



Informe de Operación del Sistema y Administración del Mercado

LOS EXPERTOS EN MERCADOS



Empresa del
GRUPO ISA



2007



Í n d i c e

INFORME DE OPERACIÓN DEL SISTEMA Y ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO

	PRESENTACIÓN	15
1.	CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA Y ORGANIZACIÓN DEL MERCADO	19
1.1.	Tamaño del mercado	19
1.2.	Esquema institucional	19
1.3.	Agentes económicos	20
1.4.	Nivel de cobertura	21
1.5.	Capacidad efectiva y embalses asociados	21
1.6.	Líneas de transmisión	23
1.7.	Demanda de energía	23
1.8.	Interconexiones internacionales	23
1.9.	Transacciones del mercado	24
1.10.	Indicadores de la operación del SIN: evento del 26 de abril de 2007	26
1.11.	Cargo por confiabilidad	26
2.	OFERTA DE ELECTRICIDAD	31
2.1.	Capacidad de generación	31
2.2.	Recurso hídrico	33
2.2.1.	Situación hidroclimática	33
2.2.2.	Aportes hídricos	36
2.2.3.	Reservas hídricas	37
2.3.	Consumo de combustibles en el sector eléctrico	41
2.3.1.	Gas	41
2.3.2.	Consumo otros combustibles	42
2.4.	Declaración de energía firme para el cargo por confiabilidad y asignación de obligaciones de energía firme	43
2.5.	Disponibilidad de generación	47
2.6.	Ofertas de generación	48
2.7.	Producción de electricidad	49
2.8.	Importaciones y exportaciones de electricidad	51
3.	DEMANDA DE ELECTRICIDAD	55
3.1.	Demanda del SIN	55



3.2.	Demanda no atendida	57
3.3.	Demanda comercial	59
3.3.1.	Evolución de la demanda comercial no regulada	60
3.3.2.	Evolución de la demanda comercial de las fronteras reguladas registradas	60
3.3.3.	Demanda por operador de red	64
3.4.	Demanda de potencia	64
4.	TRANSACCIONES EN EL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA	69
4.1.	Transacciones en Bolsa	69
4.1.1.	Transacciones de energía y precio de Bolsa horario	70
4.1.2.	Restricciones del Sistema	71
4.1.3.	Reconciliaciones	72
4.1.4.	Servicio de regulación secundaria de frecuencia -AGC-	73
4.1.5.	Penalizaciones por desviaciones de generación	74
4.1.6.	Cargo por confiabilidad	74
4.1.7.	Mercado secundario de energía firme	75
4.2.	Contratos	76
4.3.	Otras transacciones	78
4.4.	Transacciones internacionales de electricidad -TIE-	79
4.5.	Indicadores de la gestión comercial del ASIC	81
5.	OPERACIÓN DEL SISTEMA	87
5.1.	Indicadores de la operación	87
5.1.1.	Demanda no atendida por causas programadas	87
5.1.2.	Demanda no atendida por causas no programadas	88
5.1.3.	Tensión por fuera de rango	88
5.1.4.	Variaciones lentas de frecuencia	89
5.1.5.	Evento Sistema Interconectado Nacional	90
5.1.6.	Desconexión automática de carga	91
5.1.7.	Índice de disponibilidad de enlaces con los Centros Regionales de Control	94
5.2.	Coordinación Gas - Electricidad	94
6.	TRANSPORTE	99
6.1.	Líneas de transmisión	99
6.2.	Transformación	101
6.2.1.	Índices de Disponibilidad de Activos -IDA-	101
6.2.2.	Probabilidades de falla	102
6.3.	Liquidación y administración de cuentas por uso de las redes del SIN	103
6.3.1.	Cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional	103



6.3.2.	Cargos por uso de los STR	107
6.3.3.	Gestión comercial del LAC	108
7.	ADMINISTRACIÓN FINANCIERA DEL MERCADO	111
7.1.1.	Recaudo	111
7.1.2.	Operaciones de cobertura cambiaria	111
7.1.3.	Operaciones Time Deposit	113
7.1.4.	Otros recaudos	113
7.2.	Garantías financieras	113
7.2.1.	Garantías nacionales	114
7.2.2.	Garantías asociadas al cargo por confiabilidad	114
7.3.	Limitación de suministro	115
7.4.	Informe de deuda	116
7.4.1.	Deuda vencida de las empresas en operación comercial	117
7.4.2.	Deuda vencida de las empresas que no se encuentran en operación comercial	117
7.5.	Indicadores de gestión	118
	ANEXO 1. Acontecimientos del SIN 2007	123
	ANEXO 2. Evolución del Marco Regulatorio 2007	136
	ANEXO 3. Glosario	139



LISTA DE GRÁFICAS

Gráfica 1.	Actividades de la cadena productiva.	20
Gráfica 2.	Esquema institucional del mercado eléctrico colombiano	20
Gráfica 3.	Líneas de transmisión nacional y localización de principales centrales y embalses.	22
Gráfica 4.	El Mercado Mayorista y el mercado libre	24
Gráfica 5.	Participación de la capacidad efectiva por empresa - 2007	32
Gráfica 6.	Evolución de las anomalías de la TSM en las diferentes regiones El Niño	34
Gráfica 7.	Anomalías del contenido de calor de las capas superficiales del Pacífico tropical ecuatorial	35
Gráfica 8.	Evolución espacio-temporal de las anomalías de calor (°C) en la capa superior del océano (300 m de espesor) a lo largo de la línea ecuatorial	35
Gráfica 9.	Variación del Índice Multivariado del ENOS (IME)	36
Gráfica 10.	Evolución aportes hídricos al SIN	37
Gráfica 11.	Evolución de las reservas hídricas	40
Gráfica 12.	Evolución de reservas hídricas por regiones	40
Gráfica 13.	Evolución del índice IGE	41
Gráfica 14.	Vertimientos en el SIN durante los años 2006-2007	41
Gráfica 15.	Consumo de gas 2007	41
Gráfica 16.	Consumo gas en sector eléctrico y generación	42
Gráfica 17.	ENFICC declarada y las asignaciones de la OEF	44
Gráfica 18.	OEF por empresa 2006 - 2012	45
Gráfica 19.	Asignaciones de OEF en el largo plazo	45
Gráfica 20.	Combustibles que respaldan las OEF	46
Gráfica 21.	Evolución de los precios de oferta promedio hidráulica y térmica	49
Gráfica 22.	Curva de oferta promedio hora 19 años 2006 y 2007	50
Gráfica 23.	Plantas que marcaron el precio de Bolsa	50
Gráfica 24.	Composición de la generación 2007	51
Gráfica 25.	Evolución interconexiones internacionales	52
Gráfica 26.	Disponibilidad y utilización de la interconexión Colombia-Ecuador	52
Gráfica 27.	Demanda anual de electricidad y crecimiento	55
Gráfica 28.	Evolución demanda mensual en promedio día	56
Gráfica 29.	Comparación de escenarios de energía UPME vs Real 2007	56
Gráfica 30.	Tasa de crecimiento trimestral de la economía vs Tasa de crecimiento trimestral de la demanda de electricidad	56
Gráfica 31.	Curva de carga - Promedio mensual 2007	57
Gráfica 32.	Demanda no atendida por causa	58



Gráfica 33. Demanda comercial no regulada vs. Incremento neto en el número de fronteras de UNR y alumbrado público	61
Gráfica 34. Distribución geográfica de la demanda de UNR	62
Gráfica 35. Demanda no regulada por agrupaciones CIUU	62
Gráfica 36. Composición de la demanda no regulada por actividades CIUU - 2007	63
Gráfica 37. Distribución geográfica de la demanda de las fronteras comerciales reguladas registradas	63
Gráfica 38. Distribución de la demanda de fronteras de usuarios regulados registrados por comercializador	64
Gráfica 39. Distribución por comercializador de la demanda en los operadores de red - Año 2007.	65
Gráfica 40. Demanda máxima de potencia	65
Gráfica 41. Comparación de escenarios de potencia UPME vs Real 2007	66
Gráfica 42. Transacciones en Bolsa vs precio promedio mensual de Bolsa	69
Gráfica 43. Precio de escasez, precio promedio ponderado diario de Bolsa y precio de Bolsa horario máximos y mínimos	70
Gráfica 44. Distribución del precio de Bolsa horario	70
Gráfica 45. Precio de Bolsa, CERE y FAZNI	71
Gráfica 46. Volatilidad diaria calculada para los últimos 30 días del Precio de Bolsa	71
Gráfica 47. Restricciones totales sin AGC	71
Gráfica 48. Restricciones asignables a la demanda doméstica	72
Gráfica 49. Reconciliación positiva: plantas con mayor participación - 2007	73
Gráfica 50. Reconciliación negativa: plantas con mayor participación - 2007	73
Gráfica 51. Valor unitario de las reconciliaciones y el precio de Bolsa	74
Gráfica 52. Servicio de regulación de frecuencia - AGC	74
Gráfica 53. Magnitud y valor de las desviaciones	74
Gráfica 54. Evolución del CERE	75
Gráfica 55. Evolución del valor a distribuir por concepto del CxC entre los agentes generadores	75
Gráfica 56. Precios promedios de Contratos	76
Gráfica 57. Precios promedios de Contratos por mercado destino	76
Gráfica 58. Volatilidad diaria calculada para los últimos 30 días del Precio de Contratos	77
Gráfica 59. Precio de Bolsa, Contratos y Mm	77
Gráfica 60. Transacciones en el Mercado Mayorista como porcentaje de la demanda	78
Gráfica 61. Número de Contratos vigentes por año	79
Gráfica 62. Exportaciones e importaciones con Ecuador en mérito y fuera de mérito	80
Gráfica 63. Rentas de congestión	81



Gráfica 64.	Precios de oferta de Colombia y Precio de importación para liquidación de Ecuador	82
Gráfica 65.	Efecto de las TIE sobre el precio de Bolsa	82
Gráfica 66.	Eventos de tensión por área operativa 2007	89
Gráfica 67.	Eventos EDAC del SIN	91
Gráfica 68.	Registro de frecuencia de Guatiguará	93
Gráfica 69.	Disponibilidad de enlaces con los CRC SIN 2007	94
Gráfica 70.	Evolución semanal probabilidad de falla	103
Gráfica 71.	Evolución de los ingresos netos de los Transmisores Nacionales por concepto de cargos por uso del STN 2006 - 2007	105
Gráfica 72.	Evolución de los cargos por uso del STN 2006 - 2007	105
Gráfica 73.	Evolución de los ingresos de los operadores de red por concepto de cargos por uso de los STR 2006 - 2007	107
Gráfica 74.	Evolución de los cargos por uso de los STR 2006 - 2007	108
Gráfica 75.	Transacciones en Bolsa, STN, STR y recaudo mensual	112
Gráfica 76.	Ingresos y egresos de la cuenta de mercado libre para actualizar las divisas de las exportaciones	112
Gráfica 77.	Evolución mensual de las contribuciones FAZNI, FAER, FOES.	114
Gráfica 78.	Procedimientos de limitación de suministro Resolución CREG 116 de 1998	115
Gráfica 79.	Número de procedimientos de limitación de suministro Resolución CREG 001 de 2003	116
Gráfica 80.	Deuda Total	117
Gráfica 81.	Evolución de la deuda por tipo de empresas	117
Gráfica 82.	Evolución de la deuda por negocio de las empresas en operación comercial	118
Gráfica 83.	Evolución deuda de empresas que no transan en el MEM	119
Gráfica 84.	Nivel de recaudo total SIC, STN y STR	119
Gráfica 85.	Rotación de cartera STN, STR y SIC	120
Gráfica 86.	Días de transferencia SIC y LAC	120
Gráfica 87.	Atentados a líneas 2007	134

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.	Número de generadores y comercializadores en el mercado 2007	21
Tabla 2.	Resumen principales cifras operativas del SIN	24
Tabla 3.	Resumen transacciones y cifras en el MEM	27
Tabla 4.	Capacidad efectiva neta (MW)	31
Tabla 5.	Capacidad efectiva neta por planta (MW) 2007	33
Tabla 6.	Capacidad efectiva neta de acuerdo con el combustible principal (MW)	33
Tabla 7.	Aportes hídricos 2007	37
Tabla 8.	Aportes hídricos anuales vs. media histórica anual 2007	38



Tabla 9.	Evolución de reservas hídricas 2007	39
Tabla 10.	Consumo de Fuel Oil y Acpm 2006 - 2007	42
Tabla 11.	CRT y OEF anual por recurso de generación	43
Tabla 12.	Disponibilidad promedio día (MW) 2007	47
Tabla 13.	Factor de utilización 2007	48
Tabla 14.	Determinación del precio de Bolsa por tipo de recurso en 2007	49
Tabla 15.	Generación de energía (GWh) 2007	51
Tabla 16.	Interconexiones internacionales GWh 2007	52
Tabla 17.	Balance generación - demanda (GWh) 2007	57
Tabla 18.	Demanda no atendida por causa (MWh)	58
Tabla 19.	Demanda no atendida por área operativa y causa (MWh) 2007	59
Tabla 20.	Demanda no atendida por atentados (MWh) 2007	59
Tabla 21.	Tasas de crecimiento demanda de electricidad 2007	61
Tabla 22.	Demanda máxima atendida de potencia (MW) y día de ocurrencia 2006 - 2007	66
Tabla 23.	Registro de Contratos de respaldos del cargo por confiabilidad en mercado secundario - 2007	75
Tabla 24.	Máxima cantidad respaldada por recurso en 2007	76
Tabla 25.	Número de Contratos despachados en 2007	77
Tabla 26.	Precio de Bolsa y Contratos despachados en 2007 (\$/kWh)	78
Tabla 27.	Distribución de servicios por CND y ASIC - 2007	79
Tabla 28.	Resumen TIE	80
Tabla 29.	Gestión comercial del ASIC en 2007	83
Tabla 30.	Índices de calidad de la operación del SIN 2006-2007	88
Tabla 31.	Esquema de desconexión automática de carga Colombia - Ecuador	92
Tabla 32.	Clasificación de los eventos por rango de frecuencia	92
Tabla 33.	Líneas de transporte a diciembre 31 de 2007	100
Tabla 34.	Capacidad de transformación total SIN - Diciembre 31 de 2007	101
Tabla 35.	Índice de disponibilidad de activos de conexión 2007	101
Tabla 36.	Índice de disponibilidad de activos de uso 2007	102
Tabla 37.	Activos con menor IDA - 2007	102
Tabla 38.	Probabilidades de falla por subsistema	103
Tabla 39.	Ingresos por servicios LAC (en pesos)	104
Tabla 40.	Cargos por uso del STN (Millones de pesos)	104
Tabla 41.	Ingresos y compensaciones Transmisores Nacionales (Millones de pesos)	106
Tabla 42.	Impacto de los proyectos UPME 01-02 de 2003 y UPME 01 de 2005 en los cargos por uso	106
Tabla 43.	Cargos por uso de los STR (Millones de pesos)	107
Tabla 44.	Detalle porcentual de montos y agentes por tipo de garantía	114
Tabla 45.	Garantías asociadas al cargo por confiabilidad	114
Tabla 46.	Torres derribadas o averiadas 2006-2007	135



Presentación

LOS EXPERTOS EN MERCADOS



INFORME DE OPERACIÓN DEL SISTEMA Y ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO

Empresa del
GRUPO ISA



P r e s e n t a c i ó n

INFORME DE OPERACIÓN DEL SISTEMA Y ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO

En el año 2007, tanto en la Administración del Mercado de Energía Mayorista de electricidad en Colombia como en la operación del Sistema Interconectado Nacional -SIN-, se lograron metas que permitieron la consolidación de XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. como una empresa del Grupo ISA prestadora servicios integrales de operación, administración y desarrollo de mercados mayoristas energéticos en el ámbito local y regional.

En el mercado, se cumplieron los primeros 13 meses de la puesta en operación del nuevo esquema de cargo por confiabilidad en el cual se remunera la energía firme asignada a cada planta con garantías a la demanda de esta firmeza; y, enmarcado en este mismo esquema, se dio el inicio del mercado secundario de energía firme en el cual los generadores pueden cubrir el riesgo de corto plazo de no disponer de esta energía firme asignada. También, se contó con la administración y custodia de las garantías asociadas a las Obligaciones de Energía Firme -OEF- vigentes a partir del segundo año del periodo de transición (1 de diciembre de 2007 a 30 de noviembre de 2008) para 25 plantas del SIN por un valor de más de 239 mil millones de pesos. Finalmente, se llevó a cabo la contratación del promotor de la primera subasta de energía firme la cual se hará en el mes de mayo de 2008 y en la que se espera asignar las OEF para cubrir la demanda objetivo de 73 TWh comprendida entre diciembre de 2012 y noviembre de 2013.





En relación con los indicadores financieros del Mercado, éstos fueron satisfactorios, dado que el nivel de recaudo para la Liquidación y Administración de Cuentas de las Redes del Sistema Interconectado Colombiano y el del Sistema de Intercambios Comerciales fue del 100%, logrando superar el límite de 99.98%.

Con respecto a la operación del SIN, los indicadores para el año 2007 muestran la gestión y el compromiso que XM tiene con sus clientes. En efecto, los eventos de tensión por fuera de rango se ubicaron en 24, cuando el límite máximo era de 40, así mismo, se presentaron tres variaciones lentas de frecuencia, muy por debajo del límite máximo de 10. Uno de los eventos de mayor impacto en la historia del SIN ocurrió el 26 de abril de 2007, cuando se presentó un apagón generalizado en el sistema eléctrico colombiano. No obstante la gravedad del evento, XM logró el restablecimiento del SIN en aproximadamente cuatro horas y media. Fue rápido y eficiente comparado con las experiencias internacionales en apagones de gran magnitud. De otro lado, se puso en operación el tercer corredor eléctrico que une el interior del país con la Costa Atlántica, con cerca 1,000 kilómetros mejorando de esta forma no solo la confiabilidad de la atención de la demanda sino la reducción de la necesidad de disponer de ge-

neración de seguridad en el SIN.

Al evaluar las principales cifras del mercado del año, se destaca la evolución de la demanda de electricidad del SIN, que continuó la tendencia creciente iniciada desde 2000, finalizando el año con un valor de 52,851 GWh y un crecimiento respecto a 2006 de 4.0%. Igualmente, la generación total en el SIN fue de 53,624 GWh con un crecimiento de 2.5%. Así mismo, las exportaciones hacia Ecuador sumaron 877 GWh, las cuales representaron para el país ingresos por US\$ 66.3 millones. Por su parte, la demanda no atendida representó solamente 0.1% de la demanda del SIN.

En este documento se consolida la información más relevante relacionada con la operación y administración del mercado eléctrico colombiano. La información está distribuida en siete capítulos: En el primer capítulo se muestra la caracterización del sistema y organización del mercado, en el segundo la oferta de electricidad, en el tercero la evolución de la demanda de electricidad, en el cuarto las transacciones en el mercado de energía, en quinto lugar se trata sobre la información más relevante de la gestión de la operación del sistema, en el sexto el sistema de transporte y por último la administración financiera del mercado. Adicionalmente, se adjuntan tres anexos que contienen la relación de los principales acontecimientos del año.



Caracterización del sistema y organización del mercado

INFORME DE OPERACIÓN DEL SISTEMA Y ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO

LOS EXPERTOS EN MERCADOS

Empresa del
GRUPO IFA





1. Caracterización del sistema y organización del mercado

INFORME DE OPERACIÓN DEL SISTEMA Y ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO

1.1. Tamaño del mercado

XM opera el SIN y administra el mercado eléctrico colombiano. Este mercado atiende la demanda de electricidad de cerca de 42 millones de colombianos distribuidos en más de 1,000 municipios, de los cuales cuatro grandes centros urbanos concentran la mayor demanda de electricidad: Bogotá, Medellín, Cali y Barranquilla.

Dicho mercado está inmerso en una economía que ha presentado crecimientos positivos desde el año 2000 con un Producto Interno Bruto -PIB- estimado para el año 2007 de 167,178 millones de dólares¹ correspondiendo al mercado de energía mayorista de electricidad (transacciones en el mercado *spot* y Contratos bilaterales) cerca de 3,000 millones de dólares anuales para atender una demanda de electricidad anual que ya supera los 52 TWh/año.

1.2. Esquema institucional

Desde principios de los noventa, el estado colombiano determinó que el camino más adecuado para fomentar la eficiencia en el sector eléctrico era abandonar el modelo centralizado. Como consecuencia, el sector eléctrico se dividió en cuatro actividades (ver Gráfica 1): generación y comercialización, donde se permitió la competencia; transmisión y distribución, para las cuales se mantuvo el monopolio natural y

¹ Fuente: www.banrep.gov.co "Informe de la Junta Directiva al Congreso de la República, julio 2007"





se regularon los ingresos. A las empresas que estaban integradas verticalmente se les hizo separar contablemente sus negocios. Adicionalmente, se crearon reglas para brindar una operación y administración confiables, las cuales están a cargo del operador del sistema y administrador del mercado eléctrico, XM, empresa de servicios públicos mixta, sometida al régimen jurídico de la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios (Ley 142 de 1994, Ley Eléctrica Ley 143 de 1994) y normas del derecho privado.

Gráfica 1. Actividades de la cadena productiva



Estos cambios se iniciaron desde la Constitución de 1991 y marcaron una evolución del papel del Estado frente a los servicios públicos, pasando de tener la obligación de prestarlos, a garantizar la prestación de los mismos. Posteriormente, las leyes 142 y 143 de 1994 dieron los lineamientos precisos para la creación del Mercado de Energía Mayorista de Colombia.

La evolución de la institucionalidad del Estado en el sector eléctrico se ve ahora reflejada en el papel que cumple: dirección a través del Ministerio de Minas y Energía -MME-, planeación a través de la Unidad de Planeación Minero Energética -UPME-, regulación a

través de la Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- y supervisión y control, a través de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios -SSPD-.

Adicionalmente existen tres organismos ligados a la operación, a las funciones comerciales y a la expansión de la transmisión, los cuales son: el Consejo Nacional de Operación -CNO-, el Comité Asesor de Comercialización -CAC- y el Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión -CAPT- respectivamente (ver Gráfica 2).

Gráfica 2. Esquema institucional del mercado eléctrico colombiano



1.3. Agentes económicos

Las actividades de la cadena productiva del sector eléctrico, generación, transmisión, distribución y comercialización, los clientes y un operador del sistema y administrador del mercado - XM, han logrado, en cerca de 12 años hacer del mercado eléctrico colombiano, uno de los más dinámicos y competitivos de Latinoamérica.

En cuanto a la evolución de las empresas participantes en el mercado, los comercializadores que transan



pasaron de 28 en 1995 a 75 en 2007 y los generadores que transan de 17 a 44. En la Tabla 1 se muestran estos dos tipos de agentes desagregados en registrados y los que transaron durante 2007. El número de agentes dedicados a la actividad de transmisión fue de 11, los cuales han permanecido constantes desde el año 2000. Por su parte, los agentes que prestan la actividad de distribución, en el año 2007, llegaron a 32.

Tabla 1. Número de generadores y comercializadores en el mercado 2007

Actividad	Generadores	Comercializadores
Registrados	61	117
Transan	44	75

Respecto a los clientes existe una división en Usuarios Regulados -UR- y Usuarios No Regulados -UNR-. La CREG por medio de resoluciones establece los límites mínimos de consumo necesarios para acceder a la condición de UNR: se requiere tener una demanda promedio mensual durante seis meses, en potencia, mayor a 0.1 MW, o en energía de 55 MWh-mes. Al finalizar 2007 el número de fronteras de UNR se ubicó en 4,262 y el número de fronteras de alumbrado público en 369, la demanda de ambas correspondió aproximadamente al 33% de la demanda nacional.

Las fronteras de UR se registran en el mercado siempre que sean atendidas por comercializadores diferentes al comercializador del mercado local o comercializador establecido. A diciembre 31 de 2007 el número de fronteras de UR registradas llegó a 3,537, mostrando la competencia gradual por la comercialización de energía para estos usuarios.

1.4. Nivel de cobertura

La red de transporte de energía eléctrica llega a la mayoría de los departamentos (ver Gráfica 3) del país con excepción de los departamentos de Vichada, Guainía, Guaviare, Vaupés, Amazonas y San Andrés Islas, cuyos centros urbanos son atendidos

con generación no conectada al SIN y en los cuales se concentra menos del 1.96% de la población total del país. De acuerdo con el informe presentado por la SSPD en el documento titulado “Balance y prospectiva del Sector Eléctrico Colombiano”, Colombia es el país de Latinoamérica con mayor cobertura en este servicio con un valor del 96% seguido muy cerca de Uruguay, Argentina, Venezuela, Brasil y Chile.

1.5. Capacidad efectiva y embalses asociados

Para atender los requerimientos de energía y potencia, el SIN contó, a diciembre de 2007, con una capacidad efectiva neta instalada de 13,405.7 MW de los cuales el 95.7% de ellos son representados por 48 recursos de generación despachados centralmente distribuidos así: 18 hidráulicos (8,525 MW, 63.6%), 21 a gas como combustible principal (3,598 MW, 26.8%) y nueve a carbón (700 MW, 5.2%). Los recursos no despachados centralmente suman 582.7 (4.3%) MW de los cuales cerca del 79% (463.1 MW) corresponde a generadores hidráulicos y el resto corresponde a pequeñas plantas térmicas (76.7 MW), cogeneradores (24.5 MW) y una planta eólica (18.4 MW).

La capacidad efectiva instalada hidráulica tiene asociados embalses con una capacidad máxima útil de almacenamiento de energía de 15,397 GWh, concentrada en un 47% en tres grandes embalses con regulación mayor que mensual y con prioridad para uso del agua para generación de energía eléctrica: El Peñol con 4,136 GWh (energía que puede ser usada por las plantas en cadena Guatapé 560 MW, Playas 201 MW y San Carlos 1,240 MW), Guavio con 2,129 GWh (asociado a la planta Guavio con 1,200 MW) y Esmeralda con 1,127 GWh (asociado a la planta Chivor con 1,000 MW). A los embalses del SIN llegan caudales de los ríos que representan cerca de 46,900 GWh en promedio al año de los cuales el 72% se concentran en los meses de invierno (mayo a noviembre de cada año) y el restante 28% en los meses de verano (diciembre a abril).

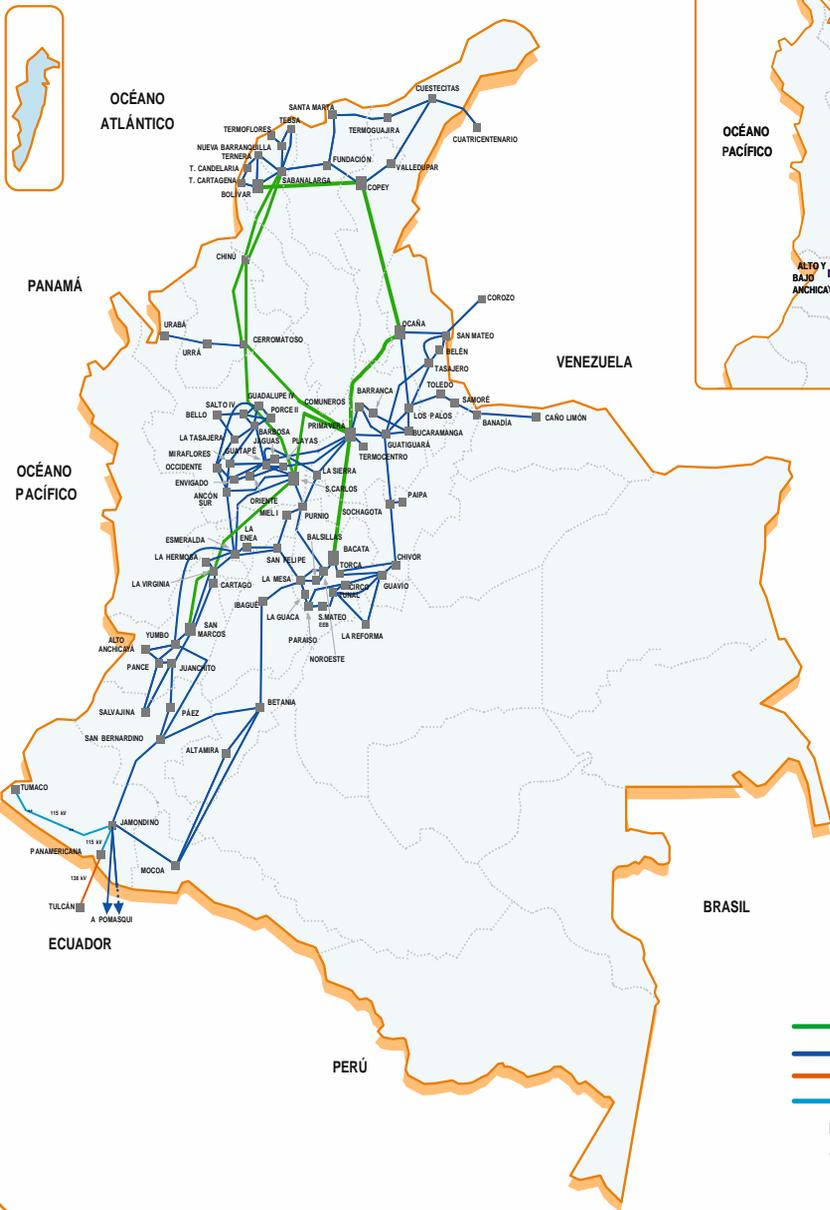


Gráfica 3. Líneas de transmisión nacional y localización de principales centrales y embalses

Localización de principales centrales y embalses



Sistema de Transmisión Nacional 230 y 500 kV





1.6. Líneas de transmisión

Al finalizar el año 2007, el SIN contó con una capacidad de transformación de 110 - 115 kV a tensiones superiores de 31,393 MVA lo que representó un incremento del 7.3% con respecto al 2006 y una longitud de la red de transporte (tensión mayor o igual a 110 kV) de 24,119 km (7% de incremento) cruzando el país de sur a norte.

En lo que corresponde al nivel de tensión de 500 kV, al finalizar 2007, tanto la capacidad de transformación a 500 kV como la longitud de la red de transmisión a 500 kV se incrementó en un 31.3% y 37.5% respectivamente al compararse con el año 2006 debido principalmente a que Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. (ISA), declaró en operación comercial el proyecto UPME 02 de 2003 y sus obras asociadas (subestaciones a 500 kV Ocaña, Copey y Bolívar y equipos asociados), con lo cual se concluyó un tercer corredor eléctrico a la Costa Atlántica de 1,000 kilómetros que hoy unen al centro del país con la Costa Atlántica.

1.7. Demanda de energía

En el año 2007 la demanda de energía creció un 4.0% con respecto a 2006 con lo que se obtiene por tercer año consecutivo crecimientos iguales o mayores al 4% desde el año 2005. En magnitud, la demanda de energía eléctrica en el año 2007 fue de 52,851 GWh/año con incremento de 2,037 GWh con respecto al año anterior. La máxima demanda de energía diaria del SIN se presentó el jueves 13 de diciembre de 2007 con un valor de 159.8 GWh/día (este valor no incluye las exportaciones a otros países), el cual es a su vez el mayor valor en la historia del SIN.

En cuanto a la demanda de potencia máxima del SIN, para el año 2007 fue de 9,093 MW con un incremento con respecto a 2006 de 331 MW (3.8%). Para el período 2000 – 2007 (años con crecimiento positivo del

PIB en Colombia), la demanda de potencia del SIN ha aumentado en cerca de 1,381 MW (un promedio de 197 MW/año).

Por su parte, la demanda no atendida fue de 64.3 GWh y representó el 0.1% de la demanda del SIN.

En relación al destino de la energía, los Usuarios no Regulados (UNR) demandaron un tercio de la demanda del país durante el año 2007 (33%) y los usuarios regulados (UR) representaron cerca de dos tercios del total de demanda de energía eléctrica del SIN (67%).

1.8. Interconexiones internacionales

A diciembre de 2007, Colombia contaba con una capacidad de exportación de 285 MW hacia Ecuador y de 336 MW hacia Venezuela. Así mismo, se podía importar desde dichos países, 215 y 205 MW respectivamente. No obstante, tener esta capacidad de intercambio con estos dos países, la exportación hacia Ecuador superó ampliamente a la energía enviada a Venezuela gracias al esquema de Transacciones Internacionales de Electricidad -TIE- implementado entre Ecuador y Colombia desde marzo de 2003 el cual ha permitido enviar a dicho país cerca de 4.0 GWh/día en promedio durante los 58 meses de su operación. Durante el año 2007, se exportaron 877 GWh hacia Ecuador, lo que equivale a un 48% menos que lo exportado hacia dicho país en el año 2006. Por su parte, Ecuador exportó hacia Colombia 38 GWh, valor muy superior al exportado en 2006 (1 GWh).

No se presentaron exportaciones hacia Venezuela en el año 2007 y se importaron desde este país por emergencias del Sistema, cerca de 1.1 GWh durante todo el año 2007 (en el año 2006 Venezuela exportó a Colombia 27 GWh).

En la Tabla 2 se aprecia el resumen de las principales cifras operativas del SIN durante 2006 y 2007.



Tabla 2. Resumen principales cifras operativas del SIN

Variable	2006	2007	Diferencia
Estado embalses y aportes			
Volumen útil diario (GWh) a diciembre 31	12,611.7	12,090.4	-521.3
Porcentaje respecto a la capacidad útil (%)	83.9	78.5	-5.4
Aportes hídricos (GWh)	51,124.2	49,093.0	-2,031.1
Porcentaje respecto a la media histórica (%)	108.1	104.7	-3.4
Vertimientos (GWh)	3,029.7	1,487.8	-1,541.9
Generación (GWh)			
Hidráulica	40,288.8	41,822.6	1,533.8
Térmica	9,474.0	9,041.5	-432.4
Menores	2,483.2	2,687.4	204.2
Cogeneradores	94.1	72.6	-21.5
Generación total	52,340.0	53,624.1	1,284.1
Interconexiones internacionales (GWh)			
Importaciones	28.1	39.5	11.4
Exportaciones	1,608.6	876.6	-732.0
Demanda de Energía del SIN (GWh)			
Demanda no atendida	55.1	64.3	9.2
Demanda de energía	50,814.6	52,851.3	2,036.7
Crecimiento demanda de energía (%)	4.1	4.0	-0.1
Demanda de Potencia			
Demanda máxima de potencia atendida (MW)	8,762	9,093	331.0
Crecimiento de la demanda de potencia (%)	1.4	3.8	2.4

1.9. Transacciones del mercado

El Mercado de Energía Mayorista -MEM- se divide en dos segmentos: el mercado de Contratos bilaterales (largo plazo) y la Bolsa de energía (corto plazo). Los participantes para ambos mercados son comercializadores y generadores; la demanda no participa directamente en ellos.

La Bolsa de energía es un mercado para las 24 horas del día siguiente, todos los generadores registrados con una capacidad mayor a 20 MW tienen obligación de participar en ésta. Se realiza una oferta diaria de precio y disponibilidad, con la cual se realiza la progra-

mación de la operación del día siguiente, por orden de mérito, previo análisis de restricciones y coordinación con las TIE. Este mercado es independiente del de

Gráfica 4. El mercado mayorista y el mercado libre





Contratos (ver Gráfica 4).

En el mercado de largo plazo el precio de la energía es acordado de forma bilateral entre los agentes participantes en los Contratos, éstos se registran y liquidan en el administrador del mercado, pero la gestión financiera de los Contratos la realizan los agentes.

Para el año 2007, el precio promedio anual de la energía en Bolsa fue 83.42 \$/kWh (un incremento de 14.7% frente a 2006) y el de Contratos fue 77.31 \$/kWh (7.7% por encima del registrado en el 2006). El total de transacciones del mercado en el año 2007 fue de \$6,008,224 millones, de los cuales \$1,681,180 millones (28% del total transado) correspondieron a las transacciones en Bolsa y \$4,327,043 millones al valor anual transado en Contratos (72% del total transado).

Las compras en Bolsa aumentaron el 9.2% con respecto a 2006; la energía transada en Bolsa decreció 4.8%, mientras que la energía transada en Contratos aumentó 5.5%. El porcentaje de la energía transada en Bolsa, como porcentaje de la demanda comercial fue de 31.1% en el 2007 (lo que representa una disminución de 2.4 puntos con respecto al 2006 cuando dicho valor fue del 33.5%) y el de Contratos fue de 104.3% (un aumento de tres puntos con respecto al 2006). Las transacciones en el MEM sobrepasaron la demanda comercial en un 35.4%, aumentando en 0.6 puntos con respecto al año anterior.

Reducción del costo de restricciones

Los costos asociados a restricciones presentaron una disminución del 54% con respecto al del año 2006 debido principalmente a la entrada de los proyectos UPME 01 y UPME 02 de 2003 (líneas a 500 kV entre el centro y el norte del país) los cuales permitieron incrementar la exportación de energía hacia la Costa

Atlántica así como la disminución en la generación de seguridad tanto en la Costa Atlántica, en Nordeste y en el centro del país.

El impacto desde el punto de vista técnico de estos proyectos fue, en resumen, el siguiente:

Proyecto UPME 01 de 2003:

Con la entrada en operación de las subestaciones Primavera y Bacatá 500 kV y los equipos asociados a este proyecto en diciembre de 2006, se aliviaron las restricciones asociadas a las transferencias al área Caribe, ya que los flujos de potencia se redistribuyeron por los transformadores de San Carlos, Primavera y Bacatá 500/230 kV. Adicionalmente se aliviaron las condiciones de cargabilidad de la línea San Carlos – Guatapé 230 kV, lo cual disminuyó los techos de generación en la generación de Antioquia y San Carlos. También el proyecto disminuyó las necesidades de unidades de generación en el área Oriental para soporte de tensiones. Desde el punto de vista de la seguridad y la confiabilidad, se mejoró la operación de las áreas Oriental y Nordeste, así como el establecimiento de una nueva ruta de restablecimiento para estas áreas.

Proyecto UPME 02 de 2003:

Con la entrada en operación de las subestaciones Ocaña, Copey y Bolívar a 500 kV y los equipos asociados a este proyecto, se aliviaron las restricciones asociadas a las transferencias al área Caribe, pasando de importar un máximo de 1,150 MW a 1,500 MW ya que los flujos de potencia se redistribuyeron por los circuitos a 500 kV San Carlos - Cerromatoso, Primavera - Cerromatoso y Ocaña - Copey. Adicionalmente el número mínimo de unidades en el área Caribe fue posible disminuirlas de siete a cuatro. Desde el punto de vista de la seguridad y la confiabilidad, se mejoró la



operación de las áreas Caribe y Nordeste, así como el establecimiento de una nueva ruta de restablecimiento para estas áreas.

Transacciones internacionales de electricidad -TIE-

Las TIE son un esquema comercial que opera desde marzo de 2003 entre los mercados eléctricos de Colombia y Ecuador, gracias a los enlaces internacionales y a los acuerdos operativos, comerciales y regulatorios que han permitido aprovechar los recursos energéticos para beneficio mutuo. En 58 meses de operación, las TIE han permitido al mercado colombiano ventas de energía eléctrica por US\$ 561 millones. De este monto, US\$ 274 millones corresponden a rentas de congestión, de las cuales se han destinado 3% a la Demanda Internacional del Despacho Económico Coordinado, 73% al Fondo de Energía Social - FOES- y 24% al alivio de restricciones asignables a la demanda doméstica de electricidad.

En 2007 las rentas de congestión disminuyeron en 68%, explicado principalmente por la disminución de las exportaciones a Ecuador en 48% con respecto al 2006. Como consecuencia el FOES también disminuyó en un 68%.

En la Tabla 3 se aprecia el resumen de las transacciones en el MEM y principales cifras durante 2006 y 2007.

1.10. Indicadores de la operación del SIN: evento del 26 de abril de 2007

Los indicadores que reflejan la calidad de la operación del SIN en 2007, muestran resultados satisfactorios, al no superar los límites máximos anuales propuestos. En efecto, los eventos de tensión por fuera de rango se ubicaron en 24, cuando el límite máximo era

de 40, así mismo, se presentaron tres variaciones lentas de frecuencia, muy por debajo del límite máximo de 10. Cabe destacar que el 26 de abril de 2007, se presentó uno de los eventos de mayor impacto en la historia del SIN, cuando se presentó un apagón generalizado en el Sistema Eléctrico Colombiano, evento que tomó un tiempo total de 30 segundos aproximadamente, desde el inicio hasta la desconexión total de la demanda. No obstante la gravedad del evento, XM logró el restablecimiento del SIN en aproximadamente cuatro horas y media. Fue rápido y eficiente comparado con las experiencias internacionales en apagones de gran magnitud.

1.11. Cargo por confiabilidad

Al finalizar el año 2007, se completaron los primeros 13 meses de entrada en vigencia del nuevo esquema de cargo por confiabilidad (Resolución CREG 071 de 2006), esquema que reemplazó al anterior cargo por capacidad, pasándose de remunerar la capacidad instalada y disponible en el sistema a remunerar la capacidad firme con garantías a la demanda de esta firmeza. Ahora, a diferencia del anterior mecanismo, los generadores con remuneración del cargo por confiabilidad tendrán una obligación explícita de generar, dentro de las reglas del despacho ideal, una cantidad diaria de energía cuando el precio de Bolsa supere el precio de escasez².

