



Libertad y Orden

**REPÚBLICA DE COLOMBIA  
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA  
UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA**

***DOCUMENTO UPME***

**“PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y POTENCIA”**

***Revisión, julio de 2005***

**SUBDIRECCIÓN DE PLANEACIÓN ENERGÉTICA  
GRUPO DE DEMANDA ENERGÉTICA**

*República de Colombia*

*Ministerio de Minas y Energía*

*Unidad de Planeación Minero Energética, UPME*

*Elaboró: Subdirección de Planeación Energética. Grupo de demanda Energética*

*Av. 40ª #13-09 Ed. UGI Pisos 5,11 y 14*

*Tel. (+1) 2875334- Fax (+1) 2887419 / 5733321*

*Bogotá.*

*Colombia*

*Julio de 2005*

## INDICE

1	INTRODUCCIÓN .....	5
2	EVOLUCION DE LA DEMANDA DE ENERGIA ELÉCTRICA EN EL 2005 .....	6
2.1	Crecimiento .....	6
2.2	Desviación del pronóstico.....	10
2.2.1	Demanda Nacional .....	10
2.2.2	Comportamiento de las cargas especiales .....	11
3	PROYECCIONES NACIONALES .....	12
3.1	Metodología.....	12
3.2	Supuestos Julio de 2005 .....	13
3.2.1	PIB .....	13
3.2.2	Pérdidas de Energía Eléctrica del STN.....	14
3.2.3	Pérdidas de energía eléctrica en el sistema de distribución .....	14
3.2.4	Cargas especiales .....	15
3.2.5	Efectos climáticos .....	16
3.2.6	TIE .....	16
3.3	Escenarios de proyección de energía eléctrica .....	17
3.3.1	Demanda de energía eléctrica.....	17
3.4	Escenarios de proyección de potencia.....	19
3.4.1	Demanda de potencia eléctrica <sup>3</sup> .....	19
4	ANEXO. ....	21
4.1	Definiciones.....	21
4.2	Desagregación mensual de energía y potencia total doméstica 2005-2014 .....	22
4.3	Rango de confianza superior e inferior de los modelo de proyección .....	25

## LISTA DE GRAFICAS

Gráfica 2-1	Seguimiento mensual de la demanda de energía eléctrica 2005 corrigiendo el efecto de año bisiesto 2004 .....	6
Gráfica 2-2	Comportamiento normalizado de los días de las semana_2004. ....	7



**REPÚBLICA DE COLOMBIA**  
**MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA**  
**UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA – UPME**

Gráfica 2-3 Comportamiento normalizado de los días de las semana_2005 .....	8
Gráfica 2-4. Crecimiento mes a mes demanda regulada .....	9
Gráfica 2-5 Crecimiento mes a mes demanda no regulada.....	9
Gráfica 2-6 Evolución del comportamiento mensual de las cargas especiales vs el consumo medio esperado 2005 .....	11
Gráfica 3-1. Escenarios de crecimiento del PIB .....	14
Gráfica 3-2. Proyección de demanda neta de Ecuador atendida por el SIN.....	16
Gráfica 3-3. Túnel de proyección de demanda doméstica de energía eléctrica 2005-2014 ....	18
Gráfica 3-4. Túnel de proyección de demanda doméstica de energía eléctrica 2005.....	19
Gráfica 3-5. Túnel de proyección de demanda doméstica de Potencia 2005 - 2014 .....	20
Gráfica 0-1 Túnel de escenarios y limites de confianza proyección anual de energía eléctrica. ....	25
Gráfica 0-2. Túnel de escenarios y limites de confianza proyección mensual de energía eléctrica .....	26
Gráfica 0-3 Túnel de escenarios y limites de confianza proyección anual de Potencia eléctrica. ....	26

**LISTA DE TABLAS**

Tabla 2-1. Desviación de Pronóstico de energía, 2005.....	10
Tabla 2-2. Desviación de Pronóstico de Potencia, 2005 .....	10
Tabla 3-1. Porcentaje de pérdidas aplicadas al sistema de distribución .....	15
Tabla 3-2. Escenarios de proyección de Demanda Total Doméstica de energía eléctrica en GWh/año .....	18
Tabla 3-3. Escenarios de proyección de potencia de la demanda doméstica en MW .....	19

## 1 INTRODUCCIÓN

En lo transcurrido del año 2005, la demanda de energía a presentado un comportamiento muy variable. Entre las posibles causas se han podido identificar efectos climáticos y económicos.

Entre las causas climáticas en este año se han presentado olas de calor provenientes del Océano Atlántico que según el IDEAM han afectado la mayor parte del país en el periodo de variación de la demanda. En el segundo caso, información preliminar indica una mayor utilización de la capacidad productiva de las industrias que motiva un incremento en los requerimientos energéticos.

Los resultados obtenidos en los análisis indican que el fenómeno que causa esta variación no tendría un efecto estructural en la demanda de energía, razón por la cual solo se esperan pequeñas variaciones a corto plazo. Es así como en esta revisión se ajustan solo los escenarios de demanda de energía eléctrica alto y medio de corto plazo, 2005, manteniendo iguales tanto los escenarios de largo plazo de energía y potencia como el de corto plazo de potencia.



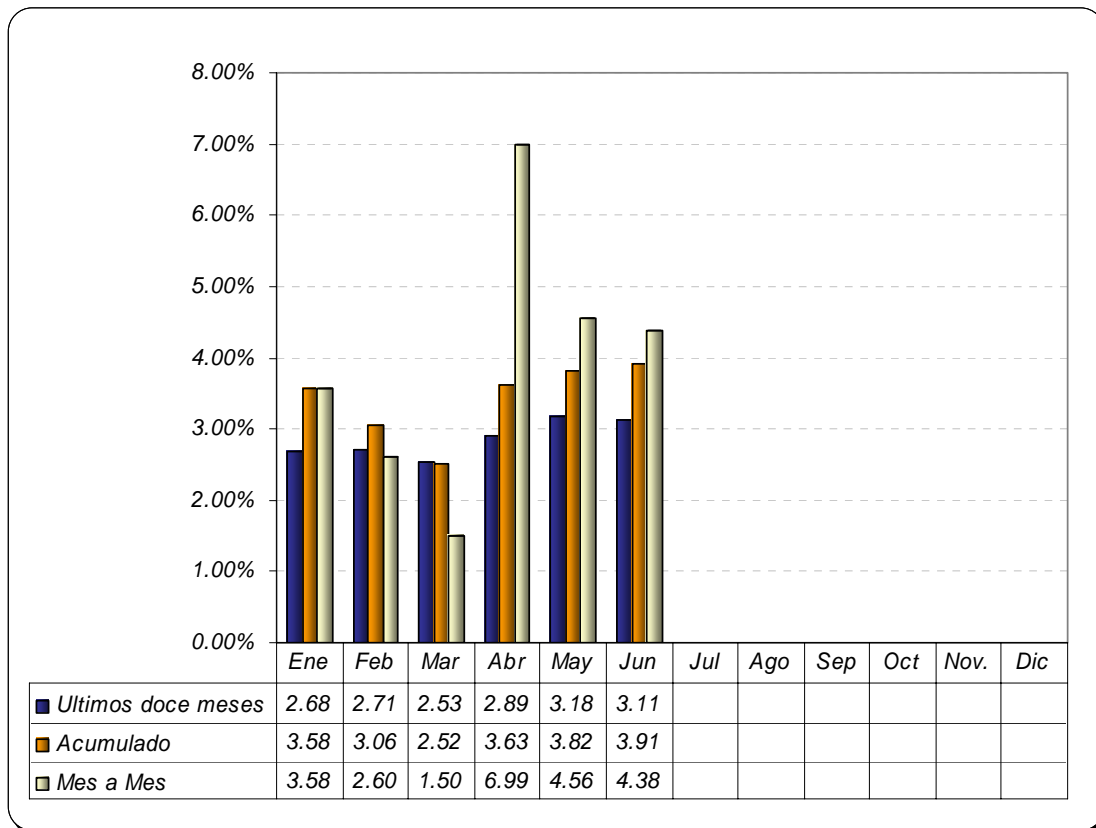
**REPÚBLICA DE COLOMBIA**  
**MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA**  
**UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA – UPME**

## 2 EVOLUCION DE LA DEMANDA DE ENERGIA ELÉCTRICA EN EL 2005

Dada la variabilidad en el comportamiento de la demanda observada en el primer semestre de año, se ha realizado un seguimiento más detallado buscando posibles causas al comportamiento entre las cuales se destacan efectos climáticos, y efectos de comportamiento de la económicos.

### 2.1 Crecimiento

En los dos primeros meses del año la demanda presentó un crecimiento relativamente bajo para luego cambiar su tendencia en abril, mayo y junio. En la Gráfica 2-1 se observa la evolución.

