICAS ASOCIADAS A EMBALSE (Circulo con 'C')
CENTRALES TÉRMICAS (Cuadrado)

Localización de principales centrales y embalses

- RED A 500 KV (Línea gruesa naranja)
- RED A 230 KV (Línea naranja)
- RED A 138 KV (Línea amarilla)
- RED DE TENSIÓN INFERIOR A 230 KV (Línea azul)
- LÍNEAS DE 230 KV, ENERGIZADAS A 115 KV (**)
- SUBESTACIONES (Cuadrado negro)



Mantenimientos programados de gas de gran impacto - 2009



EVENTOS DEL EDAC

Durante el 2009 se presentaron en total tres eventos, que ocasionaron actuación del EDAC por baja frecuencia, dos de ellos ante frecuencia superior a 59.4 Hz, con participación parcial de Codensa en su primera etapa y sólo un evento por debajo del umbral de la primera etapa del EDAC del SIN.

Los eventos presentados fueron:

29 de enero: a las 10:08 horas se presentó disparo de los circuitos 1 y 2 Betania-San Bernardino 230 kV en San Bernardino, debido a falla bifásica en las fases A y B. Emgesa reportó ruptura del bajante de la fase B en la derivación hacia el generador 1 en la central Betania, lo que ocasionó el disparo de las unidades 1 y 3 de Betania, cada una con una generación de 183 MW.

Codensa reportó EDAC de 7.9 MW por la salida de tres circuitos en la subestación Techo, la frecuencia mínima fue de 59.429 Hz. Sin embargo, esta frecuencia de operación está dentro de los valores permitidos de desviación (máximo de 30 mHz).

24 de abril: a las 11:33 horas se presentó disparo del circuito Alto Anchicayá-Yumbo 230 kV, cuando estaba en mantenimiento el circuito Alto Anchicayá-Pance 230 kV, lo que produjo el asilamiento de la subestación Alto Anchicayá 230 kV del SIN, y ocasionó una pérdida de 345 MW de generación del Alto Anchicayá y un evento de tensión en esta subestación.

La frecuencia del SIN excursionó hasta 59.424 Hz, y al igual que en el caso anterior, se reportó actuación de la primera etapa del EDAC en Codensa con 4.5 MW de deslastre, debido a que el ajuste actual está muy cerca de los límites permitidos.

05 de marzo: a las 22:15 horas se presentó un cortocircuito a tierra de la fase A en la línea interna que conecta la unidad GT12 de Tebsa con su respectivo módulo de la subestación, debido a la rotura de la cadena de aisladores ocasionada por los fuertes vientos que se presentaron en el área. Como consecuencia de este evento, salieron de servicio las unidades de TEBSA GT11, GT12, GT13, GT22, ST14 y ST24, con una generación total de 640 MW, por las siguientes causas:

GT12: diferencial de transformador, la falla se encuentra dentro del área de la diferencial.

GT11: diferencial de transformador, debido a saturación de TC por falla sólida a tierra muy cercana a la barra.

GT22: diferencial de generador según SOE, debido a saturación de TC.

ST14 y ST24 por pérdida de auxiliares al disparar el transformador de la GT11 que alimenta a los auxiliares de las unidades de vapor.

GT13: por falla de refrigeración de la excitatriz causada por la pérdida de auxiliares debido a la oscilación.

Como consecuencia del desbalance generación/demanda, la frecuencia desciende a un valor mínimo de 59.369 Hz, lo que ocasiona actuación de la primera etapa del EDAC en todo el país, con un deslastre de carga de 260 MW, con la siguiente participación por parte de las diferentes sub áreas que integran el SIN.

