



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

DOCUMENTO UPME

“PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y POTENCIA”

Revisión, Noviembre de 2004

**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

Noviembre de 2004

INDICE

1	EVOLUCION HISTÓRICA DE LA DEMANDA DE ENERGIA ELÉCTRICA EN EL 2004..5	
1.1	Desviación de los modelos.....8	8
2	PROYECCIONES NACIONALES.....12	12
2.1	Metodología.....12	12
2.2	Supuestos Noviembre de 200413	13
2.2.1	PIB.....13	13
2.2.2	Pérdidas de Energía Eléctrica del STN.....14	14
2.2.3	Pérdidas de energía eléctrica en el sistema de distribución14	14
2.2.4	Cargas especiales15	15
2.2.5	Efectos climáticos16	16
2.2.6	TIE17	17
2.3	Escenarios de proyección de energía eléctrica18	18
2.4	Escenarios de proyección de potencia20	20
3	ANEXO.....21	21
3.1	Definiciones.....21	21
3.2	Desagregación mensual de energía y potencia total doméstica 2004-201422	22

LISTA DE GRAFICAS

Gráfica 1-1.	Seguimiento mensual de la demanda de energía eléctrica 2004 sin corregir el efecto de año bisiesto.....	6
Gráfica 1-2.	Seguimiento mensual de la demanda de energía eléctrica 2004 corrigiendo el efecto de año bisiesto.....	7
Gráfica 1-3.	Evolución trimestral del crecimiento del PIB, consumo final de los sectores económicos y la demanda de energía eléctrica.....	8
Gráfica 1-4.	Evolución del comportamiento mensual de las cargas especiales vs el consumo medio esperado.	10
Gráfica 1-5.	Evolución de las TIEs durante el 2004.....	11
Gráfica 2-1.	Escenarios de crecimiento del PIB	14
Gráfica 2-2	Escenarios hidrológicos Comité de Plantas Hidráulicas.....	16



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

Gráfica 2-3. Proyección de demanda neta de Ecuador atendida por el SIN	17
Gráfica 2-4. Túnel de proyección de demanda doméstica de energía eléctrica 2004-2014	19
Gráfica 2-5. Túnel de proyección de demanda doméstica de energía eléctrica 2004.....	19
Gráfica 2-6. Túnel de proyección de demanda doméstica de Potencia 2004 - 2014	20

1 EVOLUCION HISTÓRICA DE LA DEMANDA DE ENERGIA ELÉCTRICA EN EL 2004

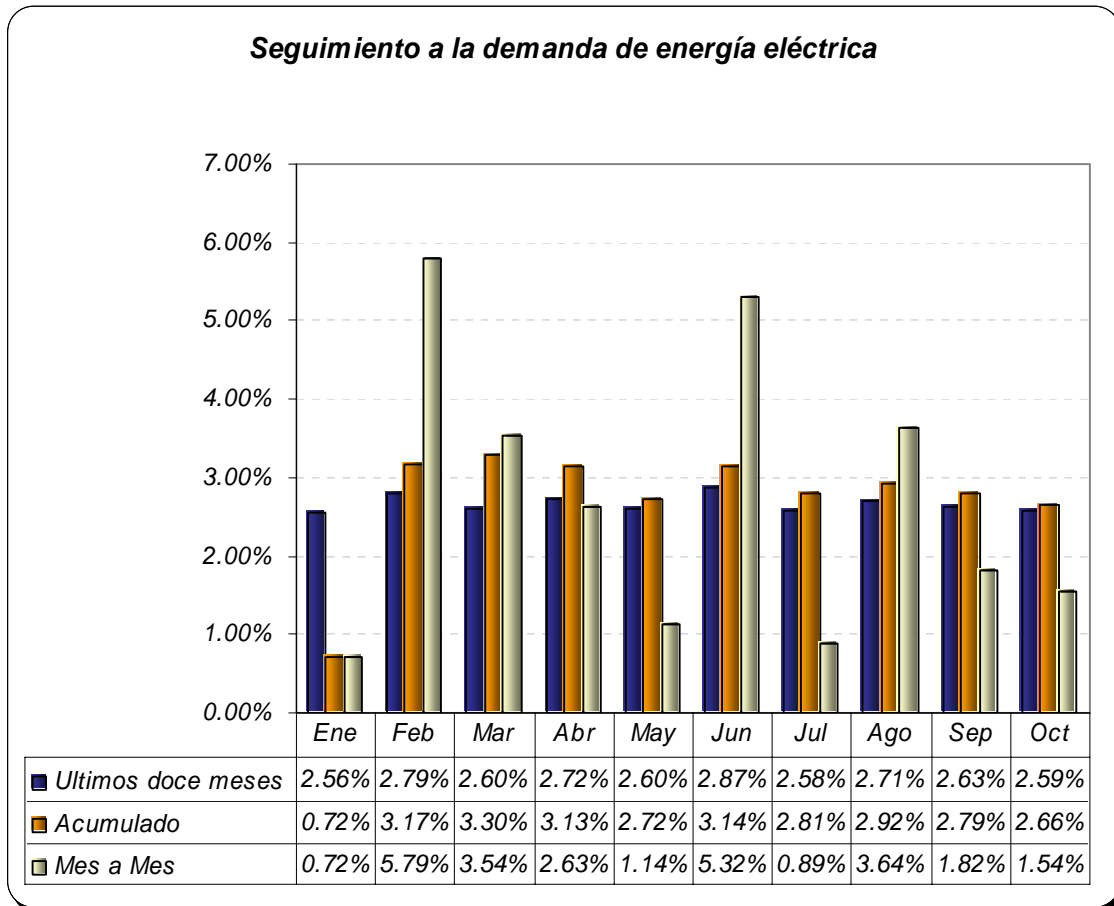
Para el análisis de la evolución de la demanda de energía eléctrica se emplean los siguientes indicadores: (1) *Ultimos doce meses*: que compara el crecimiento de la demanda acumulada de los últimos 12 meses con respecto al periodo inmediatamente anterior. (2) *Acumulado*: que compara la demanda acumulada de lo que se lleva del año en curso con respecto al mismo periodo del año anterior y (3) *Mes a Mes* que compara la demanda del mes con el mismo del año inmediatamente anterior. De esta forma, el indicador *Mes a Mes* de enero coincide con el *Acumulado* de enero.

Debido a que el 2004 presenta un día más por ser bisiesto, el comportamiento de la demanda difiere en un día respecto de un año normal, razón por la cual se incluye el análisis de evolución de las tasas de crecimiento tanto con este efecto como sin él.

En general, se aprecia que la demanda de energía eléctrica continúa con la tendencia de crecimiento, si bien se observa para este año una desaceleración del mismo con respecto al 2003.

La demanda total doméstica, hasta octubre de 2004 lleva un valor acumulado de 39010 GWh, que equivale a un 2.66% por encima del total acumulado a la misma fecha en el año 2003, y si se corrige el efecto del año bisiesto, normalizando la demanda sobre el total de días transcurridos, el crecimiento acumulado sería de 2.33%.