Este nuevo esquema del cargo por confiabilidad conserva lo esencial del esquema de liquidación, facturación y recaudo que efectúa XM que garantizó, con éxito, durante los diez años continuos el pago a los generadores del cargo por capacidad.

La asignación anual de OEF, de acuerdo con lo es-

² Valor definido por la CREG y actualizado mensualmente que determina el nivel del precio de bolsa a partir del cual se hacen exigibles las Obligaciones de Energía Firme, y constituye el precio máximo al que se remunera esta energía.



Tabla 3. Resumen transacciones y cifras en el MEM

Transacciones SIC	Unidades	2006	2007	Crecimiento %
Energía transada en Bolsa	GWh	17,529	16,692	-4.8
Energía transada en Contratos	GWh	53,041	55,969	5.5
Total energía transada en el mercado	GWh	70,570	72,661	3.0
Desviaciones	GWh	48	63	31.3
Demanda comercial	GWh	52,368	53,664	2.5
Porcentaje de la demanda transado en Bolsa	%	33.5	31.1	
Porcentaje de la demanda transado en Contratos	%	101.3	104.3	
Porcentaje de cubrimiento	%	134.8	135.4	
Precio medio en Bolsa Nacional	\$/kWh	72.72	83.42	14.7
Precio medio en Contratos	\$/kWh	71.79	77.31	7.7
Compras en Bolsa	Millones de pesos	1,274,757	1,392,471	9.2
Restricciones	Millones de pesos	279,695	127,501	-54.4
Responsabilidad comercial AGC	Millones de pesos	113,174	105,840	-6.5
Desviaciones	Millones de pesos	5,376	2,803	-47.9
Cargos CND y ASIC	Millones de pesos	48,097	52,566	9.3
Total transacciones mercado sin Contratos	Millones de pesos	1,721,099	1,681,180	-2.3
Valor transado en Contratos	Millones de pesos	3,807,847	4,327,043	13.6
Total transacciones mercado	Millones de pesos	5,528,946	6,008,224	8.7
FAZNI (1)	Millones de pesos	65,723	50,915	-22.5
FOES (2)	Millones de pesos	103,228	33,463	-67.6
Rentas de congestión	Millones de pesos	134,509	43,132	-67.9
Valor a distribuir cargo por confiabilidad (cargo por capacidad enero - noviembre 2006)	Millones de pesos	1,260,771	1,411,963	12.0
Transacciones LAC				
FAER (3)	Millones de pesos	56,243	60,685	7.9
Cargos por uso STN	Millones de pesos	904,056	937,928	3.7
Cargos por uso STR	Millones de pesos	778,350	786,573	1.1

Los valores corresponden a los montos liquidados y están dados en pesos corrientes

(1) Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas

(2) Fondo de Energía Social

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



tablecido en la Resolución CREG 071 de 2006, en el periodo diciembre 2007 - noviembre 2008 fue de 55,267 GWh/año distribuida en 52.7 % para los recursos térmicos y el restante para los hidráulicos 2008 fue de 55,267 GWh/año distribuida en 52.7 % para los recursos térmicos y el restante para los hidráulicos.

Del análisis de la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad -ENFICC- declarada por los agentes generadores y las OEF realizadas hasta que finalizó el año 2007, se concluye que la ENFICC declarada para cada periodo, se acerca a la demanda objetivo y para el periodo 2011-2012 la diferencia es de sólo 1.9 TWh-año, por lo que para el periodo 2012-2013, es necesario que plantas nuevas entren al sistema a través de la primera subasta.

En el largo plazo, las asignaciones realizadas aseguran cubrimiento de una parte de la demanda objetivo de tal forma que para los periodos 2012 a 2020, el SIN cuenta con OEF de 7,099 GWh-año que corresponden al 10% de la demanda objetivo de los dos primeros periodos (2012 – 2013, 2013- 2014).

Garantías

Durante 2007 XM elaboró la propuesta de “Reglamento de Garantías para el Cargo por Confiabilidad Asociado a las Obligaciones de Energía Firme Vigentes a partir del Segundo Año del Periodo de Transición”, contenida en la Resolución CREG 061 de 2007.

En cumplimiento de las Resolución CREG 061 de 2007, mediante la cual se definen los principios y criterios de las garantías admisibles, valor de la cobertura y el Reglamento de Garantías, y de la Resolución CREG 094 de 2007, mediante la cual se viabiliza las Cartas de Crédito Internacionales como garantía admisible, XM administra y custodia las garantías asociadas al cargo por confiabilidad por valor superior a

los 239 mil millones para 25 plantas.

Promoción

Como parte fundamental para incentivar la inversión en nueva generación y la participación en la primera subasta, que se llevará a cabo en mayo de 2008, la CREG estableció un mecanismo de promoción, para lo cual autorizó a XM la contratación de una Banca para realizar las actividades de divulgación y promoción del nuevo esquema a nivel internacional.

El promotor de la primera subasta se convocó mediante solicitud pública de ofertas que se asignó a la Unión Temporal BBVA – BBVA Valores. Durante 2007, el promotor elaboró los documentos para la promoción y realizó, en compañía de XM, de la CREG y del Ministerio de Minas y Energía, reuniones con posibles inversionistas en las ciudades de Nueva York, Houston, Sao Paulo, Buenos Aires, Madrid y Bogotá.

La respuesta que se tuvo en general de los inversionistas fue favorable, tanto para el nuevo esquema de incentivos, como para la percepción del Sistema Eléctrico Colombiano.



Oferta de electricidad

LOS EXPERTOS EN MERCADOS



INFORME DE EVOLUCIÓN DEL SISTEMA Y ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO

Empresa del GRUPO IUSA



2. Oferta de electricidad

INFORME DE OPERACIÓN DEL SISTEMA Y ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO

En Colombia se tiene una oferta de electricidad conformada principalmente por centrales hidráulicas y térmicas a gas y carbón, con una participación mayoritaria de las centrales hidráulicas. En esta sección se presenta la evolución de las variables asociadas a la generación de electricidad y la disponibilidad de los recursos energéticos durante el año 2007.

2.1. Capacidad de generación

La capacidad efectiva neta del SIN a diciembre 31 de 2007 alcanzó un valor de 13,405.7 MW, 128.6 MW mas que el año anterior. La capacidad hidráulica representó el 63.6%, la térmica el 32.1% (26.8% a gas y 5.2 % a carbón) y menores y cogeneradores el 4.3% de la capacidad efectiva del SIN (ver Tabla 4).

**Tabla 4. Capacidad efectiva neta (MW)
Diciembre 31 de 2007**

Tipo de recurso	MW	%
Hidráulica	8,525.0	63.6
Térmica	4,298.0	32.1
Gas	3,598.0	
Carbón	700.0	
Menores	558.2	4.1
Hidráulica y térmica	539.8	
Eólica	18.4	
Cogenerador	24.5	0.2
Total SIN	13,405.7	100.0





Con respecto a 2006, la capacidad efectiva térmica aumentó en 36 MW, las plantas hidráulicas en 14 MW y en 78.5 MW las menores y cogeneradores. Los cambios en el parque térmico estuvieron asociados fundamentalmente con el aumento de capacidad de Tebsa que pasó de 750 MW a 791 MW. En la parte hidráulica se destaca el aumento de la capacidad de Guavio de 1,150 MW a 1,200 MW. En menores se resalta la entrada de las térmicas El Morro 1 con 19.9 MW, El Morro 2 con 17 MW y Cimarrón con 17 MW, además el paso de plantas despachadas centralmente a no despachadas centralmente (plantas Riogrande I y Prado 4).

La Gráfica 5 presenta la participación por agente en la capacidad efectiva del SIN, desagregada en hidráulica, térmica y menores. La mayor participación la tiene Emgesa con el 20.9%, seguido de EPM con el 19.5%, Isagen con el 15.7%, Gecelca con el 12.2%, Epsa con

el 8.3%, Chivor con el 7.5%, y el 15.9% restante está repartido entre 24 agentes. En la Tabla 5 se muestra la capacidad efectiva neta de las plantas hidráulicas y térmicas a diciembre 31 de 2007.

Con respecto a las interconexiones internacionales la capacidad máxima de importación y exportación permanecieron iguales, disponiéndose actualmente de 420 MW para importación (205 MW desde Venezuela y 215 MW desde Ecuador) y 621 MW para exportación (336 MW hacia Venezuela y 285 MW hacia Ecuador).

De acuerdo a la Resolución CREG 071 del año 2006, un agente generador puede declarar varios combustibles principales para un recurso de generación. En la Tabla 6 se muestran los recursos a los que se le declararon varios combustibles principales con su respectiva capacidad efectiva.

Gráfica 5. Participación de la capacidad efectiva por empresa - 2007

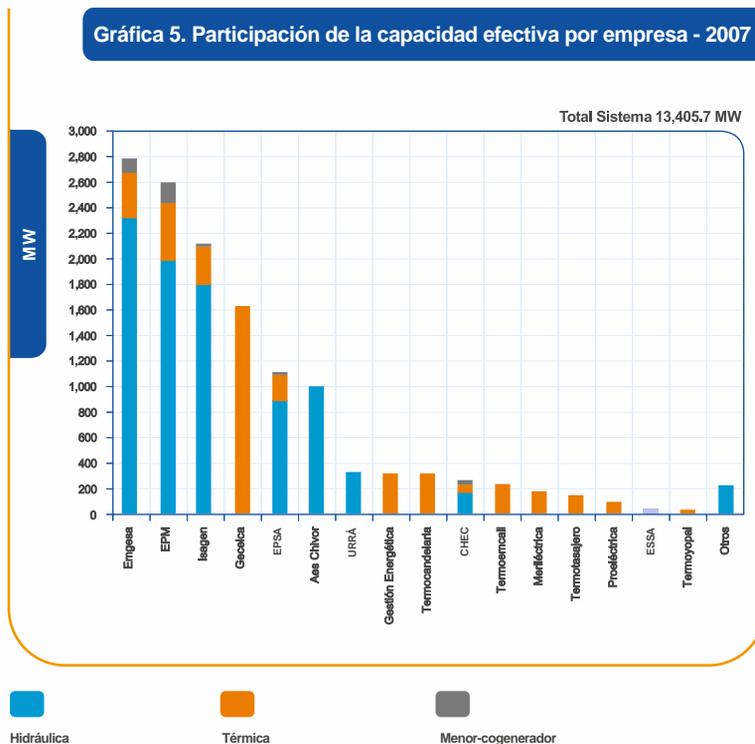




Tabla 5. Capacidad efectiva neta por planta (MW) 2007

Plantas hidráulicas	MW
Alban	429.0
Betania	540.0
Calima	132.0
Chivor	1,000.0
Esmeralda	30.0
Guatapé	560.0
Guatron	512.0
Guavio	1,200.0
Jaguas	170.0
La Tasajera	306.0
Miel	396.0
Pagua	600.0
Playas	201.0
Porce II	405.0
Prado	46.0
Salvajina	285.0
San Carlos	1,240.0
San Francisco	135.0
Urrá	338.0
Total plantas hidráulicas	8,525.0
Plantas térmicas	MW
Barranquilla	127.0
Cartagena	127.0
Flores	441.0
Guajira	276.0
Merilétrica	169.0
Paipa	321.0
Palenque 3	13.0
Proeléctrica	90.0
Tasajero	155.0
Tebesa	791.0
Termocandelaria	314.0
Termocentro	280.0
Termodorada	51.0
Termoemcali	229.0
Termosierra	455.0
Termovalle	205.0
Termoyopal	30.0
Zipa	224.0
Total plantas térmicas	4,298.0
Total plantas menores hidráulicas	463.1
Total plantas menores térmicas	76.7
Total plantas menor eólica	18.4
Total cogeneradores	24.5
Total capacidad efectiva neta del SIN	13,405.7

Tabla 6. Capacidad efectiva neta de acuerdo con el combustible principal (MW)

Unidad	Gas	Fuel Oil	Otro
Barranquilla 3	64	60	N°6
Barranquilla 4	63	60	N°6
Cartagena 1	61	61	N°6
Cartagena 3	66	66	N°6
Flores 1	160	152	N°2
Flores 2	112	107	N°2
Guajira 1	151		139
Guajira 2	125		127
Termocandelaria 1	157	157	N°2
Termocandelaria 2	157	155	N°2
Termoemcali 1	229	213	N°2
Termosierra	455	359	N°2

Notas:
 Fuel Oil N°2 – ACPM
 Fuel Oil N°6 – Combustóleo

A 31 de diciembre de 2007 Colombia tiene una capacidad efectiva neta de generación térmica, de acuerdo al combustible principal, así: Gas 3,598 MW, Carbón 966 MW, Fuel Oil N°2 (ACPM) 1,143 MW y Fuel Oil N°6 (Combustóleo) 247 MW.

2.2. Recurso hídrico

2.2.1. Situación hidroclimática

Entre los eventos climáticos más relevantes que se desarrollaron durante 2007, y que tuvieron impacto global, merece destacarse el nacimiento, crecimiento y maduración del fenómeno La Niña. Por convención, La Niña se define como la presencia temporal de aguas más frías de lo normal en el Pacífico tropical central y oriental, y que dependiendo de su fortaleza puede llegar a abarcar incluso aguas del Pacífico occidental. La Niña hace parte de la variabilidad climática natural que caracteriza el planeta.



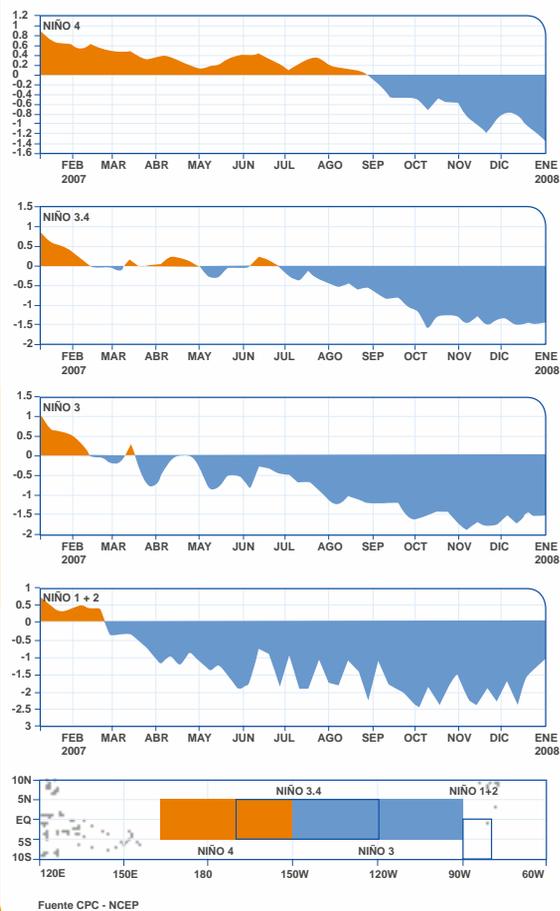
A comienzos de 2007 ciertas variables climáticas y oceánicas, parecían indicar que durante este año podría gestarse un evento climático frío en el Pacífico tropical (La Niña), aunque de fortaleza desconocida. Esto vino a confirmarse posteriormente.

Una de las variables climáticas que mejor refleja la fase de desarrollo y fortaleza de La Niña (y naturalmente, de su antípoda El Niño), es la anomalía de la temperatura superficial del mar (TSM), la cual se expresa como la diferencia entre el valor medido de la temperatura del agua en superficie para un período dado (día, semana, mes, estación, etc) y la media multianual para dicho intervalo de tiempo. Valores negativos corresponden a enfriamiento, característicos de La Niña, y lo contrario ocurre durante El Niño. De tal forma, que mientras mayor sea el valor absoluto de la anomalía, mayor será su distancia de la media y por tanto el grado de calentamiento o enfriamiento. La Gráfica 6 muestra el comportamiento de las anomalías de la TSM durante 2007.

Como puede verse en la Gráfica 6, el enfriamiento empezó a desarrollarse en dirección este-oeste. Inicialmente frente a las costas de Sudamérica (región Niño 1+2), el Pacífico oriental (mediados de marzo) y posteriormente fue abarcando el Pacífico central (mediados del año) hasta alcanzar el Pacífico occidental durante el último trimestre de 2007. Consistente con esto, se puede ver también que las mayores anomalías negativas se han registrado frente a las costas de Sudamérica, alcanzando los 2.3°C a comienzos de diciembre.

La Gráfica 7 presenta las anomalías del contenido de calor ($^{\circ}\text{C}$) en la capa superficial del océano, entre los 180-100W, calculadas de manera análoga a como se hizo con las anomalías de la TSM.

Gráfica 6. Evolución de las anomalías de las TSM en las diferentes regiones El Niño

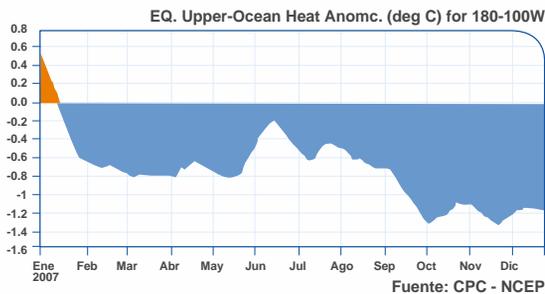


Nota: Las regiones El Niño se muestran en el panel inferior.

Se observa la forma como ha venido evolucionando el enfriamiento en el Pacífico tropical, alcanzando su mayor desarrollo y fortaleza (-1.3°C) a finales del año 2007. Sin embargo también se refleja la irrupción a mediados de año de una onda Kelvin (pulso de agua caliente procedente del Pacífico occidental) que trató de detener el avance de La Niña, logrando que el contenido de calor aumentase casi hasta condiciones normales. Esta onda sin embargo, no fue lo suficientemente fuerte ni estuvo seguida de otras de la misma



Gráfica 7. Anomalías del contenido del calor de las capas superficiales del Pacífico tropical ecuatorial

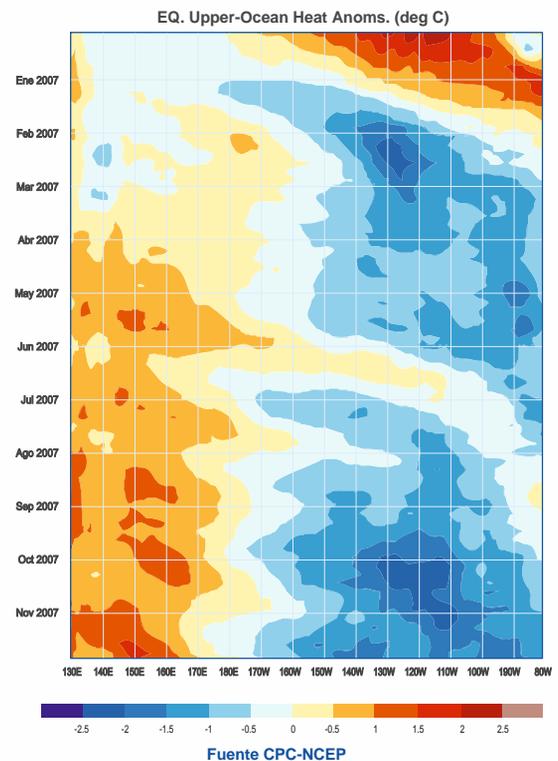


naturaleza, por lo que La Niña finalmente terminó desencadenándose.

La Gráfica 8 muestra la variación espacio-temporal del contenido de calor superficial a lo largo de todo el Pacífico tropical, dicha Gráfica muestra en sus abscisas la longitud geográfica, correspondiendo el extremo derecho a las costas sudamericanas. Las ondas oceánicas de Kelvin, iniciadas por cambios en la fuerza de los vientos de superficie, se propagan hacia el este (de izquierda a derecha) en el tiempo. La parte delantera de la onda de Kelvin se caracteriza por corrientes descendentes (*downwelling*) y recalentamiento de las capas del océano próximas a la superficie. La parte trasera de dicha onda se caracteriza por la aparición (*upwelling*) de aguas profundas y enfriamiento superficial. Se puede apreciar claramente la presencia de la onda Kelvin arriba mencionada (el degradado amarillo-naranja), hacia junio de 2007 y la forma en como trató de “calentar” nuevamente el Pacífico.

En relación con los índices climáticos, utilizados para evaluar la interacción océano-atmósfera en el Pacífico tropical, la Gráfica 9 presenta la evolución del índice multivariado del ENSO (IME). Esta Gráfica muestra los periodos correspondientes a eventos cálidos o El Niño (valores positivos), y los eventos fríos o La Niña

Gráfica 8. Evolución espacio-temporal de las anomalías de calor (°C) en la capa superior del océano (300 m de espesor) a lo largo de la línea ecuatorial



(valores negativos). En los últimos cinco años el valor de este índice ha sido ligeramente positivo, durante 2006 se observó el breve paso a valores negativos y finalmente, para 2007 este índice fue negativo, consistente con la fase inicial y de desarrollo de La Niña en el Pacífico tropical.

De acuerdo con los autores de este índice, “el valor más reciente (noviembre-diciembre) de este índice ha permanecido estable alrededor de -1.12, casi el mismo valor registrado durante los últimos cuatro meses. El desarrollo de La Niña 2007-2008 corresponde al de otro evento de inicio tardío (parecido a El Niño del año anterior), pero rápidamente alcanzó valores vistos por



última vez a finales de 1999 y comienzos de 1989. En la actualidad, se observan condiciones La Niña estables desde agosto de 2007”.

2.2.2. Aportes hídricos

En 2007 los ríos asociados al SIN presentaron aportes que alcanzaron a nivel agregado el 104.7% de los valores medios históricos, que aunque normales en términos estadísticos, fueron ligeramente inferiores al valor alcanzado durante 2006 (108.1%).

La Gráfica 10 muestra la evolución de los aportes totales del SIN durante el presente siglo (período enero de 2000 a diciembre de 2007), en la cual se observan ciertos rasgos particulares, tales como el impacto del evento cálido 2002-2003 en los aportes agregados; un 2004 prácticamente normal; y como nota curiosa, que durante los últimos 3 años el mes con mayores aportes energéticos al SIN (julio) ha sido deficitario, aunque estadísticamente estos podrían catalogarse en forma general como años con aportes hidrológicos promedios.

En 2007, con excepción de febrero, se registró un primer semestre con aportes energéticos normales o por

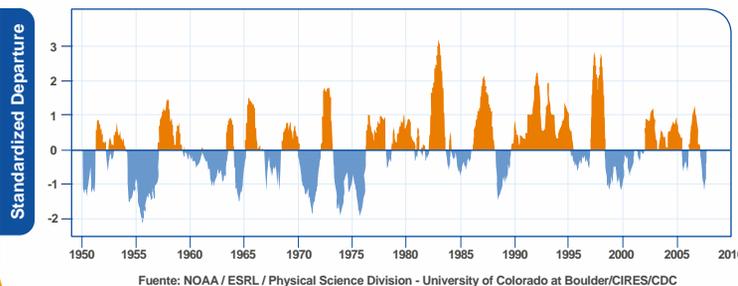
encima de los promedios históricos. Todo ello consistente con el evento frío que se estaba gestando en el Pacífico tropical.

Sin embargo, hacia el mes de julio y en parte como respuesta a una onda Kelvin que se propagó en el Pacífico tropical, que redujo la velocidad de desarrollo de La Niña, los aportes fueron deficitarios o normales hasta septiembre. Octubre dio paso a la maduración de La Niña, la cual estuvo asociada con una hidrología de caudales en exceso sobre algunas regiones del país, con valores para el período octubre-diciembre de 126%, 106% y 117% respectivamente.

La Tabla 7 presenta el comportamiento de los aportes energéticos mensuales, expresados en energía y porcentaje de la media. La última columna de esta tabla presenta como referencia, el valor medio mensual.

En resumen, 2007 sólo tuvo tres meses con caudales agregados inferiores a los promedios históricos: febrero, marzo y julio, en tanto que para los demás los aportes hidrológicos agregados fueron normales o por encima de la media. Todo esto contribuyó a que el valor agregado anual fuera de 104.7% de la media, lo que en energía corresponde a 49,093.1 GWh en 2007.

Gráfica 9. Variación del Índice Multivariado del ENOS (IME)





Gráfica 10. Evolución aportes hídricos al SIN

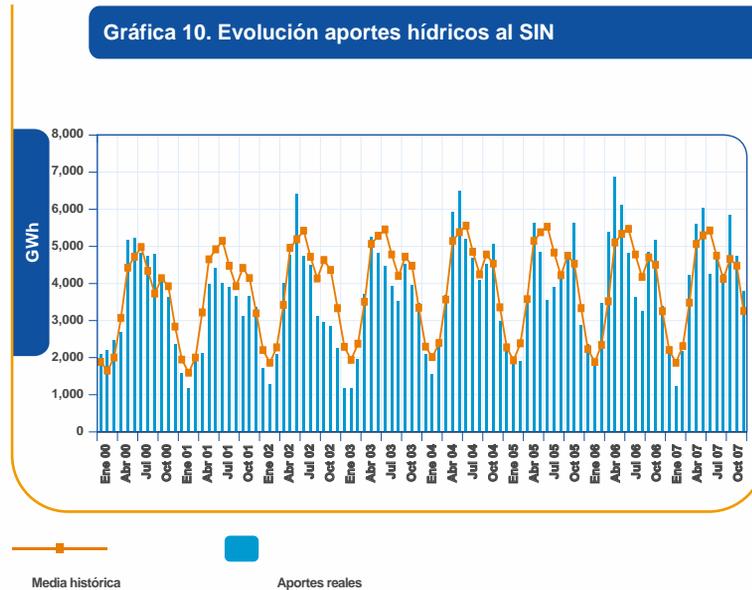


Tabla 7. Aportes hídricos 2007

Mes	Real (GWh)	% Respecto a la media	Media histórica (GWh)
Enero	2,209.9	100.3	2,204.1
Febrero	1,222.6	65.6	1,863.4
Marzo	2,178.3	94.4	2,308.3
Abril	4,208.9	120.9	3,482.7
Mayo	5,602.0	110.6	5,064.2
Junio	6,025.2	113.8	5,294.4
Julio	4,254.2	78.4	5,425.6
Agosto	4,740.8	99.8	4,750.1
Septiembre	4,256.6	103.4	4,118.1
Octubre	5,849.9	125.6	4,656.5
Noviembre	4,741.0	105.9	4,478.4
Diciembre	3,803.7	116.9	3,254.7
Total	49,093.1	104.7	46,900.5

Los aportes acumulados por regiones y para cada una de las series hidrológicas analizadas se presentan en la Tabla 8. Las contribuciones energéticas más bajas, expresadas en porcentaje de la media, fueron para la región Oriente: 86.2% de la media, seguida de Centro con 91.4%. Las demás regiones tuvieron un comportamiento con valores por encima de los

promedios históricos: Antioquia con 118.8%, Caribe 114.1%, y Valle 113.5%.

Individualmente, entre las series principales, las más deficitarias durante 2007 fueron Florida II (79.7%), Bogotá N.R. (81.5%) y Chuza (84.9%), en tanto que aquellas con mayores aportes porcentuales fueron Porce II (150.2%), San Carlos (138.5%) y Miel 1 (126.1%).

2.2.3. Reservas hídricas

La evolución de las reservas hídricas útiles (expresado como volumen útil diario según lo dispuesto en el Acuerdo No. 294 del CNO) durante el año 2007, estuvo acorde con el comportamiento estacional de los aportes (ver Tabla 9). Es decir, presentó un decrecimiento durante el verano (primeros tres meses del año) y a partir de abril con el inicio de la primera estación invernal de la región Andina empezó su recuperación gradual, aunque acelerándose durante los meses de mayo y junio, cuando alcanzó un pico de 70.0% que fue sin embargo inferior al registrado el año anterior (82.2% de las reservas útiles).



Tabla 8. Aportes hídricos anuales vs. media histórica anual 2007

Región	Río	Real (GWh)	% Respecto a la media	Media histórica (GWh)
Antioquia	A. San Lorenzo (1)	2,869.2	105.2	2,726.2
	Concepción	668.4	107.0	624.5
	Desv. EPM (Nec.Paj.Dol) (2)	621.7	66.5	935.4
	Grande	3,478.4	117.4	2,961.6
	Guadalupe	2,289.3	125.8	1,820.1
	Guatapé	2,212.0	125.5	1,762.6
	Miel I	1,508.4	126.1	1,196.1
	Nare (3)	7,230.4	118.4	6,106.1
	Porce II	2,051.2	150.2	1,365.6
	San Carlos	1,472.8	138.5	1,063.4
	Tenche	444.3	123.0	361.3
	Total Región		24,846.1	118.8
Caribe	Sinú Urrá	1,553.8	114.1	1,362.3
	Total Región	1,553.8	114.1	1,362.3
Centro	Bogotá N.R.	3,408.2	81.5	4,182.4
	Magdalena Betania	2,513.7	109.0	2,306.3
	Prado	197.9	96.3	205.5
	Total Región	6,119.8	91.4	6,694.2
Oriente	Batá (4)	4,517.9	92.1	4,904.3
	Blanco	0.0	0.0	244.0
	Chuza	1,667.2	84.9	1,962.9
	Guavio	5,331.4	85.3	6,252.1
	Total Región	11,516.5	86.2	13,363.3
Rios Estimados	Otros ríos (estimados) (5)	1,420.5	105.0	1,353.3
	Total	1,420.5	105.0	1,353.3
Valle	Alto Anchicayá	1,966.7	116.4	1,690.0
	Calima	242.6	122.8	197.5
	Cauca Salvajina	1,147.7	109.7	1,046.6
	Digua	196.8	118.0	166.8
	Florida II	82.5	79.7	103.5
	Total Región	3,636.3	113.5	3,204.4
Total SIN		49,093.1	104.7	46,900.5

(1): Aportes netos a partir de la presa de Santa Rita hasta el embalse de San Lorenzo.

(2): Corresponde al total de aportes desviados desde los ríos Nechí, Pajarito y Dolores.

(3): El real en GWh corresponde a las afluencias netas al embalse del Peñol, sin corregir por las intervenciones que hay sobre la cuenca.

(4): Incluye aportes por desviaciones Tunjita + Rucio + Negro en los meses que estuvieron activas.

(5): Incluye los ríos San Francisco, Campoalegre, Estrella, Faguacampoalegre, Chinchiná, Quebradona y Río Mayo.



Posteriormente y en concordancia con el impacto de la onda Kelvin de mediados de año sobre los aportes hidrológicos, el nivel descendió ligeramente en julio, pero se recuperó al tiempo que se desarrollaba y establecía La Niña en el Pacífico tropical. Así, las reservas continuaron creciendo hasta alcanzar su valor máximo en octubre (81.4%) y posteriormente consecuentes con la estacionalidad natural de las corrientes de agua y la transición del clima hacia condiciones de estiaje, dichas reservas útiles iniciaron su descenso en noviembre, para finalizar 2007 en 78.5%, lo cual en energía representa 12,090.4 GWh.

Se observa el aumento de la capacidad útil de todo el sistema, el cual se sitúa en 15,397.3 GWh. Esto

se explica por la actualización -a fines del año- del factor de conversión de las plantas hidráulicas, cuyo último valor fue reportado para el cálculo del cargo de la energía firme del cargo por confiabilidad 2007. Situación inversa se había registrado en 2006, cuando las reservas útiles se habían reducido levemente. Las pequeñas variaciones en el año obedecen a la actualización de las batimetrías de algunos embalses.

La Gráfica 11 permite observar la evolución estacional de las reservas almacenadas en el embalse útil del Sistema colombiano, expresadas en energía. Como referencia se presentan también la capacidad total, el volumen mínimo técnico y los mínimos operativos.

Tabla 9. Evolución de reservas hídricas 2007

Mes (1)	Volumen útil diario (2)			Volumen (5)		(7) Volumen máximo técnico (GWh)	MOS (GWh)	MOI (GWh)
	GWh	% (3)	(4) Capacidad útil (GWh)	GWh	% (6)			
Enero	11,143.1	74.1	15,032.0	12,115.4	75.7	16,004.3	3,397.8	3,237.8
Febrero	9,102.3	60.6	15,032.0	10,074.6	63.0	16,004.3	2,484.9	2,278.9
Marzo	7,665.7	51.0	15,036.5	8,642.8	54.0	16,013.6	1,829.7	1,576.2
Abril	7,837.6	52.1	15,036.5	8,814.7	55.1	16,013.6	1,819.5	1,535.5
Mayo	8,960.8	59.6	15,036.5	9,937.9	62.1	16,013.6	2,068.4	1,844.9
Junio	10,532.4	70.0	15,046.8	11,501.6	71.8	16,016.1	2,809.5	2,616.0
Julio	10,413.0	69.2	15,046.8	11,382.3	71.1	16,016.1	3,525.4	3,344.9
Agosto	11,056.1	73.5	15,046.8	12,025.4	75.1	16,016.1	4,077.8	3,901.4
Septiembre	11,106.8	73.6	15,083.1	12,076.1	75.2	16,052.4	4,468.7	4,333.8
Octubre	12,260.2	81.4	15,063.7	13,229.5	82.5	16,033.0	4,732.5	4,673.0
Noviembre	12,482.5	81.1	15,397.3	13,559.1	82.3	16,473.9	5,380.6	5,310.2
Diciembre	12,090.4	78.5	15,397.3	13,167.0	79.9	16,473.9	4,654.9	4,546.3

(1) Valores tomados el último día del mes

(2) Volumen útil diario: Volumen almacenado por encima del nivel mínimo técnico (Según Acuerdo No. 294 del CNO - entró en vigencia el 11 de julio de 2004)

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

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

(5) Volumen almacenado por encima del nivel mínimo físico

(6) Porcentaje con respecto al volumen máximo técnico

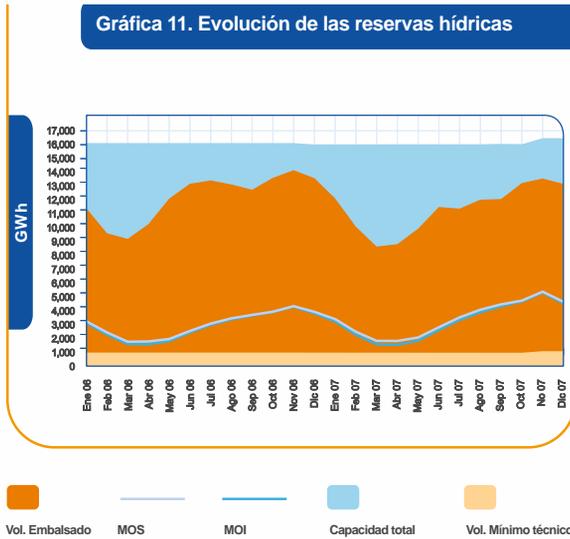
(7) Volumen almacenado en el embalse por encima del nivel mínimo físico y equivale a la suma del volumen mínimo técnico y volumen útil del embalse

MOS: Mínimo Operativo Superior

MOI: Mínimo Operativo Inferior

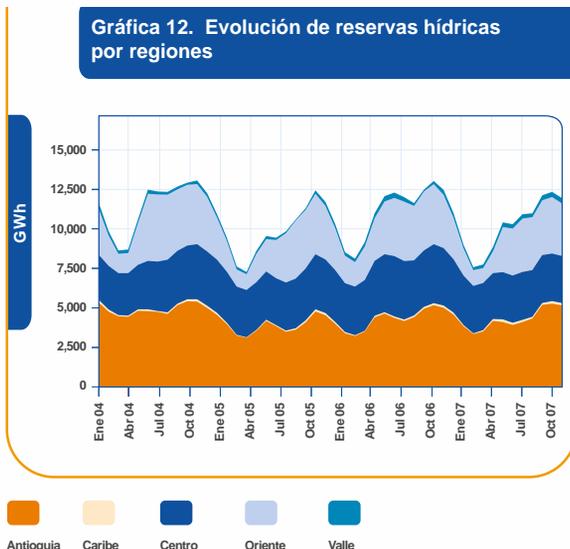


Gráfica 11. Evolución de las reservas hídricas



En la Gráfica 12 se presenta la evolución de las reservas hídricas del SIN detallada por regiones desde enero de 2004. Las reservas útiles del SIN se incrementaron desde abril de 2007 acorde con los aportes al SIN. Al finalizar el año 2007, las regiones con mayores reservas hídricas frente a su volumen útil fueron: Antioquia con 5,231.0 GWh (92.1% de su volumen útil),

Gráfica 12. Evolución de reservas hídricas por regiones



seguida de Oriente con 3,361.8 GWh (76.4%), Centro con 3,059.9 GWh (63.7%), Valle con 347.2 GWh (82.0%) y Caribe con 149.8 GWh (92.0%).

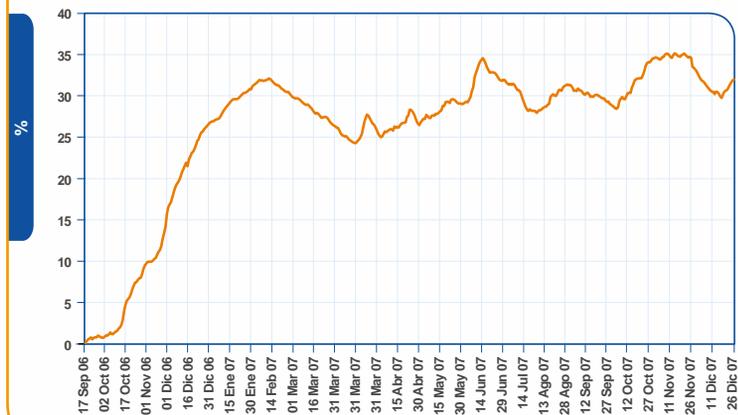
En septiembre de 2006, en pleno desarrollo del evento El Niño, XM implantó un índice que permitiera hacer el seguimiento a la situación energética, llamado el Índice General Energético IGE, el cual establece la diferencia en porcentaje entre el valor del nivel del embalse útil esperado en un escenario de referencia crítico modelado (que pretende representar la presencia de un evento El Niño severo), respecto al valor del embalse real presentado.

Siempre que el indicador sea positivo significa que el valor real está por encima del valor del escenario de referencia, lo que representa una ganancia en el nivel del embalse, o lo que es lo mismo, un ahorro en el gasto del agua con relación a lo esperado en el escenario de referencia crítico. En la Gráfica 13 se aprecia que durante el año 2007 el IGE fluctuó entre el 25% y el 35%.

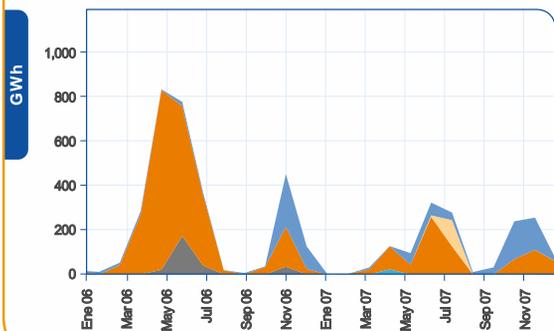
En relación con los vertimientos, en 2007 estos totalizaron 1,487.8 GWh menos de la mitad de los registrados en 2006 (3,029.7 GWh). La Gráfica 14 presenta la distribución de los vertimientos mensuales en 2007, los cuales se desagregan a nivel de regiones. La mayoría de los vertimientos (igual a lo registrado durante 2005 y 2006) se concentraron en la región Centro con el 54.5% del total vertido en el SIN, destacándose los meses de junio, julio y noviembre. La región Antioquia vertió el 35.5% del total, Caribe el 8.5%, Valle el 1.6%, en tanto que Oriente no tuvo vertimientos. Los embalses con mayores vertimientos fueron agregado Bogotá (32.2%), Betania (22.3%), Playas (18.8%).



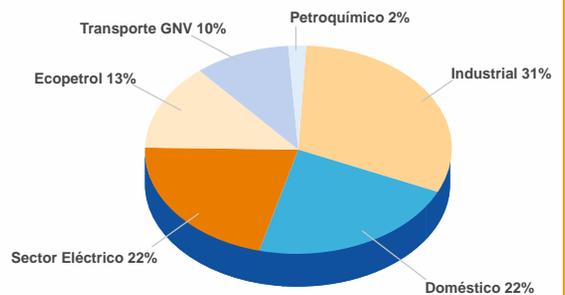
Gráfica 13. Evolución del índice IGE



Gráfica 14. Vertimientos en el SIN durante 2006-2007



Gráfica 15. Consumo de gas 2007



Fuente: UPME

2.3. Consumo de combustibles en el sector eléctrico

2.3.1. Gas³

En 2007 la demanda de gas en todos los sectores del país fue de 741 MPCD, de los cuales la Costa Atlántica participó con un 41.6% y el interior del país con un 58.4%. Frente al año 2006, la demanda aumentó en un 5.0%.