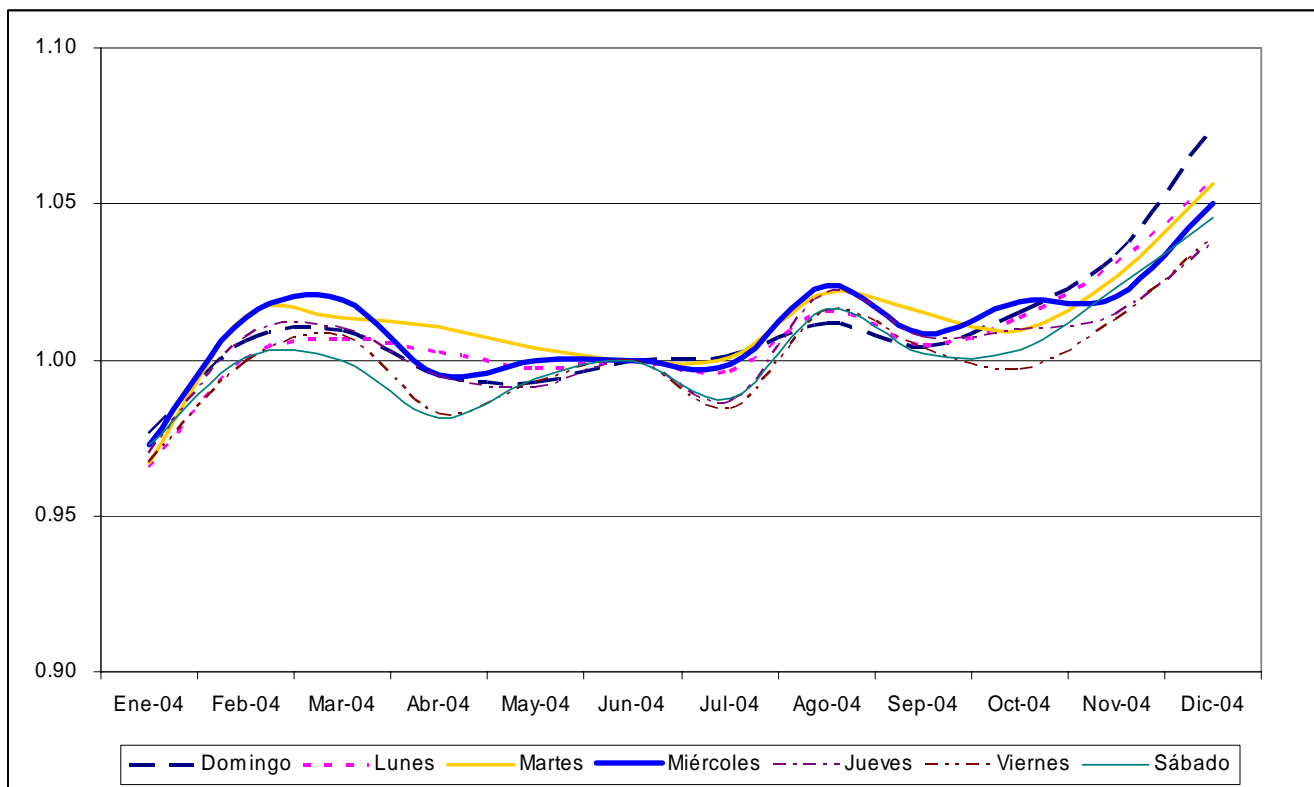


**Gráfica 2-1 Seguimiento mensual de la demanda de energía eléctrica 2005 corrigiendo el efecto de año bisiesto 2004**

Al examinar en más detalle la evolución se encuentra:

La Semana Santa este año ocurrió en marzo, mientras en el 2005 ocurrió en abril, eso explica en parte el bajo crecimiento de marzo de este año y el alto crecimiento de abril. Si se descuenta este efecto el crecimiento medio por tipo de día comercial en marzo estaría en 3.9% y en abril en 5.4%, con respecto al mismo mes de 2004.

En junio se presenta igualmente un crecimiento alto debido a que este año tuvo un festivo menos. Al corregir este efecto, se encuentra que el crecimiento sería de 3.8%.

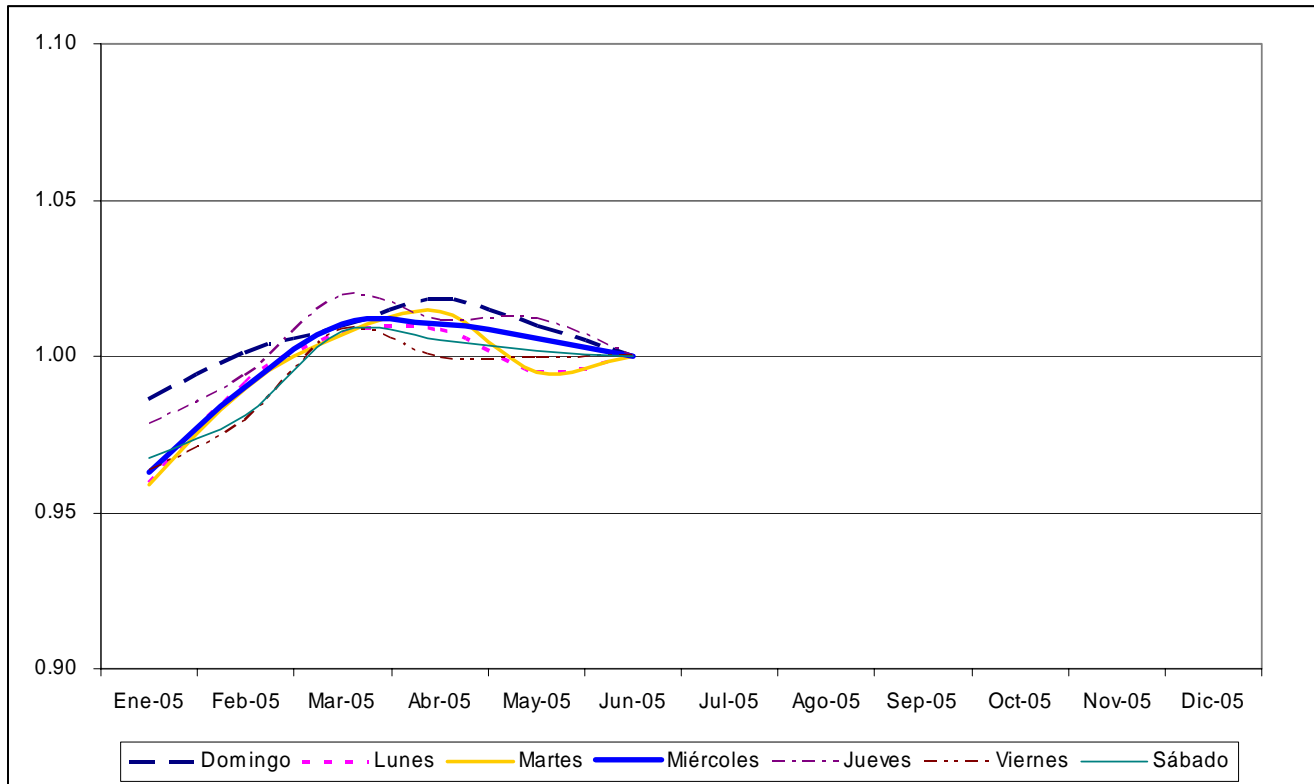


**Gráfica 2-2 Comportamiento normalizado de los días de las semana\_2004.**



REPÚBLICA DE COLOMBIA  
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA  
UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA – UPME

El análisis del comportamiento promedio de los días de la semana<sup>1</sup> promedio de cada mes normalizados al respectivo promedio del mes de junio de cada año, Gráfica 2-2 y Gráfica 2-3, muestra que en el 2005 en el mes de febrero el comportamiento fue bajo comparado con el de 2004, en marzo es similar y los meses de abril y mayo se mantuvieron en un nivel más alto en el 2005<sup>2</sup>.