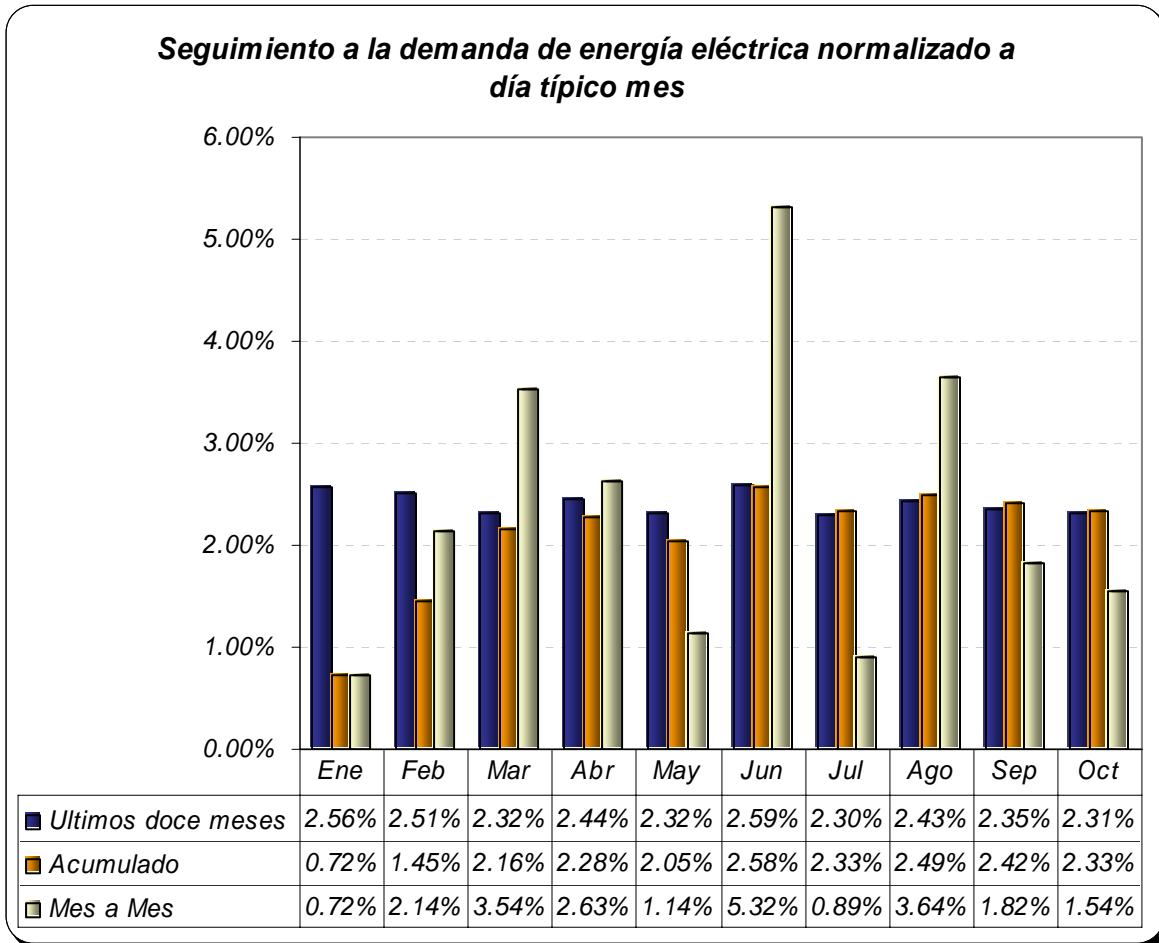
Se observa que el crecimiento anualizado de la demanda, sin corregir el efecto bisiesto, se ha mantenido entre 2.5 y 2.8%, corrigiendo este efecto, el crecimiento oscila entre el 2.3 y el 2.6%.



Gráfica 1-1. Seguimiento mensual de la demanda de energía eléctrica 2004 sin corregir el efecto de año bisiesto

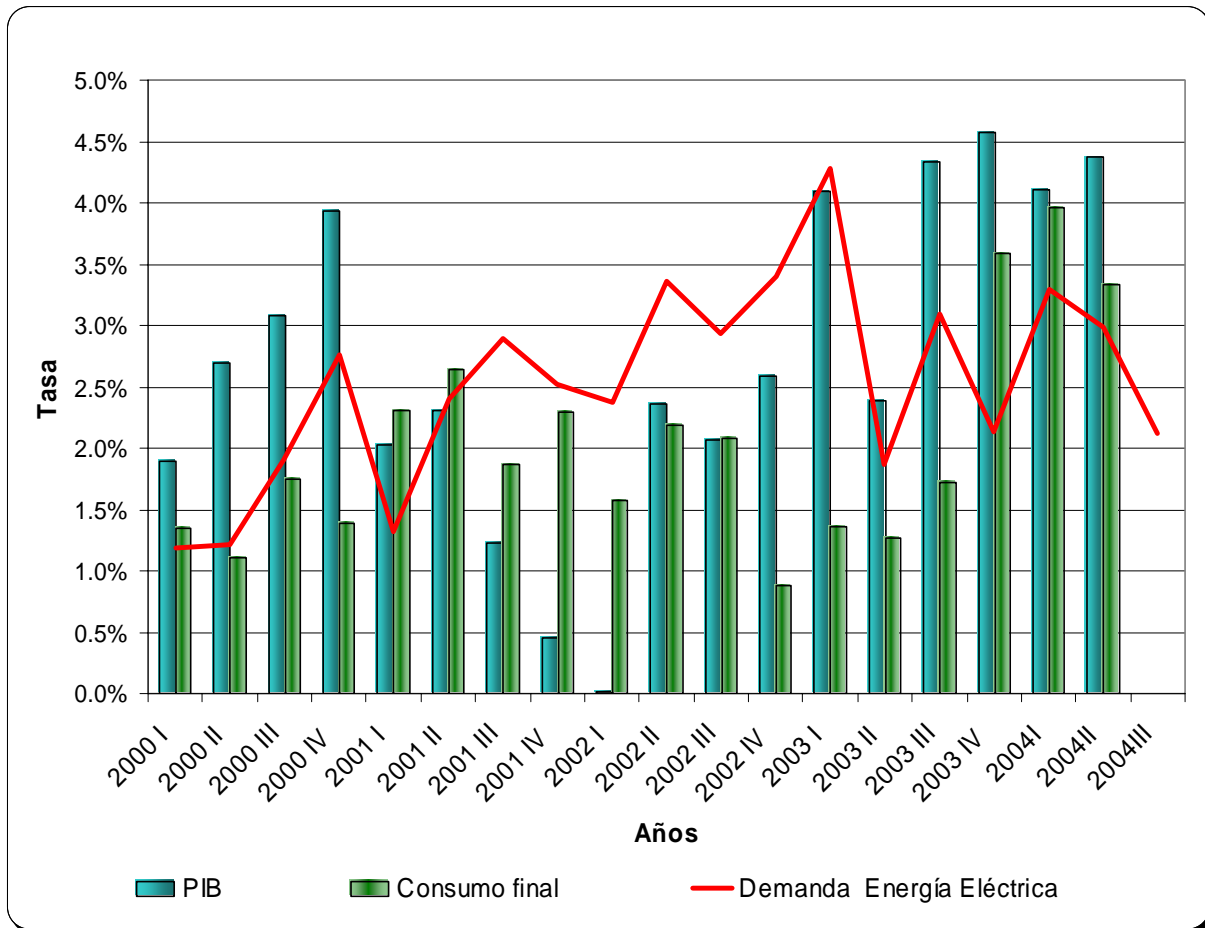
En cuanto al crecimiento mes a mes, en el último semestre se aprecia claramente el “efecto calendario” producido por los días festivos, de menor consumo, que incide en el crecimiento de la demanda, para poder apreciar esto veamos algunos ejemplos: junio en el 2003 presentó tres festivos mientras que en el 2004 solo dos, por esto en el 2004 se obtendrá un mayor crecimiento. Julio que no presentó festivos en el 2003 tuvo este año dos, de los cuales uno fue un día martes frente a los demás que cayeron en lunes por ello el crecimiento mes a mes es menor.