³ Información suministrada por la UPME y por los agentes generadores

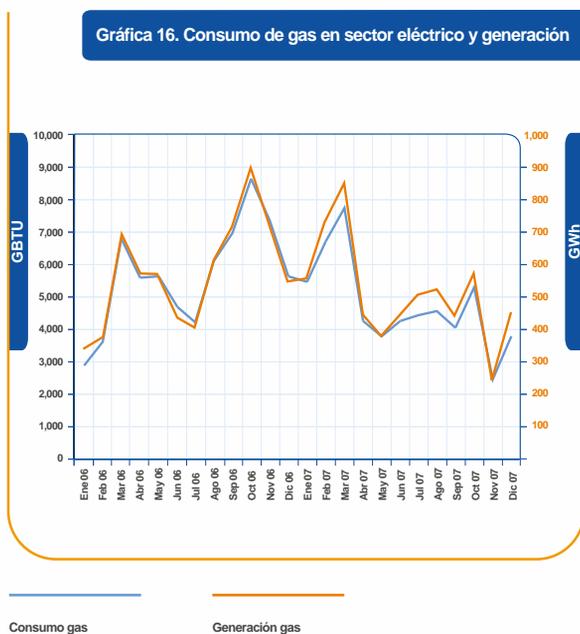
Con respecto al consumo de gas en 2006, el único sector que disminuyó su consumo fue el sector eléctrico (disminución del 13% al pasar de un consumo de 182 MPCD en 2006 a 157 MPCD en 2007 debido a la disminución de la generación térmica a gas la cual pasó de 6.9 TWh en 2006 a 6.1 TWh en 2007).

De otro lado los sectores de mayor crecimiento fueron el GNV (crecimiento del 49% al pasar de 50 MPCD en 2006 a 74 MPCD en 2007), el industrial (crecimiento del 8% al pasar de 209 MPCD en 2006 a 226 MPCD



en 2007) y el sector doméstico (crecimiento del 7% al pasar de 152 MPCD en 2006 a 163 MPCD en 2007) (ver Gráfica 15).

El comportamiento en forma sectorial, señala al sector industrial como el mayor demandante seguido del de uso doméstico y del sector eléctrico.



La Gráfica 16 muestra el consumo mensual de gas en GBTU involucrados en la generación de energía eléctrica en Colombia en los últimos dos años.

El total consumido en 2007 de gas fue de 56,766 GBTU, para un promedio diario de 155.5 GBTU, con respecto al consumo de 2006 (67,981 GBTU) disminuyó en un 16.5 %, el máximo consumo se presentó en marzo de 2007 y el mínimo en noviembre de 2007.

Las plantas con mayores consumos de gas fueron Tebsa (59.9%), Flores 1 (8.2%), Termocentro1 (5.9%) y Termosierra 1 (5.1%).

2.3.2. Consumo otros combustibles

Los agentes generadores del mercado también reportaron a XM el consumo de Fuel Oil y Acpm.

La Tabla 10 muestra por central el consumo de estos dos combustibles durante los años 2006 y 2007.

Tabla 10. Consumo de Fuel Oil y Acpm 2006 - 2007

Año	Combustible	Central	Consumo MBTU
2006	Fuel Oil	Cartagena 3	14
2006	Fuel Oil	Barranquilla 3	322,679
2006	Fuel Oil	Barranquilla 4	241,639
2006	Fuel Oil	Candelaria 1	494
2006	Fuel Oil	Termosierra 1	6,054
	Total Fuel Oil		570,880
2006	Acpm	Termovalle 1	5,813
	Total Acpm		5,813
2007	Fuel Oil	Cartagena 1	5,217
2007	Fuel Oil	Cartagena 3	69,839
2007	Fuel Oil	Barranquilla 3	176,256
2007	Fuel Oil	Barranquilla 4	101,962
2007	Fuel Oil	Candelaria 1	6,593
2007	Fuel Oil	Candelaria 2	7,163
2007	Fuel Oil	Termoemcali	10,420
2007	Fuel Oil	Termosierra 1	26,874
	Total Fuel Oil		404,324
2007	Acpm	Flores 1	11,488
2007	Acpm	Flores 2	10,476
	Total Acpm		21,964

En 2007 el total consumido en Fuel Oil fue de 404 GBTU, el 86.1 % de este consumo fue de Barranquilla 3 (43.6%), Barranquilla 4 (25.2%) y Cartagena 3 (17.3%), al compararlo con 2006 se presentó una disminución de 29.2 %. En 2006 el consumo de Fuel oil fue de 571 GBTU, el 98.9 % de este consumo reportado por Barranquilla 3 y Barranquilla 4 las cuales debido a las restricciones de gas originada durante los trabajos en los campos de Chuchupa en la Guajira entre enero y junio de 2006, fue necesario que operaran con dicho combustible.

Por otro lado el consumo de ACPM en 2007 fue de 22 GBTU representado por Flores 1 y Flores 2, con respecto a 2006 el consumo aumentó alrededor de cuatro veces.



2.4. Declaración de energía firme para el cargo por confiabilidad y asignación de obligaciones de energía firme

La asignación anual de OEF, de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 071 de 2006, en el periodo diciembre 2007-noviembre 2008 fue de 55,267 GWh/año distribuida en 52.7 % para los recursos térmicos y el restante para los hidráulicos. El 67.4 % de la asignación estuvo representada por 4 agentes: Emgesa (20.7 %), EPM (18.1 %), Gecelca (16.1 %) e Isagen (12.9%). La Tabla 11 muestra para cada uno de los recursos de generación la asignación de la Capacidad Remunerable Teórica -CRT- en el verano 2005 – 2006 y de las OEF para los periodos 2006 – 2007 y 2007 – 2008.

Tabla 11. CRT y OEF anual por recurso de generación

PLANTA	CRT Anualizada (*) (GWh) 2005 - 2006	OEF Anual (GWh) 2006 - 2007	OEF Anual (GWh) 2007 - 2008
Tebesa	5,948	5,206	5,566
San Carlos	6,820	3,596	4,237
Guavio	4,768	4,011	3,967
Pagua	4,974	3,959	3,916
Termosierra 1	3,232	2,903	2,871
Chivor	2,547	2,577	2,549
Termocentro 1	2,285	2,050	2,028
Guatron	3,612	2,033	2,011
Guatapé	4,326	1,762	1,742
Termoemcali 1	1,559	1,351	1,527
Termovalle 1	1,498	1,458	1,442
Termocandelaria 1	1,073	936	1,329
Termocandelaria 2	981		1,248
Merilectrica 1	767	1,237	1,223
Betania	2,490	1,209	1,196
Tasajero 1	1,240	1,189	1,176
Porce II	2,561	1,171	1,158
La Tasajera	2,013	1,166	1,153
Termoflores 3	1,314	1,162	1,149

Paipa 4	1,094	1,136	1,123
Termoflores 1	1,348	1,133	1,121
Playas	1,716	1,055	1,043
Guajira 1	660	993	982
Termoflores 2	580	767	759
Alban	2,228	676	682
Urrea	1,708	386	624
Proelectrica 1	653	624	617
Guajira 2	969	667	547
Miel	1,769	547	541
Salvajina	1,465	536	530
Paipa 2	520	500	495
Zipaemg 4	561	489	483
Zipaemg 3	552	480	475
Paipa 3	418	455	450
Zipaemg 5	551	487	427
Barranquilla 3	362	407	403
Cartagena 3	343	378	374
Jaguas	653	350	346
Barranquilla 4	300	292	288
Termodorada 1	193	286	283
Zipaemg 2	292	257	254
Paipa 1	202	194	192
San Francisco	687	178	176
Termoyopal 2	223		173
Esmeralda	251	139	138
Cartagena 1			110
Calima	269	85	84
Prado	76	50	59
Palenque 3	49		
Riogrande 1	139	5	
Rio Mayo	154		
TOTAL	74,994	52,530	55,267

(*) Equivalente en energía anual de la CRT del verano 2005 – 2006

En la Gráfica 17 se presenta, para el periodo 2006 – 2012, en forma agregada por tipo de planta (térmica e hidráulica) la ENFICC⁴ declarada por los agentes

⁴ Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC): Es la máxima energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación continuamente, en condiciones de baja hidrología, en un periodo de un año.



generadores y las asignaciones de la OEF realizadas hasta que finalizó el año 2007. Se concluye de esta información que la ENFICC declarada para cada periodo, se acerca a la demanda objetivo y para el periodo 2011-2012 la diferencia es de sólo 1.9 TWh-año, por lo que para el periodo 2012-2013, es necesario que plantas nuevas entren al sistema a través de la primera subasta. La Gráfica 18 presenta las OEF por empresa para diferentes vigencias del cargo por confiabilidad comprendidas entre 2006 y 2012.

Para la vigencia 2011-2012, Empresas Públicas de Medellín presentan un incremento debido a la entrada de Porce III. De igual manera, Termoflores presenta un incremento considerable debido a la entrada de Flores IV en el 2010. El incremento de Termocandelaria, se debe a que en el periodo 2006-2007 sólo recibió asignaciones por una de sus plantas y a la repotenciación presentada a partir de 2007.

Las asignaciones realizadas a mediano y largo plazo (2012 – 2021), aseguran cubrimiento de una

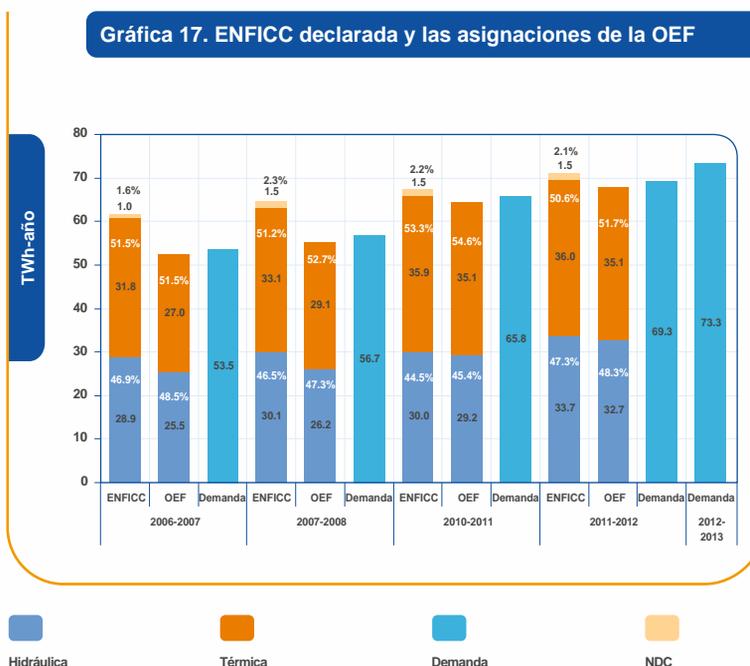
parte de la demanda objetivo como se observa en la Gráfica 19.

Con base en estas asignaciones de OEF en el largo plazo, se concluye que para los periodos 2012 a 2020, el SIN cuenta con una OEF de 7,099 GWh-año que corresponden al 10% de la demanda objetivo de los dos primeros periodos.

Asignación de OEF de plantas especiales

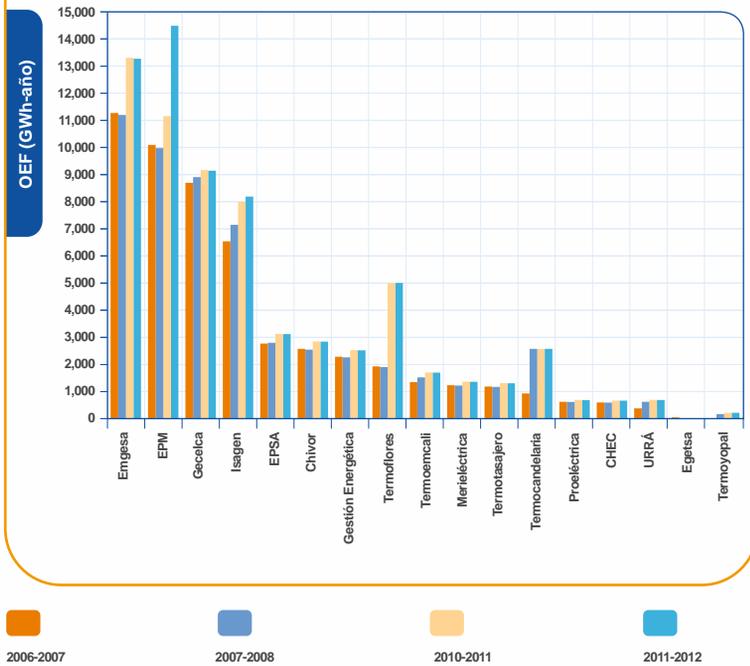
Durante 2007 se llevaron a cabo las actividades previstas para la asignación de OEF, correspondientes a las plantas especiales⁵ por repotenciación o cierre de ciclo, así como para los periodos de transición comprendidos entre el 1 de diciembre y el 30 de noviembre de 2007-2008, 2010-2011 y 2011-2012, se calculó y verificó la ENFICC de los agentes que declararon

⁵ Se consideran plantas y/o unidades de generación especiales las que se encuentran en proceso de construcción o instalación a la fecha de ejecución de la subasta, o del mecanismo de asignación que haga sus veces, y las instaladas que vayan a ser repotenciadas.

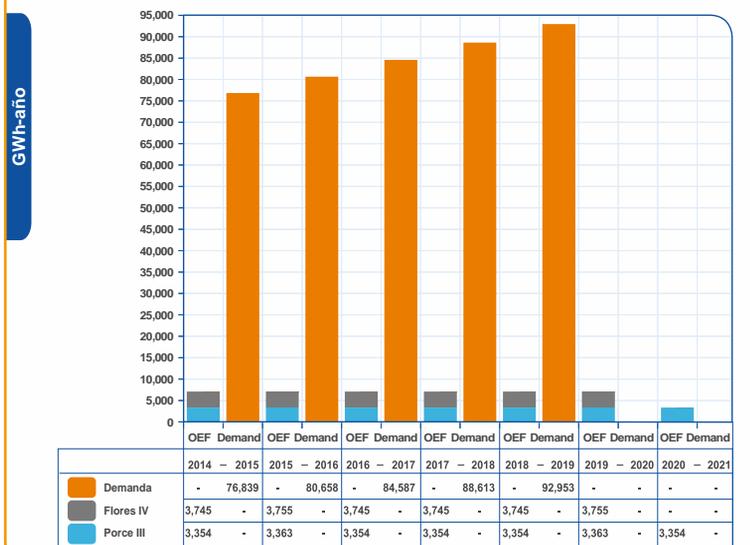




Gráfica 18. OEF por empresa 2006 - 2012



Gráfica 19. Asignaciones de OEF en el largo plazo





plantas especiales y los agentes que declararon nuevamente la revisión de las garantías del cargo presentadas por los agentes y la asignación de OEF.

Como primer paso para la asignación de OEF futuras, en el mes de agosto se asignó una obligación de 10,260,000 kWh-día a Termoflores S.A. E.S.P. para la planta Flores IV que se declaró especial por cierre de ciclo. Esta obligación es para un periodo de vigencia de 10 años contados a partir del primero de diciembre de 2010, corresponde a la totalidad de la ENFICC declarada y será remunerada al precio actual del cargo por confiabilidad (13.045 US\$/MWh).

Posteriormente, se asignaron OEF para los periodos de transición arriba mencionados, con los siguientes aspectos a resaltar:

Periodo de vigencia 2007-2008:

- Las plantas Termocandelaria 1 y 2 fueron declaradas como existentes con obras, por lo que obtuvieron asignaciones por la totalidad de la ENFICC declarada (3,631,666 y 3,410,942 kWh-día, respectivamente) y para un periodo de vigencia de cinco años contados a partir del 1 de diciembre de 2007.

- La unidad Prado 4 de EPSA y la planta Riogrande de EPM, cambiaron a ser no despachadas centralmente, por lo que no recibieron asignación de OEF.

Periodo de vigencia 2010-2011:

- Emgesa declaró la reincorporación de la planta Cartagena 2 con una ENFICC de 1,152,000 kWh-día.

- EPSA declaró a Bugalagrande como una planta nueva⁶, pero no obtuvo asignaciones de OEF por no presentar las garantías correspondientes.

⁶ Planta y/o unidad de generación que no ha iniciado la etapa de construcción al momento de efectuar la Subasta o el mecanismo de asignación que haga sus veces.

- Poliobras declaró a Termocol como una planta nueva, pero no obtuvo asignaciones por haber declarado extemporáneamente y no haber demanda no cubierta por OEF para el periodo.

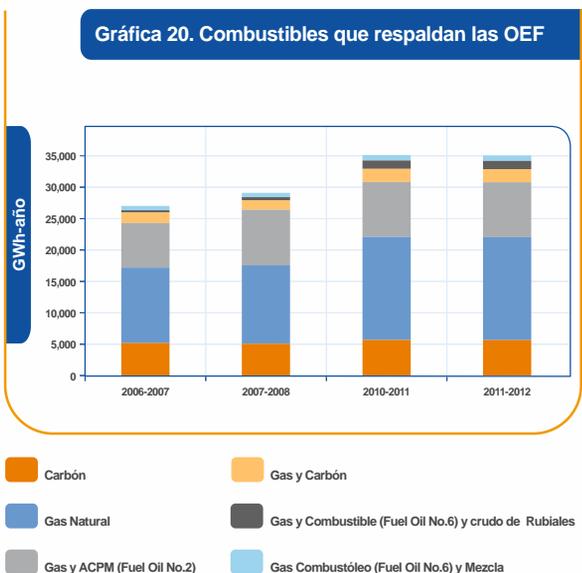
Periodo de vigencia 2011-2012:

- La planta Porce III fue declarada como especial por EPM, por lo que obtuvo asignación por la totalidad de la ENFICC declarada (9,189,843 kWh-día) y para un periodo de vigencia de diez años contados a partir del 1 de diciembre de 2011.

- La planta Amoyá fue declarada como nueva por Isagen, por lo que obtuvo asignación por la totalidad de la ENFICC declarada (587,031 kWh-día) y para un periodo de vigencia de un año contado a partir del 1 de diciembre de 2011, de acuerdo con su declaración.

Combustibles que respaldan las OEF

En cuanto a los combustibles empleados por los recursos térmicos se tiene que para los periodos de vigencia asignados, el mayor porcentaje de las asignaciones de OEF están respaldadas con gas natural (ver Gráfica 20).





2.5. Disponibilidad de generación

La disponibilidad total promedio día para las plantas despachadas centralmente del SIN fue de 11,377.1 MW (88.8% de la capacidad efectiva neta promedio), inferior en 141.2 MW a la registrada en el año inmediatamente anterior (ver Tabla 12). Aunque todos los meses presentaron valores muy similares, septiembre y octubre fueron los que presentaron disponibilidad menor.

Las plantas hidráulicas presentaron una disponibilidad promedio día de 7,701.0 MW, equivalente al 90.0% de la capacidad efectiva neta promedio. Las unidades con menores disponibilidades fueron: Guadalupe 43 (76.6%) la cual estuvo en abril en mantenimiento y en mayo indisponible por falla en el regulador de velocidad, Guadalupe 36 (78.3%) que estuvo en mantenimiento por modernización y overhaul entre abril y julio y Chivor 8 (79.6%) también en mantenimiento entre octubre y diciembre. Por otro lado las unidades

con mayores disponibilidades fueron Chivor 2 y 5 y Playas 3.

Por otro lado las unidades térmicas registraron una disponibilidad promedio día de 3,676.2 MW el 86.2% de su capacidad efectiva neta promedio. Las menores disponibilidades se presentaron en Zipa 3 (4.3%) la cual estuvo en mantenimiento desde el 18 de enero, Zipa 4 (32.7%) indisponible desde el 4 de septiembre por falla en la turbina, Guajira 1 y Guajira 2 (53.9 %, 63.9 %), indisponibles entre junio y octubre por adecuación del sistema de carbón, Termoyopal 2 indisponible por falla en turbina desde el 1 de octubre y Cartagena 1 indisponible desde el 16 de octubre por mantenimiento. A su vez las plantas con mayores disponibilidades fueron Flores 2, Merieléctrica y Termovalle 1.

La disponibilidad de las menores y cogeneradores es calculada a partir de la generación, la disponibilidad promedio día fue de 321.2 MW que corresponde al 59.2% de su capacidad efectiva neta promedio.

Tabla 12. Disponibilidad promedio día (MW) 2007

Tipo de recurso	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Plantas despachadas centralmente													
Hidráulica	7,864.8	7,646.7	7,440.4	7,585.4	7,344.9	7,428.9	7,903.0	7,791.9	7,712.6	7,643.7	7,957.8	8,091.7	7,701.0
Térmica	3,869.6	3,802.9	3,893.2	3,955.5	3,760.4	3,629.5	3,759.0	3,698.3	3,338.4	3,129.4	3,468.9	3,808.9	3,676.2
Gas	3,280.1	3,235.0	3,332.6	3,368.3	3,171.7	3,053.3	3,196.2	3,131.6	2,908.0	2,798.2	3,113.6	3,283.9	3,156.0
Carbón	589.5	567.9	560.5	587.2	588.7	576.3	562.8	566.7	430.4	331.2	355.3	524.9	520.1
Total Plantas DC	11,734.4	11,449.6	11,333.6	11,540.9	11,105.3	11,058.4	11,661.9	11,490.2	11,051.0	10,773.1	11,426.7	11,900.6	11,377.1
% respecto capacidad neta promedio plantas DC	91.9	89.4	88.4	90.0	86.6	86.2	90.9	89.6	86.2	84.0	89.1	92.8	88.8
Plantas no despachadas centralmente													
Menores (1)	268.9	235.2	278.0	335.3	322.3	372.1	314.0	318.4	289.4	316.8	342.1	362.9	312.9
Hidráulica y térmica	261.6	227.8	270.2	328.6	316.9	366.6	305.7	313.1	285.0	315.4	337.6	358.1	307.2
Eólica	7.3	7.5	7.7	6.7	5.4	5.5	8.3	5.2	4.4	1.4	4.5	4.7	5.7
Cogenerador (1)	7.4	8.4	8.1	5.4	6.5	8.5	10.0	10.5	10.1	9.5	8.4	6.6	8.3
% respecto capacidad neta promedio plantas no DC	54.8	48.3	56.7	67.3	63.0	69.7	59.3	57.6	51.2	56.5	61.9	63.4	59.2
Disponibilidad promedio total	12,010.8	11,693.3	11,619.6	11,881.6	11,434.1	11,439.0	11,985.9	11,819.1	11,350.5	11,099.4	11,777.2	12,270.1	11,699.4
% respecto capacidad neta promedio total	90.5	87.8	87.2	89.1	85.7	85.6	89.6	88.2	84.7	82.8	88.0	91.5	87.6

(1): Disponibilidad calculada a partir de la generación.



En la Tabla 13 se muestra el factor de utilización de las plantas del SIN en 2007, este aumentó en un 17.1% con respecto a 2006, resaltándose el crecimiento principalmente en las plantas térmicas a carbón, las cuales aumentaron en un 11.4% su factor de utilización con respecto al año 2006 mientras que las plantas térmicas a gas disminuyeron en un 9.0% con relación al año anterior; para una disminución total del factor de utilización del parque térmico del 3.0% con respecto al 2006. Los recursos que presentaron mayor factor de utilización fueron Playas, Paipa 4, Guatapé, Esmeralda y Pagua.

2.6. Ofertas de generación

El precio de oferta promedio para las plantas hidráulicas en 2007 fue de 118.2 \$/kWh, mientras que para las térmicas fue de 365.3 \$/kWh. Con respecto a 2006 los precios de oferta hidráulico y térmico aumentaron en 22.3 \$/kWh y 43.5 \$/kWh (23.3 % y 13.5%) respectivamente.

El máximo precio de oferta promedio hidráulico se presentó en marzo (168.3 \$/kWh) y el mínimo se presentó en noviembre con 65 \$/kWh (se refleja en el precio de Bolsa mensual promedio más bajo de 2007). Por su parte el máximo precio de oferta térmico se presentó en diciembre (529.3 \$/kWh), mes en que inicia la estación de verano en Colombia (ver Gráfica 21).

En cuanto a los precios promedios de oferta en la Bolsa de energía, 2007 fue superior a los correspondientes en 2006. Para la curva de oferta de 2007, los precios de oferta superiores a 100 \$/kWh correspondieron a una disponibilidad acumulada mayor a 7,700 MW (ver Gráfica 22).

La Tabla 14 presenta los porcentajes del número de veces que las plantas hidráulicas y térmicas determinaron el precio de Bolsa. En 2007, las plantas hidráulicas marcaron el precio de Bolsa el 85.7% de las veces, mientras las térmicas el restante 14.3%. Con respecto a 2006 se destaca el aumento del número de veces que las plantas térmicas pusieron el precio de Bolsa (en 2006 fue 7.9%).

La Gráfica 23 presenta las plantas que durante el 2007 marcaron el 90.8 % de las veces el precio de Bolsa, además se compara con 2006. En la misma Gráfica se aprecia que las centrales San Carlos, Guavio, Chivor y Guatron ocupan los cuatro primeros lugares, las mismas posiciones de 2006, aunque con un ligero aumento en el número de veces que marcaron el precio. Los mayores cambios con respecto a 2006 se presentan en Tebsa (73.8%), Guatapé (-54.7%) y La Tasajera (-49.5%).

Tabla 13. Factor de utilización 2007

Tipo de recurso	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Hidráulica	0.5325	0.5141	0.4998	0.5415	0.5742	0.5618	0.5697	0.5654	0.5989	0.5760	0.6442	0.5737	0.5627
Térmica	0.2703	0.3764	0.3880	0.2327	0.2040	0.2093	0.2269	0.2428	0.1990	0.2232	0.1076	0.2337	0.2428
Gas	0.2095	0.3051	0.3204	0.1732	0.1429	0.1729	0.1901	0.1974	0.1728	0.2162	0.0958	0.1711	0.1973
Carbón	0.5797	0.7387	0.7318	0.5355	0.5151	0.3944	0.4140	0.4733	0.3327	0.2586	0.1677	0.5516	0.4744
Menores	0.4852	0.4223	0.5011	0.6093	0.5876	0.6798	0.5669	0.5619	0.5286	0.5849	0.6260	0.6641	0.5681
Hidráulica y térmica	0.5115	0.4407	0.5300	0.6602	0.6311	0.6947	0.5912	0.5667	0.5652	0.6240	0.6437	0.6958	0.5962
Eólica	0.3960	0.4065	0.4205	0.3639	0.2934	0.2977	0.4488	0.2752	0.2393	0.0734	0.2447	0.2576	0.3097
Cogeneradores	0.7805	0.8237	0.7297	0.7878	0.7106	0.6517	0.7349	0.5217	0.6633	0.6566	0.9123	0.7738	0.7289
Total SIN	0.5171	0.5341	0.5296	0.5428	0.5191	0.5256	0.5246	0.4730	0.4974	0.5102	0.5725	0.5613	0.5256



Gráfica 21. Evolución de los precios de oferta promedio hidráulica y térmica

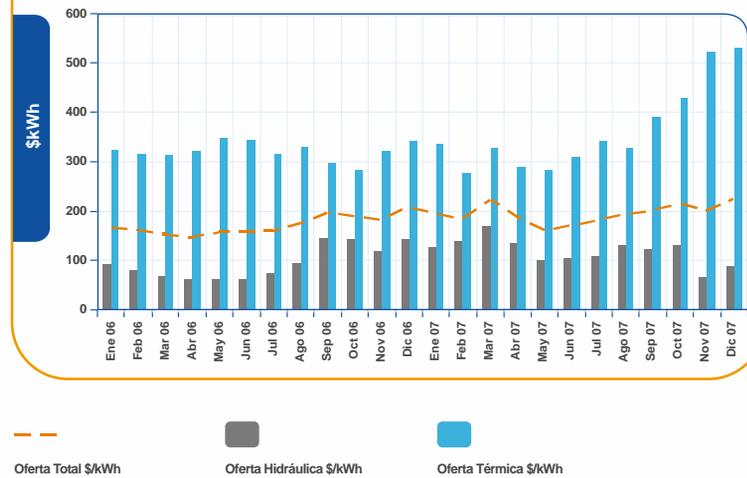


Tabla 14. Determinación del precio de Bolsa por tipo de recurso en 2007

Mes	Hidráulicos %	Térmicos %
Enero	88.9	11.1
Febrero	88.6	11.4
Marzo	73.1	26.9
Abril	90.5	9.5
Mayo	82.3	17.7
Junio	84.5	15.5
Julio	90.1	9.9
Agosto	89.2	10.8
Septiembre	85.3	14.7
Octubre	80.3	19.7
Noviembre	88.3	11.7
Diciembre	87.1	12.9

2.7. Producción de electricidad

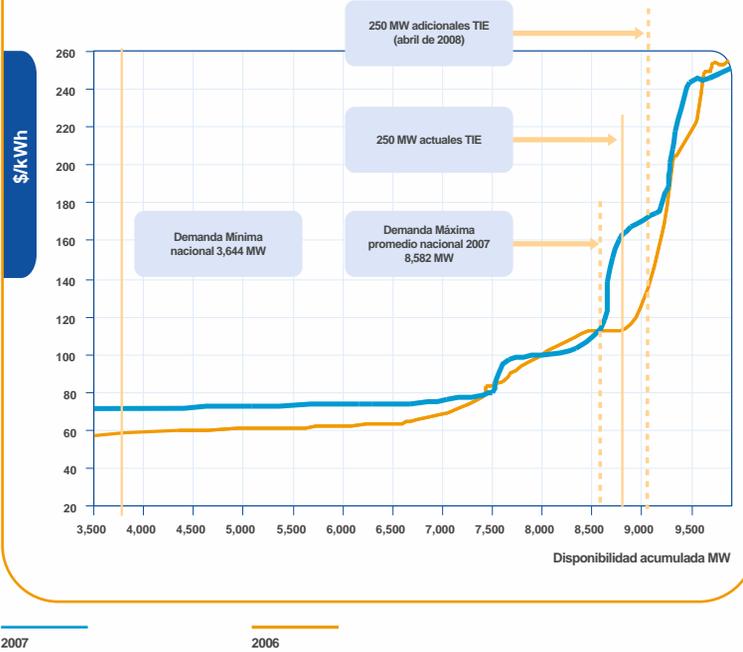
La generación total del SIN en 2007 fue 53,624.1 GWh con un incremento de 2.5% con respecto a 2006. La composición de la generación fue 78.0% con generación hidráulica, 16.9% con generación térmica (11.4% con a gas y 5.4% a carbón) y 5.1% generación con plantas menores, cogeneradores y eólica (ver Tabla 15 y ver Gráfica 24).

Con respecto a 2006 la generación hidráulica aumentó en un 3.8% y la generación térmica disminuyó en un 4.6%. Sobresale el incremento en la generación de las plantas a carbón en un 12.2% con respecto a 2006 (las que más aumentaron Zipa 5 (113.9 %) y Zipa 2 (106.6 %) mientras que la generación de las plantas a gas disminuyó en un 10.9%.

El 68% de la generación total del Sistema estuvo representada por las siguientes plantas: San Carlos (13.5%), Guavio (10.0%), Chivor (7.5%), Tebsa (7.3%), Guatapé (6.7%), Pagua (6.6%), Guatron (5.0%), Porce II (3.8%), Betania (3.8%) y Alban (3.7%).



Gráfica 22. Curva de oferta promedio hora 19 - Años 2006 y 2007



Gráfica 23. Plantas que marcaron el precio de Bolsa

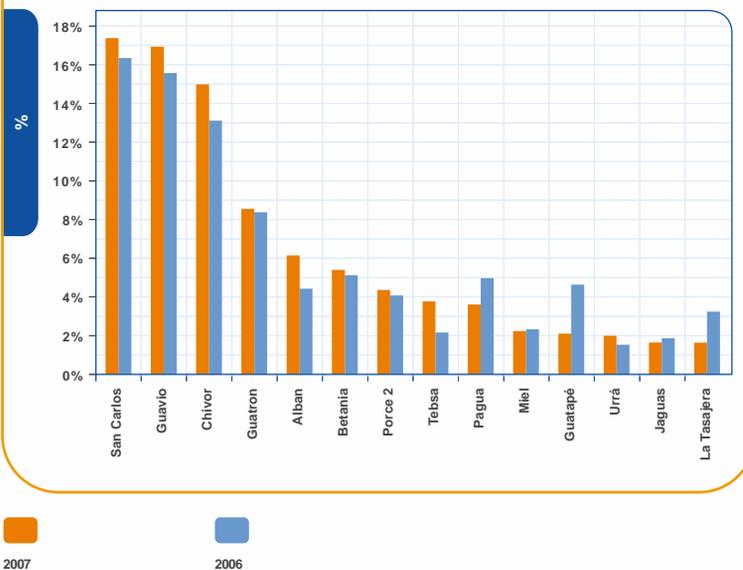




Tabla 15. Generación de energía (GWh) 2007

Tipo de recurso	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Hidráulica	3,361.0	2,930.9	3,154.6	3,307.4	3,624.0	3,431.6	3,595.5	3,568.6	3,657.8	3,635.4	3,934.9	3,620.7	41,822.6
Térmica	856.6	1,077.2	1,229.5	713.7	646.5	641.7	719.0	769.3	610.3	707.2	329.9	740.4	9,041.5
Gas	554.7	729.7	848.4	443.8	378.3	443.0	503.4	522.8	442.7	572.6	245.4	453.2	6,137.8
Carbón	301.9	347.5	381.1	269.9	268.3	198.8	215.6	246.5	167.7	134.7	84.5	287.3	2,903.7
Menores	194.7	153.1	201.0	236.6	235.8	263.9	227.5	225.5	205.2	234.7	243.1	266.5	2,687.4
Hidráulica y térmica	189.2	148.0	195.3	231.8	231.8	260.0	221.3	221.7	202.1	233.7	239.8	262.9	2,637.5
Eólica	5.4	5.0	5.8	4.8	4.0	3.9	6.2	3.8	3.2	1.0	3.2	3.5	49.9
Cogeneradores	5.5	5.7	6.0	3.9	4.9	6.1	7.4	7.8	7.3	7.1	6.0	4.9	72.6
Total generación SIN	4,417.8	4,166.8	4,591.2	4,261.6	4,511.1	4,343.4	4,549.4	4,571.3	4,480.7	4,584.4	4,513.9	4,632.5	53,624.1

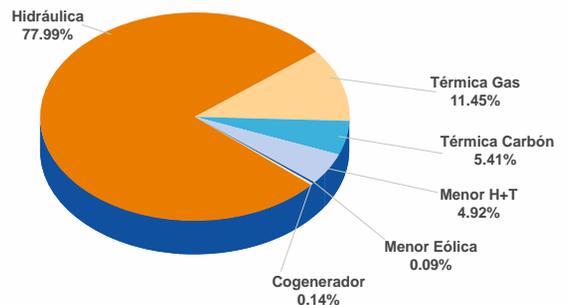
Las unidades térmicas que presentaron mayor aumento con respecto al año anterior fueron: Cartagena 1 (5,472.3 %), Termosierra 1 (249.1%), Zipa 5, (113.9%) y Zipa 2 (106.6%) y Cartagena 3 (91.0%). De otro lado, algunas unidades térmicas que más disminuyeron fueron: Zipa 3 (-99.8%), Flores 3 (-80.1%), Palenque 3 (-76.4%) y Calendaria 2 (-74.6%).

2.8. Importaciones y exportaciones de electricidad

En 2007, Colombia importó desde Ecuador 38.39 GWh, la mayoría (99.6%) por el enlace de Pomasqui - Jamondino 230 kV y desde Venezuela 1.15 GWh, por el enlace de Cuestecitas - Cuatricentenario 230 kV. Con respecto al año anterior las importaciones aumentaron en 40.7%.

De otro lado, Colombia exportó a Ecuador 876.60 GWh, (el 99.9% de estas exportaciones se realizó por el enlace Pomasqui - Jamondino 230 kV), con un decremento en un 45.5% frente a lo exportado en 2006 (ver Tabla 16 y Gráfica 25). En 2007 no se realizaron exportaciones a Venezuela.

Gráfica 24. Composición de la generación 2007



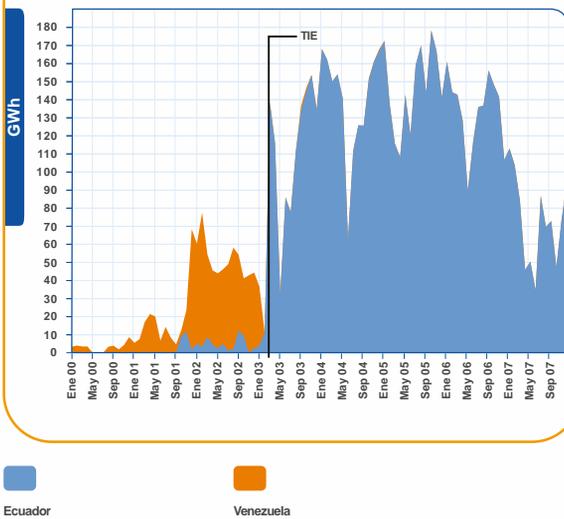
La Gráfica 26 muestra el porcentaje de utilización de la interconexión Colombia-Ecuador y la disponibilidad de la misma desde el inicio de la TIE. En los años 2004-2006 el factor de utilización fue igual o superior al 80%, en el año 2007 estuvo cerca del 43 % (en una proporción parecida disminuyeron las exportaciones). La disponibilidad de la interconexión desde 2004 ha estado muy cercana al 100%.



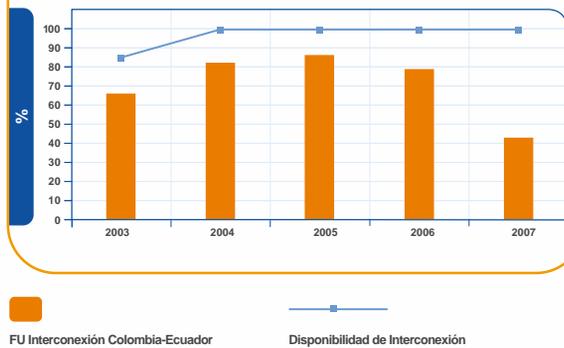
Tabla 16. Interconexiones internacionales GWh 2007

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Exportación													
Tulcán - Panamericana 1 138 kV	0.43	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.00	0.06	0.00	0.77	0.00	1.27
Pomasqui - Ecuador 230 kV	112.60	103.73	84.23	45.95	50.48	34.71	86.87	69.72	72.78	47.39	72.89	93.97	875.33
Cadafe - Zulia 1 115 kV	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Corozo - San Mateo 1 230 kV	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Cuestecitas - Cuatricentenario 1 230 kV	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total exportación	113.03	103.73	84.23	45.95	50.48	34.71	86.89	69.72	72.84	47.39	73.66	93.97	876.60
Importación													
Tulcán - Panamericana 1 138 kV	0.15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.15
Pomasqui - Ecuador 230 kV	0.42	0.02	0.39	6.21	8.93	4.35	2.22	3.58	1.17	0.80	8.80	1.35	38.24
Corozo - San Mateo 1 230 kV	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Cuestecitas - Cuatricentenario 1 230 kV	0.85	0.09	0.00	0.21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.15
Total importación	1.42	0.11	0.39	6.42	8.93	4.35	2.22	3.58	1.17	0.80	8.80	1.35	39.54

Gráfica 25. Evolución interconexiones internacionales



Gráfica 26. Disponibilidad y utilización de la interconexión Colombia - Ecuador





Demanda de electricidad

Informe de evolución del sistema y administración del mercado

LOS EXPERTOS EN MERCADOS



Empresa del GRUPO USA



3. Demanda de Electricidad

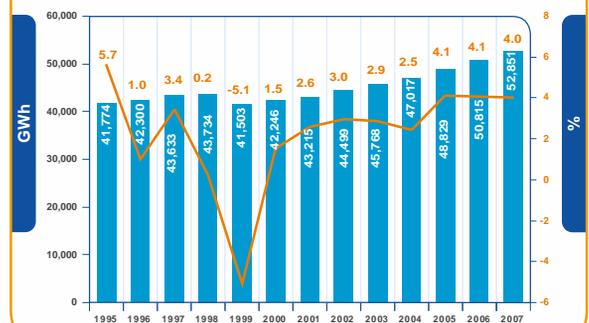
INFORME DE OPERACIÓN DEL SISTEMA Y ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO



3.1. Demanda del SIN

En el año 2007 la demanda de electricidad del SIN⁷ continuó la tendencia creciente iniciada desde el 2000, al finalizar el año alcanzó un valor de 52,851.3 GWh, el más alto en la historia del país y un crecimiento con respecto a 2006 de 4.0%, que se constituye en el cuarto más alto en la historia del mercado, superado por el registrado en 1995 (5.7%), en 2005 (4.1%) y en 2006 (4.1%) tal como se muestra en la Gráfica 27.

Gráfica 27. Demanda anual de electricidad y crecimiento



Nota: Las series de demanda se reconstruyeron, al excluir la generación del autogenerador OXY, por solicitud de la UPME.

