

**MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA**

**DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA Y POTENCIA**

**TOMO 2**

**2008**

2818  
201-202

335.7952  
50941p  
EJ 1



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, marzo de 2008

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*

*Carrera 50 No. 26 – 20*

*PBX : (57) 1 2220601 FAX: (57) 1 2219537*

*Bogotá D.C. Colombia*

*Marzo de 2008*



## UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA

### INDICE

1	RESUMEN EJECUTIVO .....	6
2	INTRODUCCIÓN .....	7
3	EVOLUCION DE LA DEMANDA DE ENERGIA ELÉCTRICA 2006-2007.....	8
3.1	Crecimiento .....	8
3.1.1	Comportamiento de la demanda regulada.....	9
3.1.2	Comportamiento de la demanda no regulada.....	11
3.2	Desviación del pronóstico .....	12
3.2.1	Demanda eléctrica Nacional .....	12
3.2.2	Comportamiento de las transacciones internacionales de electricidad .....	13
4	PROYECCIONES NACIONALES .....	15
4.1	Metodología .....	15
4.2	Supuestos de la presente revisión.....	17
4.2.1	PIB .....	17
4.2.2	Pérdidas de Energía Eléctrica del STN.....	18
4.2.3	Pérdidas de energía eléctrica en el sistema de distribución .....	18
4.2.4	Cargas especiales.....	19
4.3	Escenarios de proyección de energía eléctrica .....	20
4.4	Escenarios de proyección de potencia .....	22
	ANEXO A Proyección Desagregada mensual de energía y potencia.....	24
	ANEXO B Distribución de la demanda de energía eléctrica por sectores .....	30
	ANEXO C Rango de confianza superior e inferior de los modelo de proyección .....	33
	ANEXO D Escenarios de Demanda en Uso Racional de Energía .....	35
	ANEXO E Proyección de Exportaciones e Importaciones de Energía Eléctrica .....	61

### LISTA DE GRAFICAS

Gráfica 3.1	Seguimiento mensual de la demanda de energía eléctrica, último año.....	8
Gráfica 3.2	Comportamiento del PIB, consumo final y demanda eléctrica.....	9
Gráfica 3.3.	Crecimiento mes a mes de la demanda regulada, último año.....	10
Gráfica 3.4.	Participación de la demanda regulada y no regulada, últimos dos años.....	10
Gráfica 3.5.	Crecimiento mes a mes de la demanda no regulada, último año.....	11
Gráfica 3.6.	Evolución del comportamiento mensual de las transacciones de electricidad con otros países.....	14
Gráfica 4.1	Escenarios de crecimiento del PIB.....	18
Gráfica 4.2	Comportamiento histórico de las pérdidas de energía eléctrica.....	19
Gráfica 4.3.	Banda de proyección de demanda nacional de energía eléctrica 2008.....	21
Gráfica 4.4.	Banda de proyección de demanda nacional de energía eléctrica 2008-2023.....	22
Gráfica 4.5.	Banda de proyección de demanda nacional de potencia eléctrica 2008 - 2023 .....	23



Gráfica C - 1 Túnel de escenarios y límites de confianza proyección mensual de energía eléctrica 2008.....	33
Gráfica C - 2 Túnel de escenarios y límites de confianza proyección mensual de potencia eléctrica 2008. ....	34
Gráfica D - 1 Participación de los sectores económicos en las ventas de energía eléctrica en Colombia.....	36
Gráfica D - 2 Tenencia de equipos eléctricos en los hogares colombianos, valores porcentuales.....	38
Gráfica D - 3 Consumo de energía eléctrica per cápita según estratos, para diferentes ciudades. ....	39
Gráfica D - 4 Consumo de energía eléctrica per cápita según usos y estratos en la ciudad de Bogotá. ....	40
Gráfica D - 5 Consumo de energía eléctrica per cápita según usos y estratos en la ciudad de Medellín. ....	40
Gráfica D - 6 Consumo de energía eléctrica per cápita según usos y estratos en la ciudad de Barranquilla.....	41
Gráfica D - 7 Consumo de energía eléctrica per cápita según usos y estratos en la ciudad de Pasto. ....	41
Gráfica D - 8 Participación de los diferentes usos dentro del consumo residencial de energía eléctrica en Colombia.....	42
Gráfica D - 9 Participación de los diferentes tipos de iluminación en el sector residencial en Colombia.....	43
Gráfica D - 10 Curva de carga del consumo residencial de energía eléctrica, según usos. ....	44
Gráfica D - 11 Efectos de la sustitución de luminarias incandescentes por LFC en el sector residencial - Escenario 1.....	45
Gráfica D - 12 Efectos de la sustitución de luminarias incandescentes por LFC sobre la curva de carga de la demanda nacional de energía. Año 2015. ....	46
Gráfica D - 13 Efectos de la sustitución de luminarias incandescentes por LFC en el sector residencial - Escenario 2.....	48
Gráfica D - 14 Proyección de la demanda de energía eléctrica Escenario Base en relación a los Escenarios 1 y 2.....	50
Gráfica D - 15 Proyección de la demanda máxima de potencia eléctrica Escenario Medio en relación a los Escenarios 1 y 2.....	51
Gráfica D - 16 Variación curva de duración de carga Escenario Medio en relación a los Escenarios 1 y 2. ....	51
Gráfica D - 17 Curva de carga del consumo del sector terciario según usos. ....	53
Gráfica D - 18 Participación de los diferentes tipos de iluminación en el sector terciario en Colombia. ....	54
Gráfica D - 19 Efectos de la sustitución de luminarias fluorescentes T12 por T5 en el sector terciario en Colombia -Escenario 3. ....	55
Gráfica D - 20 Efectos de la sustitución de luminarias fluorescentes T12 por T5 sobre la curva de carga de la demanda nacional de energía en Colombia, año 2015.....	56
Gráfica D - 21 Proyección de la demanda de energía eléctrica Escenario Base y Escenario 3.....	57
Gráfica D - 22 Proyección de la demanda de potencia eléctrica Escenario Base y Escenario 3. ....	58
Gráfica D - 23 Variación curva de duración de carga Escenario Base en relación al Escenario 3.....	59
Gráfica E - 1 Proyección de exportaciones e importaciones de energía eléctrica de Colombia.....	61

**LISTA DE TABLAS**

Tabla 3-1. Desviación de Pronóstico de energía, último año.....	12
Tabla 3-2. Desviación de Pronóstico de Potencia, último año. ....	13
Tabla 4-1. Escenarios de Demanda por cargas especiales.....	20
Tabla 4-2. Escenarios de proyección de Demanda Total Nacional de energía eléctrica en GWh/año.....	21
Tabla 4-3. Escenarios de proyección de potencia de la demanda nacional en MW.....	23



## UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA

Tabla A- 1 Desagregación mensual de energía y potencia total nacional 2007-2023	29
Tabla B - 1 Proyección de demanda Residencial .....	30
Tabla B - 2 Proyección de Demanda Comercial .....	31
Tabla B - 3 Proyección de Demanda Industrial .....	31
Tabla B - 4 Proyección de Demanda Otros .....	32
Tabla B - 5 Proyección de la participación de los sectores residencial y terciario en la demanda nacional de energía eléctrica .....	32
Tabla D - 1 Proyección de la demanda de energía eléctrica Escenario Base en relación a los Escenarios 1 y 2.	49
Tabla D - 2 Proyección de la demanda de potencia eléctrica Escenario Base en relación a los Escenarios 1 y 2.....	50
Tabla D - 3 Proyección de la demanda de energía eléctrica Escenarios Base y 3. ....	58
Tabla D - 4 Proyección de la demanda de potencia eléctrica Escenario Base y Escenario 3. ....	59
Tabla E - 1 Proyección de exportaciones e importaciones de energía eléctrica de Colombia .....	62





Libertad y Orden

## 1 RESUMEN EJECUTIVO

En la presente revisión de las proyecciones de demanda nacional de energía eléctrica se conservaron los supuestos de la revisión efectuada en octubre del año anterior. Esto en razón a que el Departamento Nacional de Planeación –DNP no modificó el reporte de sus proyecciones de crecimiento de la economía colombiana, y a que el comportamiento mostrado por la demanda desde la última proyección se ha mantenido dentro de lo considerado como previsible.