Agosto tuvo el mismo número de festivos en el 2004 que en el 2003, pero uno de estos fue un día sábado, mientras que en el año anterior cayó el día jueves, adicionalmente en ese mes se presentó un aumento en la demanda de energía en los sábados no festivos con respecto a lo observado en el mes inmediatamente anterior y posterior.



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

Quando se compara la tendencia de crecimiento de demanda de energía eléctrica trimestral, con variables de tipo macroeconómico como PIB y consumo final de la economía se observa que en general se mantiene una correlación entre ellas, como se aprecia en la Gráfica 1-3.



Fuente : DANE

Gráfica 1-3. Evolución trimestral del crecimiento del PIB, consumo final de los sectores económicos y la demanda de energía eléctrica

1.1 Desviación de los modelos

Al comparar los pronósticos realizados para el 2004 frente a la demanda real de energía eléctrica, Tabla 1, se observa que el comportamiento de la demanda de energía eléctrica se ha mantenido dentro de la franja de proyección esperada salvo lo ocurrido en enero lo cual ya se ha explicado en los anteriores revisiones. La Tabla 1, muestra el escenario medio y la desviación de la demanda real con respecto al pronóstico.

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



ENERGIA GWh	REAL GWh	ESPERADO ESC. MEDIO	DESVIACION CON RESPECTO AL PRONÓSTICO	Diferencia Medio GWh
ENE	3810	3896	-2.20%	-85.5
FEB	3744	3752	-0.22%	-8.1
MAR	4029	4001	0.70%	28.1
ABR	3791	3818	-0.70%	-26.7
MAY	3932	3959	-0.70%	-27.9
JUN	3836	3819	0.44%	16.6
JUL	3937	3950	-0.32%	-12.6
AGO	4027	3988	0.97%	38.8
SEP	3903	3937	-0.86%	-33.7
OCT	4001	4021	-0.49%	-19.7

Tabla 1 . Desviación de Pronóstico de energía

En lo corrido del año, la desviación acumulada de la demanda real vs la proyectada ha sido de -0.33% que implica una diferencia de la demanda acumulada de -131 GWh, con un error mensual que no supera el 1%, exceptuando el caso de enero, diferencia que se encuentra dentro de los límites esperados de los modelos.

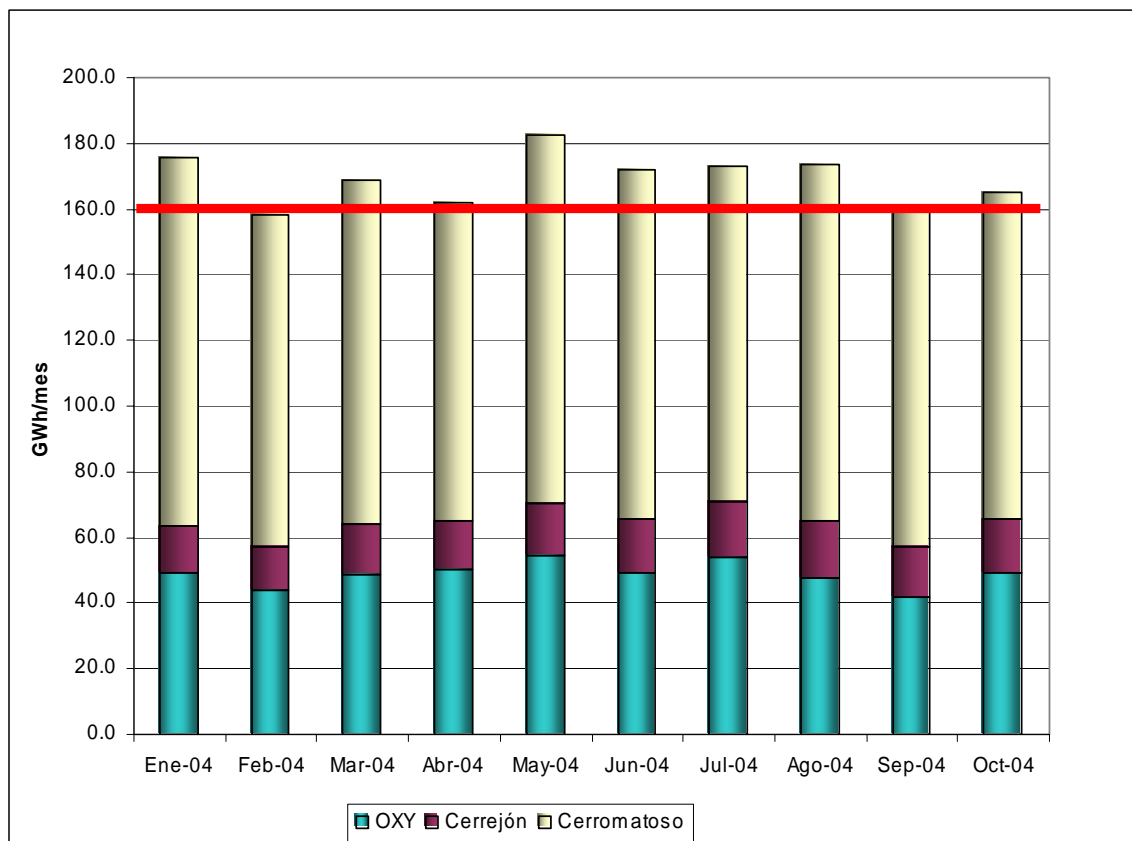
Al analizar el comportamiento de la demanda de potencia máxima mensual, se encuentra que esta ha presentado desviaciones superiores a lo esperado, en especial para el mes de septiembre donde el pronóstico sobreestimó la potencia en más del 5%.

Potencia MW	REAL MW	ESPERADO ESC. MEDIO	DESVIACION CON RESPECTO AL PRONÓSTICO	Diferencia Medio MW
ENE	7592	7906	-4.0%	-313.75
FEB	7745	7953	-2.6%	-208.08
MAR	8221	8020	2.5%	201.13
ABR	7925	7831	1.2%	94.36
MAY	8010	7875	1.7%	135.29
JUN	7883	7722	2.1%	161.41
JUL	7831	7813	0.2%	18.34
AGO	7773	7835	-0.8%	-62.47
SEP	7761	8196	-5.3%	-434.83
OCT	7797	8158	-4.4%	-360.71

Tabla 2 Desviación de Pronóstico de Potencia

Si bien la potencia relevante es la de diciembre, mes en el que generalmente se presenta el máximo requerimiento de potencia del año, se decidió revisar la forma de cálculo para mejorar la estimación de acuerdo con lo que sucede a través del año. En la Tabla 2, se muestra el seguimiento de esta variable en lo corrido del año.

Las cargas especiales, en lo que se lleva del año 2004, han demandado 1690 GWh de los 1921 GWh proyectados para el total del año, observándose que en la mayor parte del tiempo la demanda de estas cargas se encuentra por encima de la demanda media mensual esperada. En la Gráfica 1-4 se puede apreciar la variación del comportamiento de estas cargas frente a una demanda promedio mensual estimada de 160 GWh-mes.