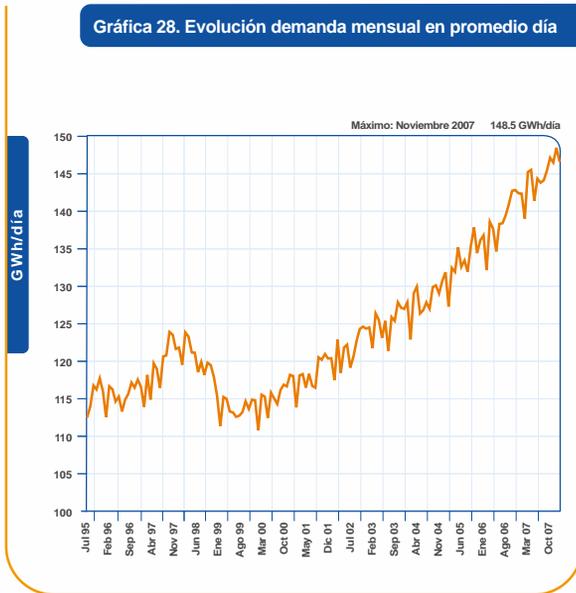
Al considerar la demanda en promedio día, ésta registró en 2007 un valor anual de 144.8 GWh/día. En resolución mensual noviembre presentó el máximo

⁷ Demanda del SIN = generación + importaciones + demanda no atendida – exportaciones.



valor promedio día en el año con un valor de 148.5 GWh/día, el más alto en la historia del mercado (ver Gráfica 28). En resolución diaria, la máxima demanda de energía se presentó el día jueves 13 de diciembre de 2007 con 159.8 GWh/día.

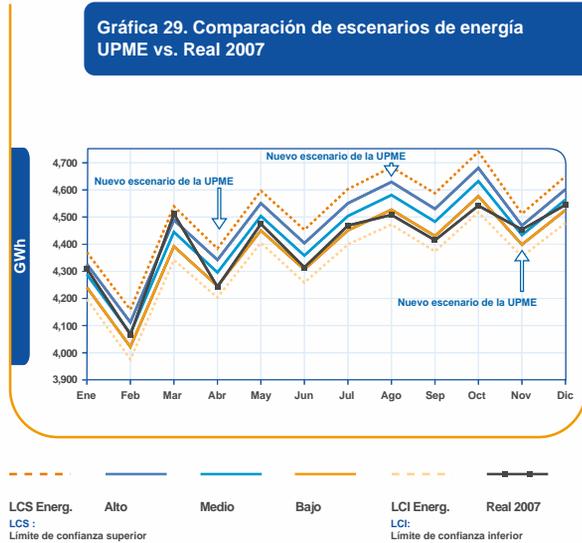
Gráfica 28. Evolución demanda mensual en promedio día



Al evaluar la evolución mensual de la demanda del SIN durante 2007 frente a los escenarios de energía previstos por la UPME se observa que la demanda se movió entre los tres escenarios esperados, es así como hasta febrero la demanda se mantuvo muy cerca del escenario medio, en marzo por encima del escenario alto y en abril y mayo muy cerca al escenario bajo y medio respectivamente. A partir de junio y hasta octubre se ubica muy cerca al escenario bajo y regresa al escenario medio en noviembre y diciembre. Durante 2007 la UPME realizó la actualización de los escenarios de energía en los meses de abril, agosto, y noviembre (ver Gráfica 29).

La demanda de electricidad ha tenido una estrecha relación con el comportamiento del Producto Interno Bruto -PIB- al presentar un coeficiente de correlación alto (cercano al 90% para el período 1995 – 2007) para estas dos variables, tomando como base las variaciones trimestrales de ellas. En relación con el crecimiento

Gráfica 29. Comparación de escenarios de energía UPME vs. Real 2007



del PIB y el de la demanda de electricidad suministrada a través del SIN, se puede observar en la Gráfica 30 cómo ha sido su evolución del crecimiento trimestral desde el inicio del mercado mayorista de electricidad en julio de 1995 hasta el tercer trimestre de 2007, para el PIB y hasta el cuarto trimestre de 2007 para la demanda de electricidad.

Gráfica 30. Tasa de crecimiento trimestral de la economía vs. Tasa de crecimiento trimestral de la demanda de electricidad



Fuente: Datos PIB – Departamento Administrativo Nacional de Estadística -DANE-



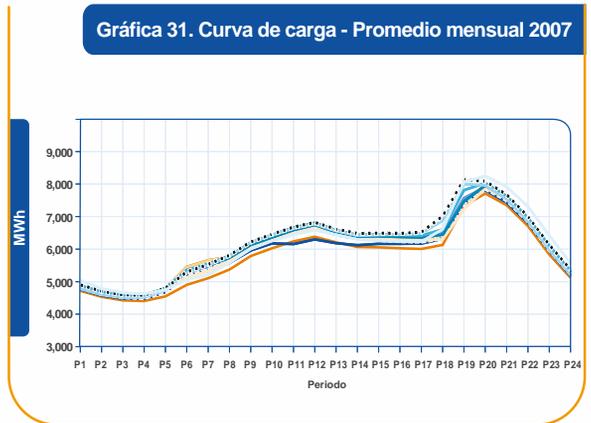
Según el DANE, el crecimiento del PIB en el tercer trimestre del 2007 fue de 6.74 puntos porcentuales, sin cultivos ilícitos, con respecto al mismo trimestre del año anterior. Con cultivos ilícitos el crecimiento fue de 6.65%. Al descomponer por grandes ramas de actividad económica, todas aportaron puntos positivos siendo los renglones con mayor participación en este crecimiento la industria manufacturera (1.38 puntos porcentuales); el comercio, reparación, restaurantes y hoteles (1.18 puntos) y transporte, almacenamiento y comunicaciones (0.91 puntos). Por su parte, la demanda de electricidad creció en el tercer trimestre un 3.2% con respecto al mismo trimestre del año anterior, mientras que en el último trimestre del año creció en 3.3%.

Con respecto a las tasas de crecimiento mensuales⁸, durante 2007 éstas fluctuaron entre 2.6%, registrada en octubre, y 5.7%, registrada en marzo. El detalle de la evolución de la demanda del año y las tasas de crecimiento se presentan en la Tabla 17.

En la Gráfica 31 se muestra la curva de carga del SIN en promedio horario de energía. En ella se observa como la curva de enero es la que exhibe menores valores a lo largo de todos los periodos horarios, mientras se destaca diciembre con los mayores valores desde

⁸ Tasas de crecimiento respecto al mismo mes del año anterior

la punta dos (período 19 – 20) hasta los periodos de más baja carga (periodos uno hasta el cinco).



— ENERO — FEBRERO — MARZO — ABRIL — MAYO — JUNIO
— JULIO — AGOSTO — SEPTIEMBRE — OCTUBRE — ● NOVIEMBRE — DICIEMBRE

3.2. Demanda no atendida

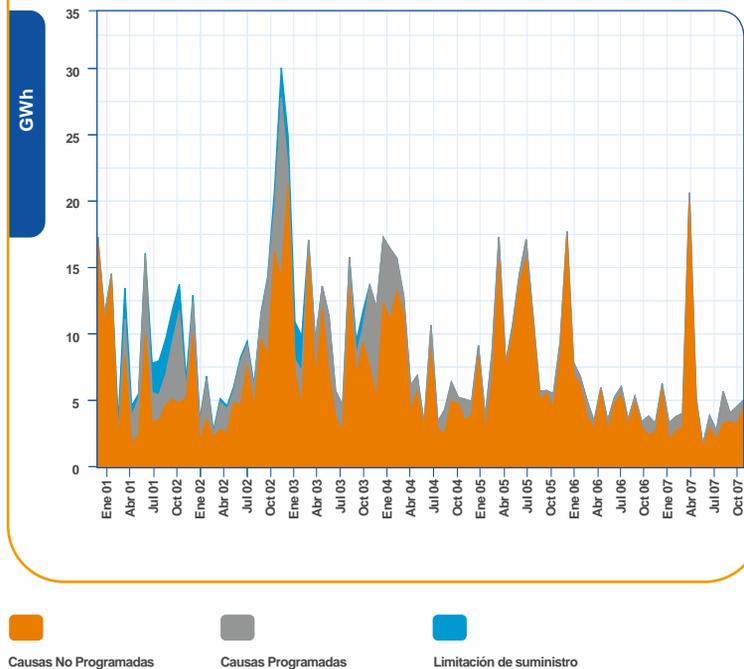
En la Gráfica 32 se observa la evolución de la demanda no atendida, clasificada por causas programadas, no programadas y limitación de suministro, desde enero de 2001 hasta diciembre de 2007. En 2007, la demanda no atendida alcanzó 64.3 GWh (0.1% de la demanda del SIN), con un crecimiento de 17.8% con respecto a 2006, cuando se registró una demanda no atendida de 54.6 GWh. Abril de 2007 fue

Tabla 17. Balance generación - demanda (GWh) 2007

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Generación	4,417.80	4,166.81	4,591.15	4,261.58	4,511.14	4,343.44	4,549.37	4,571.26	4,480.68	4,584.41	4,513.90	4,632.54	53,624.1
Importación Internacional	1.4	0.1	0.4	6.4	8.9	4.4	2.2	3.6	1.2	0.8	8.8	1.3	39.5
Exportación Internacional	113.0	103.7	84.2	46.0	50.5	34.7	86.9	69.7	72.8	47.4	73.7	94.0	876.6
Demanda nacional atendida	4,306.2	4,063.2	4,507.3	4,222.1	4,469.6	4,313.1	4,464.7	4,505.1	4,409.0	4,537.8	4,449.0	4,539.9	52,787.0
Demanda nacional no atendida	3.3	3.8	4.0	20.6	5.2	1.7	3.8	2.7	5.7	4.0	4.5	5.0	64.3
Demanda del SIN	4,309.5	4,066.9	4,511.3	4,242.7	4,474.7	4,314.7	4,468.6	4,507.8	4,414.7	4,541.8	4,453.6	4,544.9	52,851.3
Tasa de crecimiento mensual (%)	5.2	4.8	5.7	5.0	4.4	3.9	3.3	3.2	3.1	2.6	4.2	3.0	
Tasa de crecimiento últimos 12 meses (%)	4.2	4.2	4.3	4.8	4.8	4.8	4.6	4.5	4.4	4.1	4.1	4.0	



Gráfica 32. Demanda no atendida por causa



el mes con mayor demanda no atendida (por evento ocurrido el día 26), seguido de septiembre y mayo (ver Tabla 18), y el área operativa con mayor demanda sin atender fue Cauca – Nariño con el 21.9% del total de la demanda no atendida.

Del total de la demanda no atendida el 17.8% (11.4 GWh) correspondió a causas programadas. El área operativa con mayor participación en la demanda no atendida por este tipo de causa durante el año fue Cauca-Nariño con 3.2 GWh equivalentes al 27.8% del total de esta variable (ver Tabla 19).

Por su parte, la demanda que se dejó de atender por causas no programadas representó el 82.2% de la demanda no atendida del SIN (52.8 GWh). La mayor demanda no atendida por este tipo de causa se presentó en abril, debido a evento en el SIN el día 26 por colapso del sistema eléctrico en todo el territorio nacional. El área operativa con mayor participación en esta va-

riable durante el año fue Cauca-Nariño con 10.9 GWh no atendidos equivalentes al 20.6% de la demanda no atendida por causas no programadas (ver Tabla 19).

Tabla 18. Demanda no atendida por causa (MWh)

Mes	Programada	No programada	Limitación de suministro	Total
Enero	1,298.8	1,990.3	12.7	3,301.7
Febrero	1,076.5	2,680.6	0.0	3,757.1
Marzo	973.0	3,039.5	0.0	4,012.5
Abril	880.2	19,756.1	0.0	20,636.3
Mayo	562.9	4,591.7	0.0	5,154.6
Junio	269.6	1,398.8	0.0	1,668.4
Julio	928.6	2,919.1	0.0	3,847.7
Agosto	660.3	2,048.7	0.0	2,708.9
Septiembre	2,339.4	3,310.9	0.0	5,650.2
Octubre	612.6	3,414.1	0.0	4,026.7
Noviembre	1,344.0	3,183.8	0.0	4,527.8
Diciembre	493.4	4,510.7	0.0	5,004.1
Total	11,439.1	52,844.1	12.7	64,295.8



Tabla 19. Demanda no atendida por área operativa y causa (MWh) 2007

Área operativa	Causas Programadas	%	Causas No Programadas	%	Limitación de Suministro	%
Antioquia - Chocó	501.7	4.4	3,399.8	6.4	11.7	92.6
Atlántico	173.8	1.5	3,548.7	6.7	0.0	0.0
Bogotá	430.2	3.8	5,203.5	9.8	0.0	0.0
Bolívar	688.9	6.0	1,325.0	2.5	0.0	0.3
Caldas - Quindío - Risaralda	93.9	0.8	2,000.4	3.8	0.0	0.0
Cauca - Nariño	3,174.7	27.8	10,911.5	20.6	0.0	0.0
Cerromatoso	275.0	2.4	55.4	0.1	0.0	0.0
Córdoba - Sucre	481.9	4.2	1,206.4	2.3	0.7	5.7
Guajira - Cesar - Magdalena	1,867.9	16.3	4,342.8	8.2	0.0	0.0
Huila - Caquetá	362.3	3.2	5,193.4	9.8	0.0	0.0
Meta	866.8	7.6	978.4	1.9	0.0	0.0
Nordeste	2,251.1	19.7	7,947.9	15.0	0.2	1.4
Tolima	268.0	2.3	4,488.9	8.5	0.0	0.0
Valle del Cauca	3.0	0.0	2,242.0	4.2	0.0	0.0
Total	11,439.1	100.0	52,844.1	100.0	12.7	100.0

En enero de 2007 se dejaron de atender 0.0127 GWh por limitación de suministro, debido al no pago de sus obligaciones en el MEM del comercializador Energen.

La demanda no atendida por atentados en 2007 disminuyó frente a 2006 en un 83.6%, dejándose de atender por esta causa 2.7 GWh (ver Tabla 20). Las áreas más afectadas por atentados fueron en su orden: Cauca-Nariño (71% de la demanda no atendida por atentados), Valle del Cauca (16.9% del total), Nordeste (10.2% del total) y Antioquia – Chocó (1.9% del total).

3.3. Demanda comercial

En el año 2007 la demanda comercial fue 53,663.6 GWh para una tasa de crecimiento de 2.5% con respecto al año anterior. De esta demanda 52,787.0 GWh corresponden a la demanda doméstica⁹, es decir el resultante de sumar la demanda de los comercializadores que atienden usuarios finales colombianos y la demanda internacional de despacho

⁹ La demanda total doméstica es la sumatoria de los valores de la demanda doméstica de todos los comercializadores, que incluye los factores de pérdidas para referir a nivel de 220 kV y las pérdidas del STN.

Tabla 20. Demanda no atendida por atentados (MWh) 2007

Mes	Demanda no atendida
Enero	0.0
Febrero	273.9
Marzo	51.5
Abril	0.0
Mayo	501.9
Junio	0.0
Julio	133.0
Agosto	0.0
Septiembre	0.0
Octubre	329.7
Noviembre	67.7
Diciembre	1,331.7
Total	2,689.3

económico coordinado¹⁰, la cual corresponde a las exportaciones a Ecuador (876.6 GWh).

¹⁰ La demanda internacional de despacho económico coordinado es la sumatoria de los valores de las demandas correspondientes a las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo, que son resultado del proceso de Despacho Económico Coordinado, que incluye los factores de pérdidas para referir a nivel de 220 kV y las pérdidas del STN. Actualmente corresponde a las exportaciones a Ecuador.



Desde el punto de vista de usuarios, la demanda comercial no regulada en 2007, presentó un promedio de 46.8 GWh/día. Por su parte la demanda regulada registró un promedio de 97.0 GWh. En la Tabla 21 se presentan las tasas de crecimiento de la demanda regulada y no regulada durante 2007.

3.3.1. Evolución de la demanda comercial no regulada

Durante el año 2007, la demanda comercial de las fronteras de usuarios no regulados -UNR- y de alumbrado público alcanzó 17,087.7 GWh, lo cual representa un crecimiento bruto de 1.3% al compararlo con los niveles de demanda de estos usuarios en 2006 (ver Gráfica 33). Este crecimiento se compone de 2.9% que corresponde al crecimiento real de la demanda no regulada, un 1.2% al ingreso de nuevos usuarios no regulados y un -2.8% a la cancelación de fronteras y al paso de usuarios no regulados a regulados.

El incremento en la demanda comercial anual no regulada de 1.3% para el año 2007 resultó inferior al incremento anual de 2006, que alcanzó 6.3%. Lo anterior, se debió entre otras causas, al menor registro de fronteras de UNR en 2007 frente a 2006, en especial durante los meses de enero y agosto.

La distribución geográfica de la demanda comercial no regulada se presenta en la Gráfica 34. Aunque en la mayoría de los departamentos del país se incrementó la demanda comercial no regulada, Huila, Santander y Bogotá D.C. presentaron los mayores decrecimientos con un 24.5%, 16.4% y 8.3% respectivamente, al compararlos con el año anterior. Por su parte, los mayores crecimientos se registraron en Meta con un 41.5%, seguida de Chocó con un crecimiento del 30.6%. A diferencia de años anteriores, Bogotá pasó de ser el mayor centro de consumo en 2006 a ocupar la segunda posición en 2007 con 2,663.4 GWh, mientras

Antioquia pasó a ocupar el primer lugar con 2,788.2 GWh y un incremento de 3.8% al compararla con el año anterior.

En relación con el crecimiento de la demanda comercial no regulada según las agrupaciones de la Clasificación Internacional Industrial Uniforme de todas las actividades económicas -CIIU-¹¹, se presentaron crecimientos por encima del 7% en algunas actividades, tanto por ingreso de nuevos UNR como por crecimiento económico (ver Gráfica 35).

Al igual que en los últimos años, la agrupación "Industrias manufactureras" alcanzó los mayores niveles de demanda comercial no regulada en la distribución por CIIU para el año 2007, llegando a 8,307.4 GWh, con un incremento con respecto al nivel de demanda en 2006 de 3.2%. Esta agrupación representó el 48.6% de la demanda comercial no regulada total del año (ver Gráfica 36).

3.3.2. Evolución de la demanda comercial de las fronteras reguladas registradas

La demanda comercial de las fronteras de Usuarios Regulados registradas llegó en 2007 a 959.0 GWh, superior a la de 2006 en 35.4%. En proporción a la demanda total doméstica esta demanda fluctuó entre 1.7% (enero y abril) y 1.9% (octubre, noviembre y diciembre). Por su parte en proporción a la demanda regulada total del año (35,422.2 GWh) la demanda de las fronteras registradas varió entre el 2.5% (enero) y el 2.8% (septiembre).

Bogotá D.C, Valle y Atlántico, son las regiones que presentan mayor número de fronteras Reguladas registradas en el MEM. Así mismo, la demanda comercial de estas fronteras alcanzó los mayores valores

¹¹ Esta clasificación es proporcionada por los agentes comercializadores al momento del registro de las fronteras de usuarios.



Tabla 21. Tasas de crecimiento demanda de electricidad 2007

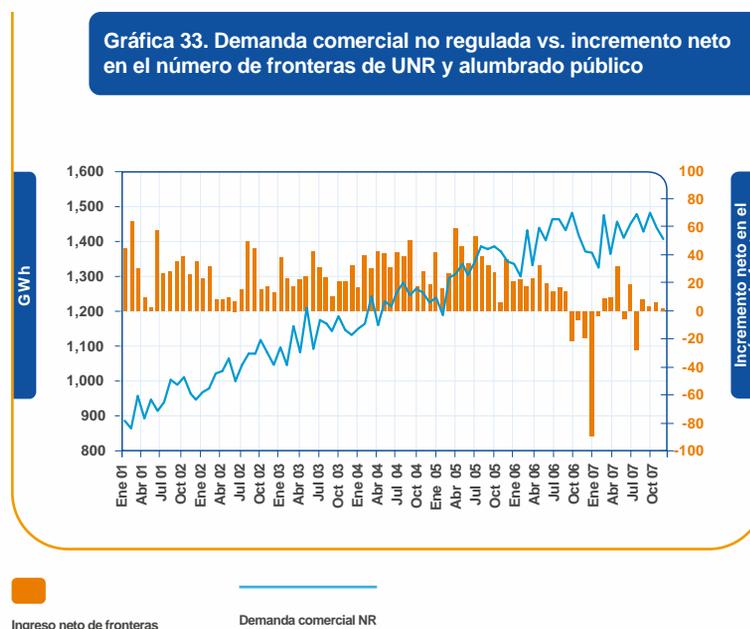
Mes	Valores de la demanda del SIN (GWh)	Valores de las tasas de crecimiento (%)								
		Demanda del SIN			Demanda regulada (1), (4)			Demanda no regulada (1), (4)		
		Mensual (1)	Acumul Anual (2)	Últimos 12 meses (3)	Mensual (1)	Acumul Anual (2)	Últimos 12 meses (3)	Mensual (1)	Acumul Anual (2)	Últimos 12 meses (3)
Enero	4,309.5	5.2	5.2	4.2	6.7	6.7	3.6	2.4	2.4	5.8
Febrero	4,066.9	4.8	5.0	4.2	6.4	6.6	3.9	1.7	2.0	5.2
Marzo	4,511.3	5.7	5.2	4.3	7.2	6.8	4.4	3.1	2.4	4.6
Abril	4,242.7	5.0	5.2	4.8	5.9	6.6	5.0	2.4	2.4	4.7
Mayo	4,474.7	4.4	5.0	4.8	5.9	6.4	5.2	1.3	2.2	4.1
Junio	4,314.7	3.9	4.8	4.8	5.6	6.3	5.5	0.5	1.9	3.5
Julio	4,468.6	3.3	4.6	4.6	5.5	6.2	5.6	-0.8	1.5	2.7
Agosto	4,507.8	3.2	4.4	4.5	4.3	5.9	5.7	1.0	1.4	2.3
Septiembre	4,414.7	3.1	4.3	4.4	4.7	5.8	5.7	-0.2	1.2	2.0
Octubre	4,541.8	2.6	4.1	4.1	3.7	5.6	5.5	0.2	1.1	1.4
Noviembre	4,453.6	4.2	4.1	4.1	5.7	5.6	5.5	1.4	1.2	1.2
Diciembre	4,544.9	3.0	4.0	4.0	3.2	5.4	5.4	2.7	1.3	1.3

(1) Crecimiento con respecto al mismo mes del año anterior

(2) Con respecto al acumulado del año

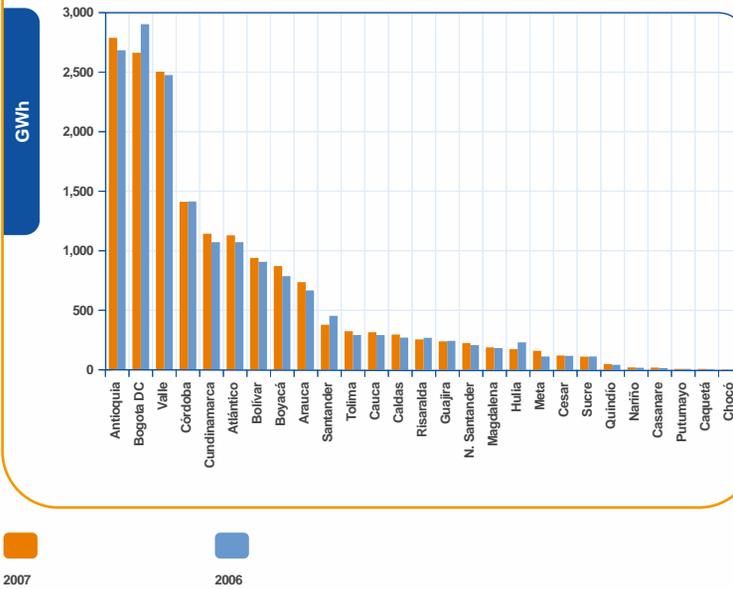
(3) Con respecto a los últimos 12 meses

(4) El crecimiento de la demanda regulada y no regulada se ve afectado por el paso de usuarios regulados a no regulados.

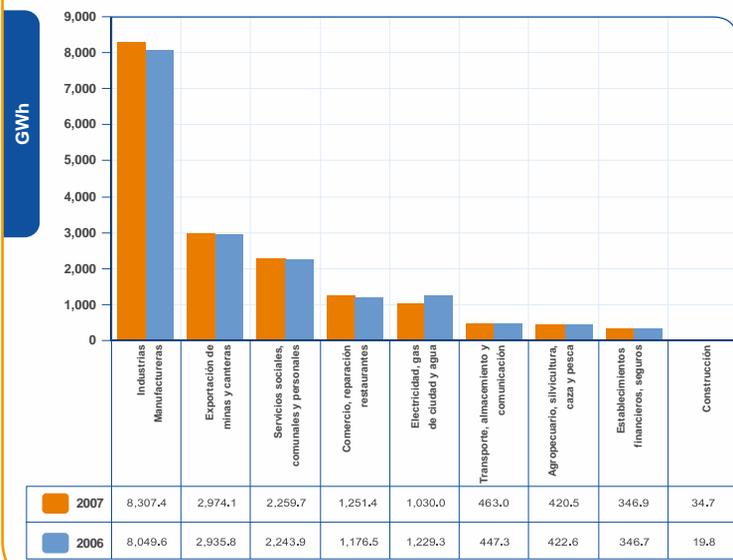




Gráfica 34. Distribución geográfica de la demanda de UNR

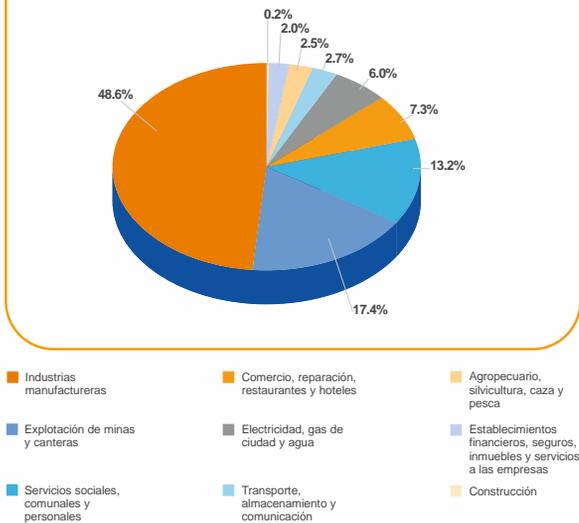


Gráfica 35. Demanda no regulada por agrupaciones CIU





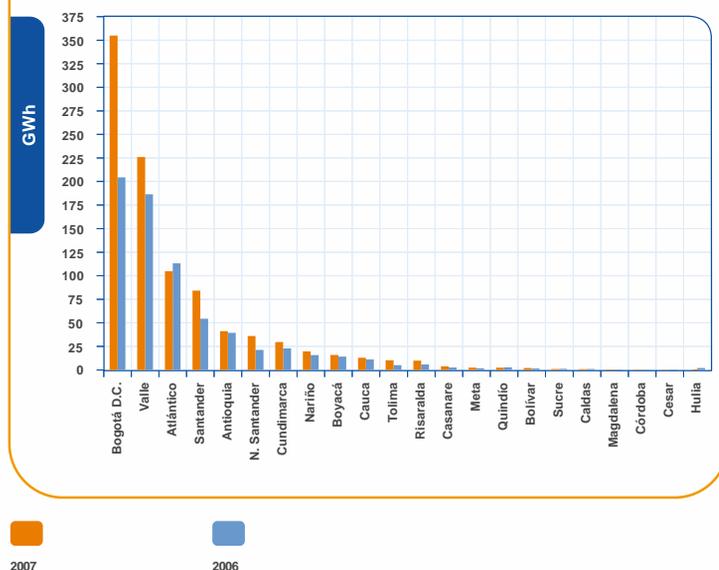
Gráfica 36. Composición de la demanda no regulada por actividades CIU - 2007



con 355.0 GWh, 226.1 GWh y 104.8 GWh, respectivamente (ver Gráfica 37). No obstante, en total, la demanda de las fronteras de usuarios regulados registradas solamente representan el 1.8% de la demanda comercial.

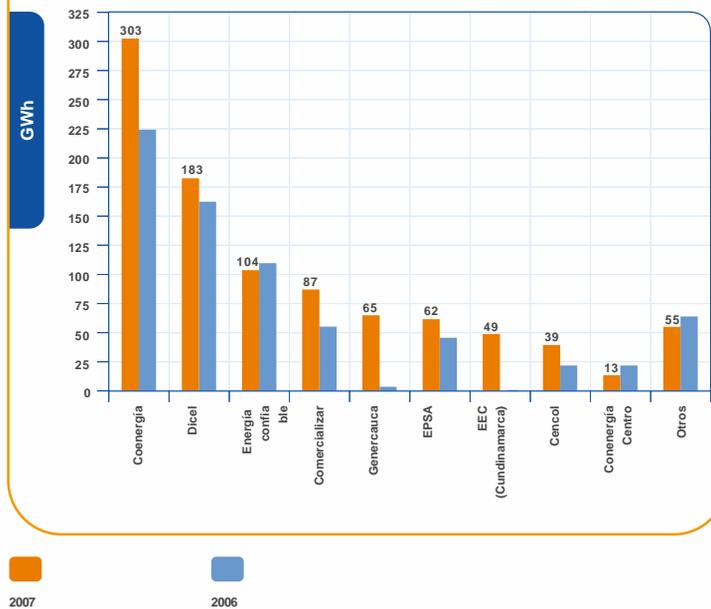
En cuanto a la distribución de la demanda de las fronteras de usuarios regulados registradas por agentes comercializadores, Conenergía cuenta con la mayor demanda de estas fronteras, presentando un incremento de 35.4% respecto al nivel de demanda atendido en el año anterior. Dicl y Energía Confiable son los otros dos comercializadores que atienden mayor demanda de energía, en conjunto con Conenergía atienden el 61.4% de la demanda de las fronteras reguladas registradas (ver Gráfica 38).

Gráfica 37. Distribución geográfica de la demanda de las fronteras comerciales reguladas registradas





Gráfica 38. Distribución de la demanda de fronteras de usuarios regulados registrados por comercializador



3.3.3. Demanda por operador de red

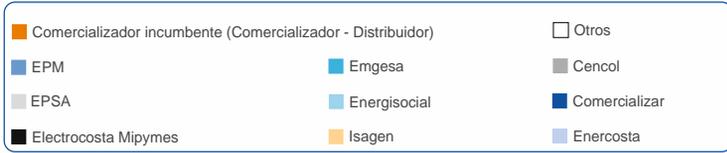
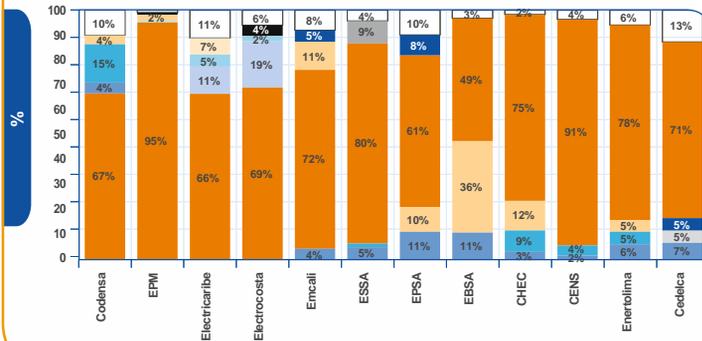
La distribución en Colombia durante el año 2007 fue realizado por 34 operadores de red, 12 de los cuales distribuyeron el 83% de la demanda anual. En la Gráfica 39 se muestra para los 12 mayores operadores de red la distribución por comercializador de la demanda atendida el año 2007. Tal como se observa, por lo menos el 49% de la demanda en cada operador de red fue atendida a través del comercializador incumbente (comercializador-distribuidor que atiende su área propia de distribución), destacándose los operadores EPM, ESSA y CENS donde el comercializador incumbente atendió el 80% o más de la demanda del operador respectivamente. Por su parte, de los doce operadores analizados, EBSA es el operador de red donde su comercializador incumbente atiende la menor proporción de la demanda (49%).

3.4. Demanda de potencia

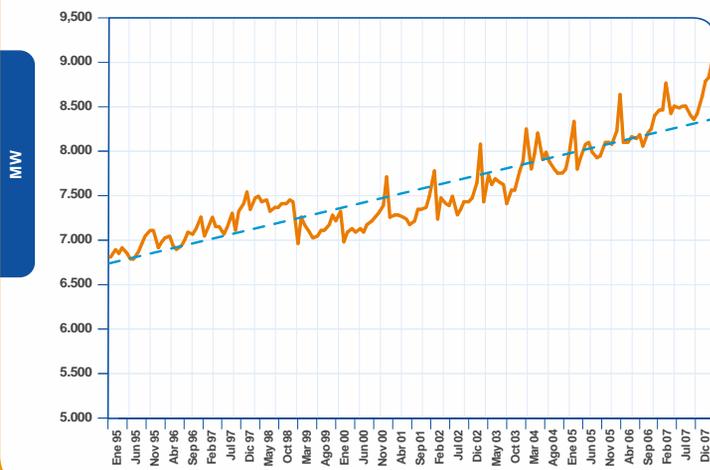
El valor de 9,093 MW fue la demanda máxima de potencia en el año 2007 registrándose el miércoles 12 de diciembre en el período 20, el cual se constituye en el valor más alto de la historia (ver Gráfica 40), y equivale a un crecimiento anual con respecto a 2006 de 3.8%. En la Tabla 22 se muestra la evolución de la demanda máxima de potencia para los años 2006 y 2007.



Gráfica 39. Distribución por comercializador de la demanda en los operadores de red - Año 2007



Gráfica 40. Demanda máxima de potencia



Demanda máxima de potencia

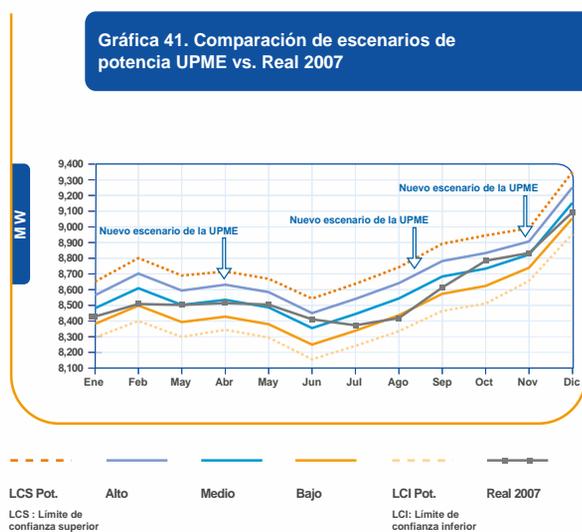
Pendiente demanda máxima



Tabla 22. Demanda máxima atendida de potencia (MW) y día de ocurrencia 2006 - 2007

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Máxima Anual
Demanda de potencia 2007	8,429	8,509	8,503	8,515	8,505	8,411	8,373	8,419	8,614	8,784	8,833	9,093	9,093
Demanda de potencia 2006	8,113	8,104	8,165	8,140	8,196	8,074	8,225	8,266	8,413	8,470	8,447	8,762	8,762
Porcentaje de crecimiento	3.9%	5.0%	4.1%	4.6%	3.8%	4.2%	1.8%	1.9%	2.4%	3.7%	4.6%	3.8%	3.8%
Día Máxima Potencia	Miércoles 24	Martes 27	Lunes 12	Martes 17	Miércoles 16	Miércoles 13	Lunes 16	Jueves 16	Martes 11	Miércoles 17	Martes 27	Miércoles 12	Miércoles 12
Período	20	20	20	20	20	20	20	20	19	19	20	20	20

En la Gráfica 41 se muestra el seguimiento de la demanda de potencia frente a los escenarios esperados por la UPME. Se observa que en los dos primeros meses del año la demanda se mantuvo muy cerca del escenario bajo, a partir de marzo hasta junio se ubica cerca del escenario medio, luego desde julio y hasta septiembre se mantuvo cerca del escenario bajo y para el último trimestre del año regresa al escenario medio. Durante 2007 la UPME realizó la actualización de los escenarios de potencia en los meses de abril, agosto, y noviembre.





Transacciones en el mercado de energía mayorista

INFORME DE OPERACIÓN DEL SISTEMA Y ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO

LOS EXPERTOS EN MERCADOS



Empresa del GRUPO ISA



4. Transacciones en el mercado de energía mayorista

INFORME DE OPERACIÓN DEL SISTEMA Y ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO

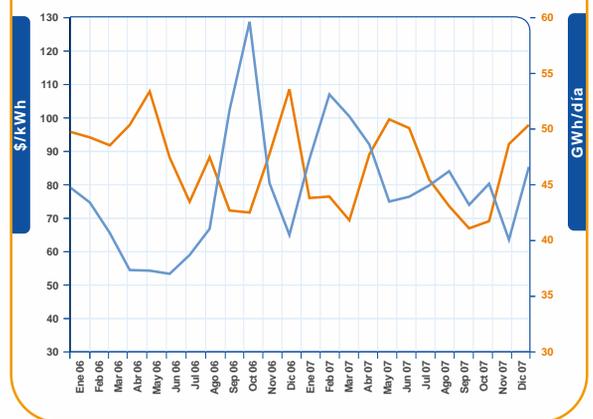


Este capítulo presenta las transacciones comerciales en el MEM que maneja el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales -ASIC-. Es importante aclarar que los montos se presentan en valores corrientes, cuando se muestra evolución de más de dos años los valores se indexan utilizando el Índice de Precios al Productor -IPP-.

4.1. Transacciones en Bolsa

La Gráfica 42 presenta la energía promedio mensual transada en la Bolsa y el comportamiento de su precio promedio mensual durante los años 2006 y 2007. La correlación entre las compras en Bolsa y el precio en el año de 2007 fue de -34.8%, valor inferior al registrado en 2006 (-62.4%).

Gráfica 42. Transacciones en Bolsa vs. precio promedio mensual de Bolsa



Precio de Bolsa

Transacciones en Bolsa

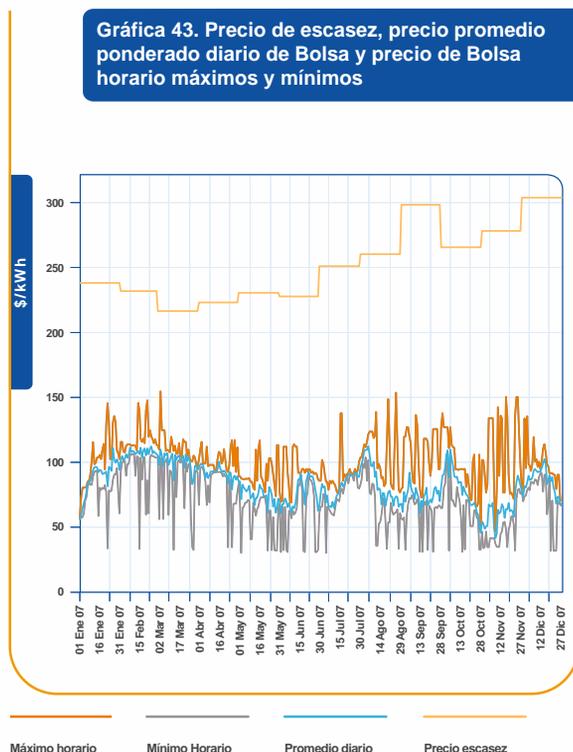


4.1.1. Transacciones de energía y precio de Bolsa horario

El precio promedio anual de la energía en Bolsa en 2007 fue 83.42 \$/kWh, lo que representó un incremento de 14.7% frente a 2006. Noviembre de 2007 se caracterizó por ser el mes con el precio promedio mensual de Bolsa más bajo, 63.61 \$/kWh, mientras el máximo valor en el mismo año se presentó en el mes de febrero con 107.05 \$/kWh.

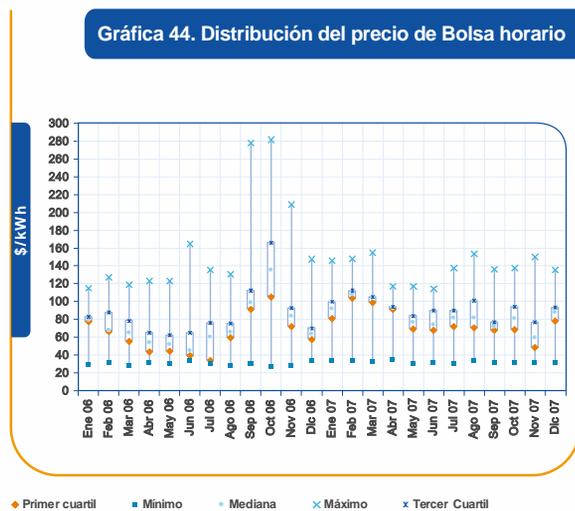
En la Gráfica 43 se presenta el precio promedio ponderado diario de Bolsa, el precio de escasez¹² y los precios de Bolsa horarios máximos y mínimos para 2007. El valor del precio de Bolsa horario máximo se presentó el 3 de marzo con un valor de 154.70 \$/kWh

¹² Valor definido por la CREG y actualizado mensualmente que determina el nivel del precio de Bolsa a partir del cual se hacen exigibles las Obligaciones de Energía Firme, y constituye el precio máximo al que se remunera esta energía.



(período 20) y el valor mínimo fue de 30.17 \$/kWh registrado en mayo 3 (períodos 1 al 5).