Con tales supuestos, las proyecciones indican que en condiciones de crecimiento alto de la economía, la tasa de crecimiento de la demanda anual de energía eléctrica sería de 4.9% hasta el 2011 y del 2011 al 2023 de 4.4%. En el escenario medio se espera una tasa media de 4.2% hasta el 2011 y de 3.7% para el periodo 2011 a 2023; el consumo esperado del año 2008 sería de 55,186 GWh y de 98,198 GWh en el 2023. Para el escenario bajo, que prevé un crecimiento menor de la economía, se espera una tasa media de incremento de 3.4% hasta el 2010 y del 2011 al 2023 de 2.9%. En cuanto a la potencia máxima anual, de un valor esperado para el año 2008 de 9495 MW, se espera llegar a los 10,341 MW en el año 2010 y a los 16,540 MW en el año 2023.

En cuanto a la demanda sectorial de energía, se espera que los sectores de mayor crecimiento sean el comercial, con tasa promedio de crecimiento para el horizonte de pronóstico en escenario medio de 7.4% y el industrial con 5.0%, seguidos del residencial con un crecimiento medio para el horizonte de pronóstico de 2.8%.

Se continuará haciendo monitoreo al comportamiento y si la demanda se mantiene por debajo del escenario bajo y de acuerdo con los análisis se harán ajustes en la próxima revisión.

## UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA

### 2 INTRODUCCIÓN

El presente documento constituye la actualización del documento *Proyección de demanda de energía eléctrica y potencia* presentado el pasado mes de octubre de 2007. La actualización no modifica la proyección anterior aun cuando el seguimiento muestra que se mantiene una tendencia a la baja en el crecimiento de la demanda tal como se identificó en octubre, con lo que se prevé que esta se mantenga en el escenario bajo e inclusive inferior por los próximos meses, esto se hace debido a la incertidumbre que producen eventos que están ad portas de definirse como lo es el comercio internacional y que podrían cambiar positivamente la tendencia en la demanda. La UPME continuará haciendo seguimiento y de ser necesario en próximas revisiones hará los ajustes pertinentes.

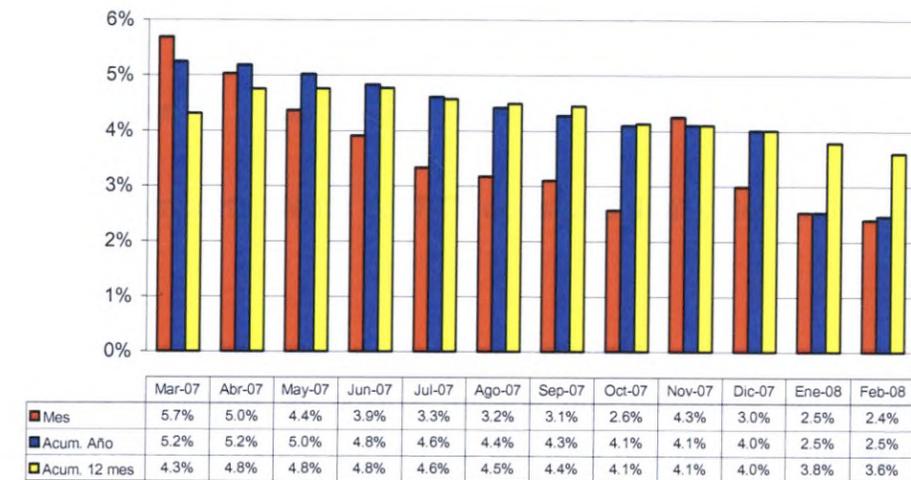
Como es habitual, en este documento de proyección se encontrará el seguimiento de lo acontecido durante el último año en la demanda nacional mes a mes y la desviación de pronóstico tanto para energía eléctrica como para potencia. Se incluye además en el Anexo D del presente documento un análisis de los efectos sobre la proyección de demanda de tres programas de uso racional de energía en alumbrado. El procedimiento para calcular tales efectos se basa en los estudios de caracterización del consumo de energía en los sectores residencial y terciario y de costos de racionamiento de energía realizados en la Unidad<sup>1</sup>. Con éstos fue posible conocer cómo consumen los diferentes hogares y establecimientos; saber cuánta energía demandan para iluminación, que clase de bombillas se usan, hábitos de uso, etc. A partir de los anterior y las guías de alumbrado desarrolladas también en la UPME, se pudo estimar el ahorro potencial de energía que lograrían estos usuarios sustituyendo bombillas. Finalmente, agregando los efectos potenciales sobre cada usuario, se determinó el efecto sobre la demanda nacional de energía eléctrica y potencia.

<sup>1</sup> Estos estudios son referenciados en el Anexo D del presente documento.

### 3 EVOLUCION DE LA DEMANDA DE ENERGIA ELÉCTRICA 2006-2007

#### Crecimiento

Durante el último año la tasa de crecimiento de la demanda de energía eléctrica ha evidenciado una baja. De tasas superiores al 5 % que se dieron en marzo y abril del año anterior, se ha bajado a tasas cercanas a 2.5 % al inicio del 2008. Lo anterior puede constituirse en evidencia de la desaceleración económica de la nación y del clima de incertidumbre respecto al futuro de las relaciones comerciales con otros países sumado con efectos locales como huelgas en grandes consumidores de energía.

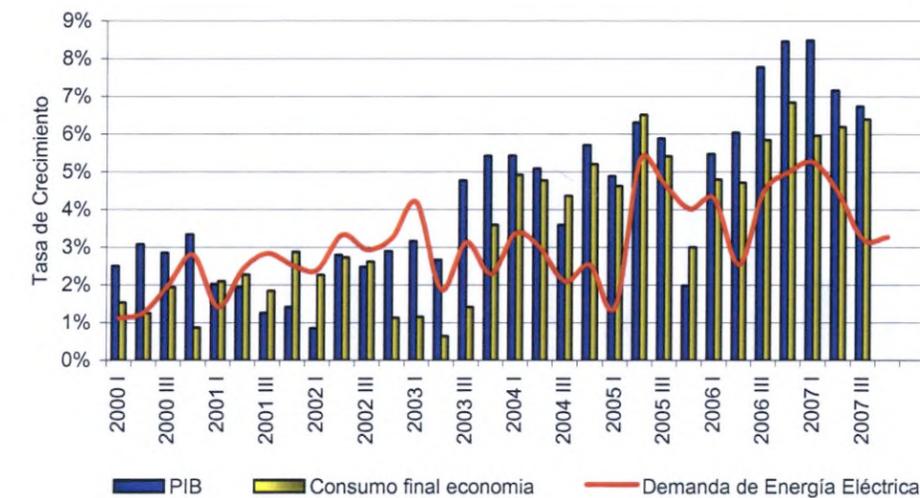


Gráfica 3.1 Crecimiento mensual de la demanda de energía eléctrica, último año

En general, el crecimiento de la demanda de energía eléctrica sigue relacionado con el crecimiento económico, como se puede evidenciar de la información de la Gráfica 3.2. Sin

## UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA

embargo, la elasticidad de ambas variables se ha venido reduciendo en los últimos quince años<sup>2</sup>.