**Gráfica 2-3 Comportamiento normalizado de los días de las semana\_2005**

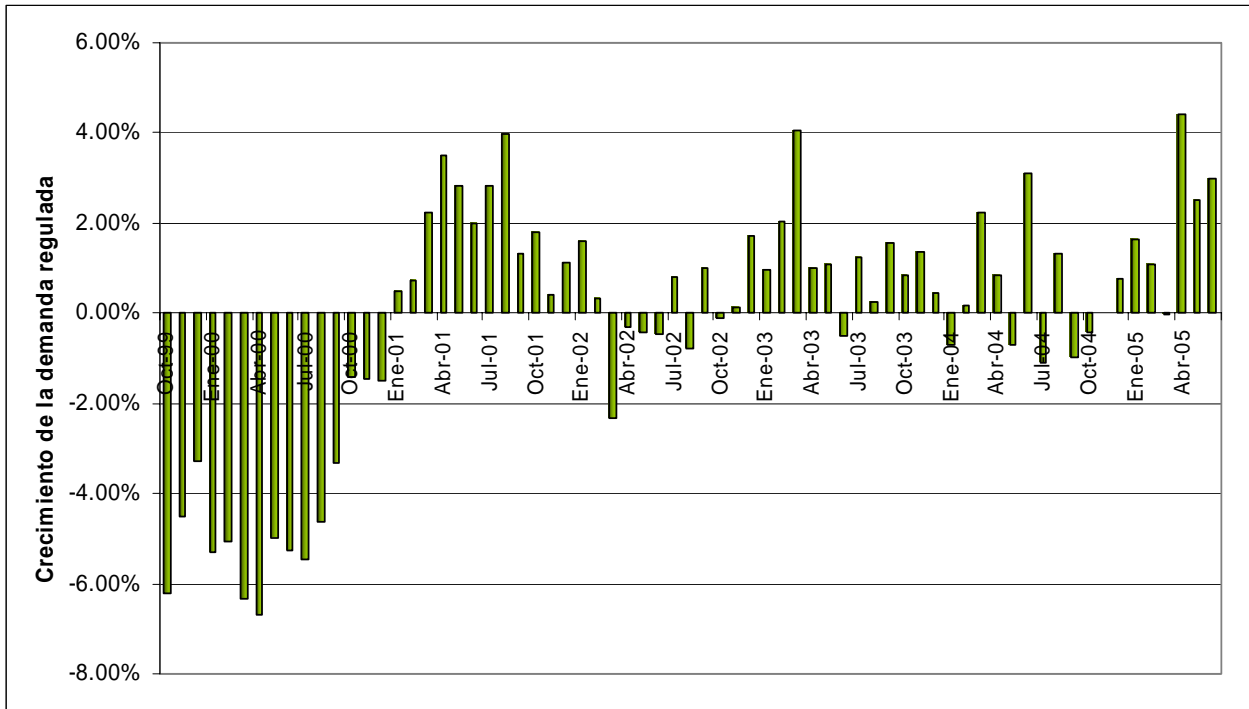
En cuanto al crecimiento mes a mes de la demanda regulada, compárandolo con el mismo mes del año anterior, se observa que los meses de abril, mayo y junio presentaron altos crecimientos con relación a la tendencia que se venía dando. Es así como su crecimiento continuo se ha mantenido por encima del 1% (4.4%, 2.5% y 3%, respectivamente) comportamiento que no se observada desde enero-mayo de 2003.

<sup>1</sup> No festivos.

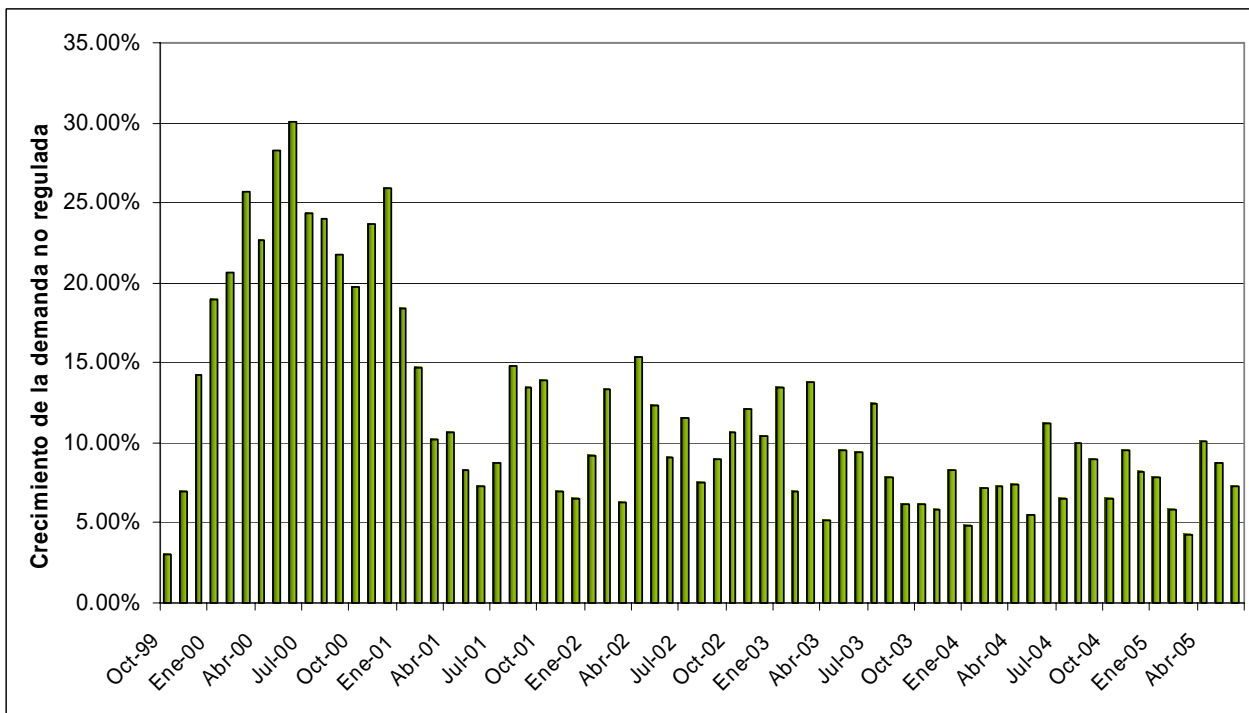
<sup>2</sup> Este comportamiento alto del 2005 es similar al presentado en el 2003, época en que se presentó un fenómeno climático suave para estos meses.



**REPÚBLICA DE COLOMBIA**  
**MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA**  
**UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA – UPME**



**Gráfica 2-4. Crecimiento mes a mes demanda regulada**



**Gráfica 2-5 Crecimiento mes a mes demanda no regulada.**



**REPÚBLICA DE COLOMBIA**  
**MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA**  
**UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA – UPME**

En cuanto a la demanda no regulada su comportamiento si bien alto no es muy diferente del comportamiento histórico presentado en cuando a su crecimiento mes a mes

## 2.2 Desviación del pronóstico

### 2.2.1 Demanda Nacional

Al comparar la demanda real con respecto a la revisión de escenarios realizada en marzo se observa que la desviación máxima está en el rango del 2.4%, ocurrida en el mes de abril.

ENERGIA GWh	REAL GWh	ESPERADO ESC. MEDIO	DESVIACION CON RESPECTO AL ESCENARIO MEDIO	ESPERADO ESC. ALTO	ESPERADO ESC. BAJO	
ENE	3947	3955	-0.20%	4041	3914	-7.9
FEB	3709	3748	-1.06%	3829	3710	-39.8
MAR	4089	4060	0.71%	4104	4016	28.9
ABR	4056	3960	2.42%	4003	3918	95.7
MAY	4111	4025	2.12%	4069	3982	85.3
JUN	4004	3964	0.99%	4007	3922	39.4

**Tabla 2-1. Desviación de Pronóstico de energía, 2005**

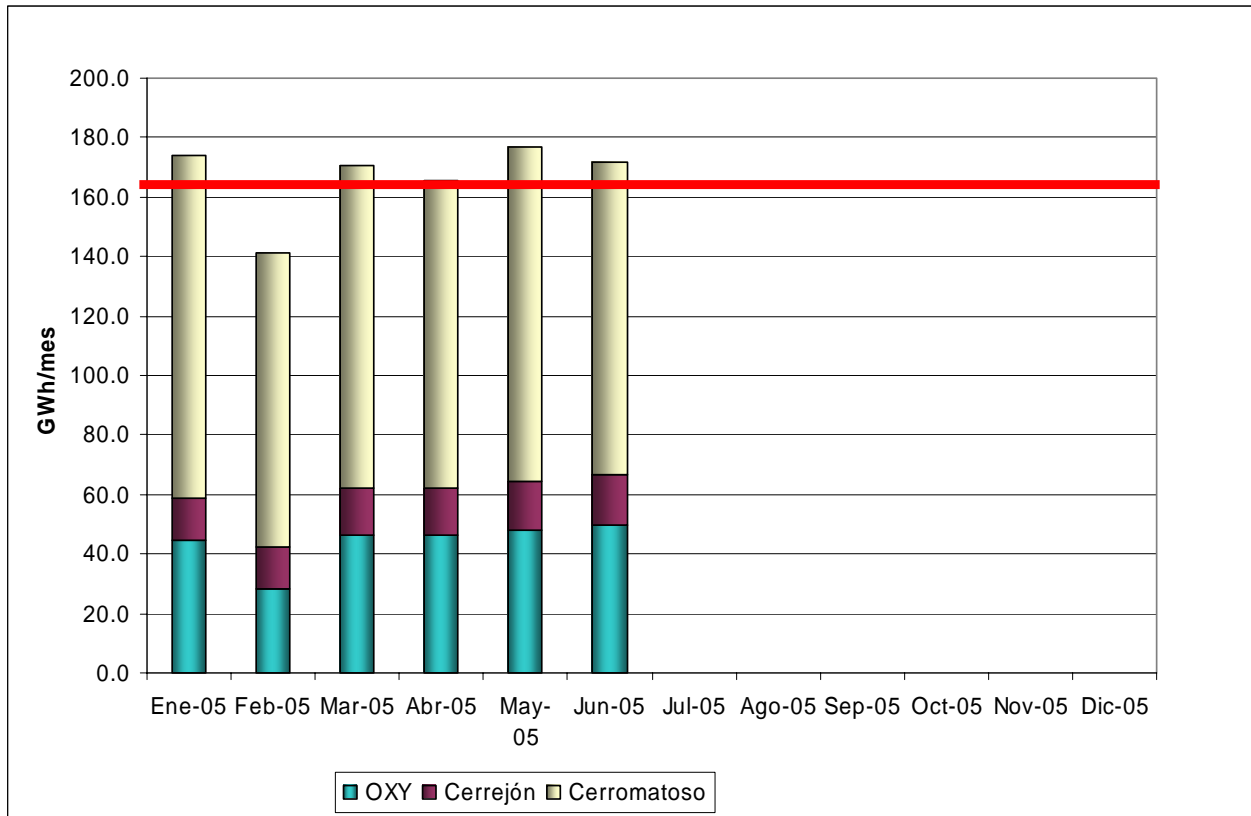
En cuanto a la desviación de la potencia, por el contrario a la demanda de energía se mantiene alrededor del escenario bajo, con máxima desviación de 2.5% ocurrida en el mes de junio. Este comportamiento es compatible con una mejor utilización de la capacidad productiva que implica mayor consumo de energía sin afectar el pico de demanda mensual de potencia.