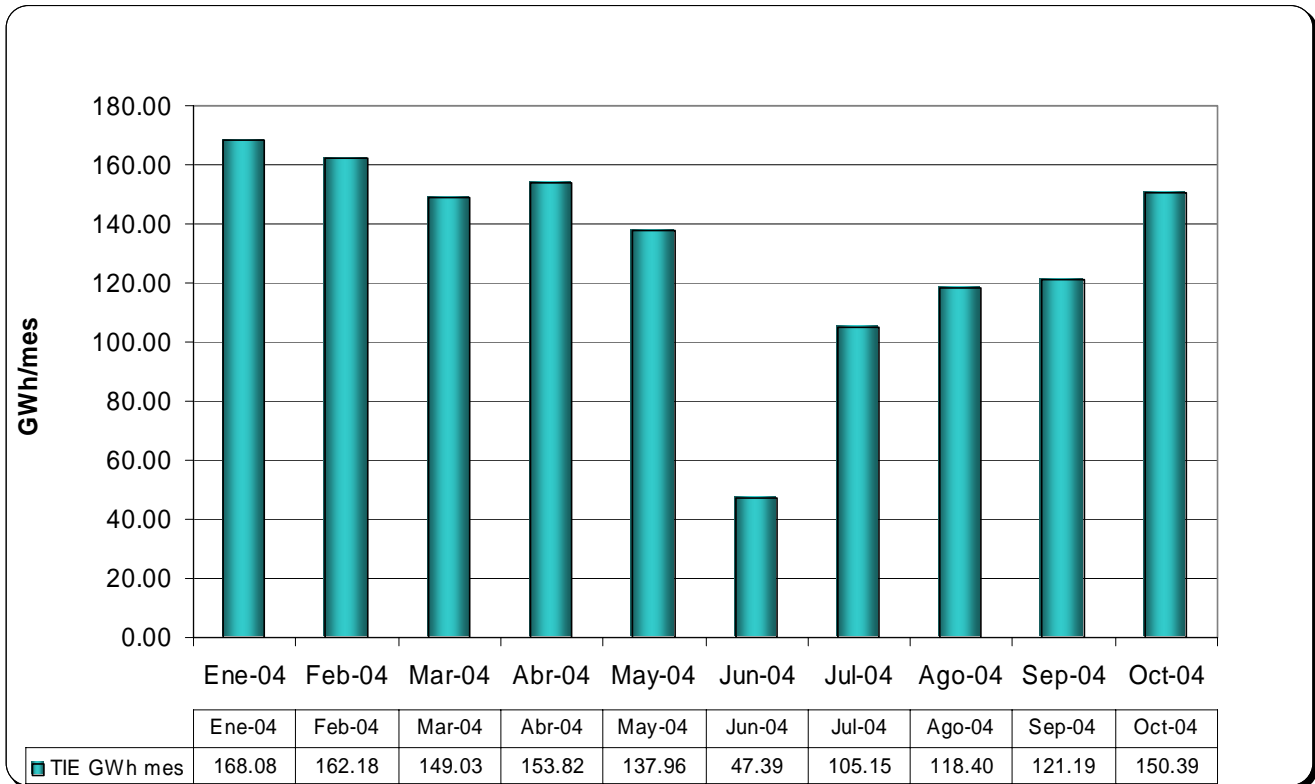


Gráfica 1-4. Evolución del comportamiento mensual de las cargas especiales vs el consumo medio esperado.

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



Respecto a la evolución de las TIEs, se observa que en el periodo enero a mayo, esta demanda tuvo una variación entre 138 y 168 GWh con un notable decremento en Junio, producto de la disponibilidad de agua en el Ecuador, para recuperarse en los meses subsiguientes hasta llegar en octubre a 150GWh, como se aprecia en la Gráfica 1-5.



Gráfica 1-5. Evolución de las TIEs durante el 2004.



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

2 PROYECCIONES NACIONALES

2.1 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 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, 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.

2.2 Supuestos Noviembre de 2004

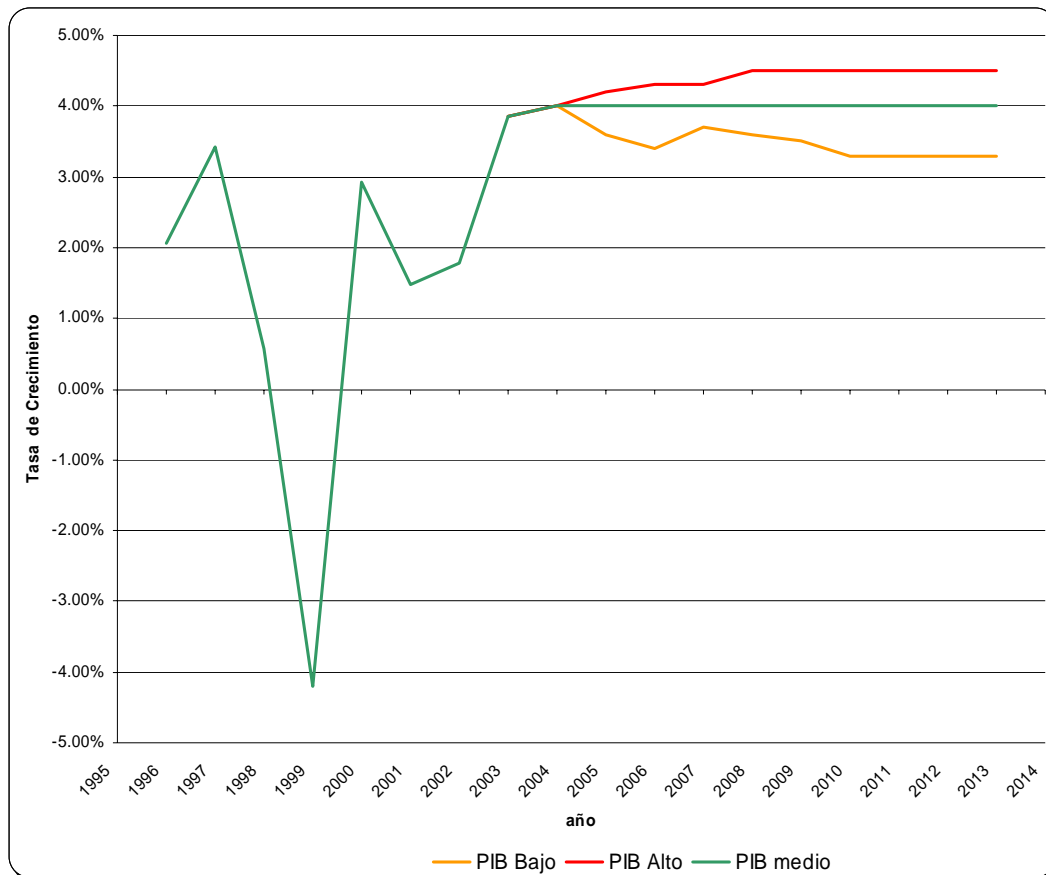
Para la presente revisión se emplearon las series actualizadas a la primera semana de noviembre de 2004.

2.2.1 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 5 de noviembre. La Gráfica 2-1, presenta estos escenarios



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



Fuente: DANE, DEE-DNP

Gráfica 2-1. Escenarios de crecimiento del PIB

2.2.2 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.