**Gráfica 3.2 Comportamiento del PIB, consumo final y demanda eléctrica.**

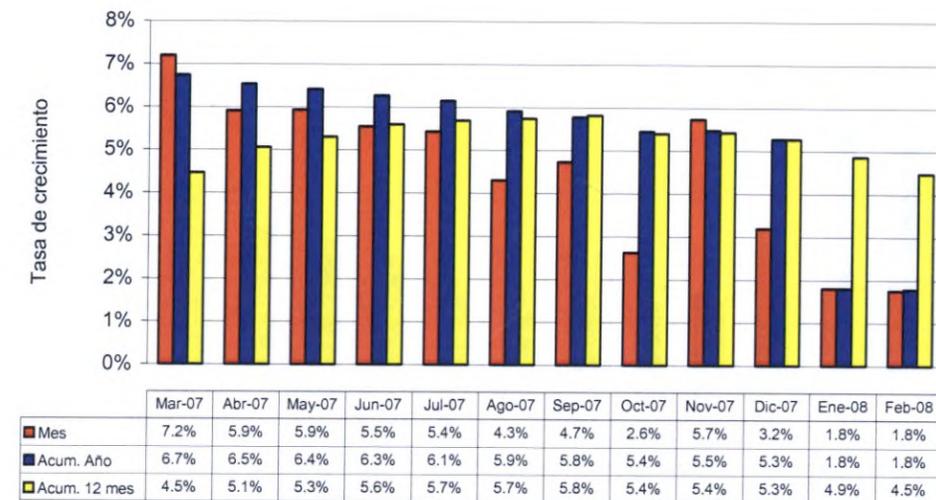
### 3.1.1 Comportamiento de la demanda regulada

En términos generales es posible advertir una tendencia descendente de la tasa de crecimiento de la demanda de energía eléctrica regulada, lo cual es consecuente con lo observado con la tasa de la demanda de energía eléctrica total. Como consecuencia de esto, la demanda regulada ha ganado progresivamente participación dentro del total,

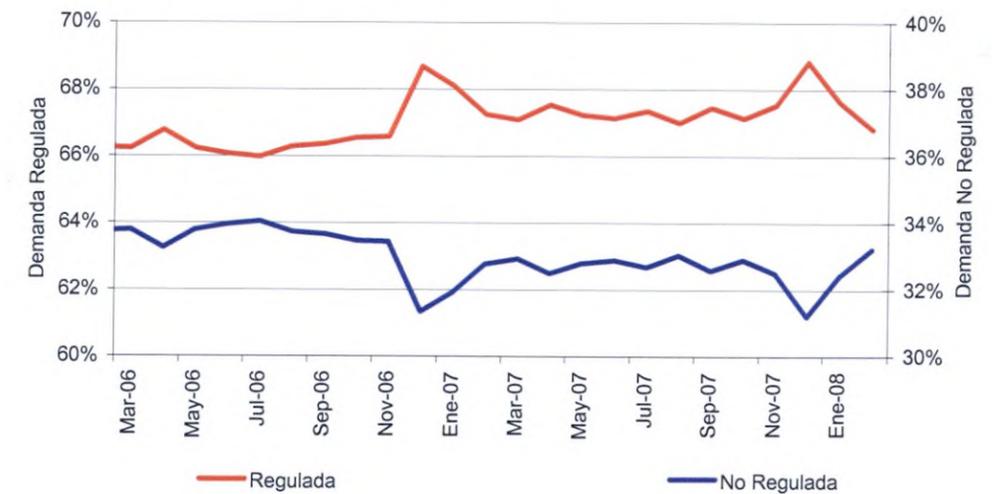
<sup>2</sup> Se han reconocido como causas cambios en la estructura económica del país y en los hábitos de consumo de los hogares; los cálculos determinan que en el año 1992 la intensidad energética era de 617 kW/millón Col\$<sub>1994</sub> y en el año 2006 esta magnitud había descendido a 542 kW/millón Col\$<sub>1994</sub>. Un análisis de este fenómeno se encuentra en el capítulo 4 del documento *Proyección de demanda de energía eléctrica y potencia, revisión julio de 2007*, el cual se encuentra disponible en el sitio web [www.siel.gov.co/Default.aspx?tabid=87](http://www.siel.gov.co/Default.aspx?tabid=87).

## UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA

alcanzando una magnitud superior al 67 % y estabilizándose en el presente año. Ver Gráfica 3.3 y Gráfica 3.4.



Gráfica 3.3. Crecimiento mes a mes de la demanda regulada, último año.

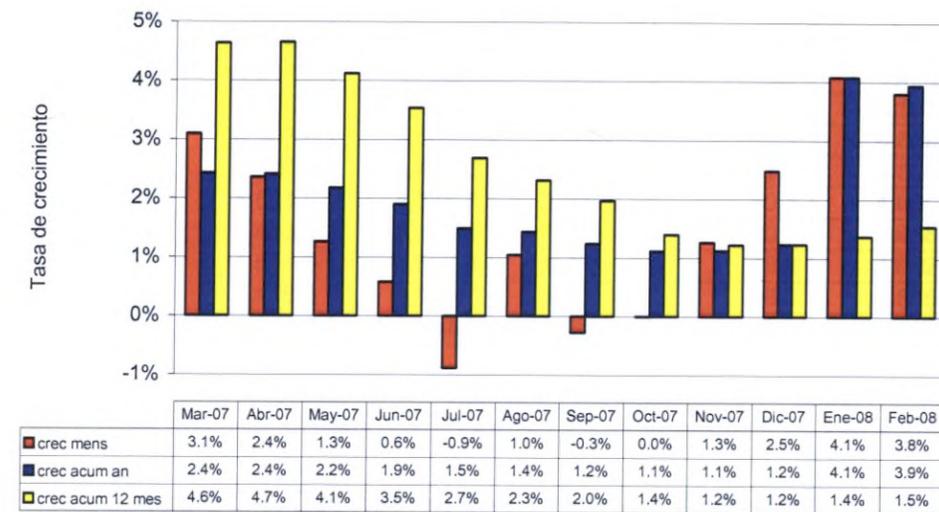


Gráfica 3.4. Participación de la demanda regulada y no regulada, últimos dos años.



### 3.1.2 Comportamiento de la demanda no regulada

La participación de la demanda no regulada que había mostrado una tendencia decreciente, reduciendo sus tasas de crecimiento de más de 7% mensual a tasas de 2% e incluso menores que cero (Ver Gráfica 3.5) ha mostrado en el año 2008 alguna recuperación de su tasa de crecimiento. La variación se puede explicar principalmente por el cambio de consumidores del régimen regulado al no regulado.



Gráfica 3.5. Crecimiento mes a mes de la demanda no regulada, último año.

Desviación del pronóstico

3.1.3 Demanda eléctrica Nacional

	Real GWh	Esc. Medio GWh	Desviación del Esc. Medio		Esc. Alto GWh	Esc. Bajo GWh
			%	GWh		
Mar-07	4,511.3	4,445.0	-1.5%	- 66.3	4,489.4	4,391.9
Abr-07	4,242.7	4,296.4	1.2%	53.7	4,341.8	4,245.7
May-07	4,474.7	4,503.5	0.6%	28.8	4,551.0	4,450.4
Jun-07	4,314.7	4,358.4	1.0%	43.7	4,404.4	4,307.0
Jul-07	4,468.6	4,503.7	0.8%	35.1	4,551.2	4,450.6
Ago-07	4,507.8	4,581.0	1.6%	73.2	4,629.3	4,527.0
Sep-07	4,414.7	4,483.0	1.5%	68.3	4,530.4	4,430.2
Oct-07	4,541.9	4,631.7	1.9%	89.8	4,680.5	4,577.0
Nov-07	4,453.6	4,433.4	-0.5%	- 20.2	4,468.4	4,398.3
Dic-07	4,544.9	4,563.8	0.4%	18.9	4,602.0	4,525.5
Ene-08	4,418.5	4,464.7	1.0%	46.3	4,505.9	4,423.6
Feb-08	4,314.7	4,384.0	1.6%	69.3	4,427.9	4,340.1

Tabla 3-1. Desviación de Pronóstico de energía, último año.