Potencia MW	REAL MW	ESPERADO ESC. MEDIO	DESVIACION CON RESPECTO AL ESCENARIO MEDIO	ESPERADO ESC. ALTO	ESPERADO ESC. BAJO	Diferencia a Medio MW
ENE	7797	7948	-1.9%	8123	7866	-151.28
FEB	7943	8073	-1.6%	8246	7990	-130.07
MAR	8085	8131	-0.6%	8218	8043	-45.69
ABR	8103	8217	-1.4%	8305	8129	-114.02
MAY	7999	7965	0.4%	8051	7880	33.28
JUN	7928	8129	-2.5%	8217	8042	

**Tabla 2-2. Desviación de Pronóstico de Potencia, 2005**

### 2.2.2 Comportamiento de las cargas especiales

En cargas especiales, en lo corrido del año va en 999.9 Gwh., bajando con respecto al año pasado en la comparación mes a mes para junio en 0.3% y en el acumulado enero–junio en 1.8%. Esta disminución se debe en su mayor parte a lo ocurrido en el mes de febrero.



**Gráfica 2-6 Evolución del comportamiento mensual de las cargas especiales vs el consumo medio esperado 2005**



**REPÚBLICA DE COLOMBIA**  
**MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA**  
**UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA – UPME**

### **3 PROYECCIONES NACIONALES**

#### **3.1 Metodología**

Para la obtención de las proyecciones de demanda de energía eléctrica y potencia se emplea una combinación de modelos que permiten obtener una mejor aproximación a lo que puede suceder en el corto, mediano y largo plazo con estas variables.

Es necesario tener en cuenta que la metodología parte de que la demanda de energía doméstica es igual a las ventas de las distribuidoras sumadas con las cargas industriales especiales y con las pérdidas.

En la primera etapa, se analiza el comportamiento anual de la serie de ventas de energía y demanda de energía con respecto a diferentes variables como Producto Interno Bruto Nacional - PIB, PIB sectoriales, Valor agregado de la economía, consumo final de los sectores económicos, comportamiento de los precios, crecimiento de la población, etc., con el fin de identificar “drivers” que permitan estimar la evolución de las ventas y la demanda de energía por medio de modelos econométricos.

Con los modelos econométricos, se obtienen dos resultados: demanda de energía eléctrica y ventas domésticas de energía eléctrica anual; a esta última es necesario agregar de manera exógena las pérdidas de energía a nivel de distribución, subtransmisión y transmisión. Además, se adicionan las demandas de cargas industriales especiales como: OXI, Cerrejón y Cerromatoso y otros efectos conocidos de forma que se obtenga el total de demanda doméstica.

Para la segunda parte, se realiza un análisis mensual de la demanda de energía eléctrica empleando metodologías de series de tiempo y teniendo en cuenta intervenciones y efectos calendario, con lo que se genera una proyección mensual de la demanda de electricidad que

se compara con lo obtenido a partir de los modelos econométricos. Seguidamente, se pasa a la comparación de los resultados, para sintonizar unos con otros y obtener resultados estadísticamente equivalentes. Es de anotar que durante este proceso se trabaja conjuntamente con la Gerencia de AOM de ISA con el fin de incorporar la perspectiva del Operador del Sistema Interconectado Nacional sobre la posible evolución de la demanda.

Hasta este punto se han obtenido las proyecciones anuales de demanda de energía para todo el horizonte de pronóstico. Se procede, entonces a obtener la distribución mensual de cada año empleando, en el corto plazo, la estructura de distribución porcentual de los modelos de series de tiempo y para el largo plazo la distribución media mensual de los datos históricos. Finalmente, a este pronóstico mensualizado se adicionan elementos exógenos como efectos climáticos, efectos de años bisiestos, etc. para obtener la proyección final en el horizonte definido.

Para la obtención de la potencia, a la demanda de energía eléctrica mensualizada se aplica el factor de carga mensual medio desde el 2000 a la fecha, lo cual da como resultado los valores de potencia máxima mensual doméstica<sup>3</sup>.

### **3.2 Supuestos Julio de 2005**

Para esta revisión se mantienen los supuestos de la revisión de marzo de 2005 dado que no se han oficializado modificaciones a los mismos.

#### **3.2.1 PIB**

Los supuestos empleados para la construcción de los escenarios de crecimiento de la variable económica Producto Interno Bruto- PIB son los suministrados por DNP y vigentes a julio. La Gráfica 3-1, presenta estos escenarios

---

<sup>3</sup> Para esta revisión se corrigió la demanda de potencia máxima del 2004 a la alza, de acuerdo con lo discutido con CND.



REPÚBLICA DE COLOMBIA  
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA  
UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA – UPME



Fuente: DANE, DEE-DNP

**Gráfica 3-1. Escenarios de crecimiento del PIB**

### 3.2.2 Pérdidas de Energía Eléctrica del STN

Las pérdidas de energía eléctrica asociadas al Sistema de Transmisión Nacional (vistas desde el lado de baja tensión) mantienen su comportamiento histórico, alcanzando en promedio el 2,5% del total de las ventas de energía eléctrica. Este valor se mantiene constante a lo largo del horizonte de proyección.

### 3.2.3 Pérdidas de energía eléctrica en el sistema de distribución

Las pérdidas de energía eléctrica en el sistema de distribución, corresponden al agregado de pérdidas técnicas y no técnicas que se presentan en estos niveles de tensión.

El escenario de pérdidas, que se mantiene en esta revisión, se obtiene a partir de la actualización de las series históricas, en especial lo ocurrido en los últimos años, con base en información suministrada por los operadores de red y la disponibilidad estimada para realizar inversiones en recuperación de pérdidas.

AÑO	pérdidas desde ventas	pérdidas desde demanda
2005	21.90%	15.8%
2006	21.40%	14.9%
2007	21.09%	14.7%
2008	20.77%	14.6%
2009	20.46%	14.4%
2010	20.14%	14.2%
2011	19.83%	14.0%
2012	19.70%	13.9%
2013	19.70%	13.9%
2014	19.70%	13.9%

**Tabla 3-1. Porcentaje de pérdidas aplicadas al sistema de distribución**

Estos porcentajes de pérdidas en los sistemas de distribución son aplicados sobre los valores de ventas que arrojan los modelos. Para cada año la diferencia de pérdidas entre años consecutivos son asumidos como demanda recuperada, que pasan a ser parte de las ventas con un rezago de un año. Es así como se está considerando que la recuperación de pérdidas del sistema de distribución se realiza principalmente sobre las pérdidas no técnicas y que el efecto ocurre sobre las ventas en el año siguiente.

Para dar claridad al lector sobre el porcentaje de las pérdidas, en la tabla se incluye el equivalente de las mismas visto desde la demanda final de energía eléctrica.