Tabla 3.
EDAC reportado por los agentes

	MW	(% Dem)
Bogotá	62.1	4.06
Valle del Cauca	47.02	6.03
Nordeste	23.1	3.13
Cauca - Nariño	6	3.32
CQR	11.98	3.31
Huila - Caquetá	1.84	1.43
Meta	3.05	3.03
Tolima	5.76	3.87
Bolívar-Córdoba - Sucre	19.5	3.31
GCM - Atlántico	31	3.73
TOTAL	260.3	4.04

ATENTADOS CONTRA LA INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA 2009

Tabla 4.
Torres derribadas o averiadas por empresa a diciembre 31 de 2009

Empresa	2009
ISA	47
OTRAS EMPRESAS	30
EPPM	0
EEB	10
TRANSELCA	0
EPSA	5
CENS	4
CEDENAR	3
CEDELCA	0
MINISTERIO**	0
ENELAR	0
EADE	0
ELECTRO COSTA	0
ELECTROHUILA	0
ENERTOLIMA	2
CAQUETA	0
CASANARE	0
EMSA	0
EBSA	0
ESSA	0
BAJO PUTUMAYO	3
DISPAC***	0
CODENSA	2
PUTUMAYO	0
CHEC	0
DISTASA	1
TERMOFLORES	0
TOTAL	77

Tabla 5.
Torres derribadas o averiadas por departamento a diciembre 31 de 2009

Departamento	2009
Cauca	10
Valle	5
Antioquia	11
Nariño	15
Cundinamarca	5
N.Santander	17
Arauca	4
Putumayo	7
Chocó	0
Bolívar	0
Guajira	1
Tolima	2
TOTAL	77

LA INFORMACIÓN

DETALLADA DEL MERCADO DE ENERGÍA COLOMBIANO
ENCUÉNTRELA EN EL PORTAL DE XM

WWW.XM.COM.CO

SERVICIOS DE CONSULTA DE INFORMACIÓN PÚBLICA DEL MERCADO

OPESIN

La información más oportuna de la operación del SIN

- 310 consultas.
- 80 variables operativas.
- Información en diferentes formatos.
- La operación del día anterior a primera hora.

INDICADORES

La dinámica del mercado de manera gráfica

- 79 consultas.
- Diferentes versiones de la liquidación.

NEÓN

La bodega de datos más grande del Sector Eléctrico Colombiano

- 200 variables.
- Más de 800 consultas parametrizables.
- Información desde el inicio del mercado (1995).
- Información en diferentes formatos.



ANÁLISIS Y ACTUALIDAD DEL MERCADO PARA MANTENERSE INFORMADO

BOLETÍN XM

Actualidad del Mercado a través de documentación técnica y noticias del sector

Más de 2,500 suscriptores,
34 publicaciones al año.

- Derivados financieros.
- XM (*exem*) escribe.
- XM (*exem*) al día.
- Mercado energético Colombiano.

INFORMES DE SEGUIMIENTO DEL MERCADO

Evolución de las principales variables del Mercado

12 publicaciones al año,
periodicidad mensual.

- Informe de Precios de Bolsa y Contratos.
- Informe de demanda de energía.
- Informe de agentes y usuarios.
- Informe de Transacciones Internacionales de Electricidad.
- Informe de restricciones.

MAPA DE INFORMACIÓN DEL MERCADO

En XM (*exem*) ponemos a su disposición la información más completa y actualizada sobre la operación del SIN y la administración del MEM en resolución horaria, diaria, mensual y anual: generación, demanda, variables hídricas, disponibilidad, eventos, índices de calidad de la operación, despacho, redespacho, liquidación de las transacciones del Mercado, precio de Bolsa, precio de contratos, variables financieras y más.

LOS EXPERTOS EN MERCADOS



■ filial de isa

GLOSARIO

Unidades de medidas	
\$	Pesos colombianos
\$/kWh	Pesos colombianos por kilovatio hora
GPC	Giga pies cúbicos
GW	Gigavatios
GWh	Gigavatios hora
Hz	Hertz
Km	Kilómetros
kV	Kilovoltio
kW	Kilovatio
kWh	Kilovatio hora
MPCD	Millones de pies cúbicos día
MVA	Megavoltaamperio
Mvar	Megavoltaamperio reactivos
MW	Megavatio
US\$-USD	Dólares de los Estados Unidos
V	Voltio
VDC	Voltaje de corriente directa
GBTU	Giga BTU (BTU = British Thermal Unit)