2.2.3 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 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 para realizar inversiones en recuperación de pérdidas.

AÑO	% de pérdidas
2004	21.90%
2005	21.40%
2006	21.09%
2007	20.77%
2008	20.46%
2009	20.14%
2010	19.83%
2011	19.70%
2012	19.70%
2013	19.70%
2014	19.70%

Tabla 3. Porcentaje de pérdidas aplicadas al sistema de distribución

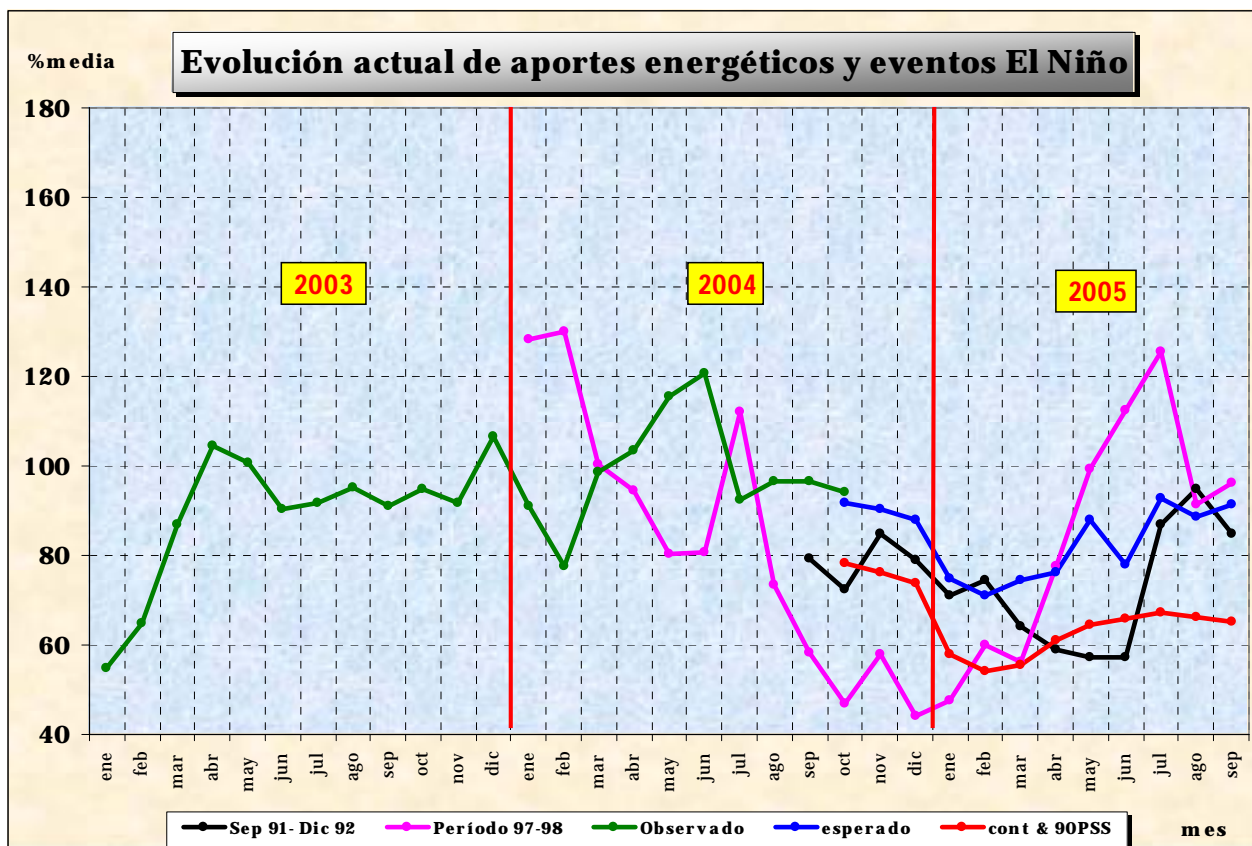
Estos porcentajes de pérdidas en los sistemas de distribución son aplicados sobre los valores de ventas que arrojan los modelos. Para cada año la diferencia de pérdidas entre años consecutivos son asumidos como demanda recuperada, que pasan a ser parte de las ventas con un rezago de un año. Es así como 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.

2.2.4 Cargas especiales

En esta revisión se ajustan las demandas por este concepto con base en información de los respectivos agentes: OXI, Cerrejón y Cerromatoso. Es de anotar que a partir del año 2005 se generaron sensibilidades en escenario alto y bajo basados en las información histórica y la capacidad de las conexiones. Es así como en el escenario medio se espera 1995 GWh año, en el escenario alto 2017 GWh y para el escenario bajo 1951 GWh año.

2.2.5 Efectos climáticos

Para esta revisión se decidió introducir un efecto climático tomando en cuenta las previsiones que sobre posibilidad de acontecimiento de un fenómeno climático tipo niño leve se han identificado en los comités de seguimiento a la situación energética del país; se tomó la duración prevista en el escenario de hidrología seca esperada, acordado por el Subcomité Hidrológico del CNO.



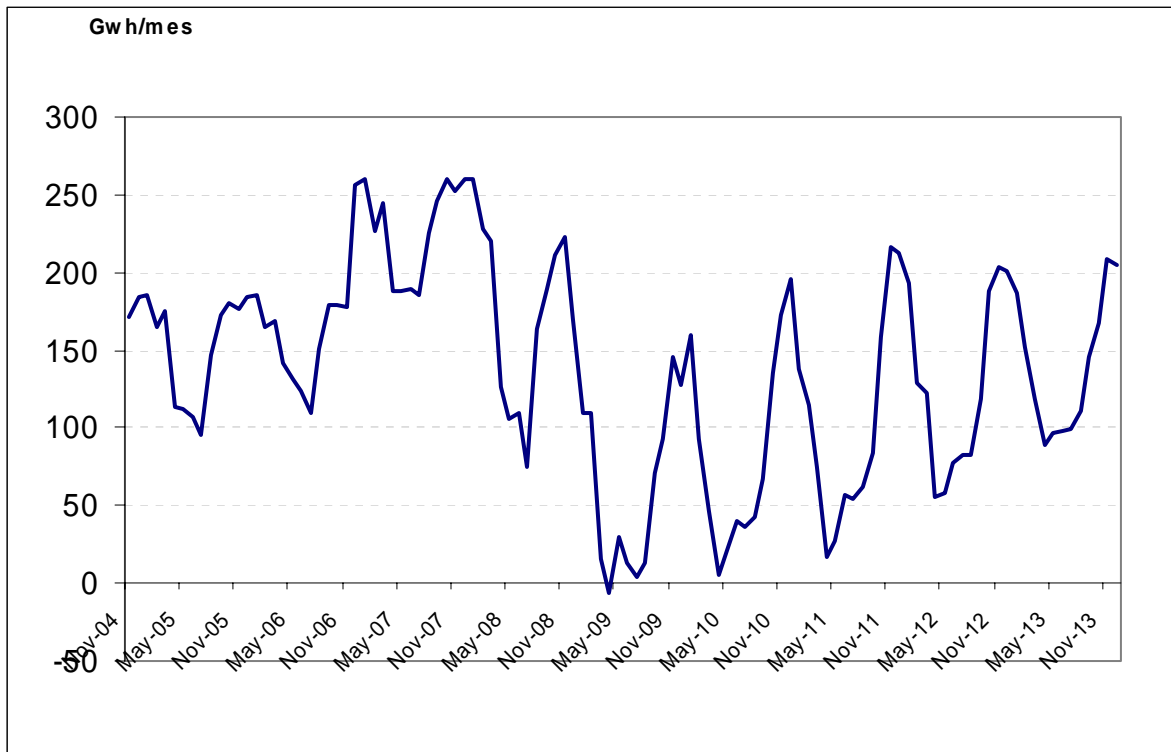
Gráfica 2-2 Escenarios hidrológicos Comité de Plantas Hidráulicas

En la proyección, el factor climático solo afecta el escenario alto de demanda mensual, incrementando los valores según los porcentajes que se observan en la Tabla 4.