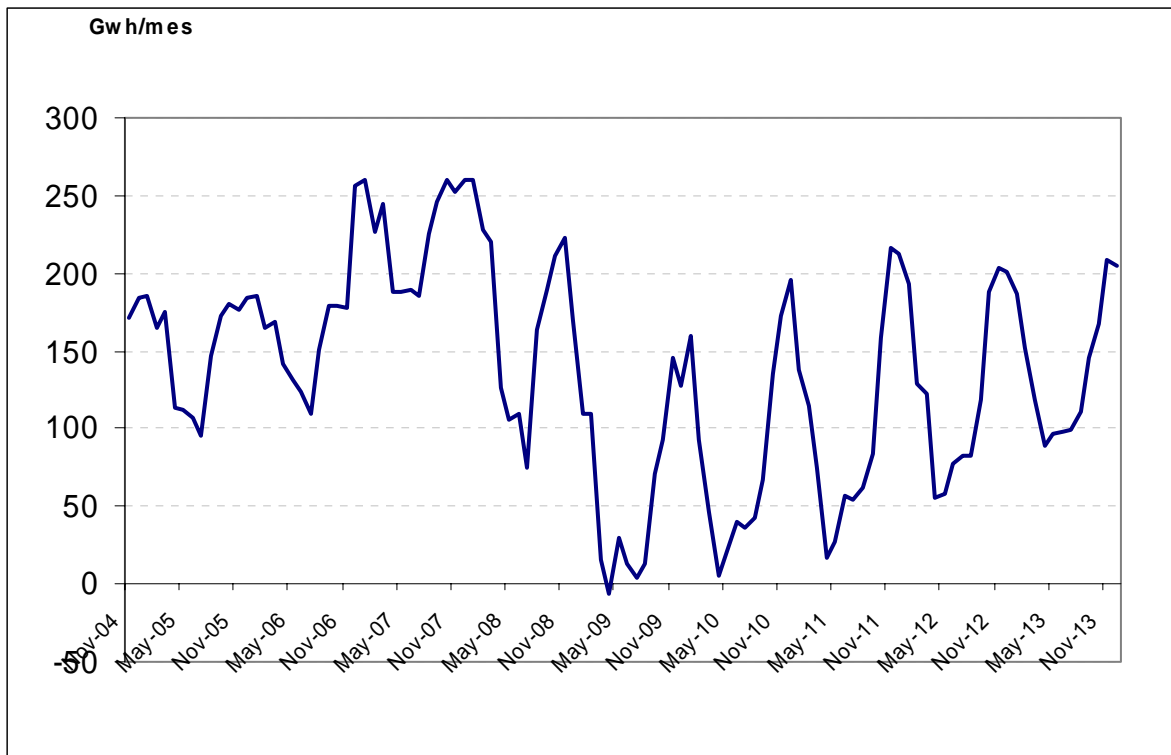
#### 3.2.4 Cargas especiales

En esta revisión mantienen las demandas por cargas especiales. Es así como en el escenario medio se espera 1995 GWh año en el horizonte, en el escenario alto 2040 GWh para 2005 para luego pasar a 2124 GWh a partir del 2006 y en el escenario bajo se tienen 1891 GWh año.

### 3.2.5 Efectos climáticos

Para esta revisión no se incluyeron efectos climáticos que afectaran la proyección, pues los efectos de este tipo que pudieron afectar la proyección no se considera que afecten para el resto del horizonte de corto plazo.

### 3.2.6 TIE<sup>4</sup>



Fuente: Cálculos UPME

### Gráfica 3-2. Proyección de demanda neta de Ecuador atendida por el SIN

El tratamiento de las TIEs a nivel de proyección de demanda es similar al empleado con las Cargas Especiales, es decir, se debe adicionar de manera exógena a la demanda doméstica Nacional proyectada.

<sup>4</sup> Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo, Resolución CREG 004 de 2003



Para la obtención de la proyección de energía eléctrica por TIES se analizó el plan de expansión de Ecuador con sus proyecciones de demanda y posibles retrasos para luego realizar simulaciones energéticas de los sistemas integrados empleando el programa MPODE, de acuerdo con la capacidad de transporte actual entre los dos países y la ampliación de la capacidad de la interconexión a 500 MW.

### **3.3 Escenarios de proyección de energía eléctrica**

De la información disponible, el análisis permite estimar que en general la variabilidad de la demanda no tendrá efectos permanentes a largo plazo, pues se espera se amortiguen en el segundo semestre del año. Sin embargo, se espera que la demanda se mantenga cercana en el año 2005 al escenario alto de demanda. En virtud de lo anterior, en esta revisión se ajustará el escenario de demanda de energía eléctrica en los escenarios alto y medio, manteniendo igual el escenario bajo.

En cuanto a la potencia, se mantienen los escenarios aunque se continua realizando un análisis especial en búsqueda de alternativas para mejorar su pronóstico dado el comportamiento presentado.

#### *3.3.1 Demanda de energía eléctrica*

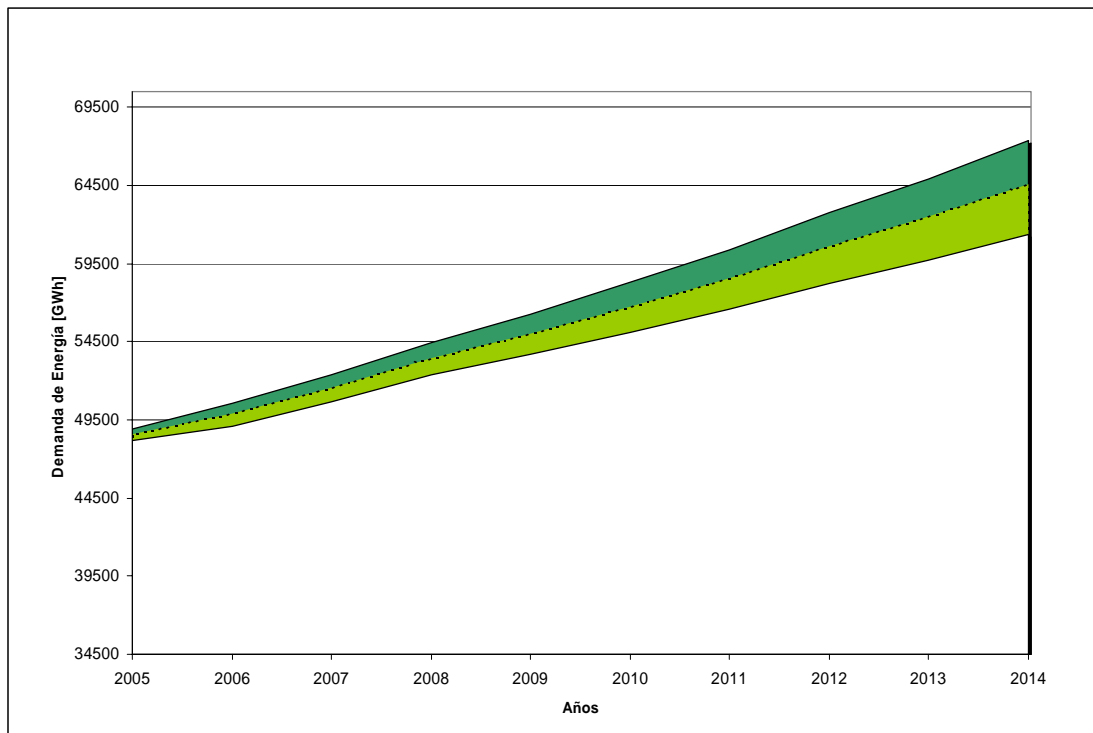
A continuación se presentan las proyecciones de demanda de energía eléctrica doméstica del SIN.

**REPÚBLICA DE COLOMBIA**  
**MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA**  
**UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA – UPME**

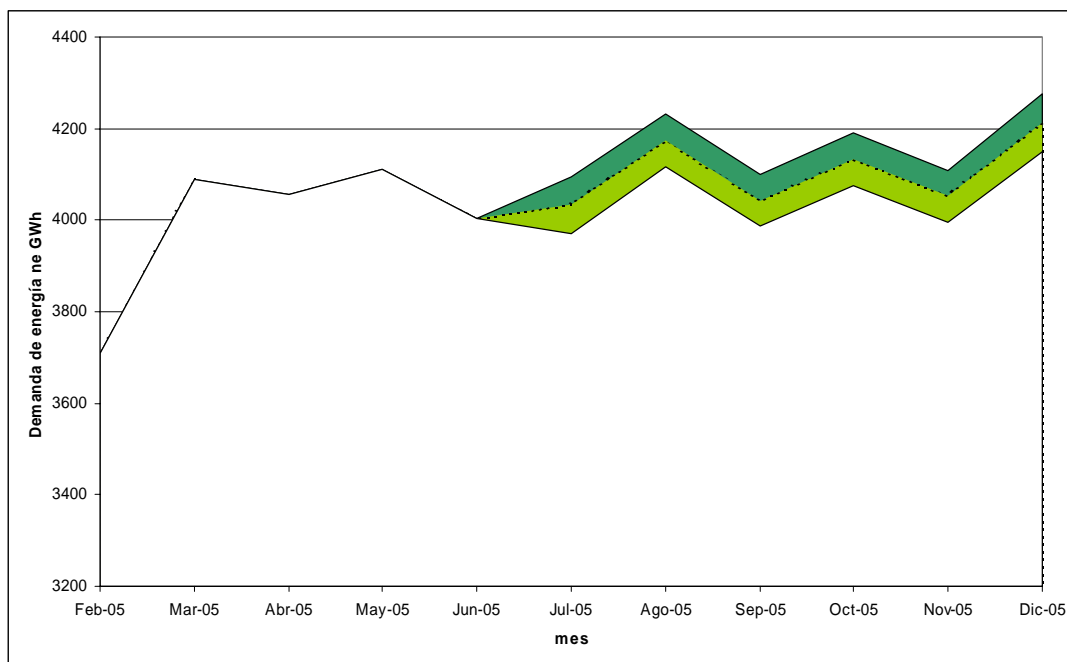
	ALTO	Tasa	MEDIO	Tasa	BAJO	Tasa
2004	47019		47019		47019	
2005	48918	4.0%	48565	3.3%	48212	2.5%
2006	50564	3.4%	49874	2.7%	49117	1.9%
2007	52384	3.6%	51559	3.4%	50668	3.2%
2008	54457	4.0%	53410	3.6%	52337	3.3%
2009	56287	3.4%	55001	3.0%	53696	2.6%
2010	58276	3.5%	56734	3.2%	55100	2.6%
2011	60343	3.5%	58528	3.2%	56543	2.6%
2012	62731	4.0%	60618	3.6%	58258	3.0%
2013	64937	3.5%	62503	3.1%	59742	2.5%
2014	67365	3.7%	64586	3.3%	61396	2.8%