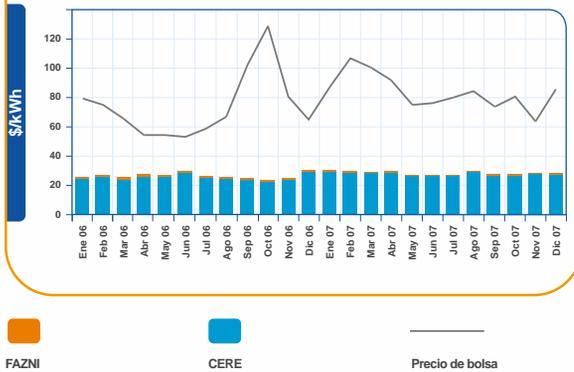
En la Gráfica 44 se muestra la distribución del precio de Bolsa horario en los años 2006 y 2007. Para cada mes se presenta el precio de Bolsa horario máximo, el mínimo, el primer cuartil (percentil 25, el 25% de los valores son inferiores al valor), el tercer cuartil (percentil 75) y la mediana. Se observa que los valores máximos de 2007 no superaron los 160 \$/kWh mientras los mínimos estuvieron alrededor de los 30 \$/kWh. Es notoria la pequeña diferencia entre los precios de Bolsa horario del primer y tercer cuartil en los meses de febrero, marzo, abril y septiembre, donde el 50% de los precios muestran diferencias entre sí inferiores a los 8.13 \$/kWh.



La suma del Costo Equivalente Real de Energía del Cargo por Confiabilidad -CERE- y el impuesto con destino al Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas -FAZNI- representó en promedio el 34.8% del precio de Bolsa (CERE: 27.76 \$/kWh, FAZNI: 1.0 \$/kWh), fluctuando entre el 28.0% y el 45.4% del precio de Bolsa (ver Gráfica 45).



Gráfica 45. Precio de Bolsa, CERE y FAZNI



El cálculo de la volatilidad¹³ diaria para los últimos 30 días del precio de Bolsa de 2007 muestra una disminución con respecto al año anterior, llegando a un promedio anual de 7.9%, 3.2 puntos por debajo del valor registrado en 2006. La volatilidad máxima promedio diaria del año fue de 14.0% el 28 de noviembre y la mínima fue de 3.3%, el 3 de agosto (ver Gráfica 46).

4.1.2. Restricciones del sistema

En el año 2007, por concepto de limitaciones que se presentan en la operación del SIN, que tienen su origen en la capacidad de la infraestructura eléctrica asociada (STR's, SDL's, STN, Interconexiones Internacionales) o en la aplicación de criterios de seguridad y confiabilidad en el suministro de electricidad, se registró un costo total de restricciones de \$127,501 millones. Frente al año 2006, esta cifra disminuyó en un 54.4% debido principalmente a la entrada de los proyectos UPME 01 y 02 de 2003. La evolución mensual de las restricciones desde enero 2006 se presenta en la Gráfica 47.

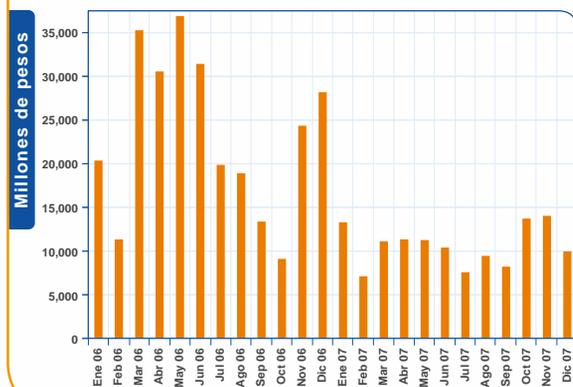
¹³ La volatilidad fue calculada como la desviación estándar de la distribución de los rendimientos logarítmicos [$\ln (Pt/Pt-1)$] del precio de Bolsa promedio diario con horizonte temporal de 30 días. No se anualiza multiplicando por otro factor. Igual procedimiento para la volatilidad del precio de contratos

Gráfica 46. Volatilidad diaria calculada para los últimos 30 días del precio de Bolsa



La evolución mensual en el costo de las restricciones durante 2007 mostró un descenso importante frente al año 2006 desde inicios del año, con costos promedio mensuales cercanos a los \$10,000 millones frente a \$23,000 millones registrados en 2006. Esta disminución se debió principalmente a la entrada en explotación comercial de los proyectos de transmisión UPME 01 de 2003 (línea Bacatá – Primavera 500 kV), a finales de 2006, y UPME 02

Gráfica 47. Restricciones totales sin AGC





de 2003 (línea Primavera – Ocaña – El Copey – Bolívar 500 kV) durante el primer trimestre de 2007. Es notorio un incremento en el costo de las restricciones en los meses de octubre y noviembre cuando se registraron valores cercanos a los \$14,000 millones como consecuencia de las Condiciones Anormales de Orden Público (CAOP) instauradas para las elecciones de octubre y durante el mes de noviembre.

En este año, la causa de mayor impacto según la clasificación establecida por la Resolución CREG 063 de 2000, fue la correspondiente a generación de seguridad asociada con restricciones eléctricas y/o soporte de voltaje del STN (68%).

Considerando lo establecido en la Resolución CREG 060 de 2006, durante 2007 las restricciones asignables a la demanda doméstica sumaron \$125,316 millones que con el alivio de rentas de congestión corresponde a \$116,951 millones (ver Gráfica 48), con un mínimo en febrero de \$5,487 millones y un máximo en octubre \$13,215 millones.

4.1.3. Reconciliaciones

Las transacciones económicas derivadas de las generaciones de seguridad requeridas para garantizar la operación confiable del sistema se dividen en dos conceptos. El primero de ellos se denomina reconciliación positiva, la cual remunera la generación de seguridad fuera de mérito. El segundo concepto corresponde a la reconciliación negativa, la cual es la devolución de una parte de la remuneración que reciben los agentes generadores por encontrarse en mérito en la Bolsa y no poder generar energía por condiciones de seguridad eléctrica del Sistema.

Por concepto de reconciliación positiva, los generadores recibieron en 2007 un total de \$372,103 millones, como producto de generación de 4,467.5 GWh en condiciones de seguridad fuera de mérito. En comparación con el año anterior, estas cifras presentan disminuciones en 42.4% y 30.4%, respectivamente. La planta con mayor participación en energía en las reconciliaciones positivas fue Tebsa, con el 26.0% del

Gráfica 48. Restricciones asignables a la demanda doméstica





total, seguida por Guavio y San Carlos con el 8.3% cada una (ver Gráfica 49). De otro lado, por concepto de reconciliación negativa, los generadores devolvieron en 2007 un valor de \$438,510 millones por una magnitud de 6,986.8 GWh, cifra inferior en magnitud en 20.7% respecto a la correspondiente en 2006. El 84.8% del valor total de la energía de reconciliación negativa estuvo en cabeza de siete plantas: Guatapé, La Tasajera, Pagua, Guavio, Chivor, Betania, San Carlos y Porce 2 (ver Gráfica 50).

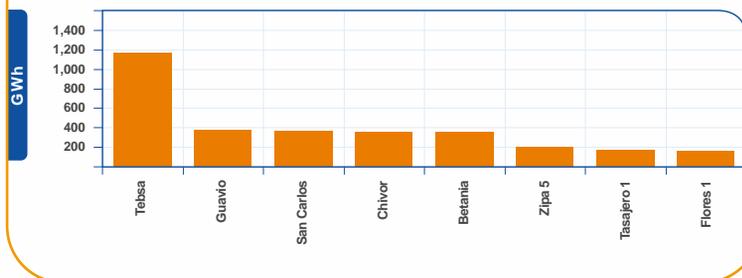
En costos unitarios mensuales (ver Gráfica 51), la reconciliación positiva varió entre 63.44 \$/kWh y 96.46 \$/kWh para un promedio anual de 83.82 \$/kWh, valor inferior en un 16.0% frente al registrado en 2006. Por su parte

la reconciliación negativa varió entre los 54.27 \$/kWh y los 75.26 \$/kWh con un promedio anual de 63.11 \$/kWh, valor superior en un 6.0% al registrado en 2006.

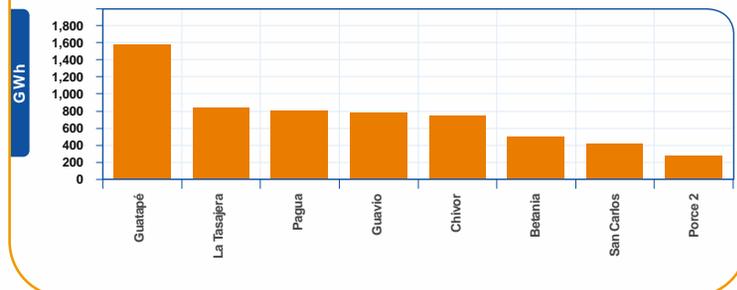
4.1.4. Servicio de regulación secundaria de frecuencia -AGC-

Los agentes generadores que prestaron efectivamente el servicio de control automático de generación, AGC (por sus siglas en inglés *Automatic Generation Control*) en el año 2007 recibieron \$302,021 millones, monto superior en un 12.8% al registrado en 2006 (\$267,672 millones). Por otra parte los agentes generadores incurrieron en el pago de \$105,839 millones por la Responsabilidad Comercial en la prestación del servicio AGC,

Gráfica 49 . Reconciliación positiva:
Plantas con mayor participación - 2007

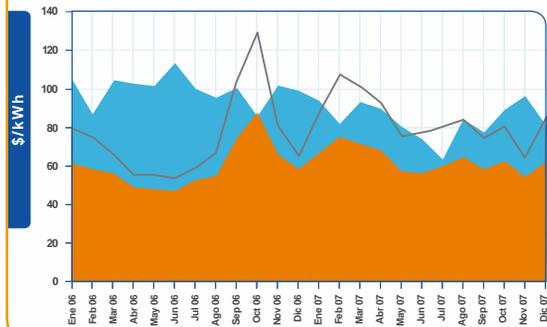


Gráfica 50 . Reconciliación negativa:
Plantas con mayor participación - 2007





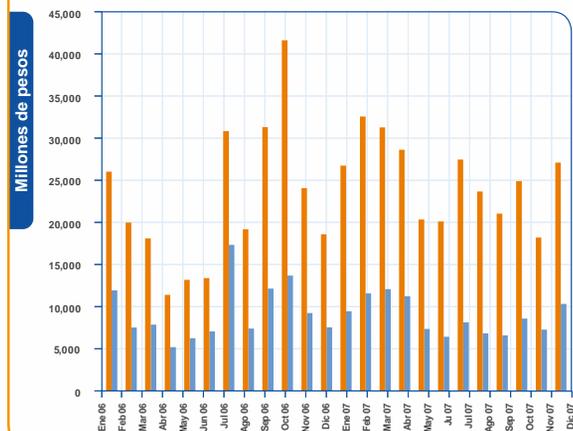
Gráfica 51. Valor unitario de las reconciliaciones y el precio de Bolsa



Precio de Bolsa
Negativa
Positiva

disminuyendo 6.5% con respecto a 2006 (ver Gráfica 52). La planta con mayor participación en el servicio de AGC fue Guatapé con el 30.6% del total, seguida por La Tasajera con 16.0%, Pagua con 14.4%, Guavio con 9.8% y Chivor con 9.1% .

Gráfica 52. Servicio de regulación de frecuencia - AGC

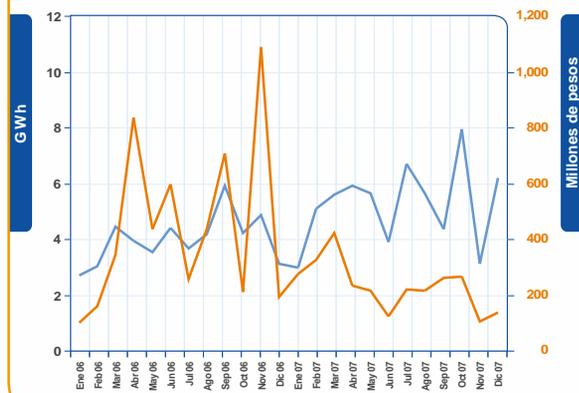


Servicio AGC
Responsabilidad Comercial AGC

4.1.5. Penalizaciones por desviaciones de generación

La evolución de la magnitud de las desviaciones del programa de generación por parte de los generadores se presenta en la Gráfica 53, al igual que los pagos por esta causa. En el año 2007, el total de las desviaciones de los generadores sobre el despacho económico, en magnitud y valor, fue de 63.3 GWh y \$2,803 millones, respectivamente. Comparando con 2006, la magnitud mostró un incremento de 31.3%.

Gráfica 53. Magnitud y valor de las desviaciones



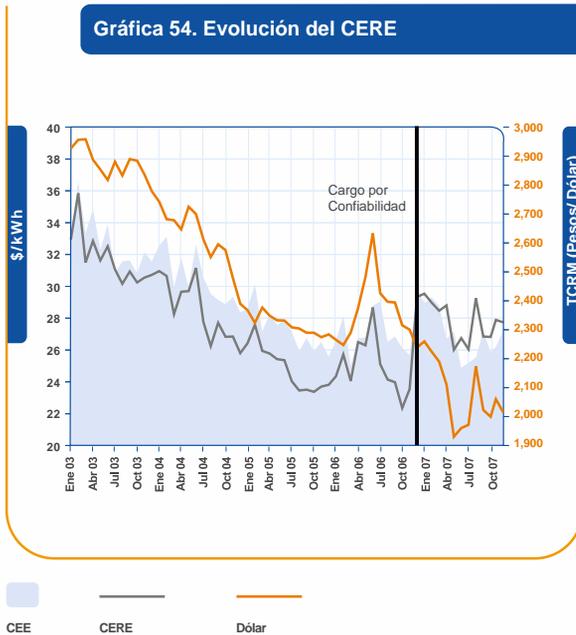
Magnitud
Valor

4.1.6. Cargo por confiabilidad

En la Gráfica 54 se muestra la evolución, desde el año 2003, del Costo Equivalente en Energía del Cargo por Confiabilidad -CEE- y del CERÉ, comparado con la Tasa de Cambio Representativa del Mercado -TCRM-. Durante prácticamente todo el período mostrado la TCRM ha mostrado una tendencia a la baja, pasando de niveles cercanos a los 3,000 \$/dólar a inicios de 2003 a los 2,000 \$/dólar a finales de 2007. Diciembre de 2006 marca el inicio del cargo por confiabilidad y la modificación en el valor del CEE y CERÉ.



Gráfica 54. Evolución del CERE



Al finalizar el año 2007 el valor a distribuir por el cargo por confiabilidad alcanzó los \$1,411,963 millones, valor superior en \$151,191 millones a lo recaudado en 2006 por el cargo por capacidad. En la Gráfica 55 se aprecia el incremento del recaudo por este concepto con el inicio del cargo por confiabilidad en diciembre de 2006.

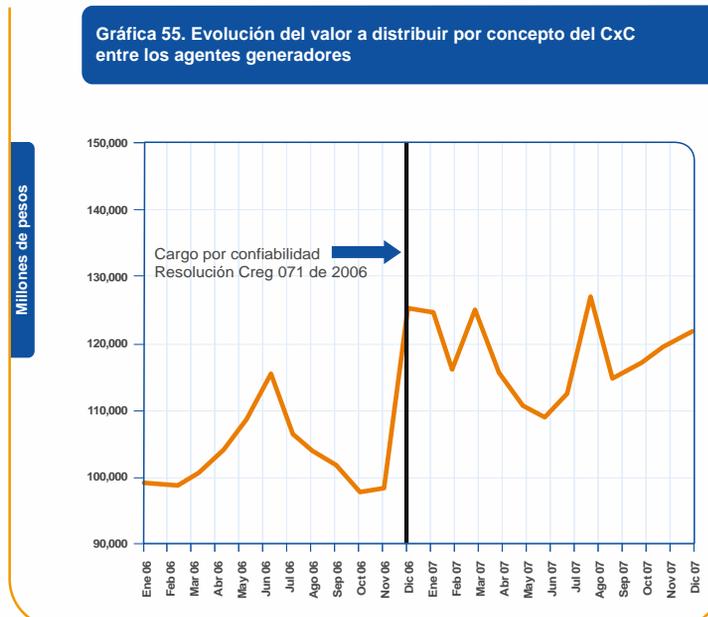
4.1.7. Mercado secundario de energía firme

Teniendo en cuenta la entrada en vigencia de la Resolución CREG 071 de 2006 por medio de la cual se adoptó la metodología para la remuneración del cargo por confiabilidad en el MEM, y a su vez se estableció el registro de los Contratos y de las declaraciones de respaldo de energía firme del mercado secundario, es importante mencionar que durante el año 2007 se registraron un total de 1,721 declaraciones de respaldo y 1,151 Contratos de respaldo (ver Tabla 23).

Tabla 23. Registro de Contratos de respaldos del cargo por confiabilidad en mercado secundario - 2007

Tipo de respaldo	Número de respaldos	Máxima cantidad negociada GWh	Cantidades totales GWh
Declaración	1,721	30.0	1,732.8
Contrato	1,151	30.0	957.1

Gráfica 55. Evolución del valor a distribuir por concepto del Cx entre los agentes generadores





La Tabla 24 muestra para cada mes del año 2007 el recurso de generación que más cantidad de energía respaldó.

Tabla 24. Máxima cantidad respaldada por recurso en 2007

Mes	Recurso	Valor (MWh - día)
Enero	Tebesa	7,732.1
Febrero	Termovalle 1	4,677.4
Marzo	Termosierra	4,870.3
Abril	Pagua	5,876.6
Mayo	Guavio	14,855.7
Junio	Guavio	14,893.8
Julio	Guatapé	6,122.5
Agosto	Pagua	4,875.5
Septiembre	Pagua	6,335.3
Octubre	Chivor, Guatapé, La Tasajera	6,249.9
Noviembre	Tebesa	7,018.8
Diciembre	Termosierra	4,266.1

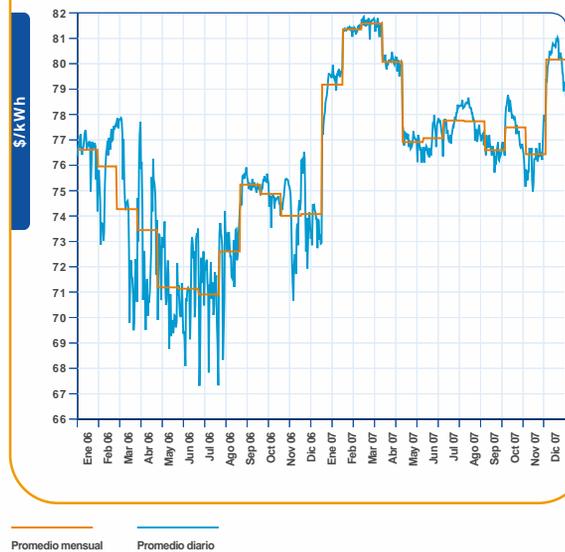
4.2. Contratos

Para el año 2007, el precio promedio anual de la energía en Contratos fue 77.31 \$/kWh, 7.7% por encima del registrado en el 2006, el precio promedio mensual más bajo se presentó en junio con 75.14 \$/kWh, mientras que el más alto fue en marzo con 81.05 \$/kWh. Los precios promedios horarios de Contratos fluctuaron entre 74.97 \$/kWh y 81.84 \$/kWh (ver Gráfica 56).

Por mercado destino, el precio promedio mensual de Contratos en 2007 fluctuó entre 67.50 y 71.20 \$/kWh para los UR y entre de 78.68 y 86.59 \$/kWh para los UNR (ver Gráfica 57).

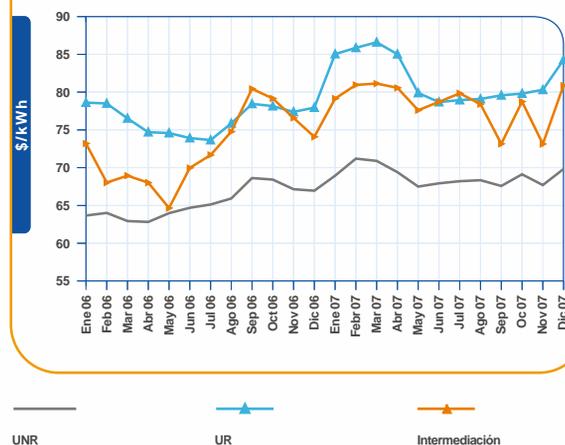
En la Gráfica 58 se presenta la volatilidad diaria calculada para los últimos 30 días del precio de los Contratos. Para el año 2007, la volatilidad promedio de Contratos fue de 0.6%, ubicándose 0.8 puntos por debajo de la volatilidad promedio de 2006. El

Gráfica 56. Precios promedios de Contratos



Promedio mensual Promedio diario

Gráfica 57. Precios promedios de Contratos por mercado destino



UNR UR Intermediación

Nota: Debe considerarse que la demanda de UNR atendida por Contratos sin incluir intermediación no es precisa, debido a que existen Contratos que son registrados para atender tanto UNR como intermediación, lo que significa que la información entregada puede contener información de demanda para intermediación.



Gráfica 58. Volatilidad diaria calculada para los últimos 30 días del precio de Contratos



comportamiento de la volatilidad de Contratos durante 2007 muestra una volatilidad superior al promedio en los meses de enero, mayo, noviembre y diciembre. La volatilidad máxima promedio del año fue de 1.7% el 1 de enero y la mínima fue de 0.2%, el 13 de agosto.

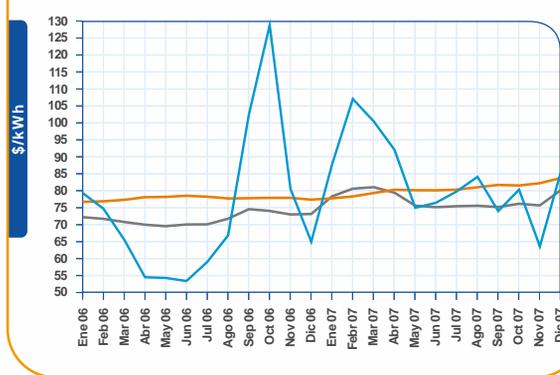
En 2007 el mayor número de Contratos despachados se presentó en noviembre (303 Contratos), con mayor proporción de Contratos registrados en 2007 (ver Tabla 25).

En la Tabla 26 se muestran los precios de Bolsa y Contratos despachados en 2007. Durante 9 meses

del 2007, los precios promedio mensuales de los Contratos estuvieron por debajo del precio promedio mensual de Bolsa. La mayor diferencia se presentó en febrero cuando el precio de Bolsa alcanzó su valor máximo promedio mensual y fue superior en 26.45 \$/kWh frente al precio promedio de Contratos. Los precios promedio de Contratos más bajos del año se dieron en enero para el Contrato registrado en 1995, mientras el más alto fue para diciembre en Contratos registrados en 2003.

El costo promedio mensual de todas las transacciones en el MEM con destino al mercado regulado -Mm- durante 2007 registró un incremento, con respecto a 2006, de 2.82 \$/kWh, fluctuando entre 77.76 \$/kWh y 83.72 \$/kWh (ver Gráfica 59).

Gráfica 59. Precio de Bolsa, Contratos y Mm



Contratos Mm Bolsa

Tabla 25. Número de Contratos despachados en 2007

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1995	1											
1997	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1998			1		1					1		1
1999	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
2002	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
2003	2	2	3	3	3	3	3	3	1	1	1	1
2004	11	10	9	9	9	8	8	8	5	5	5	5
2005	59	49	48	47	49	49	48	45	39	38	37	36
2006	186	171	171	152	119	116	121	116	91	88	97	115
2007	10	43	43	48	84	87	105	107	146	157	157	132



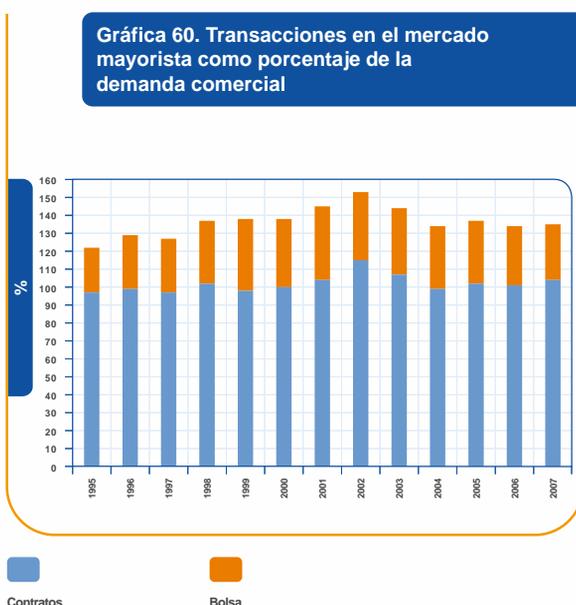
Tabla 26. Precio de Bolsa y Contratos despachados en 2007 (\$/kWh)

Año registro	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1995	36.27											
1997	75.70	75.80	76.01	75.89	75.20	74.60	74.23	74.40	75.12	75.20	75.77	76.51
1998			106.70		78.52					104.71		95.21
1999	63.76	63.84	64.02	63.93	63.34	62.83	62.53	62.55	62.87	62.91	63.29	63.76
2002	81.99	93.33	89.61	84.14	73.54	73.89	76.46	79.57	72.97	76.98	66.22	79.98
2003	76.46	76.64	74.73	77.02	76.15	75.78	75.41	75.25	111.68	110.05	85.20	114.37
2004	45.21	45.31	46.34	45.41	41.80	42.44	41.52	43.55	39.63	39.70	40.25	41.13
2005	82.32	81.35	81.36	80.66	78.88	78.04	77.87	77.38	77.88	77.97	75.25	80.74
2006	84.18	83.65	84.42	82.73	76.79	76.68	78.48	78.10	75.86	77.28	76.82	80.96
2007	81.49	89.48	90.24	88.57	82.55	80.79	80.15	80.51	80.01	80.86	81.03	88.15
Precio de Contratos	78.34	80.60	81.05	79.43	75.60	75.14	75.45	75.59	75.20	76.17	75.69	80.16
Precio de Bolsa	87.71	107.05	100.47	92.09	74.98	76.44	79.81	84.11	74.00	80.32	63.61	85.41

En el año 2007, las transacciones en Contratos fueron equivalentes al 104% de la demanda comercial, aumentando tres puntos con respecto al valor de 2006. En la Gráfica 60 se presentan las transacciones en Bolsa y en Contratos como porcentaje de la demanda comercial. Las transacciones en el MEM sobrepasaron la demanda comercial en un 35%, aumentando en 1% con respecto al año anterior.

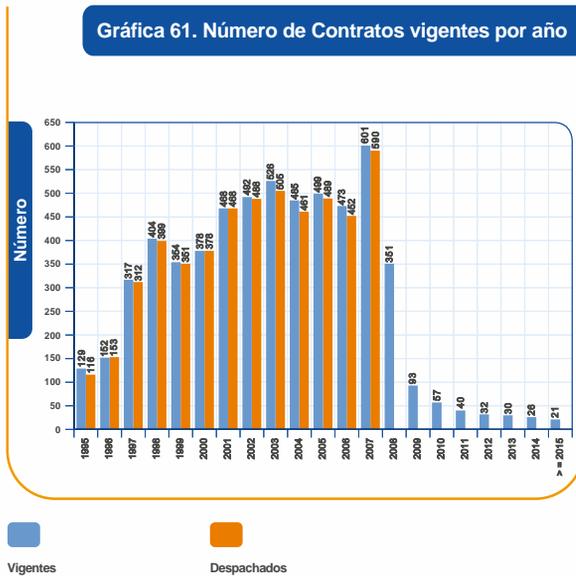
En la Gráfica 61 se presenta la evolución del número de Contratos vigentes y el número de Contratos despachados por año desde el inicio del mercado. Desde el inicio del mercado el año 2007 se destaca como el año con mayor número de Contratos vigentes y despachados. Es así como el número de Contratos vigentes registró un valor de 601 y los Contratos despachados 590, incrementándose en un 27.1% y en un 30.5% respectivamente, al comparar con 2006. Existen 21 Contratos que estarán vigentes más allá del año 2015.

Gráfica 60. Transacciones en el mercado mayorista como porcentaje de la demanda comercial



4.3. Otras transacciones

El valor liquidado a los agentes generadores y comercializadores por los servicios del CND y el ASIC, de acuerdo con los ingresos aprobados anualmente por la CREG, fue de \$52,566 vvmillones durante 2007, correspondiéndole 55% al CND y 45% al ASIC. Estos cargos fueron distribuidos entre los tipos de agentes como se indica en la Tabla 27.



■ Vigentes
■ Despachados

Tabla 27. Distribución de servicios por CND y ASIC - 2007

Tipo Agente	CND	ASIC
Comercializadores	14,664	11,716
Generadores	14,429	11,757
Total	29,093	23,473
Total CND y ASIC	52,566	

En 2007 por concepto del impuesto con destino al FAZNI se recaudaron \$ 50,915 millones, valor inferior en un 22.5% frente a lo recaudado en 2006 debido a la disminución del impuesto que pasó de 1.32\$/kWh en 2006 a 1.00 \$/kWh en 2007.

De otra parte, al finalizar 2007 el recaudo con destino al FOES, proveniente de las TIE, alcanzó los \$33,463 millones que equivale a una disminución del 67.6% frente a lo recaudado en 2006 explicado por una disminución en esta misma proporción de las exportaciones a Ecuador.

4.4. Transacciones internacionales de electricidad -TIE-

En 58 meses de operación, las TIE han permitido al mercado colombiano ventas de energía eléctrica por 7,053.5 GWh que equivalen a US\$ 560.5 millones. De esta cifra, US\$ 274.0 millones corresponden a las rentas de congestión¹⁴, de las cuales se han destinado cerca del 3% a la Demanda Internacional del Despacho Económico Coordinado, 73% al FOES, y 24% al alivio de restricciones asignables a la Demanda Doméstica de Electricidad. En el mismo período, Ecuador ha realizado exportaciones a Colombia por 157.7 GWh que equivalen a US\$ 5.1 millones.

En 2007 el Sector Eléctrico Colombiano exportó a Ecuador 876.6 GWh, los cuales representaron ingresos por US\$ 66.3 millones con una disminución del 47.9% con respecto a 2006. Por su parte Ecuador realizó exportaciones a Colombia por 38.4 GWh que equivalen a US\$ 1.3 millones (Ver Tabla 28).

Del total de las transferencias de Colombia a Ecuador en 2007, el 96.9% correspondió a exportación en mérito. Junio fue el mes que presentó mayor exportación fuera de mérito con 14.0%. Por su parte, el 89.6% de las exportaciones de Ecuador a Colombia se realizaron en mérito (ver Gráfica 62).

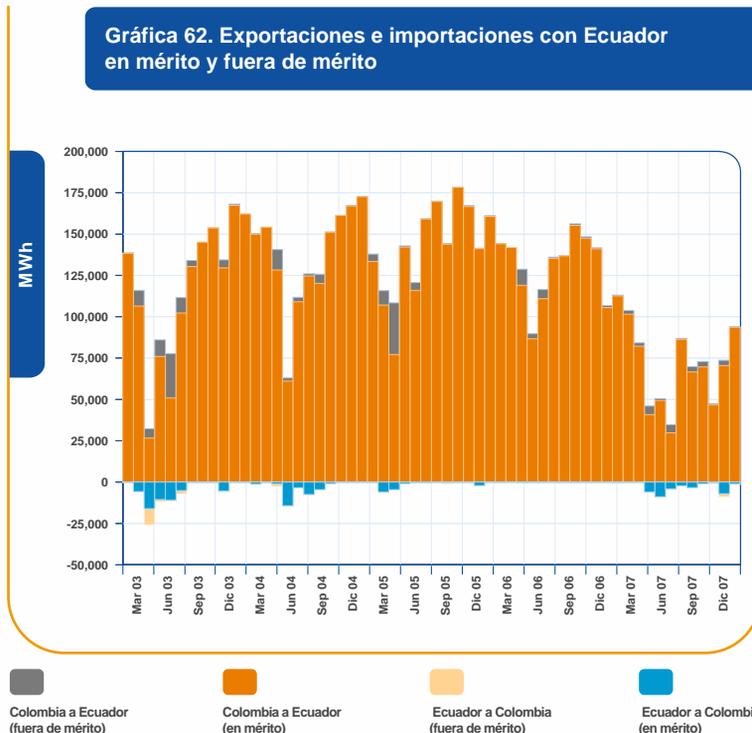
Las rentas de congestión en 2007 ascendieron a \$43,132 millones, con una reducción del 67.9% al comparlas con 2006. Estas rentas se originan como efecto de la congestión en enlaces internacionales y la consecuente diferencia de precios que se tienen en los nodos frontera. Las rentas de congestión fueron asignadas tanto a la Demanda Doméstica colombiana como

¹⁴ El término rentas de congestión, no se aplica como se conoce en la literatura internacional, en este caso corresponden a la ganancia inframarginal que reciben todos los generadores del mercado del país importador que tengan costo o precio de oferta inferior al precio marginal del mercado.



Tabla 28. Resumen TIE

Fecha	Energía (MWh)		Valor (Miles de US\$)		Rentas de Congestión
	Exportación	Importación	Exportación	Importación	
Enero	113,029.3	575.9	9,607.9	26.9	3,981.4
Febrero	103,727.6	17.1	9,576.4	2.0	3,337.2
Marzo	84,234.5	389.1	6,846.3	44.9	2,024.4
Abril	45,950.2	6,209.7	3,176.9	224.8	621.6
Mayo	50,480.1	8,927.7	3,350.2	281.3	962.3
Junio	34,706.8	4,351.0	2,485.4	148.3	730.4
Julio	86,890.2	2,221.6	6,455.6	75.1	1,672.7
Agosto	69,722.9	3,575.7	5,237.6	98.9	1,455.6
Septiembre	72,842.2	1,169.5	4,678.4	44.9	1,329.8
Octubre	47,393.2	802.9	3,293.1	42.6	870.6
Noviembre	73,657.0	8,804.9	4,859.2	296.5	1,824.9
Diciembre	93,968.4	1,347.6	6,702.1	49.7	1,586.9
Total 2007	876,602.3	38,392.6	66,269.2	1,336.0	20,397.9
Total 2006	1,608,628.9	1,070.4	127,104.5	50.0	56,865.0
Total 2005	1,757,881.4	16,028.7	151,733.7	509.8	75,581.0
Total 2004	1,681,088.1	34,974.3	135,109.1	738.0	76,825.7
Total 2003	1,129,263.5	67,202.7	80,307.7	2,476.0	44,347.7
Total Historia	7,053,464.2	157,668.7	560,524.3	5,109.8	274,017.3





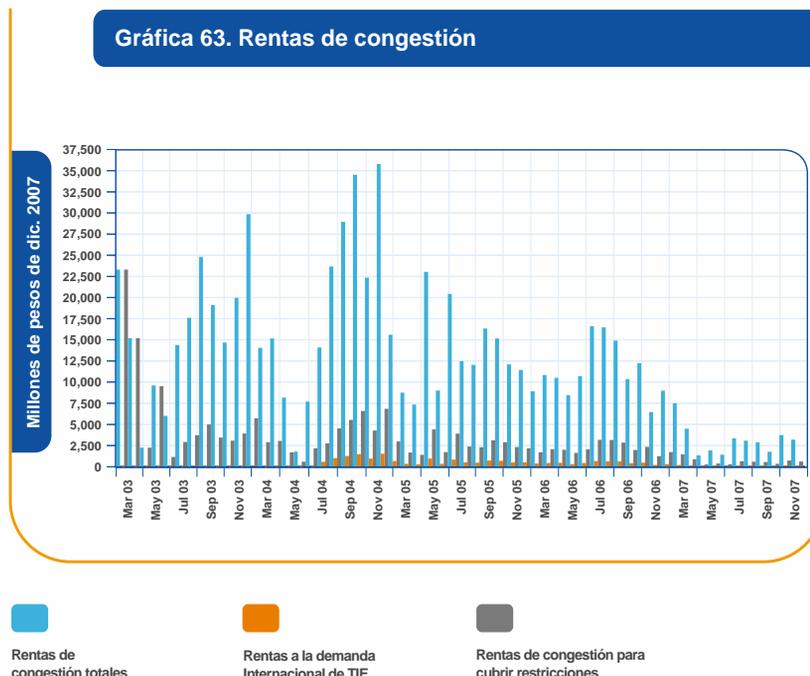
a la Demanda Internacional del Despacho Económico Coordinado (Demanda Ecuatoriana), ver Gráfica 63.

En la Gráfica 64 se muestran los precios promedios diarios de Oferta colombianos en el Nodo Frontera para Exportación Expost -PONE- y los precios promedios diarios de importación para liquidación ecuatorianos -PIL-. En 2007, el PIL fluctuó entre 32.43 \$/kWh, el 1 de julio y 235.22 \$/kWh, el 13 de febrero. Por su parte, el PONE en el enlace de 230 kV, fluctuó entre 67.01 \$/kWh el 12 de noviembre y 175.96 \$/kWh el 1 de diciembre y por el enlace de 138 kV fluctuó entre 82.01 \$/kWh el 11 de noviembre y 173.07 \$/kWh el 11 de enero.

El incremento en el precio de Bolsa que viene asociado con el país exportador, asciende a US\$ 135.5 millones desde el inicio del esquema TIE, lo cual corresponde a un 49% de las rentas de congestión (ver Gráfica 65). En cuatro de los doce meses del año 2007 (abril, junio, agosto y noviembre) se presenta una disminución en el precio de Bolsa por efecto de las TIE.

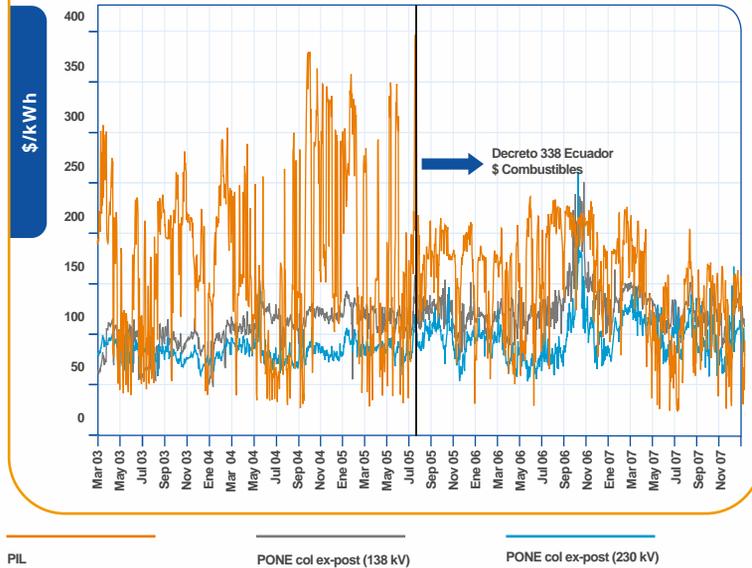
4.5. Indicadores de la gestión comercial del ASIC

La CREG mediante la Resolución 081 de 2007, donde se adopta la metodología para la remuneración de los servicios del CND, ASIC y LAC, estableció indicadores para medir la Gestión Comercial del ASIC.

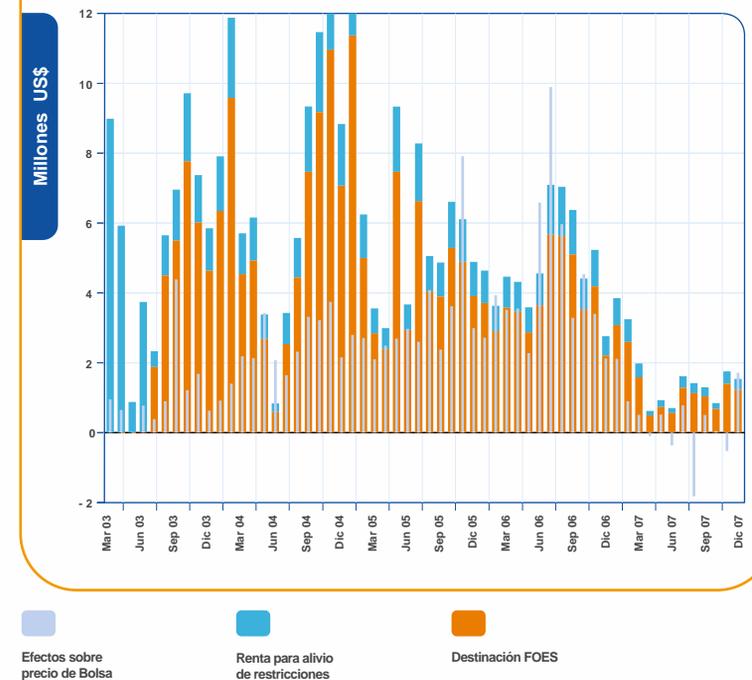




Gráfica 64. Precios de oferta de Colombia y precio de importación para liquidación de Ecuador



Gráfica 65. Efecto de las TIE sobre el precio de Bolsa





Uno de estos indicadores es el registro oportuno de agentes, fronteras comerciales y Contratos bilaterales de largo plazo de acuerdo con los plazos establecidos en la regulación. Este indicador mide la oportunidad y el cumplimiento con los plazos establecidos por la reglamentación vigente para el registro de agentes, fronteras y Contratos que afecten la liquidación y la meta mensual es cero días de atraso. Al finalizar 2007 este indicador fue de cero días (ver Tabla 29).

Otro de los indicadores de gestión comercial es el que mide la oportunidad en la entrega de la liquidación del SIC (incluye las versiones TX1, TX2, TXR y TXF, facturación electrónica y publicación en el servidor) según lo establecido en la regulación vigente, con una meta mensual de cero atrasos. Al finalizar 2007 este indicador terminó con dos atrasos. Un atraso se presentó en el mes de mayo (publicación versión TXF para un comercializador) y el otro atraso ocurrió en octubre (versión TX2 se publicó a la 1:46 p.m. y no a las 11:00 a.m. como lo establece la regulación).