Aunque manteniéndose dentro de los límites de confianza, las proyecciones de demanda de energía eléctrica han mostrado una tendencia a mantenerse superiores a los valores efectivamente ocurrido durante el último año<sup>3</sup>. Lo anterior a pesar de haberse reajustado las proyecciones en octubre del año anterior. Esto constituye otra evidencia que apoya lo que empezaba a percibirse en esa oportunidad como una desaceleración en la demanda de energía en el país relacionada con la ya reconocida desaceleración económica (ver Tabla 3-1).

En cuanto a la demanda máxima de potencia, la Tabla 3-2 muestra que su comportamiento ha seguido uno semejante al observado con la demanda de energía. Y

<sup>3</sup> Se sugiere remitirse a los informes de seguimiento a la demanda de energía eléctrica disponibles en el sitio web [www.siel.gov.co](http://www.siel.gov.co), en el módulo de demanda.

## UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA

aún más, se ha observado como su tasa de crecimiento se ha vuelto menor al de la demanda de energía. Mientras en febrero de 2008 el crecimiento acumulado durante el último año de la demanda máxima de potencia fue de 3.1%<sup>4</sup>, el mismo crecimiento de la demanda de energía máxima fue de 3.6%. Esta tendencia a “aplanarse” la curva de carga puede explicarse por la progresiva menor participación del consumo residencial de energía eléctrica. Recuérdese que la demanda máxima que históricamente se ha presentado en la hora 19 es guiada principalmente por el consumo de los hogares.

	Real MW	Esc. Medio MW	Desviación del Esc. Medio		Esc. Alto MW	Esc. Bajo MW
			%	MW		
Mar-07	8,503.0	8,502.6	0.0%	- 0.4	8,594.4	8,394.2
Apr-07	8,515.0	8,535.1	0.2%	20.1	8,632.1	8,427.7
May-07	8,505.0	8,487.2	-0.2%	- 17.8	8,583.6	8,380.4
Jun-07	8,411.0	8,354.7	-0.7%	- 56.3	8,449.6	8,249.6
Jul-07	8,427.0	8,444.7	0.2%	17.7	8,540.7	8,338.4
Aug-07	8,509.0	8,544.2	0.4%	35.2	8,641.3	8,436.7
Sep-07	8,503.0	8,683.5	2.1%	180.5	8,782.2	8,574.3
Oct-07	8,784.0	8,733.8	-0.6%	- 50.2	8,833.1	8,623.7
Nov-07	8,833.0	8,823.6	-0.1%	- 9.4	8,907.4	8,739.8
Dec-07	9,093.0	9,153.1	0.7%	60.1	9,251.6	9,054.5
Jan-08	8,474.0	8,708.8	2.7%	234.8	8,820.1	8,597.4
Feb-08	8,678.0	8,808.2	1.5%	130.2	8,931.0	8,685.4

Tabla 3-2. Desviación de Pronóstico de Potencia, último año.

### 3.1.4 Comportamiento de las transacciones internacionales de electricidad

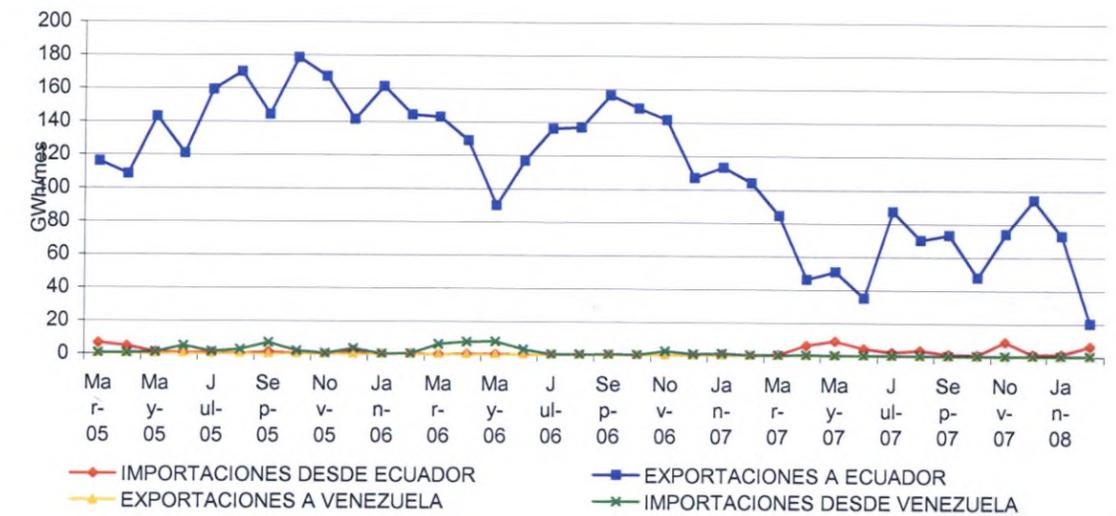
Durante el último año, las exportaciones de energía eléctrica a Ecuador han mostrado una baja sustancial, llegando en febrero de 2008 a un valor tan bajo como 20 GWh que no se había previamente registrado desde la entrada de las TIES. Lo anterior se origina en la entrada de nueva capacidad de generación eléctrica en ese país. De otra parte, las

<sup>4</sup> El mes de febrero del presente año tuvo 29 días; los valores referentes a este mes consideran tal particularidad de manera que sea comparable con el mes de febrero de años anteriores.



## UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA

importaciones de energía procedentes de Venezuela y Ecuador se han mantenido dentro de los bajos niveles históricos.



Gráfica 3.6. Evolución del comportamiento mensual de las transacciones de electricidad con otros países.

#### 4 PROYECCIONES NACIONALES

##### Metodología

Para la obtención de las proyecciones de demanda de energía eléctrica y potencia se emplea una combinación de diferentes modelos a fin de obtener la mejor aproximación a través del horizonte de pronóstico. La demanda de energía nacional (sin considerar transacciones internacionales) está constituida por la suma de las ventas de energía reportadas por las empresas distribuidoras, la demanda de las cargas industriales especiales y las pérdidas de transmisión y distribución.

$$\text{Demanda} = \text{Ventas (distribuidoras)} + \text{Cargas Especiales} + \text{Pérdidas}$$

Utilizando modelos econométricos se analiza el comportamiento anual de las series de ventas totales de energía<sup>5</sup>, ventas sectoriales y demanda de energía con relación a diferentes variables como Producto Interno Bruto –PIB, productos sectoriales nacionales, valor agregado de la economía, consumo final de la economía, índices de precios, población, etc.

Con los modelos econométricos se proyecta magnitudes de ventas de energía a escala anual. A estos es necesario agregar posteriormente las pérdidas de energía a nivel de distribución, subtransmisión y transmisión. Además, se adicionan las demandas de energía de cargas industriales (especiales por su tamaño) como son Occidental de Colombia OXY, Cerrejón y Cerromatoso, obteniéndose así el total de demanda nacional anual.

<sup>5</sup> Las series de ventas, PIB y otras se actualizaron a marzo de 2007.



De otra parte, utilizando datos mensuales de demanda de energía eléctrica nacional se realiza un análisis mediante series de tiempo. Éste, considerando efectos calendario, permite la obtención de una proyección mensual de la demanda de electricidad, la cual se agrega para llevarla a escala anual.

Las proyecciones anuales de demanda de energía para todo el horizonte de pronóstico se obtienen aplicando, de manera complementaria, ambas metodologías descritas anteriormente.