**Tabla 3-2. Escenarios de proyección de Demanda Total Doméstica de energía eléctrica en GWh/año**

En la Gráfica 3-3, se presenta el túnel de proyección de la demanda total doméstica de energía eléctrica en el horizonte de proyección. En el Gráfica 3-4 se presenta el túnel de proyección mensual para el año 2005



**Gráfica 3-3. Túnel de proyección de demanda doméstica de energía eléctrica 2005-2014**



**Gráfica 3-4. Túnel de proyección de demanda doméstica de energía eléctrica 2005**  
**3.4 Escenarios de proyección de potencia**

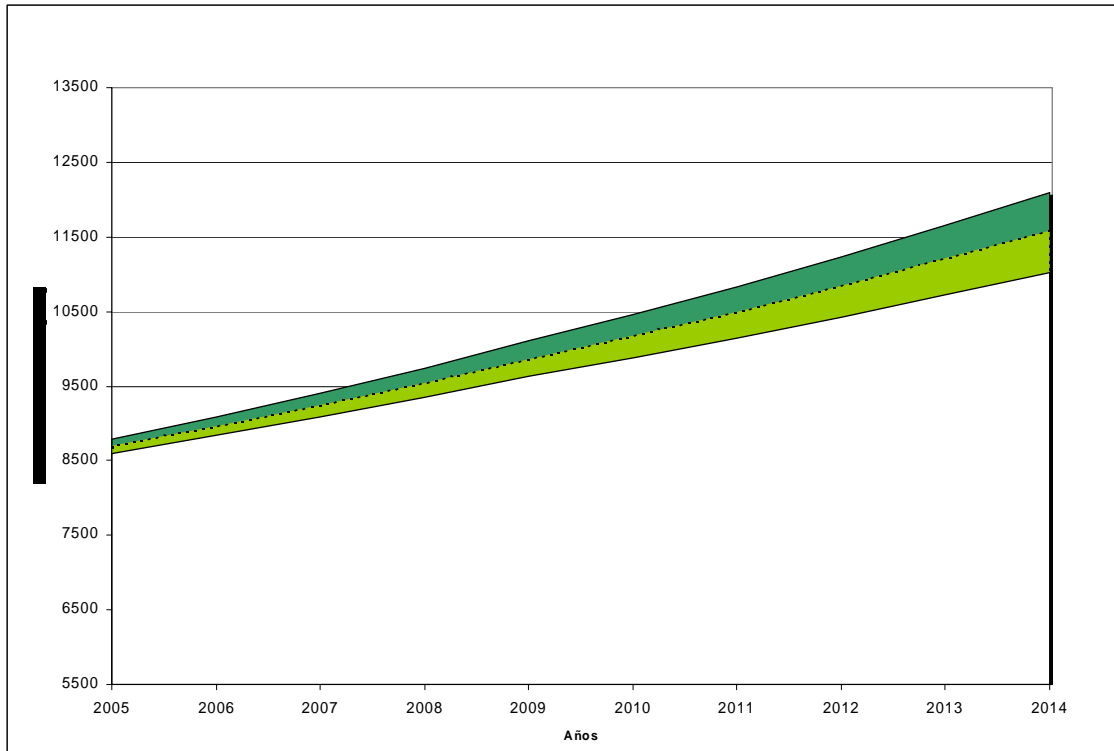
*3.4.1 Demanda de potencia eléctrica<sup>3</sup>*

A continuación se presenta la demanda de potencia máxima anual para el horizonte de proyección, Tabla 3-3.

	ALTO	Tasa	MEDIO	Tasa	BAJO	Tasa
2004	8432		8432		8432	
2005	8786	4.2%	8692	3.1%	8599	2.0%
2006	9095	3.5%	8971	3.2%	8835	2.7%
2007	9396	3.3%	9248	3.1%	9088	2.9%
2008	9738	3.6%	9550	3.3%	9358	3.0%
2009	10098	3.7%	9867	3.3%	9633	2.9%
2010	10455	3.5%	10178	3.2%	9885	2.6%
2011	10826	3.5%	10500	3.2%	10144	2.6%
2012	11226	3.7%	10847	3.3%	10424	2.8%
2013	11650	3.8%	11213	3.4%	10718	2.8%
2014	12085	3.7%	11587	3.3%	11015	2.8%

**Tabla 3-3. Escenarios de proyección de potencia de la demanda doméstica en MW**

En la Gráfica 3-5 se observa el túnel de proyección de Potencia para la demanda total doméstica en el horizonte de proyección.



**Gráfica 3-5. Túnel de proyección de demanda doméstica de Potencia 2005 - 2014**

## 4 ANEXO.

### 4.1 Definiciones

Se presentan a continuación las definiciones necesarias para el adecuado entendimiento del presente documento:

Demanda Total Doméstica<sup>5</sup>: 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 SIN.

Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado (TIE)<sup>5</sup>: Sumatoria de los valores de las demandas correspondientes a las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo –TIE-, 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.

Demanda Total<sup>5</sup>: Sumatoria de la Demanda Total Doméstica y la Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado.

Cargas Especiales: Son cargas industriales importantes que demandan energía eléctrica del SIN y que su proyección debe hacerse de manera exógena debido a que no obedecen a las variables utilizadas para la proyección de las demandas vegetativas del SIN. Las cargas especiales consideradas hasta el momento son OXI, Cerrejón (Intercor) y Cerromatoso.

---

<sup>5</sup> Definición Resolución CREG 004 de 2003



REPÚBLICA DE COLOMBIA  
 MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA  
 UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA – UPME

#### 4.2 Desagregación mensual de energía y potencia total doméstica 2005-2014

Demanda de energía total doméstica Gwh				Potencia total domestica MW			
	ALTO	MEDIO	BAJO		ALTO	MEDIO	BAJO
Jul-05	4095	4033	3971	Jul-05	8023	7937	7852
Ago-05	4233	4175	4117	Ago-05	8225	8138	8050
Sep-05	4100	4043	3986	Sep-05	8218	8131	8044
Oct-05	4192	4134	4075	Oct-05	8200	8113	8026
Nov-05	4109	4053	3997	Nov-05	8418	8329	8239
Dic-05	4275	4213	4151	Dic-05	8786	8692	8599
<b>TOTAL</b>	<b>48918</b>	<b>48565</b>	<b>48212</b>	<b>Máxima</b>	<b>8786</b>	<b>8692</b>	<b>8599</b>
Ene-06	4164	4107	4045	Ene-06	8417	8302	8177
Feb-06	3930	3876	3817	Feb-06	8514	8397	8270
Mar-06	4317	4259	4194	Mar-06	8646	8528	8399
Abr-06	4062	4007	3946	Abr-06	8429	8314	8188
May-06	4273	4215	4151	May-06	8456	8340	8214
Jun-06	4130	4074	4012	Jun-06	8470	8354	8228
Jul-06	4219	4161	4098	Jul-06	8343	8229	8104
Ago-06	4331	4272	4208	Ago-06	8469	8353	8226
Sep-06	4218	4161	4098	Sep-06	8513	8396	8269
Oct-06	4336	4276	4211	Oct-06	8539	8422	8294
Nov-06	4240	4182	4119	Nov-06	8741	8622	8491
Dic-06	4343	4283	4218	Dic-06	9095	8971	8835
<b>TOTAL</b>	<b>50564</b>	<b>49874</b>	<b>49117</b>	<b>Máxima</b>	<b>9095</b>	<b>8971</b>	<b>8835</b>
Ene-07	4300	4232	4159	Ene-07	8692	8555	8407
Feb-07	4078	4014	3945	Feb-07	8835	8696	8546
Mar-07	4452	4382	4306	Mar-07	8915	8775	8623
Abr-07	4231	4164	4092	Abr-07	8778	8640	8491
May-07	4425	4355	4280	May-07	8756	8618	8469
Jun-07	4263	4196	4123	Jun-07	8742	8604	8455
Jul-07	4385	4316	4242	Jul-07	8672	8535	8388
Ago-07	4487	4416	4340	Ago-07	8773	8635	8486
Sep-07	4348	4280	4206	Sep-07	8775	8637	8487
Oct-07	4506	4435	4359	Oct-07	8875	8735	8584
Nov-07	4394	4325	4250	Nov-07	9058	8916	8762
Dic-07	4514	4443	4367	Dic-07	9396	9248	9088
<b>TOTAL</b>	<b>52384</b>	<b>51559</b>	<b>50668</b>	<b>Máxima</b>	<b>9396</b>	<b>9248</b>	<b>9088</b>
Ene-08	4447	4361	4274	Ene-08	8990	8817	8639
Feb-08	4507	4423	4337	Feb-08	9427	9252	9071
Mar-08	4496	4410	4321	Mar-08	9005	8831	8653
Abr-08	4479	4393	4304	Abr-08	9293	9114	8931
May-08	4524	4437	4348	May-08	8953	8780	8603
Jun-08	4407	4322	4235	Jun-08	9038	8864	8685
Jul-08	4621	4532	4440	Jul-08	9137	8961	8781
Ago-08	4599	4511	4420	Ago-08	8992	8819	8641
Sep-08	4534	4446	4357	Sep-08	9149	8973	8792
Oct-08	4657	4568	4476	Oct-08	9173	8996	8815
Nov-08	4503	4416	4327	Nov-08	9283	9104	8920
Dic-08	4682	4591	4499	Dic-08	9738	9550	9358
<b>TOTAL</b>	<b>54457</b>	<b>53410</b>	<b>52337</b>	<b>Máxima</b>	<b>9738</b>	<b>9550</b>	<b>9358</b>