Tabla 29. Gestión comercial del ASIC en 2007

Indicador	Unidad de Medida	Meta	Valor
Registro oportuno de agentes, fronteras comerciales y contratos bilaterales de largo plazo	Número de días de atraso	0	0
Oportunidad en la entrega de la liquidación del SIC (incluye las versiones TX1, TX2, TXR y TXF, facturación electrónica y publicación en el servidor)	Número de atrasos	0	2



Operación del sistema

IMPORTE DE OPERACIÓN DEL SISTEMA Y ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO

LOS EXPERTOS EN MERCADOS



Empresa del GRUPO USA



5. Operación del sistema

INFORME DE OPERACIÓN DEL SISTEMA Y ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO



En este capítulo se muestran los principales indicadores de gestión de la operación del SIN que permiten evaluar la calidad del suministro de energía en 2007.

5.1. Indicadores de la operación

Los límites de los indicadores de calidad de la operación del SIN durante 2007, fueron aprobados según Acuerdo del CNO 381 de enero de 2007, los cuales no consideran los eventos ocasionados por atentados. Respecto a los indicadores acordados en 2006 sólo se presentó cambio en el indicador variaciones lentas de frecuencia cuyo límite pasó de 10 a 6 eventos totales en el año.

En 2007, los indicadores de calidad de la operación del SIN presentaron resultados satisfactorios, al permanecer en todos los casos por debajo de los límites anuales establecidos, como se observa en la Tabla 30.

5.1.1. Demanda no atendida por causas programadas

El índice de demanda no atendida acumulado para el año 2007 por causas programadas fue 0.0216%. Al excluir los atentados el valor de este índice permanece en 0.0216%, es decir, no fue afectado por esta causa, manteniéndose por debajo del límite máximo establecido para 2007 de 0.0333%.



Tabla 30. Índices de calidad de la operación del SIN 2006-2007

Indicador	2006		2007	
	Acumulado	Límite	Acumulado	Límite
Porcentaje de demanda no atendida por causas programadas sin atentados. Medida: % anual	0.0143%	0.0333%	0.0216%	0.0333%
Porcentaje de demanda no atendida por causas no programadas sin atentados. Medida: % anual	0.0619%	0.1320%	0.0949%	0.1320%
Variaciones de tensión por fuera del rango sin atentados Medida: # eventos al año	36	40	24	40
Variaciones lentas de frecuencia sin atentados. Medida: # eventos al año	2	10	3	6

Para todos los meses del año se mantuvo por debajo del umbral máximo, presentando los valores más altos en enero y febrero con porcentajes de 0.0301 y 0.0284 respectivamente. Durante enero se dejaron de atender 1,299 MWh, principalmente por el mantenimiento del circuito Jamondino – Junín – Buchely 115 kV (734 MWh) asociado al área Cauca-Nariño y en febrero se dejaron de atender 1,076 MWh, fundamentalmente por mantenimientos de la línea Cuestecitas - Riohacha 110 kV (370 MWh) y de la Barra 1 de Copey 220 kV (300 MWh) en la subárea Guajira-Cesar-Magdalena.

Al comparar con los resultados obtenidos en el año 2006, se presenta un incremento de este indicador del 51% al pasar de 0.0143% a 0.0216%.

5.1.2. Demanda no atendida por causas no programadas

El índice de demanda no atendida acumulado para el año 2007 por causas no programadas fue de 0.1%. Excluyendo los atentados este indicador es de 0.0949%, inferior al límite máximo establecido para 2007 de 0.132%.

Los meses de mayor impacto fueron abril y mayo con un total de demanda no atendida de 19,756 MWh y 4,592 MWh respectivamente. Se destaca para el mes de abril el evento del día 26 (apagón nacional), que representó una demanda no atendida de 17,166 MWh en todo el territorio nacional.

Al igual que en el caso anterior, se presenta un incremento de este indicador comparado con el obtenido en 2006, en este caso superior con un incremento del 53%.

5.1.3. Tensión por fuera de rango

Se considera evento de tensión, cuando ésta queda por fuera de los rangos definidos en el Código de Operación (90 - 110% para 220/230 kV y entre 90 -105% para 500 kV) por un lapso mayor de un minuto.

En 2007 se presentaron en total 29 eventos de tensión por fuera del rango durante un período mayor a un minuto. Al excluir los atentados, se tienen 24 eventos de tensión al año, para un promedio anual de 0.066 eventos/día, ubicándose por debajo del límite máximo establecido para 2007 de 40 eventos de tensión y presentando una disminución del 33% con respecto al número de eventos en 2006.



De estos 24 eventos de tensión sin atentados, 20 de ellos ocasionaron demanda no atendida en el SIN y la mayor parte se presentaron en el segundo y tercer trimestre del año con siete eventos en cada uno de estos trimestres.

Los eventos de tensión ocasionados por atentados fueron en total cinco, dos en el primer semestre, dos en el segundo trimestre y uno en el cuarto trimestre del 2007. La zona más afectada fue el sur del país en el área Cauca-Nariño con un total de tres eventos, los otros dos fueron uno en Guajira-Cesar-Magdalena y el otro en Huila - Caquetá.

En la Gráfica 66 se presenta la distribución del total de eventos de tensión por área operativa (incluyendo los atentados) para el año 2007, la mayoría se concentran en el Nordeste con el 29.4%, Suroccidente y Oriental con el 20.6% cada uno y Caribe y Antioquia con el 14.7% cada uno. Adicionalmente, las subáreas operativas que registraron mayor número de eventos fueron Meta, ESSA y Cauca – Nariño cada una con un total de cinco eventos durante el año 2007.



Nota: Incluye eventos por atentados

5.1.4. Variaciones lentas 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.

Durante 2007 se presentaron en total tres eventos con variación de frecuencia por fuera del rango, para un promedio anual de 0.0082 variaciones/día, siendo inferior al máximo establecido para el 2007 de seis eventos al año. Estas variaciones de frecuencia se presentaron en el primer, tercer y último trimestre del 2007 y correspondieron a los siguientes eventos:

- Febrero 15: A las 09:01 horas mientras se iniciaban trabajos bajo consignación para la línea La Guaca - Paraíso 1 230 kV, se quedó cerrado el polo C de la bahía en La Guaca a Paraíso 1, ocasionando la operación de la protección 50BF despejando la falla con la apertura de todos los interruptores asociados a la subestación La Guaca 230 kV, ocasionando la salida de las tres unidades de La Guaca con 324 MW. Posteriormente, tres minutos después y como condición operativa salen de servicio las tres unidades de Paraíso con 296 MW y al mismo tiempo se dispara la unidad 6 de San Carlos con 130 MW por alta temperatura del cojinete de empuje, ocasionando una nueva excursión de la frecuencia del sistema, evolucionando a evento lento de frecuencia en el SIN al permanecer la frecuencia por debajo de la banda normal de operación durante 1.32 min.
- Septiembre 09: Rechazo de carga en la central San Carlos de 607.8 MW ocasionado al momento de ingresar la unidad 2, llevando inesperadamente al cierre los reguladores de velocidad de las unidades 3, 4, 5 y 7, porque los limitadores de apertura de unidades que se encontraban en el 99%, recibieron una señal errónea, y se posicionaron en 4.7 %. Lo anterior fue ocasionado por un problema de punto común en los sistemas de 125 VDC y 48 VDC localizado en los indicadores de corriente y voltaje de los cargadores de



baterías, debido a que las fuentes de alimentación de dichos indicadores eran comunes.

- Octubre 20: Se presentó evento lento de frecuencia por demora en la entrada de la generación de Chivor, agotando el margen de las unidades bajo AGC. Durante este evento la frecuencia estuvo por debajo del umbral durante 83 segundos y el valor mínimo de frecuencia fue de 59.75 Hz.

Al comparar este indicador con el obtenido el año anterior, se observa un incremento pasando de 2 a 3 eventos en el año.

5.1.5. Evento Sistema Interconectado Nacional

Pese a los buenos resultados de los indicadores de calidad de la operación, sobresale por su impacto para el sistema eléctrico colombiano el evento ocurrido el 26 de abril de 2007 cuando se ejecutaban obras de mantenimiento en la subestación Torca. Del análisis del evento se puede destacar:

- El evento se inició con la salida simultánea de diez elementos del Sistema de Transmisión Nacional, seis líneas y cuatro transformadores.
- La pérdida de generación como consecuencia de la salida de elementos, en las plantas de Guavio, Chivor, Paipa y Yopal, fue de 2,128 MW, el 31.5% de la demanda del SIN en ese momento (6,748 MW).
- El desbalance del Sistema, que no se pudo compensar con el Esquema Automático de Desconexión de Carga por baja frecuencia -EDAC-, debido a las condiciones de la red degradada de ese momento, a la respuesta dinámica de las cargas y a la salida paulatina de unidades de generación, llevó al colapso de la totalidad del SIN.

- La operación de las protecciones de los elementos del STN, se presentó de acuerdo con los valores establecidos y según la coordinación de las protecciones realizada, tal y como está definido en el marco regulatorio colombiano.

- El restablecimiento del Sistema Interconectado Nacional se logró en aproximadamente cuatro horas y media. Fue rápido y eficiente comparado con las experiencias internacionales en apagones de gran magnitud.

El evento puso a prueba diferentes aspectos de la operación obteniéndose resultados satisfactorios como se detalla a continuación:

- Protocolo de comunicación a medios externos: Se comprobó con éxito el buen funcionamiento del protocolo definido conjuntamente con los agentes generadores, transmisores, operadores de red y con el MME, posterior al evento del 4 de diciembre de 2006 en Bogotá, fue aplicado con éxito.

- Centro de entrenamiento de operadores: El 14 de diciembre de 2007, XM inauguró el Centro de Entrenamiento de Operadores usando la herramienta Dispatch Training Simulator DTS. Con esta nueva herramienta de tecnología de punta, que permite reproducir maniobras del sistema, similares a las que se realizan en situaciones de tiempo real en el Centro Nacional de Despacho, se tiene la posibilidad de capacitar, entrenar, actualizar y certificar profesionales y técnicos en la operación de sistemas eléctricos de potencia de Colombia y otros países.

- Plan de atención de eventos de gran magnitud: Se evidenció la ventaja de contar con un plan para atender eventos de gran magnitud. Lo aprendido durante el evento aporta elementos para mejorar el plan.



- Entrenamiento y mejoramiento de habilidades mediante rotación de personal en áreas del CND.

Adicionalmente se definieron las siguientes acciones que actualmente se encuentran en ejecución:

- Información para análisis postoperativo: Se definió un plan de inversiones en los próximos cinco años para contar con información más oportuna y confiable para análisis postoperativos, cuando se presenten eventos en el SIN.
- Programación: A nivel del CNO y con los diferentes agentes, se ha profundizado en el análisis, programación y ejecución de mantenimientos de equipos del SIN.
- Se trabaja en mejorar la planeación y ejecución de maniobras por parte de los agentes transmisores y XM.
- Se definieron criterios para la identificación y manejo de riesgo en las subestaciones estratégicas del STN.
- Se definió un plan para habilitar el uso de esquemas suplementarios de protección del Sistema ante grandes eventos, en el cual, además de los elementos técnicos, se trabaja en el tema regulatorio y logístico.
- Regulación: Se recomendó al regulador buscar señales para el balance Eficiencia vs. Seguridad en las maniobras de los agentes transportadores.
- Para la planeación de la expansión se recomendó a la UPME tener en cuenta la confiabilidad de la transmisión ante eventos superiores a $n - 1$ y realizar una reevaluación de los criterios y consideraciones para el diseño de subestaciones.
- Reposición de equipos: Debe considerarse un esquema para la reposición de equipos cuando estos

alcanzan su máxima capacidad como consecuencia del incremento de la demanda.

5.1.6. Desconexión automática de carga

De acuerdo al seguimiento realizado a los eventos con actuación del EDAC durante los últimos seis años, cerca del 91% de los eventos provocan la operación del EDAC dentro del umbral de las tres primeras etapas, que son las más rápidas en su actuación, recuperando las condiciones operativas de tensión y frecuencia, debido a la actuación oportuna del EDAC en primera instancia y de la regulación primaria y secundaria de las unidades. Esto indica que el esquema es lo suficientemente confiable para cubrir los eventos más probables.

En la Tabla 31 se muestra el EDAC actualmente implementado en los sistemas Colombia y Ecuador.

Para el año 2007 se presentaron en total siete eventos que activaron el EDAC del SIN, que al comparar con los eventos registrados durante el 2006 (11) representa una disminución del 36% de las ocurrencias. Esta tendencia de disminución del total de eventos se ha mantenido durante los últimos años como se observa en la Gráfica 67.

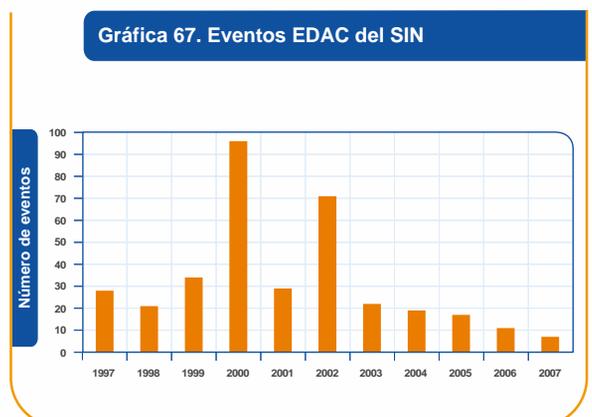




Tabla 31. Esquema de desconexión automática de carga Colombia - Ecuador

Etapa	Umbral de frecuencia (Hz)	Desconexión de carga (%)		Retardo intencional (ms)	
		Colombia	Ecuador	Colombia	Ecuador
1	59.4	5	7	200	200
2	59.2	5	9	200	200
3	59.0	5	10	400	200
4	58.8	5	10	400	200
5	58.6	5	6	600	200
6	58.6	5	----	1,000	----
7	58.4	5	8	2,000	200
8	58.4	5	----	4,000	----
Total desconexión (%)		40	50		

De los siete eventos presentados durante el año 2007 se tiene la siguiente clasificación:

- Tres de ellos que representan el 42.85% de los eventos, presentaron valor mínimo de la frecuencia superior al umbral de la primera etapa del EDAC (>59.4 Hz), tomando como referencia la frecuencia medida en Medellín. Sin embargo, están muy cerca de los valores permitidos, considerando los efectos de dispersión de la frecuencia y los límites de ajuste permitidos según el Acuerdo CNO 319 de febrero de 2005 (Desviaciones de +/- 0.03 Hz).
- Tres eventos corresponden a eventos de actuación de la primera etapa, equivalentes al 42.85% de las ocurrencias.
- El evento del 26 de abril que involucró todas las etapas del EDAC del SIN. Este evento equivale al 14.3%.

En la Tabla 32 se presenta la clasificación de los eventos presentados en 2007

Tabla 32. Clasificación de los eventos por rango de frecuencia

Rango de frecuencia	Total eventos
f > 59.4 Hz	3
59.2 Hz < f <= 59.4 Hz	3
f <= 58.4 Hz	1
Total	7

En el evento del 26 de abril se presentó la mayor cantidad de demanda desconectada automáticamente por baja frecuencia, activando completamente el EDAC del SIN. El evento se presentó a las 09:58 horas, cuando se ejecutaban maniobras para mantenimiento en el seccionador L141 de la Barra 1 de la subestación Torca a 230 kV, se presentó actuación de la protección falla interruptor (50 BF) asociada al interruptor



de acople de barras M240, ocasionando la apertura de equipos de la subestación Torca 230 kV, quedando fuera de servicio los circuitos a Chivor 1 y 2, Bacatá 1 y 2, Guavio 1 y 2 y los Transformadores 1, 2, 3 y 4 de Torca 230/115 kV. Esta situación ocasionó que la generación de las plantas de Chivor y Guavio fluyera por los enlaces a 230 kV Guavio – Circo, Guavio – Tunal, Guavio - Reforma y Chivor – Sochagota lo que llevó a un deterioro de tensiones y corrientes ocasionando el disparo de circuitos y con ello la separación del área de Chivor, Guavio y Paipa del resto del SIN. Debido a lo anterior, se originó un desbalance entre la generación y la demanda que no pudo compensarse con el EDAC, debido a las condiciones de la red degradada de ese momento, a la respuesta dinámica de las cargas y a la salida paulatina de unidades de generación, lo cual impactó en la frecuencia y en las tensiones de la red, lo que a su vez ocasionó salida de generación llevando el sistema eléctrico a un apagón generalizado, por lo tanto, la información consolidada de demanda no atendida asociada al EDAC no es posible precisar para este evento.

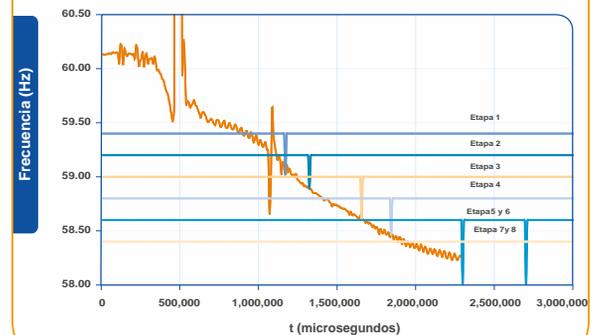
En la Gráfica 68 se presenta la evolución de la frecuencia del SIN tomada del registro real de Guatiguará, donde se puede apreciar la velocidad de caída de frecuencia durante los primeros tres segundos del evento, se alcanza a activar la séptima etapa del EDAC aproximadamente a los dos segundos de evolución del evento.

De los análisis realizados a los eventos presentados en el sistema Colombiano que han activado el EDAC hasta del 2007 se evidencia lo siguiente:

- Del seguimiento realizado a estos eventos entre los años 2002-2007 cerca del 91% de los eventos ocasionan la actuación del EDAC dentro del umbral de las tres primeras etapas, que son las más rápidas en su

actuación y en general, las áreas eléctricas alcanzan los 59.4 Hz a los 10 segundos de sucedido cada evento.

Gráfica 68. Registro de frecuencia de Guatiguará



- El EDAC que actualmente se encuentra implementado en el sistema eléctrico de potencia colombiano, es lo suficientemente robusto para desbalances instantáneos inferiores al 30%, pues permite deslazar adecuadamente, en los tiempos de retardo de cada etapa, la carga justa y necesaria que ha requerido por el sistema para recuperar el balance carga-generación después de cada evento de este tipo.
- A raíz del evento del 26 de abril de 2007, XM realizó los análisis de estabilidad dinámica, aplicando los criterios definidos en la Resolución CREG 061 y presentó ante el Subcomité de Estudios Eléctricos en mayo de 2007 una propuesta para complementar el EDAC actual que permitan tomar acciones sobre la carga de manera oportuna, lo cual se logra acelerando las últimas etapas con relés que actúan con la información de la derivada de la frecuencia con respecto al tiempo df/dt , para proteger el sistema ante eventos de gran magnitud. Este estudio, aunque fue avalado técnicamente en el Consejo Nacional de Operación, aún no ha sido aprobada su implementación por parte de



los agentes del SIN quienes lo han cuestionado desde el punto de vista económico, al no existir señales regulatorias claras para asumir las inversiones asociadas a los equipos.

5.1.7. Índice de disponibilidad de enlaces con los centros regionales de control

Los enlaces de comunicación del CND con los CRC durante el año 2007 tuvieron una disponibilidad superior al 97% durante todo el año, límite establecido por la Resolución CREG 054 de 1996. En diciembre se tuvieron las menores disponibilidades de algunos enlaces debido a la readecuación del centro de cómputo principal, propiedad de ISA y al traslado del centro de cómputo de respaldo (ver Gráfica 69).



5.2. Coordinación gas - electricidad

La interdependencia de los sectores Gas - Electricidad se ha venido acentuando y es así como durante el año 2007 se destacan los mantenimientos e intervenciones en el sector eléctrico que potencialmente habrían exigido la producción el transporte de gas como el mantenimiento de la central de Guavio (8% de la capacidad eléctrica instalada), el mantenimiento preventivo al gasoducto norte del país median-

te la pasada de elementos inteligentes que en ocasiones redujo la capacidad de transporte de la red de Promigas, y al final del año la intervención en el centro de producción de Cusiana que podría haber copado la capacidad de transporte y previsiones de almacenamiento por compresión en el gasoducto central y eventualmente comprometer el suministro a otros sectores de la economía.

Para viabilizar estos trabajos minimizando el impacto a la demanda se realizaron 52 reuniones semanales operativas de coordinación e información entre los dos sectores, así como el suministro de la información permanente y detallada en los CNO eléctrico y de gas y la Comisión Asesora de Seguimiento de la Situación Energética de la coordinación de los trabajos mencionados. Estos encuentros son el resultado de las voluntades de las empresas de ambos sectores para tomar acciones en los aspectos operativos y dentro del marco de actuación previsto en la prestación del servicio para cada uno de ellos.

La necesidad de contar con información que permita una mejor gestión dentro del horizonte anual ha llevado a una propuesta de convergencia de la información necesaria de pronósticos de consumo e intervenciones y mantenimientos esperados, la cual se viene coordinando con concurso de XM a través del CNO GAS.

Las perspectivas de necesidades de gas en el horizonte de los próximos años muestran que este energético continuará siendo relevante y todos los esfuerzos de coordinación e intercambio de información contribuirán a la adecuada confiabilidad y seguridad en la atención futura de la demanda:

- En un escenario de hidrología seca, se podría presentar una alta exigencia en cuanto a la producción y transporte de gas en la Costa Atlántica para el verano 2007/2008.



- Se observa una importante utilización del recurso térmico a lo largo del horizonte de los próximos cinco años, con valores de consumo de gas natural que exigirían al máximo la producción y el transporte de gas. Por tanto, es conveniente garantizar al menos 450 MPCD de disponibilidad de gas para el sector termoeléctrico y contar con las ampliaciones contempladas en el mediano plazo para la infraestructura de transporte de gas, especialmente la del gasoducto Ballena – Barranca.
- La confiabilidad de la atención de la demanda de energía eléctrica depende de la renovación de los Contratos de suministro y transporte de gas, en particular los que atienden generación en la Costa Atlántica, los cuales finalizan en los años 2008 y 2009.
- Para períodos críticos y considerando la evolución de demanda de gas de sectores diferentes al termoeléctrico, se recomienda contar con disponibilidad de generación con combustibles alternos como respaldo viable.



Transporte

LOS EXPERTOS EN MERCADOS



INFOPRO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA Y ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO

Empresa del GRUPO ISA



6. Transporte

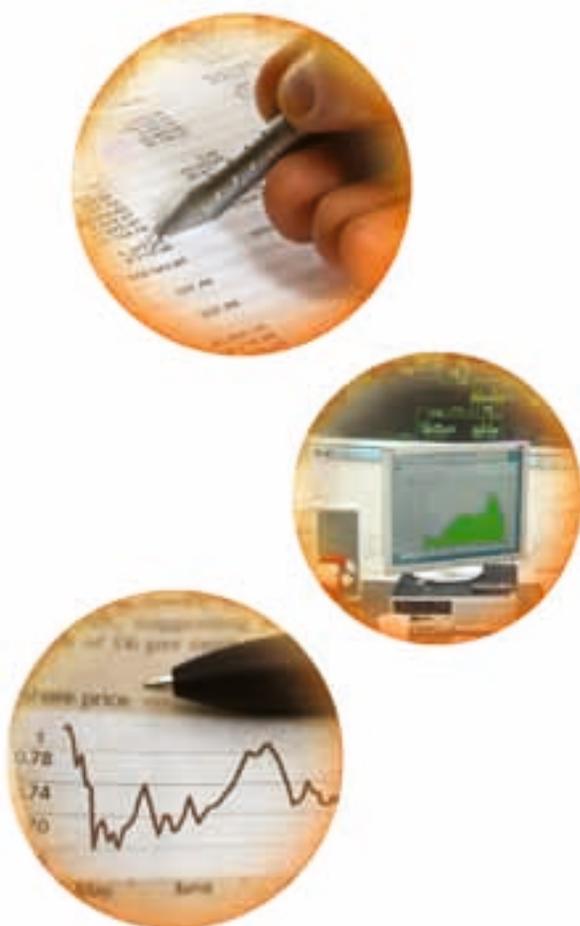
INFORME DE OPERACIÓN DEL SISTEMA Y ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO

La actividad de transporte de electricidad en Colombia se encuentra separada en las actividades de transmisión y de distribución. Se entiende como Sistema de Transmisión Nacional (STN), el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, con sus correspondientes módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV.

Se entiende como distribución, los Sistemas de Transmisión Regionales -STR- y los Sistemas de Distribución Local -SDL-. El STR es el sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los activos de conexión al STN y el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el nivel de tensión 4 (tensión nominal de operación mayor o igual a 57.5 kV y menor a 220 kV) y que están conectados eléctricamente entre sí a este nivel de tensión, o que han sido definidos como tales por la CREG. Un STR puede pertenecer a uno o más operadores de red. Por su parte el SDL es el sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 57.5 kV (niveles de tensión 3, 2 y 1) dedicados a la prestación del servicio en uno o varios mercados de comercialización.

6.1. Líneas de transmisión

Al finalizar 2007 las líneas de 110 – 115 kV alcanzaron los 9,940.8 km, valor un poco superior al registrado al finalizar 2006, explicado principalmente por





las reconfiguraciones que Codensa realizó en su sistema de distribución (líneas a 115 kV: Bacatá – Tibabuyes, Bacatá – Sol, Bacatá – Salitre, Noroeste – Techo, Bacatá – Suba, Bacatá – Chía, Bacatá – Tenjo, Bacatá – Noroeste) y la entrada de la línea Candelaria – Magagüez 115 kV en el sistema de distribución de EPSA (ver Tabla 33).

Por su parte el STN finalizó el año 2007 conformado por 11,763.3 km de líneas a 220-230 kV y 2,399.3 km a 500 kV. De las líneas a 220 - 230 kV, 11,680 km son activos de uso y 83.3 km constituyen activos de conexión. Respecto a 2006 se presentó un aumento de 7.9 % en las líneas de 220 -230 kV explicado por la modificación de las longitudes de algunas líneas (EPM modificó la longitud de las líneas 220 kV Barbosa – Miraflores, Barbosa – Guatapé y Guatapé – Miraflores) y por la entrada en operación comercial del proyecto UPME 01 2005 por parte de EEB, conformado por las líneas de 220 – 230 kV: Junín(Mocoa) – Jamondino, Betania – Altamira, Betania – Jamondino, Altamira – Mocoa, Jamondino – Pomasqui III y IV (tramo colombiano del refuerzo interconexión con Ecuador).

De otro lado, frente a los registros de 2006, el año 2007 marcó un incremento del 37.5% en las líneas de 500 kV debido a la declaración en operación comercial del proyecto UPME 02 2003 por parte de ISA. Este proyecto incluye las subestaciones a 500 kV Ocaña, Copey y Bolívar, las líneas a 500 kV Bacatá – Primavera – Ocaña – Copey – Bolívar, y las líneas a 220 – 230 kV Sabanalarga – Bolívar – Termocartagena (ver Tabla 33).

La entrada en operación comercial del proyecto UPME 02 de 2003 en marzo 31 de 2007 complementó los beneficios obtenidos en el SIN con la entrada en operación por parte de ISA en diciembre de 2006 del proyecto UPME 01 de 2003 (subestaciones Primavera y Bacatá 500 kV, líneas San Carlos – Primavera – Cerromatoso

Tabla 33. Líneas de transporte a diciembre 31 de 2007

Agente propietario	Longitud líneas (km)
Líneas a 110-115 kV	9,940.8
Líneas a 138 kV de uso	15.5
Líneas a 220-230 kV	
Líneas de uso	
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.	7,492.1
Transelca S.A. E.S.P.	1,524.0
Empresa de Energía de Bogotá E.S.P.	1,436.7
Empresas Públicas de Medellín E.S.P.	792.5
Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P.	269.8
Electricadora de Santander S.A. E.S.P.	122.9
Distasa S.A.E.S.P.	27.3
Termoflores S.A. E.S.P.	14.8
Líneas de conexión	
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.	71.3
Centrales Eléctricas de Norte de Santander S.A. E.S.P.	9.2
Merilétrica S.A.	1.7
Emgesa S.A.	1.1
Total 220-230 kV	11,763.3
Líneas a 500 kV	
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.	2,399.3
Total 500 kV	2,399.3
Total transporte	24,118.9

Longitudes reportadas a XM

Las líneas de conexión son las líneas de interconexión internacional y de conexión al STN no remuneradas.

y Bacatá – Primavera, y los equipos asociados), destacándose: la disminución de las restricciones asociadas a las transferencias al área Caribe, incremento de la capacidad de exportación a Caribe pasando de 1,150 MW a 1,500 MW, el alivio de las condiciones de cargabilidad de la línea San Carlos – Guatapé 230 kV, la reducción en las restricciones de generación en Antioquia y San Carlos, y la disminución de las necesidades de unidades de generación para soporte de tensiones en las áreas Caribe y Oriental.



6.2. Transformación

La capacidad total de transformación de 220 - 230 kV a tensiones inferiores registró al finalizar el año un valor de 13,187.5 MVA, incrementándose en un 3.5% frente a lo registrado en 2006 debido a la entrada en explotación comercial de los transformadores: Ternera 7 25 MVA 220/13.8 kV, La Reforma 2 150 MVA 230/115 kV, San Marcos 2 168 MVA 230/115 kV, Altamira 150 MVA 230/115/13.8 kV y Mocoa 50 MVA 230/115/13.2 kV (ver Tabla 34).

En cuanto a la capacidad de transformación de 500 kV, esta se incrementó en 1,710 MVA respecto al año 2006, quedando con un valor de 7,170.0 MVA. Este incremento se debió a la entrada de los transformadores: Bacatá 500/115 kV 450 MVA, Ocaña 1 360 MVA 500/220/34.5 kV, El Copey 3 450 MVA 500/220/34.5 kV y Bolívar (Cartagena) 1 450 MVA 500/220/34.5 kV (ver Tabla 34).

Tabla 34. Capacidad de transformación total SIN - Diciembre 31 de 2007

SIN	Capacidad (MVA)
Total transformación 110-115 kV	10,982.2
Total transformación 138 kV	53.2
Total transformación 220-230 kV	13,187.5
Total transformación 500 kV	7,170.0
Total transformación	31,392.9

6.2.1. Índices de disponibilidad de activos -IDA-

Para el año 2007 se observa un comportamiento satisfactorio de los índices de disponibilidad de los

activos -IDA- de acuerdo a la ejecución semanal del cálculo de los mismos, según lo establecido en la Resolución CREG 061 del año 2000.

En la Tabla 35 se muestra el comportamiento del IDA de los diferentes tipos de equipos eléctricos asociados a activos de conexión para el año 2007.

Tabla 35. Índice de disponibilidad de activos de conexión 2007

Tipo de activo	N° de activos	IDA promedio	Meta año 2007	% de cumplimiento
Línea	18	99.97	99.45	100.0%
Transformador	196	99.69	99.45	98.5%
Bahía de transformador	502	99.92	99.45	99.0%
Bahía de línea	40	99.41	99.45	95.0%

Nota: Información del último cálculo del IDA de los activos de conexión realizada el 29 de diciembre de 2007, el cual contiene todos los eventos un año (8,760 horas) según lo establecido en la Resolución CREG 061 de 2000.

Los activos que presentaron el menor IDA promedio fueron las bahías de línea (99.41), el cual es inferior a la meta establecida para estos (99.45). Del total de bahías de línea (40), se tuvo un cumplimiento de la meta del año 2007 del 95%, lo que equivale a dos activos por fuera de la meta a saber: BL1 y BL2 Termocentro a Primavera, con un IDA de 98.64 y 80.06 respectivamente.

De otro lado, el activo con menor IDA para el año 2007 fue el transformador de Guadalupe IV 20 MVA 220/110/44 kV con un IDA de 54.75.

En la Tabla 36 se muestra el comportamiento de los diferentes tipos de equipos eléctricos asociados a activos de uso para el año 2007.



Tabla 36. Índice de disponibilidad de activos de uso 2007

Tipo de activo	N° de activos	IDA promedio	Meta año 2007	% de cumplimiento
Bahía de compensación	51	99.93	99.83	82.4%
Bahía de línea	368	99.94	99.83	89.9%
Bahía de transformador	36	99.96	99.83	94.4%
Modulo de compensación	71	99.69	99.45	95.8%
Transformadores	15	99.92	99.45	100.0%
Líneas 230 kV Longitud <= 100 km	137	99.91	99.73	91.2%
Líneas 230 kV Longitud > 100 km	42	99.94	99.59	97.6%
Líneas 500 kV	13	99.85	99.18	100.0%
Bahía de enlace	2	99.94	99.83	100.0%
Bahía de acople	3	100.00	99.83	100.0%
Línea 138 kV	1	100.00	99.73	100.0%

Nota: Información del último cálculo del IDA de los activos de uso realizada el 29 de diciembre de 2007, el cual contiene todos los eventos 1 año (8,760 horas) según lo establecido en la Resolución CREG 061 de 2000.

Los activos que presentaron el menor IDA promedio fueron los módulos de compensación con un valor de 99.69, y un cumplimiento de las metas del 95.8 %.

Las bahías de compensación fueron los activos que tuvieron el menor cumplimiento en el año 2007 con un valor de 82.4%. Es decir, de las 51 bahías de compensación, nueve bahías incumplieron metas (ver Tabla 37).

Tabla 37. Activos con menor IDA - 2007

Nombre	IDA
Jamondino Bahía Reactor de Barra 03 25 MVAR	99.66
San Bernardino Bahía Condensador Paralelo 01 60 MVAR	99.71
Chinú a Cerromatoso Bahía Reactor Línea 01 60 MVAR	99.72
Chinú Bahía Compensador Estático SVC	99.78
Jamondino Bahía Reactor de Barra 1 y 2 12.5 MVAR	99.79
San Bernardino Bahía Condensador Paralelo 02 60 MVAR	99.79
Primavera a Ocaña BRCL1 120 MVAR	99.80
Cerromatoso a Chinú Bahía Reactor Línea 02 60 MVAR	99.82
San Bernardino Bahía Condensador Paralelo 03 60 MVAR	99.83

El activo con menor IDA para el año 2007 fue el módulo de compensación Capacitor 1 de Tunal 75 MVAR 115 kV, con un valor de 90.32.

Sin embargo, en promedio, para el año 2007 ninguno de los índices de disponibilidad de los activos de uso, se encontró por debajo de la meta correspondiente.

6.2.2. Probabilidades de falla

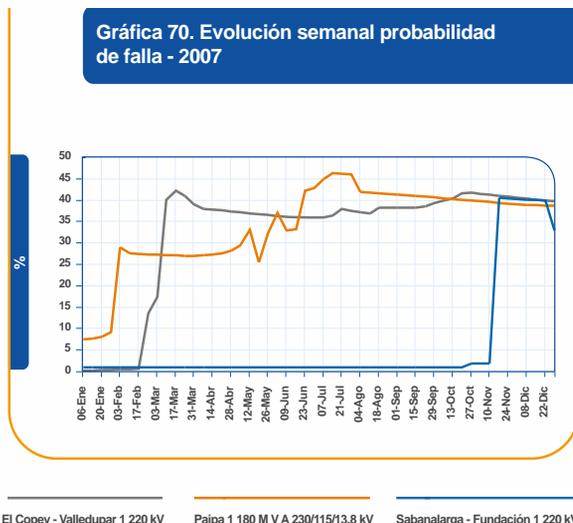
De los 347 subsistemas definidos en el cálculo para diciembre 29 de 2007, 19 subsistemas eléctricos (5.48%) registran una probabilidad de falla por encima del 10% (ver Tabla 38).

En la Gráfica 70, se muestra la evolución semanal de esta variable para los subsistemas eléctricos, que a diciembre 29 de 2007 se ubicaron por encima del 30% de la probabilidad de falla.



Tabla 38. Probabilidades de falla por subsistema

Descripción subsistema	Probabilidad de falla (%)
El Copey - Valledupar 1 220 kV	39.80
Paipa 1 180 MVA 230/115/13.8 kV	38.66
Sabanalarga - Fundación 1 220 kV	32.92
El Copey 1 450 MVA 500/220/34.5 kV	27.77
Balsillas - Noroeste 1 230 kV	27.62
Paraíso - San Mateo EEB 1 230 kV	26.14
Barranca - Bucaramanga 1 230 kV	25.24
Yumbo - San Bernardino 1 230 kV	23.13
Barbosa - La Tasajera 1 220 kV	20.11
Betania 2 168 MVA 230/115/13.8 kV	19.37
Cerromatoso - Primavera 1 500 kV	18.70
Barbosa - El Salto 4 220 kV	18.64
La Reforma 1 150 MVA 230/115/13.8 kV	17.99
Guavio - La Reforma 1 230 kV	17.81
Circo - Guavio 1 230 kV	17.40
Guatiguará - Primavera 1 230 kV	16.79
San Bernardino - Páez 1 230 kV	11.56
Valledupar - Cuestecitas 1 220 kV	10.66
Envigado - Guatapé 1 220 kV	10.03



6.3. 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. La evolución del valor pagado por este concepto durante 2007 se muestra en la Tabla 39. El comportamiento de los valores totales tienen alta dependencia de los montos que se deban facturar en el servicio LAC por concepto de los pagos del Gravamen a los Movimientos Financieros (GMF) netos en que debe incurrir XM por los movimientos de los ingresos de los TN y OR a través de las cuentas del administrador del mercado; el otro elemento que influye en el monto del total del servicio LAC es el IPP, pero en general su influencia es menos importante que el impacto del GMF.

Desde la facturación del Servicio LAC de febrero, en el cual se facturó el GMF causado en enero, se notó el incremento en el valor a recuperar por el mencionado GMF como efecto de la entrada en vigencia de la reforma tributaria de 2006 que afectó la optimización que de este gravamen realizaba XM en operaciones REPO.

6.3.1. Cargos por uso del sistema de transmisión nacional

En la Tabla 40 se presenta el total facturado a los agentes generadores y comercializadores por concepto de cargos por uso del STN en 2006 y 2007. Se incluyen los conceptos de pagos bruto, compensación y neto:

- Pago Bruto: Es el ingreso regulado de los Transmisores Nacionales sin incluir compensaciones.



Tabla 39. Ingresos por servicios LAC (en pesos)

Mes	Transmisores Nacionales	Operadores de Red	Total
Enero	371,439,287	308,900,818	680,340,105
Febrero	610,264,699	480,456,206	1,090,720,905
Marzo	609,235,409	529,790,580	1,139,025,989
Abril	624,321,356	511,567,692	1,135,889,048
Mayo	595,470,946	515,941,140	1,111,412,086
Junio	625,595,593	515,674,464	1,141,270,057
Julio	604,096,598	508,991,585	1,113,088,183
Agosto	621,451,737	524,152,515	1,145,604,252
Septiembre	613,926,971	511,012,723	1,124,939,694
Octubre	612,248,256	523,833,056	1,136,081,312
Noviembre	612,510,427	512,482,559	1,124,992,986
Diciembre	598,095,787	508,319,233	1,106,415,020
Total	7,098,657,066	5,951,122,571	13,049,779,637

- **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.

- **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 2007 un valor neto total de \$937,928.2 millones (valor que incluye la Contribución al Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de la Zonas Rurales Interconectadas -FAER-), cifra que creció en un 3.75% con respecto a la facturación del año 2006. Este incremento se debe al efecto combinado de la variación del IPP (descendente en el primer semestre y ascendente en el segundo semestre), de la variación de la TCRM, de los cambios en el inventario de activos del STN y de las variaciones en la generación despachada centralmente (insumo principal para la obtención del FAER).

Tabla 40. Cargos por uso del STN (Millones de pesos)

Agentes	2006			2007		
	Pago Bruto	Compensación	Neto	Pago Bruto	Compensación	Neto
Comercializadores/ Generadores	904,153.0	96.6	904,056.1	938,225.7	297.6	937,928.2

Nota: El pago de cargos por Uso del STN por parte de generadores, corresponde a las fronteras de generadores embebidos que se enmarcan en lo establecido en la Resolución CREG 122 de 2003; en la actualidad esta condición sólo la presenta la planta Jepirachi de EPM.



La variación del IPP ejerce la mayor influencia en la variación del ingreso.

En el inventario de activos del STN se presentaron tres cambios fundamentales: en primer lugar desde enero se inició la remuneración del proyecto UPME 01 de 2003 (Primavera - Bacatá y obras asociadas), de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 004 de 2007. En segunda instancia desde junio se inició la remuneración del proyecto UPME 02 de 2003 (Primavera - Ocaña - El Copey-Bolívar y obras asociadas), de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 058 de 2007. Finalmente desde julio se inició la remuneración del proyecto UPME 01 de 2005 (Betania - Altamira - Mocoa - Jamondino - Frontera y obras asociadas), de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 059 de 2007.

La evolución del ingreso por concepto de cargos por uso del STN facturados en 2006 y 2007 se presenta en la Gráfica 71, en la que se observa un incremento en el ingreso regulado de los transmisores entre 2006 y 2007, fundamentalmente siguiendo el comportamiento del IPP.