	ALTO*
Dic-04	0.50%
Ene-05	1.15%
Feb-05	1.10%
Mar-05	0.80%
Abr-05	0.70%
May-05	0.50%
Jun-05	0.50%

Tabla 4 Factor Efecto Climático

2.2.6 TIE¹



Fuente: Cálculos UPME

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

¹ Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo, Resolución CREG 004 de 2003



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

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.

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

2.3 Escenarios de proyección de energía eléctrica

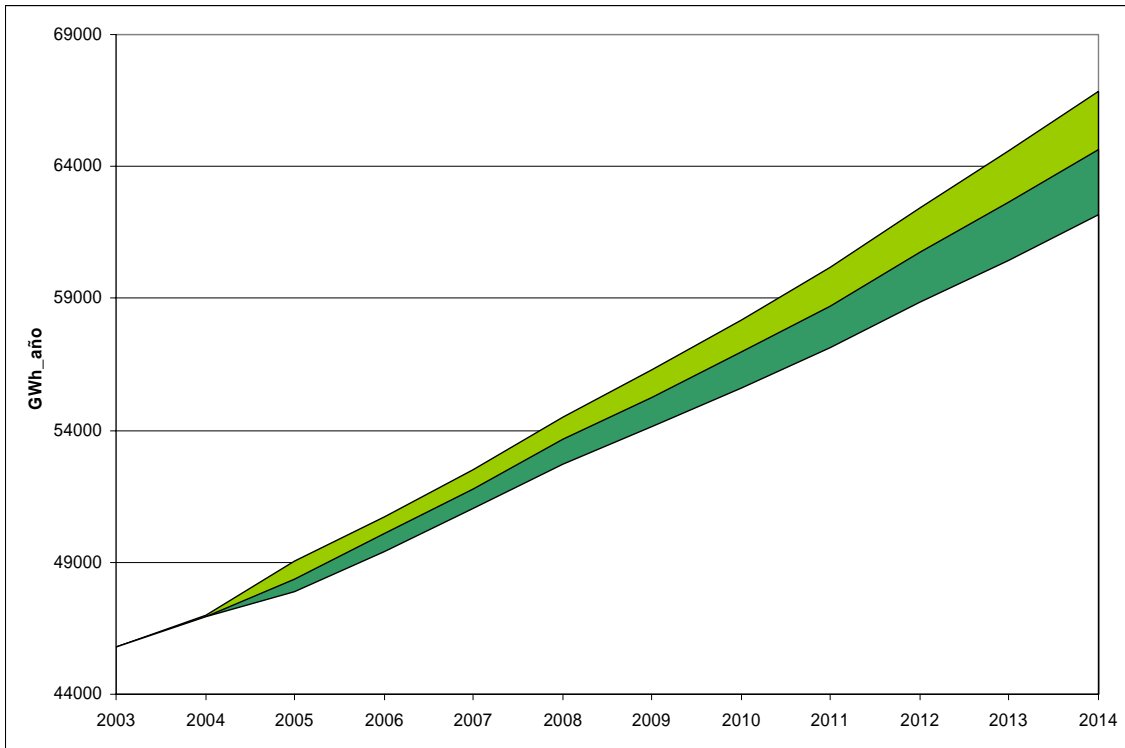
A continuación se presentan las proyecciones de demanda de energía eléctrica doméstica del SIN.

	ALTO	Tasa	MEDIO	Tasa	BAJO	Tasa
2004	46989	2.7%	46961	2.6%	46953	2.6%
2005	49049	4.4%	48361	3.0%	47862	1.9%
2006	50704	3.4%	50106	3.6%	49432	3.3%
2007	52502	3.5%	51799	3.4%	51020	3.2%
2008	54514	3.8%	53641	3.6%	52722	3.3%
2009	56309	3.3%	55254	3.0%	54158	2.7%
2010	58206	3.4%	56956	3.1%	55612	2.7%
2011	60188	3.4%	58729	3.1%	57121	2.7%
2012	62454	3.8%	60768	3.5%	58877	3.1%
2013	64568	3.4%	62639	3.1%	60445	2.7%
2014	66855	3.5%	64663	3.2%	62147	2.8%

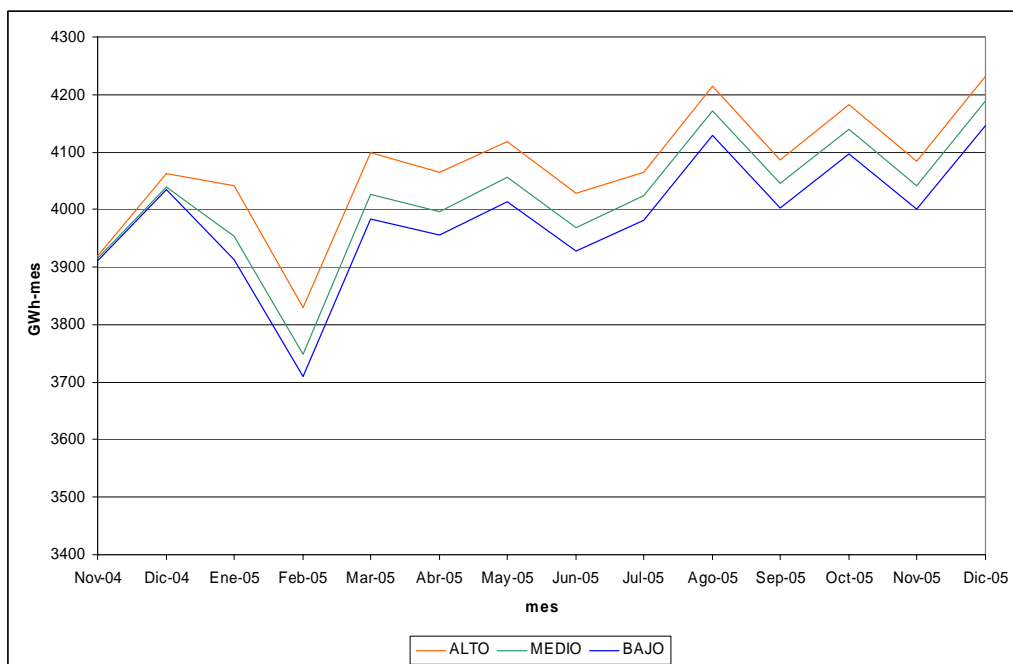
Tabla 5. Escenarios de proyección de Demanda Total Doméstica de energía eléctrica en GWh/año

En la Gráfica 2-4, se presenta el túnel de proyección de la demanda total doméstica de energía eléctrica en el horizonte de proyección.