Demanda de energía total doméstica Gwh				Potencia total domestica MW			
	ALTO	MEDIO	BAJO		ALTO	MEDIO	BAJO
Ene-09	4609	4503	4397	Ene-09	9317	9104	8888
Feb-09	4523	4419	4315	Feb-09	9798	9574	9347
Mar-09	4660	4553	4445	Mar-09	9332	9119	8902
Abr-09	4642	4536	4428	Abr-09	9631	9411	9188
May-09	4689	4582	4473	May-09	9278	9066	8851
Jun-09	4567	4463	4357	Jun-09	9366	9152	8935
Jul-09	4788	4679	4568	Jul-09	9469	9253	9033
Ago-09	4766	4657	4547	Ago-09	9319	9106	8890
Sep-09	4698	4591	4482	Sep-09	9481	9265	9045
Oct-09	4827	4716	4604	Oct-09	9506	9289	9068
Nov-09	4666	4560	4451	Nov-09	9620	9400	9177
Dic-09	4852	4741	4628	Dic-09	10098	9867	9633
<b>TOTAL</b>	<b>56287</b>	<b>55001</b>	<b>53696</b>	<b>Máxima</b>	<b>10098</b>	<b>9867</b>	<b>9633</b>
Ene-10	4772	4645	4512	Ene-10	9646	9391	9120
Feb-10	4682	4559	4427	Feb-10	10144	9876	9592
Mar-10	4824	4697	4562	Mar-10	9661	9406	9135
Abr-10	4806	4679	4544	Abr-10	9971	9707	9428
May-10	4854	4726	4590	May-10	9606	9352	9082
Jun-10	4729	4604	4471	Jun-10	9697	9441	9169
Jul-10	4958	4827	4688	Jul-10	9804	9544	9269
Ago-10	4935	4804	4666	Ago-10	9648	9393	9122
Sep-10	4864	4736	4599	Sep-10	9816	9557	9281
Oct-10	4997	4865	4725	Oct-10	9842	9581	9305
Nov-10	4831	4703	4568	Nov-10	9960	9696	9417
Dic-10	5023	4890	4749	Dic-10	10455	10178	9885
<b>TOTAL</b>	<b>58276</b>	<b>56734</b>	<b>55100</b>	<b>Máxima</b>	<b>10455</b>	<b>10178</b>	<b>9885</b>
Ene-11	4941	4792	4630	Ene-11	9988	9688	9359
Feb-11	4849	4703	4543	Feb-11	10504	10188	9843
Mar-11	4996	4845	4681	Mar-11	10004	9703	9374
Abr-11	4976	4827	4663	Abr-11	10325	10014	9675
May-11	5027	4875	4710	May-11	9946	9647	9320
Jun-11	4897	4749	4588	Jun-11	10041	9739	9409
Jul-11	5134	4979	4810	Jul-11	10151	9846	9512
Ago-11	5110	4956	4788	Ago-11	9990	9690	9361
Sep-11	5037	4886	4720	Sep-11	10164	9859	9524
Oct-11	5174	5019	4849	Oct-11	10191	9884	9549
Nov-11	5003	4852	4688	Nov-11	10313	10003	9664
Dic-11	5201	5045	4874	Dic-11	10826	10500	10144
<b>TOTAL</b>	<b>60343</b>	<b>58528</b>	<b>56543</b>	<b>Máxima</b>	<b>10826</b>	<b>10500</b>	<b>10144</b>



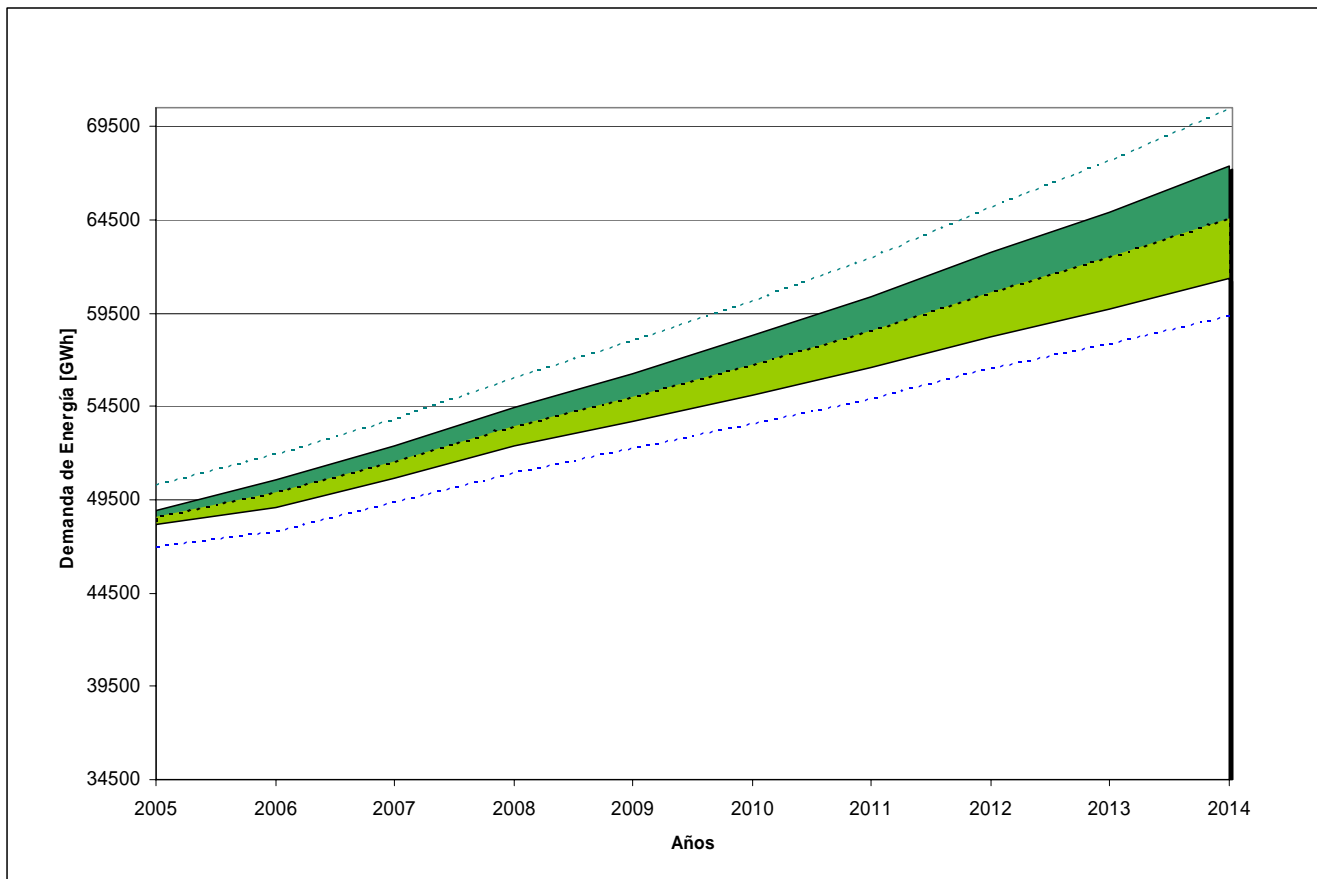
**REPÚBLICA DE COLOMBIA**  
**MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA**  
**UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA – UPME**