Institucionales	
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos
BRMC	Centro de Investigación de la Oficina de Meteorología de Australia, Bureau of Meteorology Research Centre
CAC	Comité Asesor de Comercialización.
CAPT	Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión
CACSSE	Comisión Asesora de Coordinación y Seguimiento a la Situación Energética del país.
CDC	Centro de Diagnósticos Climáticos de la NOAA, Climate Diagnostics Center.
CIRES	Instituto Cooperativo para la Investigación en Ciencias Ambientales de los Estados Unidos, Cooperative Institute for Research in Environmental Sciences
CND	Centro Nacional de Despacho
CNO	Consejo Nacional de Operación
COB	Comité de operación binacional

Institucionales	
CPC	Centro de Predicción Climática de los Estados Unidos, Climate Prediction Center
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
DANE	Departamento Administrativo Nacional de Estadística
IDEAM	Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia
IRI	Instituto Internacional de Investigación para la Predicción Climática de los Estados Unidos, International Research Institute for Climate Prediction
ISA	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.
MEM	Mercado de Energía Mayorista colombiano
MME	Ministerio de Minas y Energía
NCEP	Centros Nacionales para la Predicción Climática de los Estados Unidos, National Centers for Environmental Prediction
NOAA	Administración Nacional Oceánica y Atmosférica de los Estados Unidos, National Oceanic and Atmospheric Administration
SSPD	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética
XM	Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.

Otros términos	
ADD	Áreas de Distribución de Energía Eléctrica
AGC	Regulación Secundaria de Frecuencia, Automatic Generation Control
ASIC	Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales
ATSM	Anomalías en la temperatura superficial del mar
ATSSM	Anomalías en la temperatura subsuperficial del mar
CAOP	Condiciones Anormales de Orden Público
CEE	Costo equivalente en energía del Cargo por Capacidad
CERE	Costo equivalente real en energía del Cargo por Capacidad
CIIU	Clasificación internacional industrial uniforme de todas las actividades económicas
CRC	Centro Regional de Control
DRP	Despacho, Redespacho Programado

Otros términos	
EDAC	Esquema de desconexión automática de carga por baja frecuencia
ENFICC	Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad
ENFICC Adicional en hidráulicas	Energía Disponible Adicional de Plantas Hidráulicas. La Energía Disponible Adicional de Plantas Hidráulicas será la energía que excede la ENFICC declarada por el generador, calculada para cada uno de los meses del período que definió la ENFICC respectiva.
EDAPTM	Energía Disponible Adicional de Plantas o Unidades Térmicas para un Mes: Es la cantidad de energía eléctrica que una planta o unidad de generación térmica es capaz de entregar continuamente, por encima de la ENFICC, en un período de un mes calendario
ENOS	El Niño - Oscilación del Sur
FAER	Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas
FAZNI	Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas
FOES	Fondo de Energía Social
GMF	Gravamen a los movimientos financieros
GNV	Gas Natural Vehicular
IDA	Índice de disponibilidad de activos
IME	Índice Multivariado del ENOS
IOS	Índice de Oscilación del Sur
MPCD	Millones de pies cúbicos por día
IPP	Índice de Precios al Productor
LAC	Liquidador y Administrador de Cuentas de Cargos por Uso de las Redes del SIN
Mm	Costo Promedio Mensual (\$/kWh) de todas las transacciones en el Mercado, considerando tanto Contratos como Bolsa

Otros términos	
NERC	North American Electric Reliability Council
OR	Operador de red
OEF	Obligación Energía firme
PIB	Producto Interno Bruto
PIL	Precio de importación para liquidación ecuatoriano
PONE	Precio de oferta colombianos expost en el nodo frontera para exportación
PRONE	Programa de Normalización de Redes Eléctricas
SCADA	Control de supervisión y adquisición de datos, Supervisory control and data acquisition
SDL	Sistema de Distribución Local
SIC	Sistema de Intercambios Comerciales
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SSPD	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
SNC	Sistema Nacional de Consignaciones
STN	Sistema de Transmisión Nacional
STR	Sistema de Transmisión Regional
TN	Transmisor Nacional
TCRM	Tasa de cambio representativa del mercado
TIE	Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo
TSM	Temperatura superficial del mar
UNR	Usuario no regulado
UR	Usuario regulado
WTI	Petroleo West Texas Intermediate (referencia para fijar precios)
ZCIT	Zona de convergencia intertropical