En el Gráfica 2-5 se presenta el túnel de proyección para el año 2005, se incluyen los meses de noviembre y diciembre de 2004.



Gráfica 2-4. Túnel de proyección de demanda doméstica de energía eléctrica 2004-2014



Gráfica 2-5. Túnel de proyección de demanda doméstica de energía eléctrica 2004

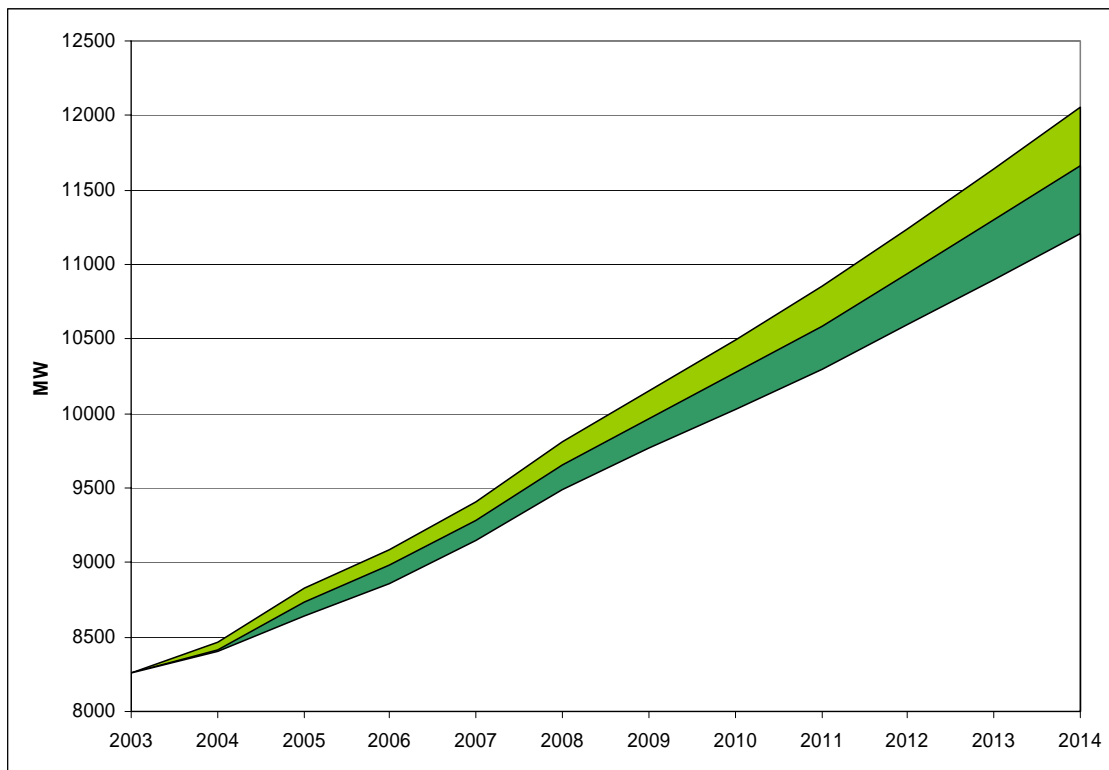
2.4 Escenarios de proyección de potencia

A continuación se presenta la demanda de potencia máxima anual para el horizonte de proyección, Tabla 6.

	ALTO	Tasa	MEDIO	Tasa	BAJO	Tasa
2004	8466	2.5%	8415	1.9%	8407	1.8%
2005	8825	4.2%	8734	3.8%	8644	2.8%
2006	9085	3.0%	8978	2.8%	8857	2.5%
2007	9410	3.6%	9284	3.4%	9145	3.2%
2008	9809	4.2%	9652	4.0%	9486	3.7%
2009	10154	3.5%	9964	3.2%	9767	3.0%
2010	10496	3.4%	10271	3.1%	10029	2.7%
2011	10854	3.4%	10591	3.1%	10301	2.7%
2012	11239	3.5%	10935	3.3%	10594	2.8%
2013	11644	3.6%	11296	3.3%	10900	2.9%
2014	12056	3.5%	11661	3.2%	11207	2.8%

Tabla 6 Escenarios de proyección de potencia de la demanda doméstica en MW

En la Gráfica 2-6 se observa el túnel de proyección de Potencia para la demanda total doméstica en el horizonte de proyección.



Gráfica 2-6. Túnel de proyección de demanda doméstica de Potencia 2004 - 2014

3 ANEXO.

3.1 Definiciones

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

Demanda Total Doméstica²: 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)¹: 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 Total¹: 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.

² Definición Resolución CREG 004 de 2003



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

3.2 Desagregación mensual de energía y potencia total doméstica 2004-2014

Demanda de energía total doméstica Gwh				Potencia total domestica MW			
	ALTO	MEDIO	BAJO		ALTO	MEDIO	BAJO
Nov-04	3919	3915	3911	Nov-04	8109	8100	8093
Dic-04	4063	4039	4035	Dic-04	8466	8415	8407
TOTAL	46989	46961	46953	Máxima	8466	8415	8407
Ene-05	4041	3955	3914	Ene-05	8123	7948	7866
Feb-05	3829	3748	3710	Feb-05	8246	8073	7990
Mar-05	4100	4026	3984	Mar-05	8210	8062	7979
Abr-05	4066	3996	3955	Abr-05	8436	8292	8206
May-05	4118	4056	4014	May-05	8149	8026	7943
Jun-05	4029	3968	3928	Jun-05	8263	8138	8054
Jul-05	4066	4024	3982	Jul-05	8056	7974	7892
Ago-05	4214	4171	4128	Ago-05	8240	8156	8071
Sep-05	4087	4045	4003	Sep-05	8247	8163	8079
Oct-05	4183	4140	4097	Oct-05	8239	8155	8071
Nov-05	4084	4042	4000	Nov-05	8450	8364	8277
Dic-05	4232	4188	4145	Dic-05	8825	8734	8644
TOTAL	49049	48361	47862	Máxima	8825	8734	8644
Ene-06	4179	4129	4074	Ene-06	8399	8300	8188
Feb-06	3942	3896	3843	Feb-06	8490	8390	8277
Mar-06	4332	4281	4223	Mar-06	8676	8574	8458
Abr-06	4079	4031	3977	Abr-06	8464	8364	8252
May-06	4296	4246	4189	May-06	8501	8401	8288
Jun-06	4120	4072	4017	Jun-06	8449	8349	8237
Jul-06	4228	4178	4121	Jul-06	8377	8279	8167
Ago-06	4341	4290	4232	Ago-06	8487	8387	8274
Sep-06	4238	4188	4132	Sep-06	8553	8452	8338
Oct-06	4348	4297	4239	Oct-06	8565	8464	8350
Nov-06	4243	4193	4137	Nov-06	8780	8677	8560
Dic-06	4357	4305	4247	Dic-06	9085	8978	8857
TOTAL	50704	50106	49432	Máxima	9085	8978	8857
Ene-07	4302	4245	4181	Ene-07	8647	8531	8403
Feb-07	4087	4032	3971	Feb-07	8801	8684	8553
Mar-07	4488	4428	4361	Mar-07	8988	8868	8734
Abr-07	4239	4182	4119	Abr-07	8795	8677	8547
May-07	4438	4379	4313	May-07	8781	8664	8533
Jun-07	4280	4223	4159	Jun-07	8777	8660	8530
Jul-07	4379	4320	4255	Jul-07	8677	8561	8432
Ago-07	4505	4444	4378	Ago-07	8807	8690	8559
Sep-07	4365	4307	4242	Sep-07	8809	8691	8560
Oct-07	4517	4456	4389	Oct-07	8896	8777	8645
Nov-07	4390	4331	4266	Nov-07	9083	8961	8827
Dic-07	4513	4452	4385	Dic-07	9410	9284	9145
TOTAL	52502	51799	51020	Máxima	9410	9284	9145