Demanda de energía total doméstica Gwh				Potencia total domestica MW			
	ALTO	MEDIO	BAJO		ALTO	MEDIO	BAJO
Ene-12	5124	4951	4757	Ene-12	10358	10008	9617
Feb-12	5184	5014	4824	Feb-12	10843	10488	10092
Mar-12	5180	5005	4810	Mar-12	10374	10024	9633
Abr-12	5160	4986	4791	Abr-12	10707	10345	9942
May-12	5213	5037	4840	May-12	10314	9966	9577
Jun-12	5078	4906	4715	Jun-12	10413	10061	9668
Jul-12	5323	5144	4943	Jul-12	10527	10171	9774
Ago-12	5299	5120	4920	Ago-12	10360	10010	9619
Sep-12	5223	5047	4850	Sep-12	10540	10184	9787
Oct-12	5366	5185	4982	Oct-12	10568	10211	9812
Nov-12	5188	5012	4817	Nov-12	10694	10333	9930
Dic-12	5394	5212	5008	Dic-12	11226	10847	10424
<b>TOTAL</b>	<b>62731</b>	<b>60618</b>	<b>58258</b>	<b>Máxima</b>	<b>11226</b>	<b>10847</b>	<b>10424</b>
Ene-13	5317	5118	4892	Ene-13	10749	10346	9889
Feb-13	5218	5022	4800	Feb-13	11304	10880	10400
Mar-13	5376	5174	4946	Mar-13	10766	10362	9905
Abr-13	5355	5154	4927	Abr-13	11111	10695	10222
May-13	5409	5207	4977	May-13	10704	10302	9847
Jun-13	5269	5072	4848	Jun-13	10806	10401	9941
Jul-13	5524	5317	5082	Jul-13	10924	10515	10050
Ago-13	5499	5293	5059	Ago-13	10751	10348	9891
Sep-13	5421	5217	4987	Sep-13	10938	10528	10063
Oct-13	5568	5360	5123	Oct-13	10967	10556	10089
Nov-13	5383	5182	4953	Nov-13	11098	10682	10210
Dic-13	5597	5388	5150	Dic-13	11650	11213	10718
<b>TOTAL</b>	<b>64937</b>	<b>62503</b>	<b>59742</b>	<b>Máxima</b>	<b>11650</b>	<b>11213</b>	<b>10718</b>
Ene-14	5516	5288	5027	Ene-14	11150	10690	10162
Feb-14	5413	5190	4933	Feb-14	11726	11243	10688
Mar-14	5577	5347	5083	Mar-14	11168	10708	10179
Abr-14	5555	5326	5063	Abr-14	11526	11051	10505
May-14	5612	5380	5114	May-14	11104	10646	10120
Jun-14	5466	5241	4982	Jun-14	11210	10747	10217
Jul-14	5731	5495	5223	Jul-14	11333	10865	10329
Ago-14	5704	5469	5199	Ago-14	11153	10693	10165
Sep-14	5623	5391	5125	Sep-14	11347	10879	10342
Oct-14	5777	5538	5265	Oct-14	11377	10907	10369
Nov-14	5585	5354	5090	Nov-14	11513	11038	10493
Dic-14	5807	5567	5292	Dic-14	12085	11587	11015
<b>TOTAL</b>	<b>67365</b>	<b>64586</b>	<b>61396</b>	<b>Máxima</b>	<b>12085</b>	<b>11587</b>	<b>11015</b>



#### 4.3 Rango de confianza superior e inferior de los modelo de proyección

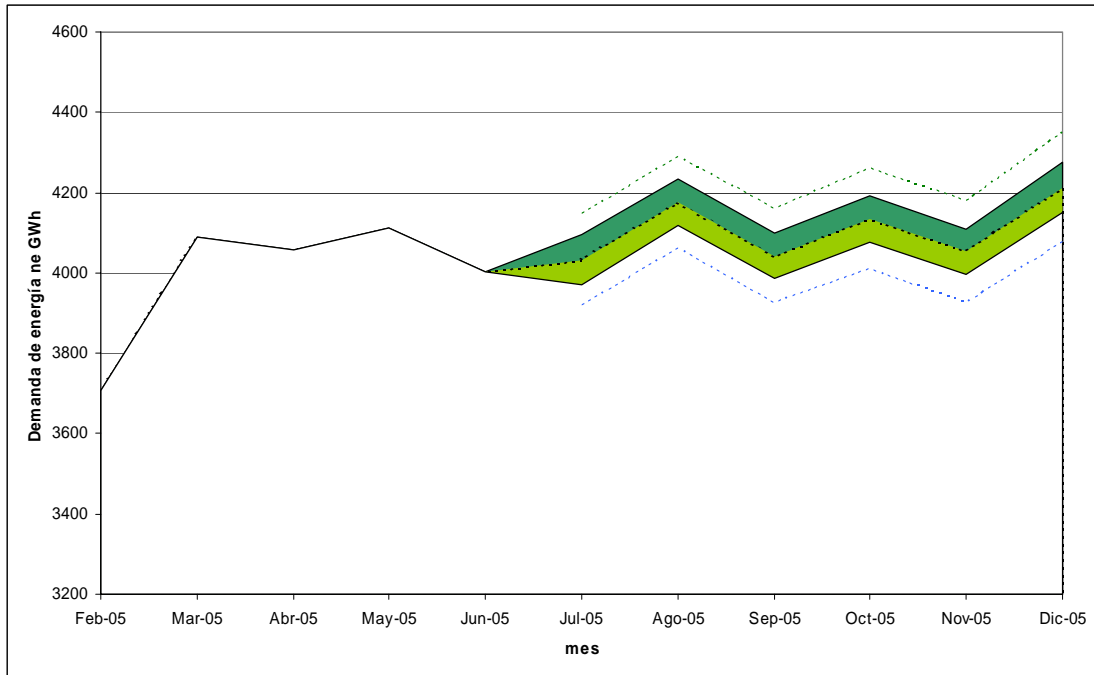
En esta proyección se incluye los rangos de confianza de los modelos tanto para largo plazo de energía y potencia como para corto plazo de energía, líneas punteadas. *Es de aclarar que estos límites de confianza no se emplean para propósitos de planeamiento y se suministran para que los diferentes agentes tengan insumos para la realización de sus propios análisis.*



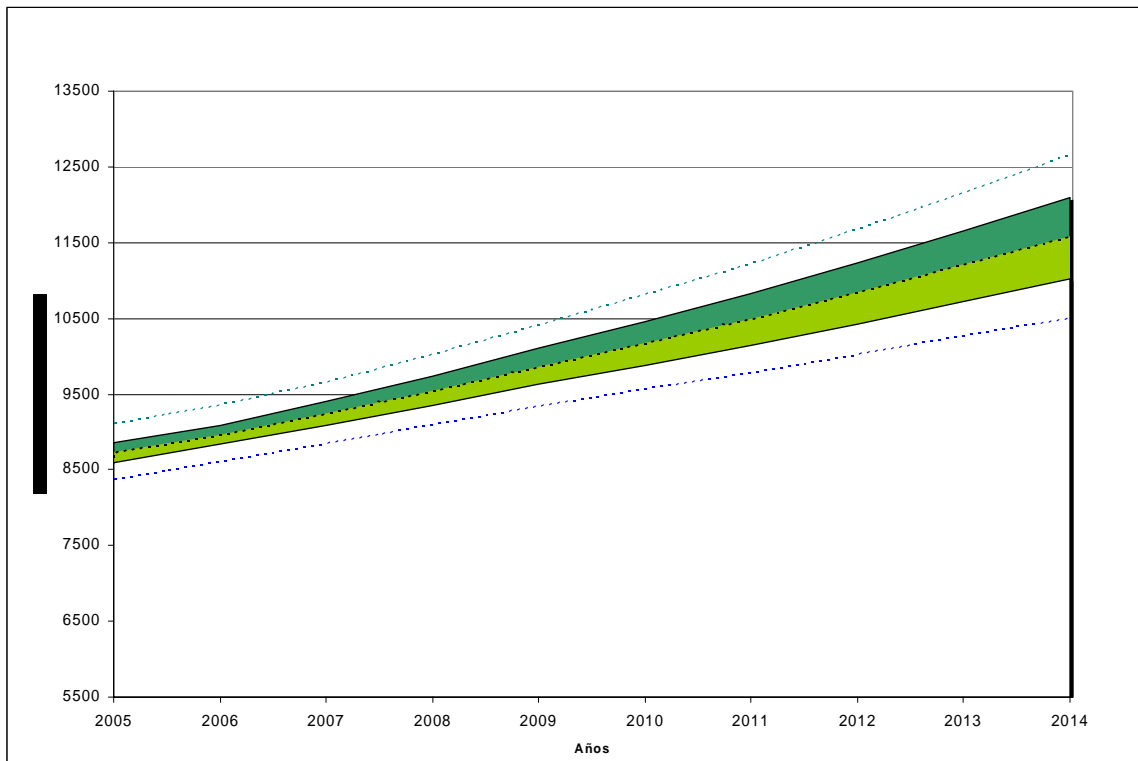
**Gráfica 0-1 Túnel de escenarios y límites de confianza proyección anual de energía eléctrica.**



REPÚBLICA DE COLOMBIA  
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA  
UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA – UPME



**Gráfica 0-2. Túnel de escenarios y límites de confianza proyección mensual de energía eléctrica**



**Gráfica 0-3 Túnel de escenarios y límites de confianza proyección anual de Potencia eléctrica.**