Posteriormente, se procede a realizar la desagregación a escala mensual de cada año de proyección. Para esto en el corto plazo<sup>6</sup> se emplea 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, aplicando la distribución mensual descrita por el comportamiento de la serie de demanda de los años 1999-2007. Finalmente, a este pronóstico mensualizado se adicionan elementos exógenos como efectos calendario particulares causados por años bisiestos, días festivos, etc., obteniéndose la proyección de demanda de energía eléctrica en el horizonte definido.

Para la obtención de la potencia, y dada la dificultad de proyectar un evento que se presenta durante una hora al mes, se parte de la demanda de energía eléctrica mensualizada a la que se aplica el factor de carga mensual, el cual se obtiene con base a la información de los últimos dos años<sup>7</sup>. Igualmente se introduce una sensibilidad en variación sobre este factor para lo cual se considera que puede cambiar tanto hacia abajo como hacia arriba. Este aspecto, junto con los escenarios de demanda de energía, permite completar la definición de los escenarios alto, medio y bajo de potencia. Además, en esta revisión se recurre a análisis de series de tiempo para complementar las proyecciones.

<sup>6</sup> Para efectos de proyección se considera corto plazo hasta diciembre del 2008

<sup>7</sup> Se emplean datos de los años 2005 y 2006 por asegurar una mejor calidad de los datos.

## UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA

Una vez obtenidas las proyecciones de potencia mensual, para cada año, se selecciona el valor máximo que será el valor de potencia máxima anual nacional.

Es importante anotar que se considera la perspectiva del operador del sistema. Para esto se cuenta con la valiosa colaboración del Grupo de Demanda de la empresa XM Compañía de Expertos en Mercados S.A.

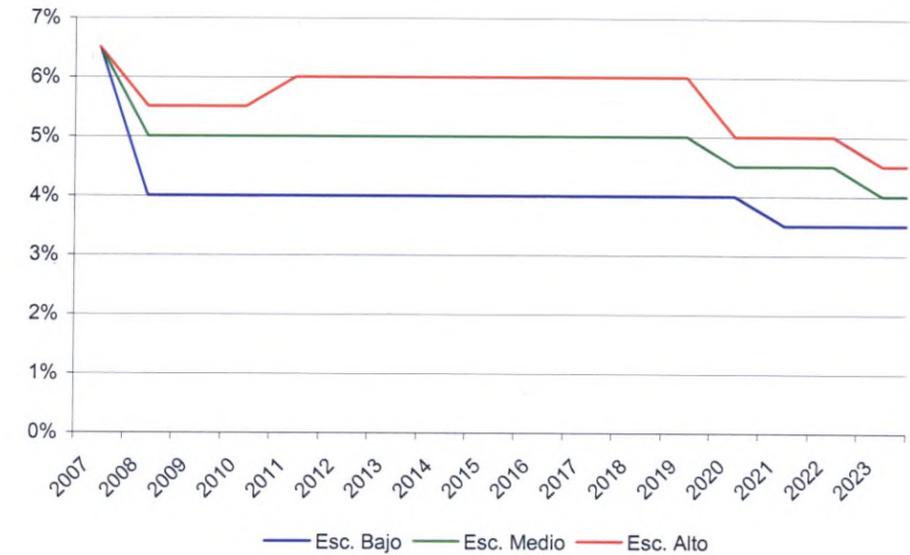
### Supuestos de la presente revisión

Para esta revisión se mantienen los supuestos básicos de la revisión pasada, como se muestra a continuación:

#### 4.1.1 PIB

Los escenarios empleados para las variables macroeconómicas fueron suministrados mediante comunicación directa del Departamento Nacional de Planeación -DNP, específicamente de la Dirección de Estudios Económicos.

como  
revisión  
al 11  
Se  
pro  
so



Fuente: DNP- DEE.

**Gráfica 4.1 Escenarios de crecimiento del PIB**

#### 4.1.2 Pérdidas de Energía Eléctrica del STN

Las pérdidas de energía eléctrica asociadas al Sistema de Transmisión Nacional (vistas desde el lado de baja tensión o de las ventas) mantienen su comportamiento histórico, por lo que se disminuyen para los escenarios medio y bajo a 2.4% y para el alto al 2,5% del total de las ventas de energía eléctrica. Estos valores se mantienen constantes a lo largo del horizonte de proyección.

#### 4.1.3 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.

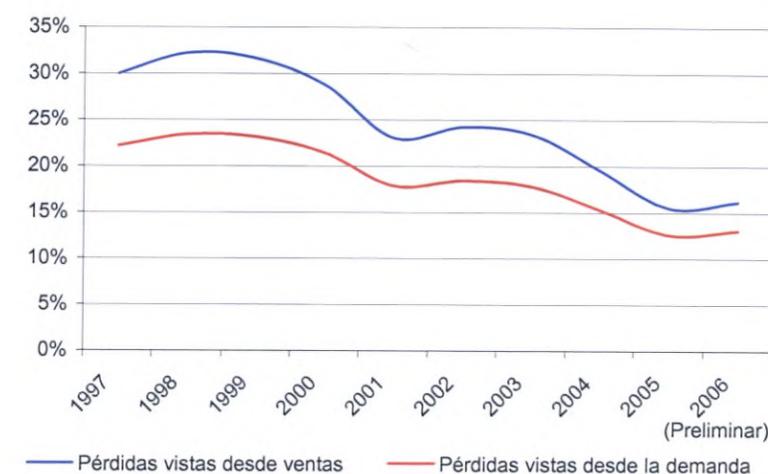
El escenario de pérdidas, que se mantiene de la revisión anterior, se obtiene a partir de la actualización de las series históricas de ventas. En la Gráfica 5-2 se puede apreciar el



## UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA

comportamiento de las pérdidas vistas desde las ventas y desde la demanda. De esta revisión se aprecia que las pérdidas llegaron en el 2005 al 13% vista desde la demanda, y al 16.5% vistas desde las ventas.

Se asumió que estos valores se mantienen constantes para todo el horizonte de pronóstico de esta revisión. Los porcentajes de pérdidas en los sistemas de distribución son aplicados sobre los valores de ventas que arrojan los modelos.



**Gráfica 4.2 Comportamiento histórico de las pérdidas de energía eléctrica**

### 4.1.4 Cargas especiales

En esta revisión se mantienen las demandas por cargas especiales de acuerdo con la perspectiva de los agentes y la posibilidad de satisfacer la demanda con la infraestructura disponible. Es así como en la tabla se muestra la demanda para el horizonte de pronóstico.



GWh	Alto	Medio	Bajo
2008	2,470	2,398	2,154
2009	2,516	2,404	2,164
2010	2,523	2,443	2,168
2011	2,533	2,449	2,170
2012	2,446	2,463	2,177
2013	2,382	2,398	2,205
2014	2,322	2,303	2,205
2015	2,210	2,241	2,152
2016	2,107	2,135	2,046
2017	1,932	2,025	1,936
2018	1,812	1,853	1,764
2019	1,812	1,733	1,644
2020	1,815	1,736	1,647
	...	...	...
2024	1,811	1,732	1,643

Tabla 4-1. Escenarios de Demanda por cargas especiales.