La Gráfica 72 muestra la evolución del cargo por uso del STN en \$/kWh para los años 2006 y 2007, desagregándolo por bloques de demanda (máxima, media y mínima) así como el cargo total monomio; dichos cargos muestran un comportamiento muy constante durante estos dos años.

El ingreso regulado, las compensaciones y los ingresos netos totales de los transmisores nacionales durante 2006 y 2007 se consignan en la Tabla 41.

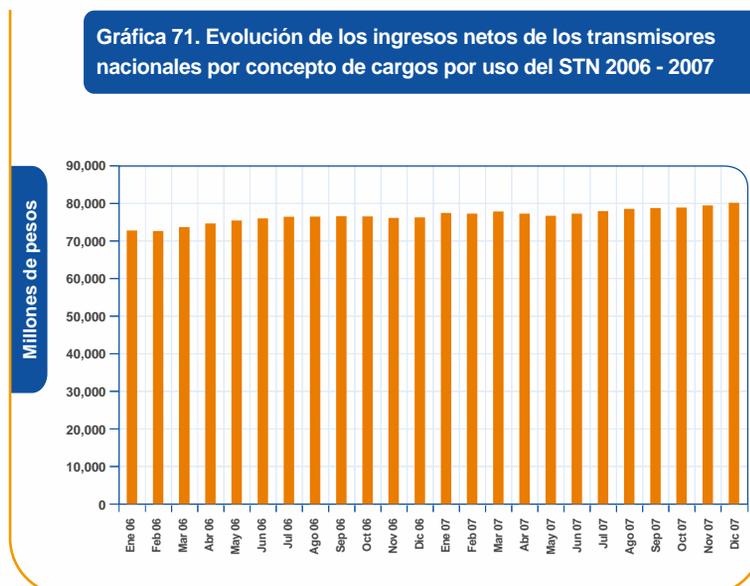
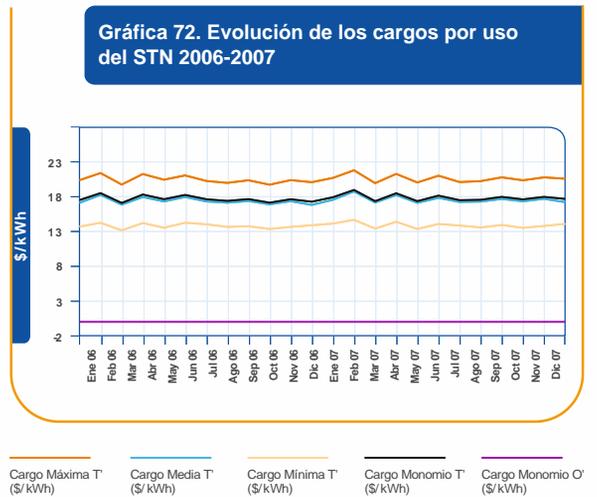




Tabla 41. Ingresos y compensaciones Transmisores Nacionales (Millones de pesos)

Mes	Año					
	2006			2007		
	Ingreso Bruto	Compensación	Neto	Ingreso Bruto	Compensación	Neto
Enero	72,829.0	8.2	72,820.8	77,497.4	1.4	77,496.0
Febrero	72,687.6	6.9	72,680.7	77,297.6	1.2	77,296.4
Marzo	73,740.8	6.0	73,734.8	77,868.5	1.3	77,867.2
Abril	74,684.6	6.8	74,677.8	77,290.7	1.8	77,288.9
Mayo	75,482.8	6.7	75,476.0	76,754.5	3.5	76,751.0
Junio	76,039.7	14.7	76,025.0	77,302.2	3.9	77,298.3
Julio	76,472.9	16.3	76,456.5	77,994.0	43.1	77,950.9
Agosto	76,530.2	16.7	76,513.4	78,606.1	46.4	78,559.7
Septiembre	76,626.6	7.2	76,619.4	78,843.2	46.1	78,797.1
Octubre	76,575.9	4.5	76,571.3	78,979.2	45.0	78,934.2
Noviembre	76,164.3	1.2	76,163.2	79,548.5	51.9	79,496.6
Diciembre	76,318.6	1.4	76,317.2	80,243.9	52.0	80,191.9
TOTAL	904,153.0	96.6	904,056.1	938,225.7	297.6	937,928.2

Adicionalmente, de acuerdo con la normatividad vigente, el LAC liquidó la contribución FAER a los Transmisores Nacionales en proporción al ingreso regulado que recibe cada uno por los activos que representa, cuyos valores están incluidos en las cifras presentadas en la Tabla 41.

Los cargos por uso del STN varían mensualmente dependiendo del comportamiento de los índices macroeconómicos: IPP, TCRM y PPI¹⁵. Así mismo el cargo se ve afectado por la variación de la demanda y los cambios en el inventario de activos del STN.

¹⁵ IPP: Índice de Precios al Consumidor, TCRM: tasa representativa del mercado, PPI: *Price Producer Index*

Durante el año 2007 se inició la remuneración de los proyectos UPME 01 - 02 de 2003 y UPME 01 de 2005. Estos proyectos modificaron el inventario de activos del STN y ocasionaron cambios a los cargos por uso del STN. Para mostrar el impacto de la remuneración de los mencionados proyectos, se realizaron dos tipos de cálculos del ingreso regulado de los transmisores nacionales: en el primero se incluye el ingreso asociado de cada proyecto en el total del ingreso regulado y en el segundo se excluye. Para cada uno de estos ingresos se calcula el cargo correspondiente y su variación. Los resultados encontrados utilizando el procedimiento descrito anteriormente se presentan en la Tabla 42.

Tabla 42. Impacto de los proyectos UPME 01-02 de 2003 y UPME 01 de 2005 en los cargos por uso

Mes	Proyecto nuevo	Ingreso proyecto (Millones \$)	Cargo aplicado (\$/kWh)	Cargo sin proyecto (\$/kWh)	Variación (\$/kWh)	Variación (%)
Enero	UPME 01 de 2003	851.83	17.91	17.72	0.19	1.07
Junio	UPME 02 de 2003	1,319.02	18.16	17.85	0.31	1.74
Julio	UPME 01 de 2005	718.45	17.51	17.35	0.16	0.92



En todos los casos se observa que el cargo aplicado (en el cual se considera el ingreso del respectivo proyecto) es superior al cargo sin proyecto (donde se excluye el ingreso del proyecto) y se aprecia una variación porcentual del cargo en 1.07%, 1.74% y 0.92% debido al efecto del inicio de la remuneración de estos proyectos UPME.

6.3.2. Cargos por uso de los STR

En la Tabla 43 se presenta el total facturado a los agentes comercializadores por concepto de cargos por Uso de los Sistemas de Transmisión Regional - STR- en 2006 y 2007.

- Factura: Corresponde a los ingresos de los OR facturados originalmente a los comercializadores.

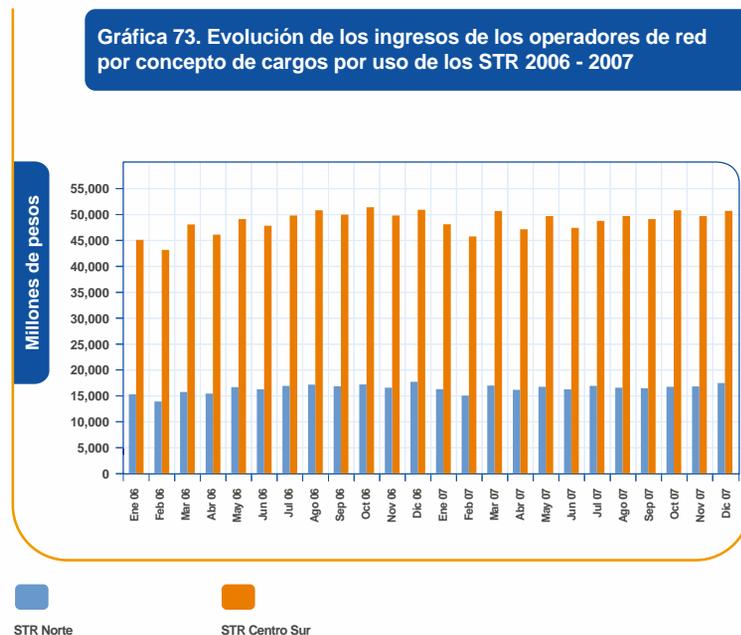
- Ajustes: Corresponde a los cambios en los ingresos de los OR los cuales se reflejaron en emisión de ajustes a la facturación original.

- Pago Neto: Corresponde a los valores que efectivamente se causaron para los OR.

La evolución de los ingresos por concepto de cargos por uso de los STR se presenta en la Gráfica 73. Los valores facturados durante 2007 presentaron un valor neto de \$ 786,573 millones, distribuidos en \$198,648 millones y \$587,925 millones para el STR Norte y STR Centro Sur, respectivamente.

Tabla 43. Cargos por Uso de los STR (Millones de pesos)

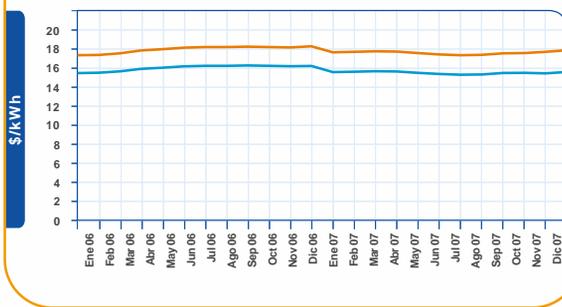
Agentes	2006			2007		
	Factura	Ajustes	Pago Neto	Factura	Ajustes	Pago Neto
Comercializadores STR Norte	195,941	0	195,941	198,622	26.3	198,648
Comercializadores y OR del STR Centro Sur	582,589	-180	582,409	587,829	96.0	587,925
Total	778,530	-180	778,350	786,451	122.3	786,573





El comportamiento de los cargos por uso del STR, en \$/kWh, para los dos sistemas de transmisión regional durante los años 2006 y 2007, presentó un comportamiento similar al de los cargos por uso del STN, es decir una tendencia constante. La evolución de estos cargos se muestra en la Gráfica 74.

Gráfica 74. Evolución de los cargos por uso de los STR 2006-2007



Cargo Norte (\$/kWh)

Cargo Centro Sur (\$/kWh)

6.3.3. Gestión comercial del LAC

La CREG mediante la Resolución 081 de 2007, donde se adopta la metodología para la remuneración de los servicios del CND, ASIC y LAC, estableció indicadores para medir la Gestión Comercial del LAC.

Uno de los indicadores fue el número de días de atraso en la publicación de los cargos estimados para el servicio LAC (STN-STR), el cual fue fijado con una meta mensual de cero días de atraso. Durante 2007 el resultado de este indicador es altamente satisfactorio al cumplirse la meta en los 12 meses del año.



Administración financiera del mercado

INFORME DE VENTAJAS DEL SISTEMA Y ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO

LOS EXPERTOS EN MERCADOS

Empresa del
GRUPO ISA







7. Administración financiera del mercado

INFORME DE OPERACIÓN DEL SISTEMA Y ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO



7.1. Administración de efectivo

El manejo del dinero resultante de las Transacciones en la Bolsa de Energía y los Cargos por Uso del STN y STR liquidados por el ASIC y el LAC, en cumplimiento del marco regulatorio, se efectúa bajo altos parámetros de seguridad y eficiencia.

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. Las entidades que actualmente administran estos recursos son: Citibank, BBVA, Bancolombia y Banco de Occidente.

7.1.1 Recaudo

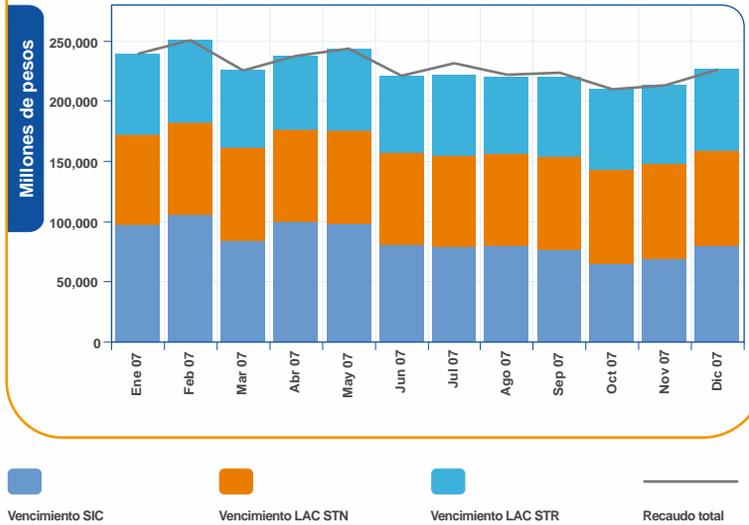
El monto del flujo de dinero efectivo recaudado por facturación durante el año 2007, a través de las cuentas que administra XM, en su calidad de ASIC y LAC, alcanzó por concepto de Bolsa, Cargos por STN y STR la cifra de \$2,730,399 millones. El detalle de los vencimientos por cada concepto se presenta en la Gráfica 75.

7.1.2. Operaciones de cobertura cambiaria

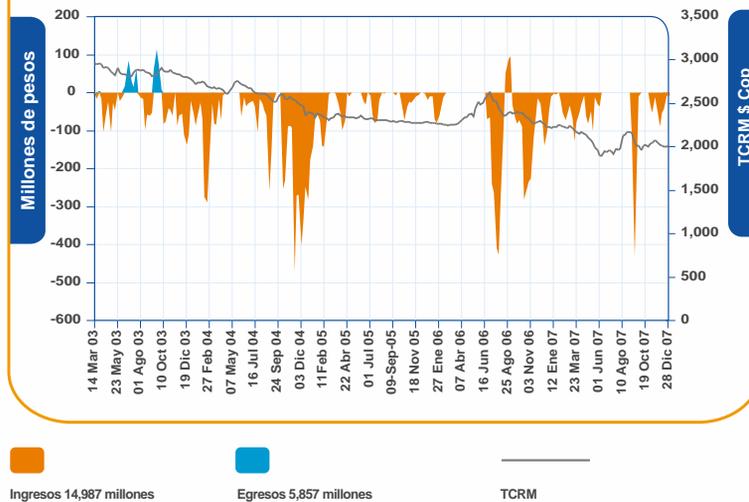
Con el propósito de cubrir el riesgo de la moneda nacional frente a la tasa de cambio como resultado de las importaciones y exportaciones realizadas en dólares de los Estados Unidos de América como



Gráfica 75. Transacciones en Bolsa, STN, STR y recaudo mensual



Gráfica 76. Ingresos y egresos de la cuenta de mercado libre para actualizar las divisas de las exportaciones





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*.

En desarrollo de las exportaciones asociadas con las TIE, el administrador realizó cobertura financiera de riesgo cambiario durante el año 2007 que ascendió a US\$ 66.1 millones, en la Gráfica 76 se observan los ingresos y egresos de la cuenta de mercado libre efectuados para actualizar las divisas producto de estas exportaciones, las cuales fueron las más representativas durante el 2007. La operación *Delivery Forward* de cubrimiento se negoció sin costo para el mercado colombiano.

De no haberse presentado este cubrimiento se habrían presentado pérdidas cambiarias por valor de \$9,130 millones.

7.1.3 Operaciones time deposit

En la administración de los dineros resultantes de las exportaciones a Ecuador, US\$ 66.3 millones, se realizaron operaciones *Time Deposit*, con periodicidad semanal, que alcanzaron los US\$ 434.4 millones, obteniendo US\$364,695.81 de rendimientos por esta administración. De este monto se entregó la suma de US\$ 248,046.65 a Cenace, en cumplimiento del acuerdo comercial suscrito al inicio de las TIE, y las suma de US\$ 57,823.25 fueron destinados para aliviar las restricciones del mercado colombiano.

7.1.4. Otros recaudos

Se destaca también la administración de los recursos provenientes de las contribuciones FAZNI, FAER y FOES, cuya evolución mensual se presenta en la Gráfica 77.

• Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas - FAZNI -

Conforme a lo establecido en la Resolución CREG 005 de 2001, durante el año 2007 se facturaron para el FAZNI un valor de \$50,915 millones, presentándose una disminución del 23% con respecto al año 2006, debido al cambio presentado en el cálculo al pasar de \$1.43/kWh a \$1/kWh generado.

• Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas - FAER -

En cuanto a la facturación y el recaudo de la contribución del FAER efectuados por el ASIC, en virtud de la normatividad vigente, para el año 2007 se facturó la suma de \$ 60,466 millones, presentándose un aumento con respecto al año anterior del 8% que corresponde al valor de la indexación del IPP desde el comienzo del Fondo en febrero del 2003.

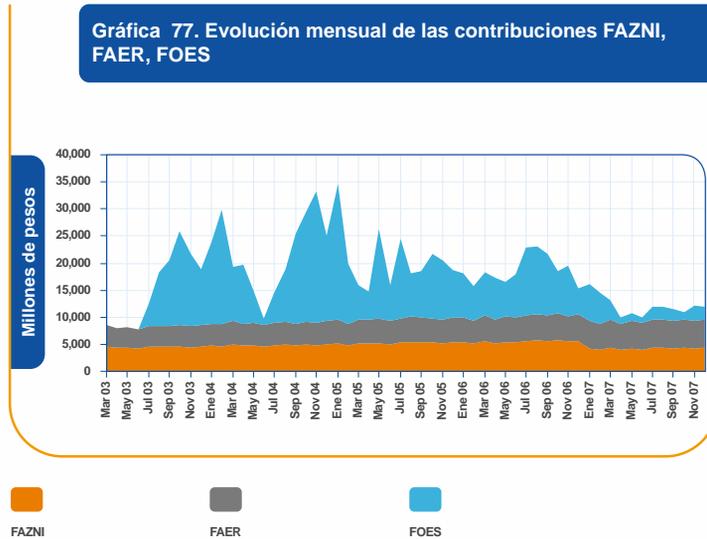
• Fondo de Energía Social - FOES -

Por otro lado, la facturación y el recaudo del FOES, efectuado por el ASIC, durante 2007 alcanzaron la suma de \$33,501 millones presentándose un decremento del 68% con respecto al año 2006 debido principalmente a la disminución de las exportaciones de energía a Ecuador.

En la Gráfica 77 se muestra la evolución de cada uno de los Fondos desde el comienzo de su normatividad hasta diciembre de 2007, donde se destaca la disminución del FOES y el FAZNI durante el año.

7.2. Garantías financieras

Las actividades del proceso de garantías consisten en calcular los valores a garantizar, administrar y custodiar las garantías y mecanismos de cubrimiento



y hacerlas efectivas ante incumplimientos. Las garantías y mecanismos de cubrimiento están definidos para respaldar las Transacciones en el MEM, Transacciones Internacionales de energía (TIE), cargo por confiabilidad y Contratos de Conexión.

7.2.1. Garantías nacionales

En relación con la exigibilidad de las garantías y mecanismos de cubrimiento establecidos en la Resolución CREG 019 de 2006, se detalla en la Tabla 44 los diferentes tipos de garantías presentados por los agentes para respaldar las Transacciones en el MEM correspondientes al mes de diciembre de 2007 y el monto cubierto por éstas, también el número de agentes que utilizó cada tipo de garantía.

Tabla 44. Detalle porcentual de montos y agentes por tipo de garantía

Tipo garantía	Número	%	Monto Millones \$	%
Cesión derechos crédito	3	3	1,326	1
Pagos anticipados	65	59	70,735	28
Cruce STR	2	2	4,479	2
Garantía Bancaria	41	37	172,384	69
Total	111	100	248,924	100

7.2.2. Garantías asociadas al cargo por confiabilidad

Durante el último semestre de 2007, XM elaboró la propuesta de “Reglamento de Garantías para el Cargo por Confiabilidad asociado a las Obligaciones de Energía Firme vigentes a partir del segundo año del periodo de transición”, contenida en la Resolución CREG 061 de 2007.

En cumplimiento de las Resolución CREG 061 de 2007, mediante la cual se definen los principios y criterios de las garantías admisibles, valor de la cobertura y el reglamento de garantías, y de la Resolución CREG 094 de 2007, mediante la cual se viabiliza las Cartas de Crédito Internacionales como garantía admisible, XM administra y custodia las garantías asociadas al cargo por confiabilidad que se muestran en la Tabla 45.

Tabla 45. Garantías asociadas al cargo por confiabilidad

Tipo garantía	Número de plantas	Valor garantía (millones de \$)
Garantía Bancaria	7	134,367
Carta de Crédito Internacional	18	104,662



7.3. Limitación de suministro

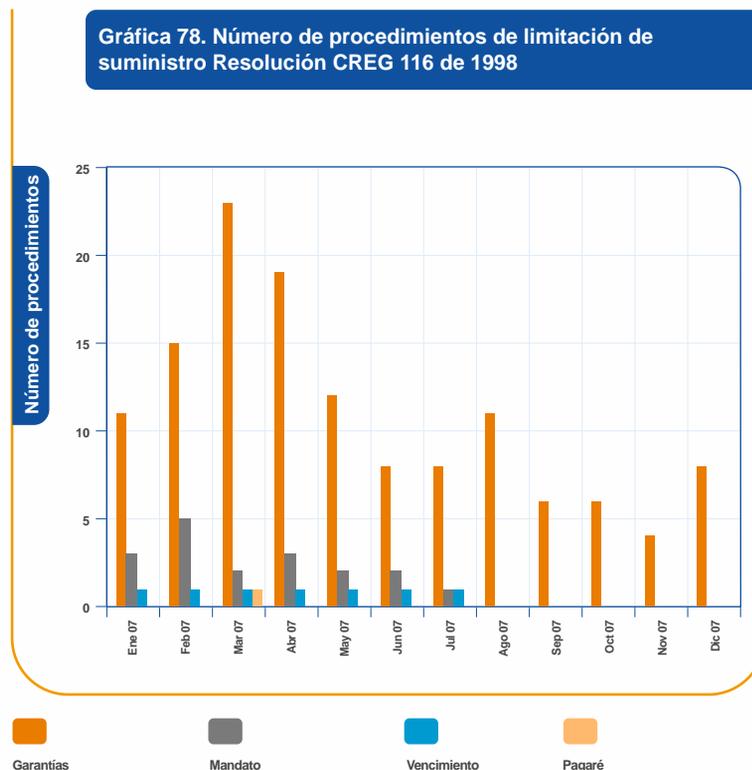
Al igual que las garantías, la limitación de suministro ha sido una herramienta eficiente que ha permitido mantener los altos niveles de recaudo que tiene el mercado eléctrico colombiano.

Los procedimientos de limitación de suministro se encuentran estipulados en la Resolución CREG 116 de 1998 y la Resolución CREG 001 de 2003. Mediante estos mecanismos el ASIC puede limitar el suministro de energía eléctrica a los usuarios finales atendidos por comercializadores morosos y puede limitar la venta de energía en Bolsa que no esté destinada a atender usuarios finales de dichos comercializadores.

En cumplimiento de la regulación vigente el ASIC aplicó durante el año 2007, el procedimiento de limitación de suministro establecido en la Resolución CREG 116

de 1998 iniciando este procedimiento por Mandato en 19 ocasiones y de oficio en 139 oportunidades. De este último, el ASIC inició el procedimiento de limitación de suministro en 131 ocasiones por el incumplimiento en la presentación de las garantías establecidas en la Regulación, siete veces por incumplimiento en los pagos de los vencimientos mensuales y una vez por incumplimiento en la presentación de pagarés. En la Gráfica 78 se presenta la evolución mensual de los procedimientos adelantados durante el año 2007, por cada concepto.

Igualmente, en cumplimiento de la Resolución CREG 001 de 2003, el ASIC inició este procedimiento en 74 ocasiones de las cuales 64 fueron ocasionadas por el incumplimiento en la presentación de las garantías establecidas en la regulación, 9 veces por incumplimiento en los pagos de los vencimientos mensuales y 1 vez por incumplimiento en la presentación de pagarés. En





la Gráfica 79 se presenta la evolución mensual de los procedimientos adelantados durante el año 2007, por cada concepto.

7.4. Informe de deuda

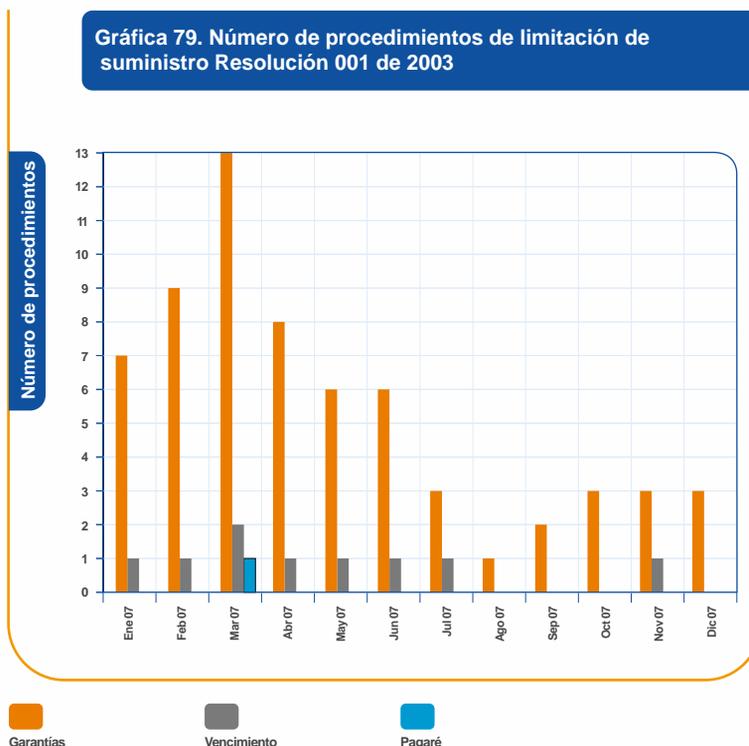
La adecuada gestión de los recaudos mensuales, las garantías financieras para transacciones nacionales e internacionales y la aplicación de la limitación de suministro, contribuyó para que durante el año 2007 no se generara ninguna cartera por ninguno de los conceptos administrados y sólo se continúe con procesos de años anteriores, los cuales se encuentran a la fecha en proceso de limitación de suministro.

Adicionalmente, es importante destacar que durante el año 2007 se recuperó la cartera existente de Electrolima quienes cancelaron el 15% de la deuda suscrita ante el ASIC (\$10,686 millones). De igual manera esta empresa durante el mes de agosto, canceló la cartera

que tenía por concepto de FAZNI ante el Ministerio de Minas y Energía directamente.

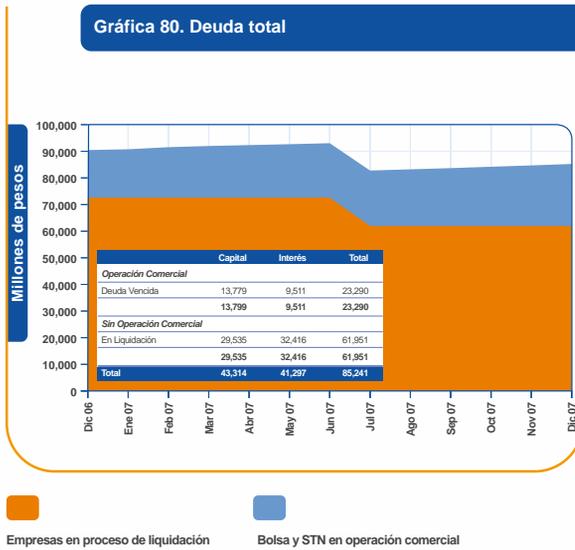
A pesar del buen comportamiento del 2007 en materia de cartera, en el mercado existen obligaciones vencidas de períodos anteriores, cuya evolución se presenta en la Gráfica 80. En esta gráfica se incluye la deuda total de las empresas en operación comercial y las empresas que no transan en el mercado o que se encuentran en proceso de liquidación.

Al cierre de diciembre de 2007, la deuda a cargo de las empresas en operación comercial era de \$23,290 millones y de las empresas en proceso de liquidación ascendía a \$61,951 millones, para un total de \$ 85,241 millones registrando una disminución con respecto al año anterior de 6%; de éste valor el 89% (\$76,107 millones) corresponde a deuda con la Bolsa de Energía, el 11% (\$ 9,054 millones) a cargos por uso del STN y el 0.05% (\$ 80 millones) a cargos por uso del STR.





7.4.1. Deuda vencida de las empresas en operación comercial



Al cierre del mes de diciembre de 2007, la deuda a cargo de las empresas que se encuentran en operación comercial ascendía al valor de \$23,290 millones, que corresponden a las obligaciones de Energía y Finanzas S.A. E.S.P., Gas y Electricidad S.A. E.S.P. y Energen S.A. E.S.P. empresas que en la actualidad se encuentran

en proceso de Limitación del Suministro y no representan demanda en el sector eléctrico colombiano.

El 98% de la deuda (\$23,146 millones) corresponde a transacciones en la Bolsa de Energía, un 1% de la deuda total (\$74 millones) a los cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional y el otro 1% (\$70 millones) a los cargos por uso del Sistema de Transmisión Regional.

En las Gráfica 81 y Gráfica 82 se presenta la evolución de la deuda, en la cual se reflejan los principales eventos que han afectado la misma.

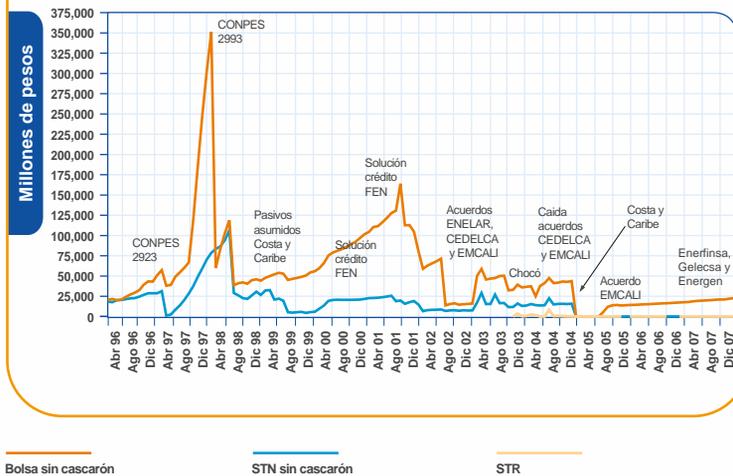
7.4.2. Deuda vencida de las empresas que no se encuentran en operación comercial

La deuda de las empresas en proceso de liquidación al 31 de diciembre de 2007 (\$61,951 millones), presenta una disminución del 15% con respecto al 2006. La disminución de la deuda obedece al pago efectuado por la Electrificadora del Tolima S.A. E.S.P., en liquidación.





Gráfica 82. Evolución de la deuda por negocio de las empresas en operación comercial



El 65% del valor de la deuda actual, está a cargo de las Empresas Públicas de Caucasia 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.

La Gráfica 83 muestra la evolución de la deuda de las empresas que no transan en el MEM.

7.5. Indicadores de gestión

Para atender la labor de Administración de Cuentas establecida en el anexo B de la Resolución CREG 024 de 1995 y en la Resolución CREG 008 de 2003, se definieron una serie de indicadores como metas para la medición de la gestión financiera del MEM para el año 2007 y que evidencian la adecuada gestión financiera detallada anteriormente.

El primero de ellos se refiere al nivel de recaudo total del Sistema de Intercambios Comerciales -SIC-, de los cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional -LAC STN- y del Sistema de Transmisión

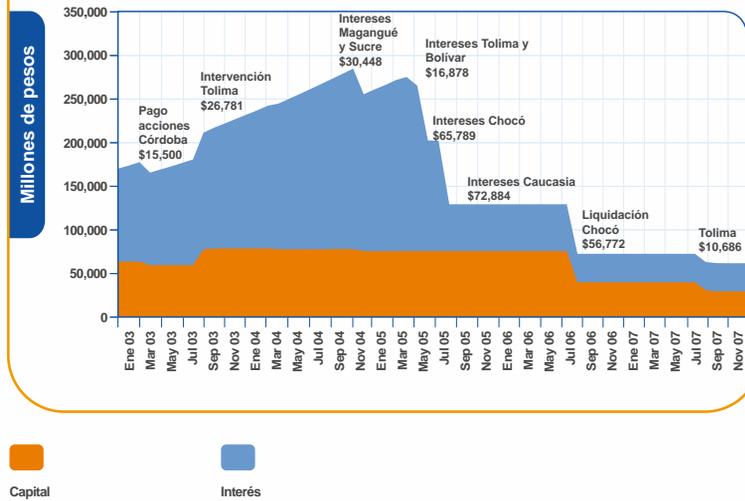
Regional -LAC STR-. Este indicador se establece como el porcentaje del recaudo total de los últimos tres meses consolidados respecto de los valores que tenían vencimiento durante el mismo período, sin incluir intereses. Se considera, para el cálculo de este indicador, el recaudo que corresponda al período evaluado, efectuado dentro de los 15 días siguientes a dicho período. Las metas definidas en XM para este indicador están entre el 99.5% como límite inferior y el 99.98% para el límite superior. En la Gráfica 84 se observa que el recaudo durante el año 2007 estuvo por encima del límite superior establecido, cumpliendo así con una excelente gestión.

Otro de los indicadores definidos se refiere a la rotación de cartera del MEM. Para este indicador, XM determinó como meta un rango entre 50 y 26 días. En la Gráfica 85 se muestra que en el período reportado, la rotación de cartera ha cumplido los indicadores, permaneciendo en un excelente nivel.

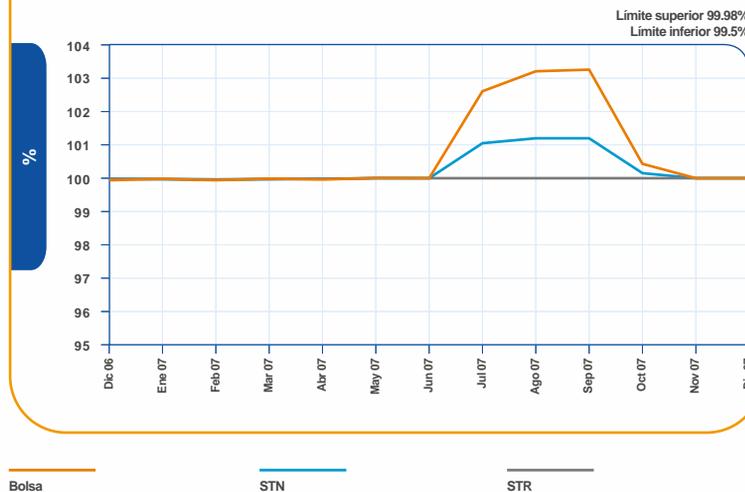
En la Gráfica 86 se presentan los tiempos que utiliza el



Gráfica 83. Evolución deuda de empresas que no transan en el MEM



Gráfica 84. Nivel de recaudo total SIC, STN y STR





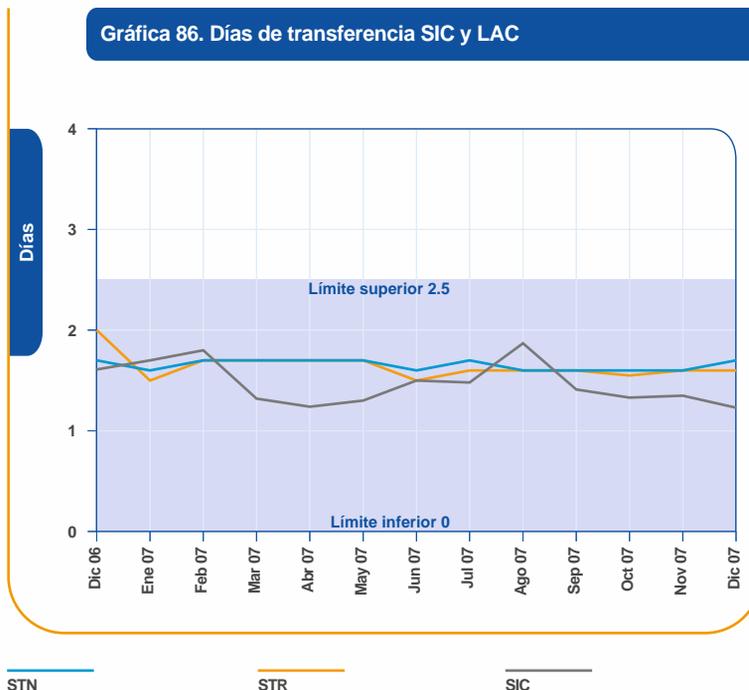
ASIC y el LAC para llevar a cabo la distribución de los dineros recaudados, los cuales se encuentran dentro de los parámetros establecidos en la regulación vigente, la cual define un plazo máximo de tres días hábiles

posteriores al pago para efectuar esta distribución. La meta de cumplimiento de este indicador es de 2.5 días hábiles, la cual fue cumplida durante el año 2007.

Gráfica 85. Rotación de cartera STN, STR y SIC



Gráfica 86. Días de transferencia SIC y LAC







Anexos

INFORME DE OPERACIÓN DEL SISTEMA Y ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO



Anexo 1. Acontecimientos del SIN 2007

Cronología

A continuación se relacionan en forma cronológica, los eventos de mayor impacto en la operación del SIN durante el año 2007, así como también las entradas y retiros de activos al Sistema.

1 DE FEBRERO

Los activos de generación de Corelca pasan a ser de propiedad y administrados por Gecelca.

2 DE FEBRERO

A las 21:07 horas se dispararon, por atentado los circuitos a 230 kV Yumbo - San Bernardino y Juanchito - San Bernardino (reconfigurado), ocasionando el disparo del circuito Betania - Ibagué en Betania y posteriormente la interconexión con Ecuador.

Adicionalmente, se disparó la unidad 3 de Betania por baja frecuencia y abrieron por sobretensión los circuitos a 230 kV Betania - San Bernardino 1 y 2 y San Bernardino - Jamondino 1 y 2, quedando sin tensión las subestaciones a 230 kV de Jamondino, San Bernardino y Betania ocasionando colapso del área Sur del país.

Se presentó una demanda no atendida de 256.94 MWh, afectando los departamentos de Cauca, Nariño, Huila, Caquetá y Putumayo.



La frecuencia al interior del país subió hasta 60.69 Hertz, mientras que el aislamiento de los sistemas Colombia-Ecuador, ocasionó actuación del EDAC en Ecuador desconectando en total 259 MW.

10 DE FEBRERO

La capacidad efectiva neta de la planta Guavio se incrementa en 50 MW quedando en 1,200 MW (cada unidad de 240 MW).

15 DE FEBRERO

A las 09:01 horas mientras se abría en subestación La Guaca el circuito a 230 kV Guaca-Paraíso 1, en desarrollo de la consignación nacional C41707, se quedó cerrado el polo de la fase C, ocasionando la operación de la protección 50BF despejando la falla con la apertura de todos los interruptores asociados a la barra en La Guaca, disparando los circuitos a 230 kV La Guaca - Mesa 1 y 2 y los transformadores 230/115/13.8 kV y 230/34.5 kV. El circuito a 230 kV Guaca-Paraíso se encontraba abierto desde la 09:00 horas.

El evento produjo la salida de las tres unidades de La Guaca con 324 MW, ocasionando una excursión transitoria de la frecuencia, que alcanzó un valor mínimo de 59.6 Hertz.

Posteriormente, por condición operativa salieron de servicio las tres unidades de Paraíso con 296 MW y disparó la unidad 6 de San Carlos con 130 MW por alta temperatura del cojinete de empuje, ocasionando una nueva excursión de la frecuencia del sistema, evolucionando a evento lento de frecuencia en el SIN con un valor mínimo de 59.51 Hertz.

Se reportó una demanda no atendida en total de 2 MWh en el departamento de Cundinamarca afectando

los municipios de Mesitas, Viotá, San Gabriel, Liberia y Pitalá.

17 DE FEBRERO

Declaración en operación comercial de la subestación Bolívar 220 kV, líneas Sabanalarga - Bolívar 2 220kV, Termocartagena - Bolívar 1 220 kV y activos asociados. Sale de servicio la línea Termocartagena - Sabanalarga 220 kV.

23 DE FEBRERO

A las 20:01 horas dispararon por atentado los circuitos a 230 kV Betania – San Bernardino 1 y 2, ocasionando la separación de la generación de Betania del área Suroccidente quedando conectada al área de Tolima - Huila. No se presentó demanda desatendida. Se encontró derribada la torre 191 en el municipio de Inza.

04 DE MARZO

Declaración en operación comercial de las líneas Sabanalarga - Bolívar 1 220 kV, Ternera- Bolívar 1 220 kV y activos asociados. Sale de servicio la línea Ternera - Sabanalarga a 220 kV.

14 DE MARZO

A las 20:25 horas dispararon los circuitos a 230 kV San Bernardino - Jamondino 1 y 2 por atentado y Jamondino - Pomasqui 1 y 2. La subestación Jamondino quedó sin tensión. La frecuencia subió a 60.3 Hertz. Se desconectaron aproximadamente 150 MW de los departamentos de Nariño y Putumayo.



15 DE MARZO

A las 17:39 horas dispararon por sobrecarga los circuitos a 115 kV San Bernardino - Popayán 1 y 2 para abastecer los departamentos de Nariño y Putumayo, dejando sin servicio el sur del país (departamentos de Cauca y Nariño).