Demanda de energía total doméstica Gwh				Potencia total domestica MW			
	ALTO	MEDIO	BAJO		ALTO	MEDIO	BAJO
Ene-08	4442	4371	4296	Ene-08	8928	8785	8634
Feb-08	4334	4266	4195	Feb-08	9012	8872	8724
Mar-08	4573	4500	4422	Mar-08	9158	9011	8857
Abr-08	4417	4346	4272	Abr-08	9165	9018	8863
May-08	4605	4531	4453	May-08	9111	8965	8811
Jun-08	4406	4336	4261	Jun-08	9036	8891	8739
Jul-08	4581	4507	4430	Jul-08	9078	8932	8779
Ago-08	4645	4571	4492	Ago-08	9083	8937	8783
Sep-08	4555	4481	4405	Sep-08	9191	9043	8888
Oct-08	4688	4613	4534	Oct-08	9234	9086	8930
Nov-08	4563	4490	4413	Nov-08	9442	9290	9131
Dic-08	4704	4628	4549	Dic-08	9809	9652	9486
TOTAL	54514	53641	52722	Máxima	9809	9652	9486
Ene-09	4599	4513	4423	Ene-09	9243	9069	8890
Feb-09	4362	4281	4196	Feb-09	9395	9219	9037
Mar-09	4734	4645	4553	Mar-09	9481	9303	9119
Abr-09	4573	4487	4398	Abr-09	9488	9310	9126
May-09	4767	4678	4585	May-09	9432	9255	9072
Jun-09	4562	4476	4387	Jun-09	9354	9179	8997
Jul-09	4742	4653	4561	Jul-09	9397	9221	9038
Ago-09	4809	4719	4625	Ago-09	9402	9226	9043
Sep-09	4715	4627	4535	Sep-09	9514	9336	9151
Oct-09	4853	4762	4668	Oct-09	9560	9381	9195
Nov-09	4724	4635	4543	Nov-09	9774	9591	9401
Dic-09	4869	4778	4683	Dic-09	10154	9964	9767
TOTAL	56309	55254	54158	Máxima	10154	9964	9767
Ene-10	4754	4652	4542	Ene-10	9554	9349	9128
Feb-10	4509	4413	4308	Feb-10	9712	9503	9279
Mar-10	4894	4788	4676	Mar-10	9800	9590	9364
Abr-10	4727	4625	4516	Abr-10	9808	9597	9371
May-10	4927	4822	4708	May-10	9750	9541	9315
Jun-10	4715	4614	4505	Jun-10	9670	9462	9239
Jul-10	4902	4797	4684	Jul-10	9714	9505	9281
Ago-10	4971	4864	4750	Ago-10	9719	9510	9286
Sep-10	4874	4769	4657	Sep-10	9835	9624	9397
Oct-10	5017	4909	4793	Oct-10	9882	9669	9441
Nov-10	4883	4778	4665	Nov-10	10103	9886	9653
Dic-10	5033	4925	4809	Dic-10	10496	10271	10029
TOTAL	58206	56956	55612	Máxima	10496	10271	10029
Ene-11	4915	4796	4665	Ene-11	9879	9640	9376
Feb-11	4663	4550	4425	Feb-11	10043	9799	9531
Mar-11	5060	4938	4802	Mar-11	10134	9888	9618
Abr-11	4888	4769	4639	Abr-11	10142	9896	9625
May-11	5095	4972	4836	May-11	10082	9837	9568
Jun-11	4876	4758	4627	Jun-11	9999	9756	9489
Jul-11	5069	4946	4811	Jul-11	10045	9801	9533
Ago-11	5140	5016	4878	Ago-11	10050	9806	9538
Sep-11	5040	4917	4783	Sep-11	10170	9923	9652
Oct-11	5188	5062	4923	Oct-11	10218	9970	9697
Nov-11	5049	4927	4792	Nov-11	10447	10194	9915
Dic-11	5205	5079	4940	Dic-11	10854	10591	10301
TOTAL	60188	58729	57121	Máxima	10854	10591	10301



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	5090	4952	4798	Ene-12	10230	9953	9643
Feb-12	4958	4828	4681	Feb-12	10311	10039	9735
Mar-12	5240	5098	4939	Mar-12	10494	10210	9891
Abr-12	5061	4924	4771	Abr-12	10501	10217	9899
May-12	5276	5133	4973	May-12	10440	10157	9841
Jun-12	5049	4912	4759	Jun-12	10354	10073	9759
Jul-12	5249	5107	4948	Jul-12	10401	10120	9804
Ago-12	5323	5179	5017	Ago-12	10407	10125	9810
Sep-12	5219	5077	4919	Sep-12	10531	10246	9926
Oct-12	5372	5226	5063	Oct-12	10581	10295	9974
Nov-12	5228	5087	4928	Nov-12	10818	10525	10197
Dic-12	5389	5244	5080	Dic-12	11239	10935	10594
TOTAL	62454	60768	58877	Máxima	11239	10935	10594
Ene-13	5273	5116	4936	Ene-13	10598	10282	9921
Feb-13	5002	4853	4683	Feb-13	10774	10452	10086
Mar-13	5428	5266	5082	Mar-13	10872	10547	10177
Abr-13	5244	5087	4909	Abr-13	10880	10555	10185
May-13	5466	5303	5117	May-13	10816	10492	10125
Jun-13	5231	5074	4897	Jun-13	10726	10406	10041
Jul-13	5438	5275	5091	Jul-13	10776	10454	10088
Ago-13	5514	5350	5162	Ago-13	10782	10459	10093
Sep-13	5406	5245	5061	Sep-13	10910	10584	10213
Oct-13	5565	5399	5210	Oct-13	10962	10634	10262
Nov-13	5417	5255	5071	Nov-13	11208	10873	10492
Dic-13	5584	5417	5227	Dic-13	11644	11296	10900
TOTAL	64568	62639	60445	Máxima	11644	11296	10900
Ene-14	5460	5281	5075	Ene-14	10974	10614	10201
Feb-14	5179	5010	4815	Feb-14	11155	10789	10370
Mar-14	5621	5436	5225	Mar-14	11257	10888	10464
Abr-14	5429	5251	5047	Abr-14	11265	10896	10472
May-14	5660	5474	5261	May-14	11199	10832	10410
Jun-14	5416	5238	5035	Jun-14	11106	10742	10324
Jul-14	5630	5446	5234	Jul-14	11157	10792	10372
Ago-14	5710	5523	5308	Ago-14	11163	10797	10377
Sep-14	5598	5414	5204	Sep-14	11296	10926	10501
Oct-14	5762	5573	5356	Oct-14	11350	10978	10551
Nov-14	5608	5425	5213	Nov-14	11605	11224	10787
Dic-14	5781	5592	5374	Dic-14	12056	11661	11207
TOTAL	66855	64663	62147	Máxima	12056	11661	11207