#### Escenarios de proyección de energía eléctrica

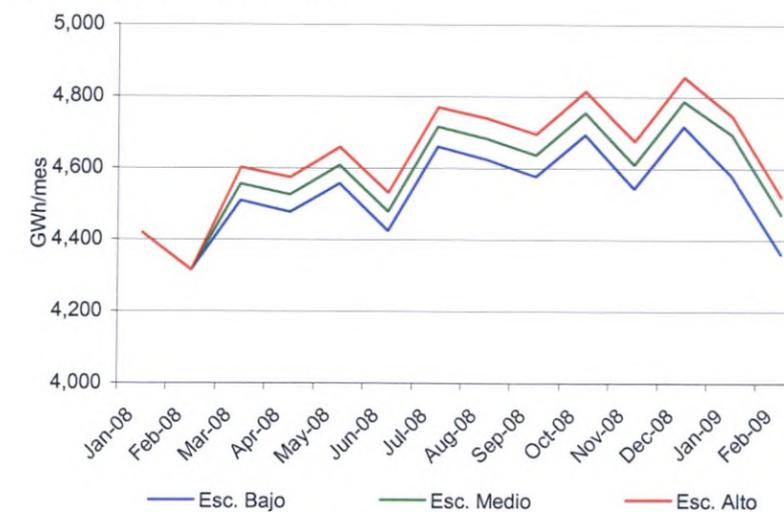
A continuación se presentan las proyecciones de demanda de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional SIN para el horizonte de pronóstico.

## UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA

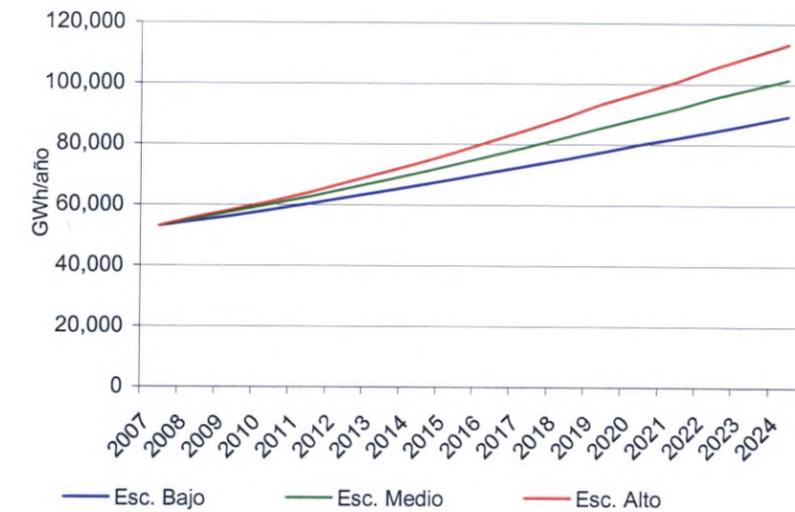
	Demanda en GWh/año			Crecimiento de la Demanda %		
	Esc. Bajo	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo	Esc. Medio	Esc. Alto
2007	52,851	52,851	52,851			
2008	54,531	55,186	55,841	3.2%	4.4%	5.7%
2009	56,132	57,556	58,206	2.9%	4.3%	4.2%
2010	58,027	59,887	60,748	3.4%	4.0%	4.4%
2011	60,017	62,313	63,737	3.4%	4.1%	4.9%
2012	62,035	64,935	67,047	3.4%	4.2%	5.2%
2013	64,110	67,563	70,276	3.3%	4.0%	4.8%
2014	66,230	70,224	73,566	3.3%	3.9%	4.7%
2015	68,366	73,041	77,149	3.2%	4.0%	4.9%
2016	70,580	76,028	80,992	3.2%	4.1%	5.0%
2017	72,782	79,064	84,928	3.1%	4.0%	4.9%
2018	74,955	82,121	88,963	3.0%	3.9%	4.8%
2019	77,288	85,405	93,333	3.1%	4.0%	4.9%
2020	79,835	88,475	96,978	3.3%	3.6%	3.9%
2021	81,970	91,631	100,731	2.7%	3.6%	3.9%
2022	84,146	95,132	105,154	2.7%	3.8%	4.4%
2023	86,598	98,198	109,145	2.9%	3.2%	3.8%
2024	89,121	101,258	113,046	2.9%	3.1%	3.6%

**Tabla 4-2. Escenarios de proyección de Demanda Total Nacional de energía eléctrica en GWh/año.**

En la Gráfica 5.3 se presenta la banda de proyección de la demanda mensual nacional de energía eléctrica para el año 2008.



**Gráfica 4.3. Banda de proyección de demanda nacional de energía eléctrica 2008.**



**Gráfica 4.4. Banda de proyección de demanda nacional de energía eléctrica 2008-2024.**

#### Escenarios de proyección de potencia

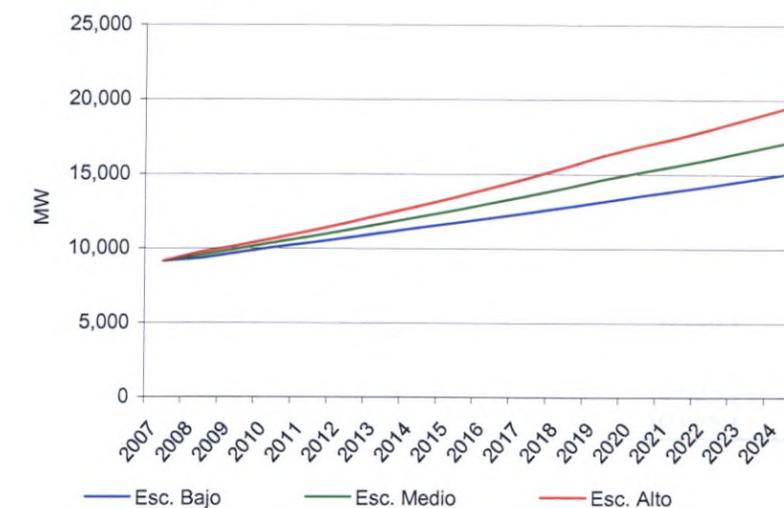
En la Tabla 4-3 se presenta la demanda de potencia máxima anual para el horizonte de proyección.

## UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA

	Demanda en MW			Crecimiento de la Demanda %		
	Esc. Bajo	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo	Esc. Medio	Esc. Alto
2007	9,093	9,093	9,093			
2008	9,284	9,495	9,706	2.1%	4.4%	6.7%
2009	9,660	9,906	10,137	4.1%	4.3%	4.4%
2010	10,026	10,341	10,617	3.8%	4.4%	4.7%
2011	10,337	10,745	11,134	3.1%	3.9%	4.9%
2012	10,659	11,177	11,675	3.1%	4.0%	4.9%
2013	11,007	11,625	12,240	3.3%	4.0%	4.8%
2014	11,355	12,078	12,825	3.2%	3.9%	4.8%
2015	11,687	12,538	13,421	2.9%	3.8%	4.6%
2016	12,022	13,014	14,055	2.9%	3.8%	4.7%
2017	12,374	13,517	14,717	2.9%	3.9%	4.7%
2018	12,726	14,031	15,424	2.8%	3.8%	4.8%
2019	13,097	14,575	16,190	2.9%	3.9%	5.0%
2020	13,501	15,084	16,818	3.1%	3.5%	3.9%
2021	13,842	15,526	17,375	2.5%	2.9%	3.3%
2022	14,192	16,011	18,016	2.5%	3.1%	3.7%
2023	14,576	16,540	18,715	2.7%	3.3%	3.9%
2024	14,970	17,078	19,420	2.7%	3.3%	3.8%

**Tabla 4-3. Escenarios de proyección de potencia de la demanda nacional en MW**

En la Gráfica 4.5 se observa la banda de proyección de Potencia para la demanda total nacional en el horizonte de proyección.