La red del sur del país (Cauca-Nariño-Putumayo), se encontraba debilitada por atentado a los circuitos Jamondino - San Bernardino 1 y 2 230 kV. No fue posible mantener cerrada la interconexión con el sistema Ecuatoriano por déficit de energía en este país.

25 DE MARZO

Puesta en servicio del cogenerador Central Tumaco de 2 MW, conectado a la subestación Santa Bárbara.

29 DE MARZO

Declaración en operación comercial de la línea Ocaña – Primavera 500 kV, subestación Ocaña a 500 kV y activos asociados en subestaciones Primavera 500 kV y Ocaña 230 kV.

31 DE MARZO

Declaración en operación comercial de:

- Línea Bolívar – Copey 1 500 kV y Copey – Valledupar 2 220 kV y los activos requeridos para las respectivas conexiones en las subestaciones Copey 500 kV, Bolívar 500 kV, Copey 220 kV y Valledupar 220 kV.
- Línea Ocaña – El Copey 500 kV, subestación El Copey 500 kV, subestación Bolívar 500 kV y activos asociados en la subestación Ocaña 500 kV.

Con estos activos finaliza la puesta en operación del proyecto UPEM 02 de 2003.

A las 06:11 horas dispararon los circuitos a 230 kV Guatapé - La Sierra, La Sierra - Purnio 1 y 2, La Sierra - Primavera en La Sierra y las unidades 1 y 3 de Termosierra con 230 MW por actuación de sus protecciones principales. La Subestación La Sierra 230 kV quedó aislada del resto del SIN. EPM reportó flameo del seccionador de la unidad 1 (U157) de Termosierra. La frecuencia cayó a 59.69 Hertz.

23 DE ABRIL

A las 21:36 horas dispararon los circuitos 230 kV San Bernardino - Betania 1 y 2 y Betania – Ibagué; también dispararon las unidades 1, 2 y 3 de Betania con 514 MW. La subestación Betania quedó aislada del SIN. Se presentó demanda no atendida en todos los municipios de los departamentos de Huila y Caquetá.

26 DE ABRIL

A las 09:58 horas del 26 de abril de 2007, cuando se ejecutaban maniobras para mantenimiento en el seccionador L141 de la Barra 1 de la subestación Torca a 230 kV, bajo la consignación nacional C0044436, se presentó actuación de la protección falla interruptor (50 BF) asociada al interruptor de acople de barras M240, ocasionando la apertura de equipos de la subestación Torca 230 kV, quedando fuera de servicio los circuitos a Chivor 1 y 2, Bacatá 1 y 2, Guavio 1 y 2 y los Transformadores 1, 2, 3 y 4 de Torca 230/115 kV.

Esta situación ocasionó que la generación de las plantas de Chivor y Guavio fluyera por los enlaces a 230 kV Guavio - Circo, Guavio - Tunal, Guavio - Reforma y Chivor - Sochagota lo que llevó a un deterioro de tensiones y corrientes ocasionando el disparo de circuitos



y con ello la separación del área de Chivor, Guavio y Paipa del resto del Sistema Interconectado Nacional SIN. Debido a lo anterior, se originó un desbalance entre la generación y la demanda que no pudo compensarse con el EDAC, debido a las condiciones de la red degradada de ese momento, a la respuesta dinámica de las cargas y a la salida paulatina de unidades de generación, lo cual impactó en la frecuencia y en las tensiones de la red, lo que a su vez ocasionó salida de generación llevando el sistema eléctrico a un apagón generalizado, evento que tomó un tiempo total de 30 segundos aproximadamente, desde el inicio hasta la desconexión total de la demanda.

13 DE MAYO

Codensa declara en operación comercial el transformador Bacatá 500/115 kV 450 MVA, líneas Bacatá - Tenjo y Bacatá - Noroeste a 115 kV asociadas.

16 DE MAYO

Puesta en servicio de la menor Granada con 19.9 MW, conectada a la barra de Laguneta.

21 DE MAYO

A las 21:01 horas dispararon los circuitos a 230 kV de Tasajero hacia Los Palos. La protección distancia señaló fase A, zona 1 a 3.48 km de Tasajero. En Belén señaló fase A, zona 1 a 1.7 km de Tasajero. En San Mateo señaló fase C, zona 1 a 3.49 Km. de Tasajero y disparó en Ocaña el circuito a 230 kV hacia San Mateo 230 kV. Las subestaciones Belén y San Mateo fueron abiertas por condición operativa.

23 DE MAYO

Puesta en servicio de la menor El Morro 1 con 19.9 MW.

30 DE MAYO

ISA declara en operación comercial la línea El Copey - Valledupar 2 220 kV. Culminan los trabajos de la UPME 02 del 2003.

31 DE MAYO

A las 10:38 horas se presentó disparo por atentado de los circuitos a 230 kV Betania - San Bernardino 1 y 2. La falla se localizó a 48.83 km de San Bernardino. En la revisión realizada sobre estos circuitos, se encontró derribada la torre 184 y averiados los brazos de los cable de guarda de las torres 183 y 185 en el municipio de Inza (Cauca). Durante este evento no se presentó demanda no atendida en el SIN ni pérdida de elementos adicionales en la red del STN.

19 DE JUNIO

A las 18:42 horas disparó en la subestación Barranca el circuito a 230 kV Barranca – Bucaramanga, la subestación queda aislada del SIN y con ausencia de tensión por indisponibilidad del circuito Barranca - Comuneros a 230 kV.

21 DE JUNIO

A las 21:14 horas dispararon los circuitos a 230 kV San Bernardino - Yumbo con 16 MW y San Bernardino - Páez con 19 MW por operación de sus protecciones principales. Se realizaron intentos de normalización no exitosos desde Yumbo hacia San Bernardino con localización de la falla a 95.36 Km. y desde Páez hacia San Bernardino con localización de la falla a 93.42 km. Se confirmó atentado sobre torres de estos circuitos.



26 DE JUNIO

EPM sustituye a Etaservicios como operador y administrador de los activos que se le habían adjudicado desde agosto del 2006.

EPSA declara en operación comercial el transformador San Marcos 2 168 MVA 230/115 kV a partir de las 17.00 horas

29 DE JUNIO

Actualización batimetría embalse de Urrá. Modificación parámetros: máximo técnico, mínimo técnico, útil y muerto. Aplica para la operación del 29 de junio del 2007 (Acuerdo CNO 397).

16 DE JULIO

A las 17:58 horas se presentó recierre trifásico del circuito a 230 kV Los Palos - Toledo - Samoré y apertura de emergencia, luego de recierre trifásico, del circuito Samoré - Banadía - Caño Limón. Se dispararon por baja tensión los transformadores de Toledo, Samoré, Banadía y Caño Limón. El evento se produjo por movimiento sísmico en el área de Cubará (Boyacá). El transformador de Samoré quedó indisponible por ruptura del pararrayos de la Fase C 230 kV.

24 DE JULIO

Prestadora de Servicios Públicos La Cascada declara en operación comercial la planta La Cascada de 2.3 MW a partir de las 18:00 horas.

30 DE JULIO

A las 19:38 horas dispararon los circuitos a 230 kV San Bernardino - Yumbo con 41.6 MW y San Bernardino - Páez con 16.4 MW. A las 19:51 horas se realizó intento de cierre fallido desde Yumbo a San Bernardino.

La falla se localizó a 64.7 km de Yumbo. Se confirmó atentado sobre torres de estos circuitos.

EPM registra las plantas menores San José de la Montaña con 0.4 MW y Urrao con 1.03 MW.

01 DE AGOSTO

EPSA pasa a ser el nuevo propietario de la planta Prado, reemplazando a Electrificadora del Tolima.

02 DE AGOSTO

A las 20:08 horas disparó el circuito a 230 kV Cerromatoso - Urrá 1 por falla en la fase C ocasionada por descarga atmosférica. Se realizaron varios intentos fallidos de normalización desde Cerromatoso señalizando falla en las fases AC a 45 km y en la fase C a 47 km, respectivamente.

A las 20:18 horas se presentó el disparo del circuito a 230 kV Cerromatoso – Urrá 2 por falla en la fase B, ocasionando disparo de las unidades 2 y 3 de Urrá con 154 MW, el disparo de los transformadores de Urrá 230/110 kV y Urabá 220/110/44 kV y la línea Urrá – Urabá a 230 kV.

Se afectó la demanda de Córdoba - Sucre en los municipios Tierra Alta y zona urbana de Montería y de Antioquia en los municipios de Apartadó, Chigorodó, Carepa, Turbo, Arboletes, San Juan de Urabá, San Pedro de Urabá y Necoclí, con una demanda no atendida en total de 39.87 MWh, con una potencia máxima de 61.2 MW.

05 DE AGOSTO

EPM registra la planta menor Amalfi con 1 MW.

EPSA pasa a ser el representante comercial de la planta Prado, reemplazando a Gensa.



06 DE AGOSTO

A las 22:21 horas dispararon los circuitos a 230 kV San Bernardino - Páez con 36 MW y San Bernardino - Yumbo con 20 MW ante operación de sus protecciones principales. Se realizó intento de normalización no exitoso del circuito San Bernardino - Yumbo. La falla se localizó a 85 km de Yumbo. Se confirmó atentado sobre torres de estos circuitos.

09 DE AGOSTO

A las 06:02 horas disparó la bahía de línea a 230 kV, en San Mateo a Paraíso cuando se realizaba maniobra de apertura del circuito a 230 kV San Mateo - Tunal bajo la consignación C44363, al quedarse pegado el polo B en la bahía de San Mateo, ocasionando aislamiento de la barra San Mateo. Por este evento se presentó una demanda no atendida de 19.4 MWh en los municipios de Bosa y Soacha en el departamento de Cundinamarca.

15 DE AGOSTO

A las 15:28 horas dispararon de los circuitos a 230 kV Jamondino - Pomasqui 1 y 2 por operación del relé de separación de áreas en su función de sobrepotencia dirección Colombia con 100.27 MW. La transferencia de cada uno de los circuitos era de 1.7 MW hacia Ecuador. Ecuador informó que el evento se originó por el disparo de un transformador a 230/138 kV en la subestación Quevedo.

17 DE AGOSTO

A las 00:48 horas disparó circuito 1 a 220 kV Nueva Barranquilla - Termoflores II, por falla en la fase C localizada a 2.3 km de Nueva Barranquilla. Adicionalmente, dispararon por 220 kV el transformador 2 de Nueva

Barranquilla de 100 MVA y el transformador de 150 MVA de Termoflores II por sobrecorriente y protección diferencial de barra relé de disparo y bloqueo y circuito de 110 kV Termoflores II - Oasis en Termoflores II.

18 DE AGOSTO

La Central Termoeléctrica el Morro 1 declara en explotación comercial a la menor Cimarrón con 17 MW.

23 DE AGOSTO

A las 21:43 horas dispararon los circuitos a 230 kV San Bernardino - Yumbo con 41 MW y San Bernardino - Páez con 52 MW por falla trifásica a tierra. La falla se localizó a 84 km de Yumbo. El circuito Yumbo - San Bernardino rechazó intento de cierre a las 21:59 horas y El circuito Páez - San Bernardino rechazó intento de cierre a las 22:09 horas. Se confirmó atentado sobre torres de estos circuitos.

30 DE AGOSTO

A las 18:47 horas dispararon los circuitos a 230 kV San Bernardino - Betania 1 y 2 con 149 y 152 MW respectivamente. Adicionalmente abrió en Betania circuito a 230 kV Betania - Ibagué. Las tres unidades de Betania se encontraban en servicio y quedaron aisladas del STN.

A las 19:00 horas rechazó intento de cierre el circuito San Bernardino - Betania 1 y circuito a 230 kV Betania - Ibagué se normalizó a las 19:16 horas. Se confirmó atentado sobre torres de estos circuitos.

01 DE SEPTIEMBRE

Todos los activos de propiedad de Emgesa S.A. E.S.P. pasan a ser propiedad y administrados por Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P. y a partir de la misma fe-



cha Central Hidroeléctrica de Betania cambia su nombre por Emgesa S.A. E.S.P. conservando el mismo NIT.

05 DE SEPTIEMBRE

A las 10:08 horas dispararon en la subestación La Reforma, los autotransformadores 1 y 2 con una potencia total de 107 MW, ante operación de la protección diferencial 87T, durante los trabajos realizados según consignación C0046218. Se presentó una demanda no atendida de 27 MWh en todos los municipios de los departamentos de Meta y Guaviare.

06 DE SEPTIEMBRE

Actualización parámetros embalse de Guavio: volumen máximo técnico, volumen útil y nivel máximo del embalse. Acuerdo CNO 404.

09 DE SEPTIEMBRE

A las 11:15 horas se presentó rechazo de 608.7 MW de carga en la central San Carlos, ocasionado al momento de ingresar la unidad 2, llevando inesperadamente al cierre los reguladores de velocidad de las unidades 3, 4, 5 y 7, debido a que los limitadores de apertura de unidades que se encontraban en el 99%, recibieron una señal errónea, y se posicionaron en 4.7 %. Lo anterior fue ocasionado por un problema de punto común en los sistemas de 125 VDC y 48 VDC localizado en los indicadores de corriente y voltaje de los cargadores de baterías, debido a que las fuentes de alimentación de dichos indicadores eran comunes.

Se presentó actuación de la primera etapa del EDAC en todo el país, con una potencia deslastrada de 249.28 MW en Colombia y 86 MW en Ecuador.

17 DE SEPTIEMBRE

A las 19:08 horas disparó por alarma temperatura aceite el transformador No. 2 de la subestación La Reforma 230/115 kV. Se presentó una demanda no atendida de 142.24 MWh afectando todos los municipios de los departamentos de Meta y del Guaviare.

Enervia S.A. E.S.P. registra la planta menor La Cascada - Abejorral con 0.45 MW.

19 DE SEPTIEMBRE

EPM registra la planta menor Remedios con 0.9 MW.

20 DE SEPTIEMBRE

A las 21:42 horas dispararon por atentado los circuitos a 230 kV San Bernardino - Yumbo con 133 MW y San Bernardino - Páez con 61 MW por operación de sus protecciones principales. A las 21:57 horas se realizó intento fallido de normalización desde Yumbo a San Bernardino y a las 22:03 horas desde San Bernardino a Páez.

08 DE OCTUBRE

A las 14:43 horas se presentó evento en Ecuador, ocasionando por descarga atmosférica sobre el circuito a 230 kV Santa Rosa – Totoras. Esto originó una cascada de eventos que llevaron a un apagón de la parte norte del sistema eléctrico ecuatoriano equivalente a aproximadamente el 50 % de la demanda de ese país. Este evento ocasionó apertura de los dos circuitos a 230 kV asociados la interconexión Colombia - Ecuador por disparo en Pomasqui por baja tensión y disparo en Jamondino por recibo de disparo directo transferido desde Pomasqui.



09 DE OCTUBRE

A las 22:22 horas dispararon los circuitos a 230 kV Páez - Juanchito y Páez - San Bernardino con una carga de 42 MW y 14 MW respectivamente, la falla se localizó a 114.5 km de San Bernardino. Se reportaron explosiones cerca al Ingenio La Cabaña. Se confirmó atentado sobre torres de estos circuitos.

10 DE OCTUBRE

A las 08:52 horas dispararon los circuitos a 230 kV Jamondino - Pomasqui 1 y 2 por recibo de disparo transferido desde Pomasqui. Ecuador reportó la pérdida de 106 MW en la zona de Porto Viejo.

A las 19:54 horas dispararon los circuitos a 230 kV Yumbo - San Bernardino y San Bernardino – Juanchito con 32.2 y 19.9 MW respectivamente. La falla se localizó a 52 km de San Bernardino.

11 DE OCTUBRE

A las 00:41 horas se presentó fuerte tormenta en el área de la ciudad de Medellín que ocasionó la salida de la unidad de generación La Tasajera 3 con 101.66 MW, los transformadores 1 y 2 de Bello 220/110 kV y los circuitos a 110 kV Río Grande - Girardota, Central - Guayabal 1 y 2, Bello - Piedras - Blancas y Bello - Central 1 y 2. Se produjo una demanda no atendida de 7.8 MWh en la zona urbana de la ciudad de Medellín y los municipios de Santa Rosa y Don Matías.

12 DE OCTUBRE

Actualización parámetros de los embalses Sisga, Neusa, Tominé y Agregado Bogotá. Se modifica: volumen máximo técnico, volumen útil, volumen mínimo técnico y volumen muerto (Acuerdo CNO 406).

19 DE OCTUBRE

A partir de las 00:00 horas se retira del MEM la planta menor Granada con 19.9 MW.

20 DE OCTUBRE

A las 09:54 horas dispararon en la subestación Circo, las bahías de 230 y 115 kV de los transformadores 1, 2, 3 y los circuitos asociados a la barra 115 kV de la subestación Circo, así como los circuitos 110 kV Torca - Castellana, subestación Carrera 5 y Calle 51.

21 DE OCTUBRE

A las 13:52 horas dispararon en ambos extremos de los circuitos a 230 kV Chivor- Guavio 1 y 2 con 65 MW cada uno por operación de las protecciones principales en Chivor, la falla se localizó a 7 km de Chivor.

23 DE OCTUBRE

A las 17:02 horas dispararon los transformadores 1, 2 y 3 de la subestación Circo 230/115 kV, en Circo los circuitos a 115 kV Usme, Concordia 1, 2 y 3 y Calle 67. El circuito Circo - Victoria 115 kV se encontraba abierto por consignación. Operó protección diferencial de barras en la subestación Circo 115 kV durante intento de cierre de un seccionador para normalizar el circuito a Victoria.

01 DE NOVIEMBRE

Enerca comienza a operar y administrar los activos de los Sistemas de Transmisión Regional y Sistemas de Distribución Local correspondientes al departamento de Casanare, antes operados por EBSA.



03 DE NOVIEMBRE

A las 1:39 horas disparó el circuito a 230 kV Guavio - La Reforma y en Circo el circuito Guavio 1 con recierre trifásico en Guavio. El circuito Guavio - Circo 2 presentó recierre trifásico exitoso en ambos extremos.

07 DE NOVIEMBRE

A las 09:21 horas, después de abiertos los circuitos Cerromatoso - Urrá 1 y 2 230 kV como elementos adicionales de las consignaciones C474170, C47382 y C47383 sobre el segmento de barra en Cerromatoso 1 230 kV, se presentó un descenso súbito del voltaje en la subestación a 230 kV Urrá, ocasionando el disparo de la unidad 4 de Urrá. Se presentó una demanda no atendida de 30.18 MWh que afectó los municipios de Carepa, Apartadó, Turbo, Necoclí y Chigorodó en el departamento de Antioquia

08 DE NOVIEMBRE

A las 12:05 horas dispararon los circuitos a 230 kV Betania - San Bernardino 2 en ambos extremos y disparo en Betania del circuito Betania - San Bernardino 1. En Betania operó el esquema de rechazo automático de generación (RAG) sacando la unidad 1 con 181 MW.

14 DE NOVIEMBRE

Termocandelaria declara el gas y Fuel oil N°2 (diesel) como combustibles principales de las unidades 1 y 2.

19 DE NOVIEMBRE

A las 06:09 horas se presenta el disparo de todos los circuitos asociados a la subestación Tasajero 230 kV,

aislando la subestación. Se abren los circuitos Palos - Tasajero, San Mateo - Tasajero, Belén - Tasajero y Guatiguará - Tasajero. En Palos, San Mateo, Belén y Guatiguará actúa protección 67N. El evento fue ocasionado ante el disparo de la unidad de Tasajero al quedarse la fase 'R' del interruptor B32 en la posición cerrado, ocasionando una falla asimétrica en el sistema que no fue despejada por el interruptor de la subestación al encontrarse la bobina de disparo con uno de sus terminales partido

22 DE NOVIEMBRE

A las 17:59 horas se presentó disparo por atentado de los circuitos a 230 kV Betania - San Bernardino 1 y 2 con 65 MW c/u y posteriormente, disparo de los circuitos a 230 kV Jamondino - Pomasqui 1 y 2 con 13 MW c/u por operación errónea de la protección diferencial de barras de Jamondino.

Se produce un modo de oscilación de regulación de frecuencia en el sistema de 0.06 Hertz que se presenta aproximadamente durante 7 minutos. El AGC se pasó a modo frecuencia y se deshabilitaron los reguladores de frecuencia de varias unidades de generación.

A las 22:27 horas, estando indisponibles los circuitos a 230 kV Betania - San Bernardino 1 y 2 y el circuito 1 Jamondino - Pomasqui, se presenta una frecuencia de oscilación promedio de 0.068 Hertz sostenida durante aproximadamente 11 minutos.

La oscilación de frecuencia presentó valores extremos de 59.27 Hertz y 60.84 Hertz alcanzando a activar la primera etapa del EDAC, ocasionando una desconexión de carga total de 238.3 MW.



23 DE NOVIEMBRE

A las 18:03 horas se presentaron fuertes oscilaciones de potencia en el STN. La frecuencia subió a 60.22 Hertz y bajó a 59.92 Hertz.

A las 21:33 horas estando abierto el circuito 1 desde Pomasqui, se presentó el disparo del circuito 2 Jamondino – Pomasqui a 230 kV con 76.13 MW, por operación en Jamondino del relé de separación de área en su función de baja tensión. Este evento fue ocasionado por el aumento súbito de transferencia de potencia por el circuito 2 Jamondino – Pomasqui, al energizar el autotransformador de Jamondino 150 MVA 230/115 kV, para alimentar la carga de Cedenar.

27 DE NOVIEMBRE

EEB declara en operación a partir las 00:00 horas las líneas Betania - Altamira 230 kV, Betania - Jamondino 230 kV, Altamira - Mocoa 230 kV, Jamondino - Pomasqui III y IV 230 kV (Tramo colombiano). Estas líneas hacen parte del proyecto UPME 01 de 2005.

01 DE DICIEMBRE

Cambios de capacidad en plantas de generación según lo declarado para el Cargo por Confiabilidad. Se destacan por su mayor variación en la capacidad registrada las plantas: Flores 2 con el combustible Fuel Oil No. 2 pasa de 90 MW a 107 MW, Termosierra con ACPM pasa de 307 MW a 359 MW, Termocandelaria 1 puede operar con Diesel a una capacidad de 157 MW, Termocandelaria 2 con Diesel pasa de 135 MW a 155 MW, Guajira 1 con Carbón pasa de 150 MW a 139 MW y Tebsa incrementa su capacidad en 40 MW al pasar de 750 MW a 790 MW.

Igualmente por declaraciones de los agentes para el Cargo por Confiabilidad las plantas Prado 4 con 5 MW

y Riogrande II con 19 MW pasan a ser no despachadas centralmente (plantas menores).

02 DE DICIEMBRE

La planta Tebsa incrementa su capacidad efectiva neta a 791 MW.

05 DE DICIEMBRE

A las 09:12 horas, luego de la apertura del reactor de línea en Jamondino del circuito a 230 kV Jamondino – Betania, se disparó la línea a 230 kV Jamondino – Betania. Adicionalmente se presentó pérdida de los datos del SCADA. Del análisis de los registros de falla analizados y las simulaciones llevadas a cabo, se concluye que el disparo de la línea Jamondino – Betania se dio en condiciones operativas normales.

Durante el evento no se presentó demanda desatendida. La línea Jamondino-Betania fue restablecida a las 09:25 horas.

06 DE DICIEMBRE

EEB declara en operación comercial a partir de las 00:00 horas la línea Junín (Mocoa) - Jamondino 230 kV. Con este activo finaliza la puesta en operación comercial del proyecto UPME 01 de 2005.

09 DE DICIEMBRE

A las 07:20 horas dispararon los circuitos a 230 kV San Bernardino – Jamondino 1 y 2 con 81 y 80 MW, respectivamente. La falla se localizó a 63 km de San Bernardino. Se confirmó atentado sobre torres de estos circuitos.

Codensa declara en operación comercial a partir de las 21:31 horas las líneas Bacatá - Sol y Bacatá - Salitre a 115 kV.



11 DE DICIEMBRE

A las 17:06 horas se presentó disparo de los circuitos a 230 kV Jamondino - Pomasqui 1 y 2 con 106 MW, por operación del relé de separación de áreas en su función de sobrepotencia de recibo dirección Colombia.

Durante este evento se presentó problema con los datos de la subestación Jamondino, quedando congelados, situación que provocó un aumento de la generación de tres de las unidades de Paute tratando de regular el valor de intercambio en 0 MW y al no ver respuesta en el valor reportado en Jamondino, la generación en Paute aumentó el valor del intercambio hasta alcanzar los 106 MW provocando como consecuencia la actuación del relé de separación de áreas. Para el programa de AGC de Colombia el valor de potencia del intercambio quedó congelado en Jamondino en 3 MW por circuito, por tanto no tuvo una actuación apreciable.

13 DE DICIEMBRE

A las 23:30 horas se da inicio a las consignaciones nacionales de emergencia con N° 48913 y 48915 cuyo objeto era la corrección de puntos calientes entre el seccionador S-24 y el Interruptor S-20 por 230 kV y sobre la barra de 115 kV en Termobarranca. Por condición operativa de la consignación se requería abrir los Interruptores S-10 y S-20 de la línea Barranca – Comuneros 230 kV en Barranca, una vez realizada la maniobra se presentó a las 23:43 horas la apertura indeseada del Interruptor S-30 asociado a la línea Barranca – Bucaramanga 230 kV, como ya estaba abierto el interruptor S-20 (interruptor asociado línea Barranca-Bucaramanga 230 kV), la línea queda abierta en la subestación Barranca y cerrada en la subestación Bucaramanga, al momento de la

apertura tenía 88 MW. No se presentó demanda no atendida debido a que Barranca se encontraba anillado por 115 KV y por 34.5 kV desde la subestación Palenque y San Silvestre.

14 DE DICIEMBRE

Electrohulla declara en operación comercial a partir de las 00:00 horas el transformador Altamira 150 MVA 230/115/13.8 kV.

Empresa de Energía del Putumayo declara en operación comercial a partir de las 00:00 horas el transformador Mocoa 150 MVA 230/115/13.8 kV.

15 DE DICIEMBRE

A las 20:18 horas dispararon en Betania los circuitos a 230 kV San Bernardino – Betania 1 y 2, por descarga atmosférica, ocasionando disparo de los circuitos por protección distancia y posteriormente, disparo transferido y recierre trifásico en el extremo de San Bernardino para el circuito 1 y monofásico fase B en el circuito 2. Adicionalmente, en la subestación Betania, disparo del interruptor de barras entre barra 1 sección 1 y barra 1 sección 2, por sobrecorriente de fase instantáneo, ya que se presentó una corriente de desbalance en la fase C de la barra de Betania, mayor a la corriente pick up de la protección de sobrecorriente instantánea que se encontraba habilitada, lo que generó apertura del interruptor de seccionamiento.

Durante este evento no se presentó demanda no atendida en el SIN. El circuito San Bernardino - Betania 1 se normaliza a las 20:43 horas y el 2 a las 21:04 horas y el interruptor de acople S200 se normaliza a las 20:58 horas.



19 DE DICIEMBRE

A las 13:02 horas se presentó el disparo de la línea Chivor – Guavio 1 230 kV, por operación de la función distancia en zona 1, ocasionado por descarga atmosférica en la zona y de la línea Guavio – La Reforma por actuación de la función de distancia en zona 1, con recierre exitoso en La Reforma.

Las protecciones de la línea Guavio – Chivor 1 y 2 actuaron adecuadamente, mientras que la protección de respaldo LZ92 de la línea Guavio – La Reforma operó ante una falla externa a la línea, ocasionando un disparo indeseado de este elemento.

La línea Guavio – La Reforma se normalizó a las 13:16 horas y el circuito Chivor – Guavio 1, se normalizó a las 13:23 horas.

22 DE DICIEMBRE

Codensa declara en operación comercial la línea Bacatá – Tibabuyes 115 kV a partir de las 10:27 horas.

23 DE DICIEMBRE

A las 19:58 horas se presentó recierre trifásico del circuito a 230 kV Guatapé - La Sierra con 88 MW, a la misma hora en Guatapé se disparó el transformador de las Unidades de Generación 7 y 8 con 139 MW, en San Carlos dispararon las unidades de Generación 1 y 2 con 156 MW cada una. Adicionalmente disparó el circuito Guatapé - Calderas 110 kV.

Los disparos de los transformadores de las unidades de generación de San Carlos y Guatapé presentaron operación errónea de las protecciones asociadas a estos elementos Se presentó actuación del esquema

EDAC en el SIN, con una potencia total deslastrada de 450 MW. EPM reportó descargas atmosféricas en el área de Guatapé.

Atentados contra la infraestructura eléctrica

En el año 2007 se registró una gran disminución en el número de atentados a la infraestructura eléctrica del país con respecto a los ocurridos en el año 2006. Es así como con respecto a dicho año, el número de atentados disminuyó en un 54.1% registrándose 61 atentados a líneas de tensiones iguales o superiores a 110 kV frente a 133 de 2006 (ver Gráfica 87).

Gráfica 87. Atentados a líneas 2007

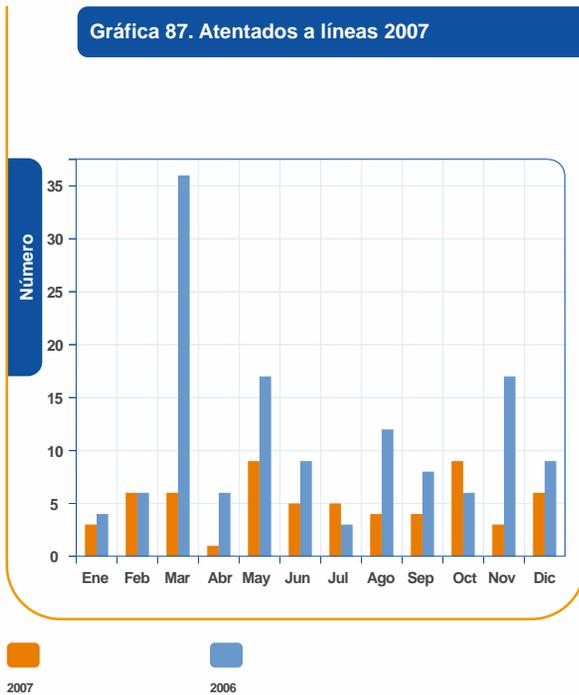




Tabla 46. Torres derribadas o averiadas 2006 - 2007

EMPRESA	2006	2007
Bajo Putumayo	2	0
Caquetá	2	0
Cedelca	17	0
Cedenar	3	5
CENS	23	4
CHEC	2	0
Codensa	0	1
Dispac	1	0
EADE	5	0
EEB	5	4
Electrohuila	1	9
Enelar	1	0
Enertolima	6	0
EPM	4	2
EPSA	9	5
ESSA	4	2
ISA	147	85
Ministerio*	7	0
Transelca	2	5
TOTAL	241	122

*: Circuito Jamondino-Mocoa

De igual forma, se disminuyó el número de torres derribadas y/o averiadas con respecto a las presentadas en el año anterior, registrándose durante el año 2007 un total de 122 torres averiadas, un 49.4% menos que las presentadas en el año 2006 (ver Tabla 46).

De las 122 torres averiadas, el 70% (85 torres) pertenecen a ISA. La siguiente empresa más afectada en número de torres averiadas fue Electrohuila con un 7% del total (9 torres).

La demanda no atendida por atentados a la infraestructura eléctrica durante 2007 fue de 2.7 GWh, disminuyendo en un 83.6% frente a 2006. El 87.9% de la demanda no atendida se concentró en las áreas Cauca-Nariño y Valle del Cauca.



Anexo 2. Evolución del marco regulatorio 2007

Durante el año 2007, se destacan los siguientes eventos en materia regulatoria y jurídica:

- En febrero 13, el Ministerio de Minas y Energía expidió los Decretos 387 y 388, mediante los cuales se establecen políticas en relación con la actividad de comercialización del servicio de energía eléctrica y con el aseguramiento de la cobertura del servicio de electricidad, que debe seguir la CREG, al fijar la metodología de remuneración a través de Cargos por Uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.
- Así mismo, en marzo 21, emitió el decreto 880, por el cual se fija el orden de atención prioritaria cuando se presenten insalvables restricciones en la oferta de Gas Natural o situaciones de grave emergencia, no transitorias, que impidan garantizar un mínimo de abastecimiento de la demanda, derogando los Decretos 1484 de 2005 y 4724 de 2005 sobre el mismo tema.

Las principales resoluciones que emitió la CREG y que afectan al MEM, fueron las siguientes:

Resolución 008: Por la cual se adicionan y modifican algunas normas sobre la promoción de la Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme.

Resolución 019: Por la cual se modifica lo establecido en la regulación vigente en relación con la aplicación del Índice de Precios al Productor (IPP) en la actualización de componentes de las fórmulas tarifarias de los servicios de Energía Eléctrica y Gas Combustible.

Resolución 031: Por la cual se adoptan las decisiones de que trata el Artículo 18 y demás disposiciones de la Resolución CREG 071 de 2006, para llevar a cabo la primera Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme del cargo por confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía.

Resolución 037: Por la cual se aprueban el Costo Anual por el uso de los Activos del nivel de tensión 4 y el Costo Anual de los Activos de Conexión al Sistema de Transmisión Nacional (STN) de los Sistemas de Transmisión Regional (STR), y los Cargos Máximos de los niveles de tensión 3, 2 y 1 del Sistema de Distribución Local (SDL), operados por la Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P. y por la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.

Resolución 059: Por la cual se modifica la fecha de puesta en operación del proyecto objeto de la convocatoria pública UPME 01 2005, prevista en el parágrafo 1 del Artículo 2 de la Resolución CREG 077 de 2005.

Resolución 061: Por la cual se expiden normas sobre las garantías para el cargo por confiabilidad.

Resolución 062: Por la cual se adopta la metodología para estimar la Energía Disponible Adicional de Plantas Térmicas para un mes con destino al mercado secundario de energía firme.

Resolución 072: Por la cual se actualiza el Costo Anual por el uso de los Activos de Conexión al STN a la Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P., aprobado en la Resolución CREG 042 de 2003 y modificado por la Resolución CREG 123 de 2005.

Resolución 073: Por la cual se actualiza el Costo Anual por el uso de los Activos de Conexión al STN a la Electrificadora del Meta S.A. E.S.P., aprobado en la Resolución CREG 045 de 2003.



Resolución 078: Por la cual se fijan los cargos unificados de distribución y comercialización, aplicables a los usuarios del nuevo Sistema de Transmisión Regional y/o Distribución Local, resultante de la integración de los STR's y/o SDL's anteriormente operados por Empresas Públicas de Medellín E.S.P., Empresa Antioqueña de Energía S.A. E.S.P. y Empresas Públicas de Yarumal E.S.P.

Resolución 080: Por la cual se dictan normas sobre la operación de los embalses del SIN.

Resolución 081: Por la cual se adopta la metodología para la remuneración de los servicios del CND, ASIC y LAC y se establecen otras disposiciones.

Resolución 084: Por la cual se modifica el párrafo del artículo 8° de la Resolución CREG 006 de 2003 y se adoptan otras disposiciones.

Resolución 094: Por la cual se expiden normas sobre las garantías para el cargo por confiabilidad.

Resolución 102: Por la cual se adopta el Reglamento de la Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme del cargo por confiabilidad en el MEM.

Resolución 111: Por la cual se amplía el plazo para la Declaración de Interés en la Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme del cargo por confiabilidad que se abrirá el 6 de mayo de 2008, y se expiden normas sobre dicha Declaración.

Resolución 110: Por la cual se ordena hacer público un proyecto de Resolución que pretende adoptar la CREG con el fin de establecer las fórmulas para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica.

Resolución 119: Por la cual se aprueba la fórmula tarifaria general que permite a los comercializadores

minoristas de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional.

El CNO expidió 35 acuerdos actualizando algunos procedimientos relacionados con la programación y coordinación de la operación, con el flujo de información operativa y los parámetros de unidades de generación. Entre los más relevantes se encuentran:

Acuerdo 381: Por el cual se establecen los máximos valores para los indicadores de medición de la calidad de la operación en el año 2007.

Acuerdo 382: Por medio del cual se modifican las reglas para la programación de Reserva Rodante en la Costa Atlántica definidas en el Acuerdo No. 368 del Consejo Nacional de Operación y se deroga este Acuerdo.

Acuerdo 389: Por medio del cual se modifican las reglas operativas para la programación de reserva rodante para el SIN.

Acuerdo 393: Por el cual se actualiza el Esquema de Desconexión Automático de Carga por Baja Frecuencia y la realización de pruebas a dicho Esquema.

Acuerdo 394: Por el cual se aprueba la actualización de series hidrológicas del Sistema Eléctrico Colombiano.

Acuerdo 396: Por el cual se aprueban los protocolos de pruebas o procedimientos para la estimación de los valores de algunas variables asociadas a Centrales de Generación.

Acuerdo 400: Por el cual se aprueba la actualización y modificación de series hidrológicas del Sistema Eléctrico Colombiano.



Acuerdo 401: Por medio del cual se establecen las responsabilidades y los procedimientos a los cuales están sujetos los agentes Transportadores, Operadores de Red, Generadores del SIN y el Centro Nacional de Despacho, respecto a la realización de informes referentes al análisis de eventos que afecten la integridad del SIN.

Acuerdo 402: Por el cual se aprueban las fechas específicas para el plan de mantenimiento anual de los agentes generadores.

Acuerdo 405: Por el cual se presenta la lista de firmas preseleccionadas para practicar auditorias para la construcción de plantas o unidades de generación nuevas o especiales y las instaladas que vayan a ser repotenciadas.

Acuerdo 408: Por el cual se integran los procedimientos técnicos para la coordinación de mantenimientos de equipos del SIN que implican consignación nacional y

se definen los índices para hacer seguimiento al mantenimiento de activos del STN, de conexión con el STN de los STR, y generadores, y se derogan los acuerdos 254 y 307 del CNO.

Acuerdo 411: Por el cual se reemplaza el anexo 6 del acuerdo 396 que define el valor de la siguiente variable asociadas a Centrales Térmicas: Almacenamiento de combustibles.

Acuerdo 412: Por el cual se aprueba el procedimiento para la validación y reclamación de eventos sucedidos en los activos de uso del STN y en los activos de conexión del STN.

Acuerdo 413: Por el cual se amplía la lista de firmas preseleccionadas para realizar las pruebas de consumo térmico neto y de capacidad efectiva media multi-anual de las plantas térmicas del Sistema Interconectado Nacional.



Anexo 3. Glosario

Unidades de medida

Abreviatura	Detalle
\$	Pesos colombianos
\$/kWh	Pesos colombianos por kilovatio hora
GPC	Giga pies cúbicos
GW	Gigavatio
GWh	Gigavatio hora
Hz	Hertz
kV	Kilovoltio
kW	Kilovatio
kWh	Kilovatio hora
MPCD	Millones de pies cúbicos día
MVA	Megavoltaamperio
MVAR	Megavoltaamperios reactivos
MW	Megavatio
MWh	Megavatio hora
TVA	Teravoltaamperio
US\$	Dólares de los Estados Unidos
V	Voltio
VDC	Voltaje de corriente directa

Institucionales

Abreviatura	Detalle
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
CPC	Centro de Predicción Climática de los Estados Unidos, Climate Prediction Center
CRC	Centro Regional de Control



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
NERC	North American Electric Reliability Council
NOAA	Administración Nacional Oceánica y Atmosférica de los Estados Unidos, National Oceanic and Atmospheric Administration
SSPD	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
TGI	Transportadora de Gas del Interior
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética
XM	Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.

Otros términos

Abreviatura	Detalle
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 Confiabilidad
CERE	Costo Equivalente Real en Energía del Cargo por Confiabilidad
CIIU	Clasificación Internacional Industrial Uniforme de todas las actividades económicas
COB	Comité de Operación Binacional
CRC	Centro Regional de Control
CRT	Capacidad Remunerable Teórica del Cargo por Capacidad
DRP	Despacho, Redespacho Programado
EDAC	Esquema de Desconexión Automática de Carga por baja frecuencia
ENFICC	Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad
Energía Disponible Adicional de Plantas Hidráulicas	Es la cantidad de energía eléctrica, adicional a la ENFICC, que es capaz de entregar una planta de generación hidráulica en los meses del período que definió la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad.
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
ESP	Empresa de Servicios Públicos
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
IPP	índice de Precios al Productor
LAC	Liquidador y Administrador de Cuentas de Cargos por Uso de las Redes del SIN
MEM	Mercado de Energía Mayorista
Mm	Costo Promedio Mensual (\$/kWh) de todas las transacciones en el Mercado, considerando tanto Contratos como Bolsa
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
SCADA	Control de supervisión y adquisición de datos, Supervisory control and data acquisition
SIC	Sistema de Intercambios Comerciales
SIN	Sistema Interconectado Nacional
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
ZCIT	Zona de Convergencia Intertropical



INFORME DE OPERACIÓN DEL SISTEMA Y ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO 2007

NIT: 900042857-1 • PBX: 57 (4) 3172244 • Fax: 57 (4) 3170833
Dirección: Calle 12 Sur N. 18-168 Bloque 2
Línea de orientación a clientes: 57(4) 3172929 • URL: <http://www.xm.com.co>
Correo Electrónico: info@xm.com.co



LOS EXPERTOS EN MERCADOS



Empresa del
GRUPO ISA