**Gráfica 4.5. Banda de proyección de demanda nacional de potencia eléctrica 2008 - 2024**

## UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA

### ANEXO A Proyección Desagregada mensual de energía y potencia.

	Demanda en GWh/mes			Potencia Máxima en MW		
	Esc. Bajo	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo	Esc. Medio	Esc. Alto
<b>Ene-08</b>	4,418	4,418	4,418	8,474	8,474	8,474
<b>Feb-08</b>	4,315	4,315	4,315	8,678	8,678	8,678
<b>Mar-08</b>	4,507	4,554	4,600	8,728	8,861	8,995
<b>Abr-08</b>	4,475	4,524	4,573	8,741	8,884	9,027
<b>May-08</b>	4,555	4,607	4,658	8,702	8,854	9,006
<b>Jun-08</b>	4,423	4,477	4,530	8,609	8,769	8,930
<b>Jul-08</b>	4,658	4,714	4,769	8,679	8,848	9,016
<b>Ago-08</b>	4,623	4,681	4,738	8,693	8,869	9,046
<b>Sep-08</b>	4,575	4,635	4,695	8,798	8,983	9,167
<b>Oct-08</b>	4,692	4,753	4,815	8,872	9,063	9,254
<b>Nov-08</b>	4,542	4,608	4,675	8,930	9,132	9,335
<b>Dic-08</b>	4,716	4,785	4,855	9,284	9,495	9,706
<b>Ene-09</b>	4,577	4,693	4,746	8,921	9,147	9,361
<b>Feb-09</b>	4,359	4,469	4,520	9,024	9,254	9,470
<b>Mar-09</b>	4,738	4,858	4,913	9,137	9,370	9,589
<b>Abr-09</b>	4,551	4,667	4,720	9,074	9,304	9,522
<b>May-09</b>	4,742	4,862	4,917	9,074	9,305	9,522
<b>Jun-09</b>	4,558	4,673	4,726	8,964	9,192	9,407
<b>Jul-09</b>	4,735	4,855	4,910	8,993	9,222	9,437
<b>Ago-09</b>	4,795	4,917	4,973	9,043	9,273	9,489
<b>Sep-09</b>	4,695	4,814	4,868	9,136	9,369	9,588
<b>Oct-09</b>	4,827	4,950	5,006	9,166	9,399	9,619
<b>Nov-09</b>	4,694	4,814	4,868	9,272	9,507	9,729
<b>Dic-09</b>	4,861	4,984	5,041	9,660	9,906	10,137
<b>Ene-10</b>	4,731	4,883	4,953	9,258	9,549	9,804
<b>Feb-10</b>	4,506	4,650	4,717	9,366	9,660	9,918
<b>Mar-10</b>	4,898	5,055	5,128	9,484	9,781	10,042
<b>Abr-10</b>	4,705	4,856	4,926	9,417	9,713	9,972
<b>May-10</b>	4,902	5,059	5,131	9,417	9,713	9,972
<b>Jun-10</b>	4,712	4,863	4,933	9,304	9,596	9,852
<b>Jul-10</b>	4,895	5,051	5,124	9,334	9,627	9,884
<b>Ago-10</b>	4,957	5,116	5,190	9,385	9,680	9,938
<b>Sep-10</b>	4,853	5,009	5,081	9,482	9,780	10,041
<b>Oct-10</b>	4,990	5,150	5,224	9,513	9,812	10,074
<b>Nov-10</b>	4,853	5,009	5,081	9,623	9,925	10,190
<b>Dic-10</b>	5,025	5,186	5,261	10,026	10,341	10,617

## UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA

	Demanda en GWh/mes			Potencia Máxima en MW		
	Esc. Bajo	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo	Esc. Medio	Esc. Alto
Jan-11	4,893	5,081	5,197	9,545	9,922	10,281
Feb-11	4,660	4,839	4,949	9,656	10,037	10,400
Mar-11	5,066	5,260	5,380	9,777	10,163	10,531
Apr-11	4,866	5,053	5,168	9,709	10,092	10,457
May-11	5,070	5,264	5,384	9,709	10,092	10,458
Jun-11	4,873	5,060	5,175	9,592	9,970	10,331
Jul-11	5,062	5,256	5,376	9,623	10,003	10,365
Aug-11	5,127	5,323	5,445	9,676	10,058	10,422
Sep-11	5,020	5,212	5,331	9,776	10,162	10,530
Oct-11	5,161	5,359	5,481	9,808	10,195	10,564
Nov-11	5,019	5,211	5,331	9,921	10,312	10,686
Dec-11	5,198	5,396	5,520	10,337	10,745	11,134
Jan-12	5,058	5,294	5,467	9,843	10,321	10,781
Feb-12	4,817	5,042	5,206	9,957	10,441	10,906
Mar-12	5,236	5,481	5,659	10,082	10,572	11,043
Apr-12	5,030	5,265	5,436	10,012	10,498	10,966
May-12	5,240	5,485	5,664	10,012	10,499	10,966
Jun-12	5,037	5,273	5,444	9,891	10,372	10,834
Jul-12	5,233	5,477	5,655	9,923	10,405	10,869
Aug-12	5,300	5,547	5,728	9,978	10,463	10,929
Sep-12	5,189	5,431	5,608	10,081	10,571	11,042
Oct-12	5,335	5,584	5,766	10,114	10,605	11,078
Nov-12	5,188	5,431	5,607	10,230	10,727	11,205
Dec-12	5,372	5,624	5,806	10,659	11,177	11,675
Jan-13	5,227	5,509	5,730	10,164	10,735	11,302
Feb-13	4,978	5,246	5,457	10,282	10,859	11,433
Mar-13	5,412	5,703	5,932	10,411	10,996	11,577
Apr-13	5,198	5,478	5,698	10,338	10,919	11,496
May-13	5,415	5,707	5,936	10,338	10,919	11,496
Jun-13	5,206	5,486	5,706	10,214	10,787	11,358
Jul-13	5,408	5,699	5,928	10,247	10,822	11,394
Aug-13	5,477	5,772	6,004	10,303	10,882	11,457
Sep-13	5,362	5,651	5,878	10,410	10,994	11,576
Oct-13	5,513	5,810	6,044	10,444	11,030	11,614
Nov-13	5,362	5,651	5,877	10,564	11,157	11,747
Dec-13	5,552	5,851	6,086	11,007	11,625	12,240



## UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA

	Demanda en GWh/mes			Potencia Máxima en MW		
	Esc. Bajo	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo	Esc. Medio	Esc. Alto
Jan-14	5,400	5,726	5,998	10,485	11,153	11,843
Feb-14	5,143	5,453	5,713	10,607	11,282	11,980
Mar-14	5,590	5,928	6,210	10,740	11,424	12,130
Apr-14	5,370	5,694	5,965	10,665	11,344	12,046
May-14	5,594	5,932	6,214	10,665	11,344	12,046
Jun-14	5,378	5,702	5,973	10,537	11,207	11,901
Jul-14	5,586	5,923	6,205	10,571	11,244	11,939
Aug-14	5,658	5,999	6,285	10,629	11,306	12,005
Sep-14	5,539	5,874	6,153	10,739	11,423	12,129
Oct-14	5,696	6,039	6,327	10,774	11,460	12,169
Nov-14	5,539	5,873	6,153	10,898	11,592	12,308
Dec-14	5,736	6,082	6,371	11,355	12,078	12,825
Jan-15	5,574	5,955	6,290	10,792	11,578	12,393
Feb-15	5,309	5,672	5,991	10,917	11,712	12,537
Mar-15	5,771	6,165	6,512	11,054	11,859	12,694
Apr-15	5,543	5,922	6,255	10,977	11,776	12,606
May-15	5,775	6,170	6,517	10,977	11,777	12,606
Jun-15	5,551	5,931	6,264	10,845	11,634	12,454
Jul-15	5,767	6,161	6,508	10,880	11,672	12,494
Aug-15	5,841	6,240	6,591	10,940	11,737	12,563
Sep-15	5,718	6,109	6,453	11,053	11,858	12,693
Oct-15	5,879	6,281	6,635	11,089	11,897	12,734
Nov-15	5,718	6,109	6,452	11,217	12,033	12,881
Dec-15	5,921	6,325	6,681	11,687	12,538	13,421
Jan-16	5,755	6,199	6,603	11,102	12,017	12,979
Feb-16	5,481	5,904	6,289	11,230	12,157	13,129
Mar-16	5,958	6,418	6,837	11,371	12,309	13,294
Apr-16	5,723	6,165	6,567	11,292	12,223	13,201
May-16	5,962	6,422	6,841	11,292	12,224	13,202
Jun-16	5,731	6,173	6,576	11,156	12,076	13,042
Jul-16	5,953	6,413	6,832	11,192	12,115	13,084
Aug-16	6,030	6,495	6,919	11,254	12,182	13,157
Sep-16	5,903	6,359	6,774	11,370	12,308	13,293
Oct-16	6,070	6,538	6,965	11,407	12,348	13,336
Nov-16	5,903	6,359	6,774	11,538	12,490	13,489
Dec-16	6,112	6,584	7,014	12,022	13,014	14,055

## UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA

	Demanda en GWh/mes			Potencia Máxima en MW		
	Esc. Bajo	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo	Esc. Medio	Esc. Alto
Jan-17	5,934	6,446	6,924	11,426	12,482	13,590
Feb-17	5,652	6,139	6,595	11,559	12,627	13,747
Mar-17	6,143	6,674	7,169	11,704	12,785	13,920
Apr-17	5,901	6,411	6,886	11,622	12,696	13,823
May-17	6,148	6,679	7,174	11,623	12,696	13,823
Jun-17	5,910	6,420	6,896	11,482	12,543	13,656
Jul-17	6,139	6,669	7,164	11,520	12,583	13,700
Aug-17	6,218	6,754	7,255	11,583	12,653	13,776
Sep-17	6,088	6,613	7,103	11,703	12,784	13,918
Oct-17	6,259	6,799	7,304	11,741	12,825	13,964
Nov-17	6,087	6,612	7,103	11,876	12,973	14,124
Dec-17	6,303	6,847	7,355	12,374	13,517	14,717
Jan-18	6,111	6,696	7,253	11,752	12,956	14,243
Feb-18	5,820	6,377	6,908	11,888	13,107	14,408
Mar-18	6,327	6,932	7,509	12,037	13,271	14,589
Apr-18	6,078	6,659	7,213	11,953	13,179	14,487
May-18	6,332	6,937	7,515	11,953	13,179	14,487
Jun-18	6,086	6,668	7,224	11,809	13,020	14,312
Jul-18	6,322	6,927	7,504	11,847	13,062	14,359
Aug-18	6,403	7,016	7,600	11,913	13,134	14,438
Sep-18	6,269	6,869	7,441	12,036	13,270	14,587
Oct-18	6,446	7,062	7,651	12,075	13,313	14,635
Nov-18	6,269	6,868	7,440	12,214	13,466	14,803
Dec-18	6,491	7,112	7,704	12,726	14,031	15,424
Jan-19	6,301	6,963	7,610	12,094	13,459	14,950
Feb-19	6,001	6,632	7,247	12,234	13,615	15,123
Mar-19	6,524	7,209	7,878	12,388	13,786	15,313
Apr-19	6,267	6,925	7,568	12,301	13,690	15,206
May-19	6,529	7,214	7,884	12,302	13,690	15,206
Jun-19	6,276	6,935	7,578	12,153	13,525	15,023
Jul-19	6,519	7,204	7,873	12,192	13,568	15,071
Aug-19	6,603	7,296	7,973	12,260	13,643	15,155
Sep-19	6,464	7,143	7,806	12,387	13,784	15,311
Oct-19	6,647	7,345	8,026	12,427	13,829	15,361
Nov-19	6,464	7,143	7,806	12,570	13,988	15,538
Dec-19	6,693	7,396	8,083	13,097	14,575	16,190



## UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA

	Demanda en GWh/mes			Potencia Máxima en MW		
	Esc. Bajo	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo	Esc. Medio	Esc. Alto
Jan-20	6,509	7,214	7,907	12,467	13,929	15,530
Feb-20	6,199	6,870	7,530	12,612	14,090	15,710
Mar-20	6,739	7,468	8,186	12,770	14,267	15,907
Apr-20	6,473	7,174	7,863	12,681	14,168	15,796
May-20	6,744	7,474	8,192	12,681	14,168	15,796
Jun-20	6,482	7,184	7,874	12,528	13,997	15,606
Jul-20	6,734	7,463	8,180	12,569	14,042	15,656
Aug-20	6,820	7,558	8,285	12,638	14,120	15,743
Sep-20	6,677	7,400	8,111	12,769	14,266	15,905
Oct-20	6,866	7,609	8,340	12,810	14,312	15,957
Nov-20	6,677	7,400	8,111	12,958	14,477	16,141
Dec-20	6,914	7,662	8,398	13,501	15,084	16,818
Jan-21	6,683	7,471	8,213	12,782	14,337	16,045
Feb-21	6,365	7,115	7,822	12,930	14,504	16,231
Mar-21	6,919	7,735	8,503	13,093	14,686	16,435
Apr-21	6,646	7,430	8,168	13,001	14,583	16,320
May-21	6,924	7,740	8,509	13,002	14,584	16,320
Jun-21	6,656	7,440	8,179	12,845	14,407	16,123
Jul-21	6,914	7,729	8,497	12,886	14,454	16,175
Aug-21	7,003	7,828	8,605	12,958	14,534	16,265
Sep-21	6,856	7,664	8,425	13,091	14,684	16,433
Oct-21	7,049	7,880	8,663	13,134	14,732	16,486
Nov-21	6,855	7,663	8,424	13,285	14,901	16,676
Dec-21	7,099	7,935	8,724	13,842	15,526	17,375
Jan-22	6,861	7,756	8,573	13,105	14,784	16,636
Feb-22	6,534	7,387	8,165	13,257	14,956	16,829
Mar-22	7,103	8,030	8,876	13,423	15,144	17,040
Apr-22	6,823	7,714	8,526	13,330	15,038	16,921
May-22	7,108	8,036	8,882	13,330	15,038	16,922
Jun-22	6,832	7,724	8,538	13,169	14,857	16,717
Jul-22	7,098	8,024	8,870	13,212	14,905	16,771
Aug-22	7,189	8,127	8,983	13,285	14,987	16,864
Sep-22	7,038	7,957	8,795	13,422	15,142	17,039
Oct-22	7,236	8,181	9,043	13,466	15,191	17,094
Nov-22	7,037	7,956	8,794	13,620	15,366	17,291
Dec-22	7,287	8,239	9,107	14,192	16,011	18,016

## UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA

	Demanda en GWh/mes			Potencia Máxima en MW		
	Esc. Bajo	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo	Esc. Medio	Esc. Alto
<b>Jan-23</b>	7,061	8,006	8,899	13,459	15,273	17,281
<b>Feb-23</b>	6,724	7,625	8,475	13,615	15,450	17,482
<b>Mar-23</b>	7,310	8,289	9,213	13,787	15,644	17,702
<b>Apr-23</b>	7,022	7,962	8,850	13,690	15,535	17,578
<b>May-23</b>	7,315	8,295	9,220	13,690	15,535	17,578
<b>Jun-23</b>	7,031	7,973	8,862	13,525	15,348	17,366
<b>Jul-23</b>	7,305	8,283	9,206	13,569	15,398	17,422
<b>Aug-23</b>	7,398	8,389	9,324	13,644	15,483	17,519
<b>Sep-23</b>	7,243	8,213	9,129	13,785	15,643	17,700
<b>Oct-23</b>	7,447	8,445	9,386	13,830	15,694	17,757
<b>Nov-23</b>	7,242	8,213	9,128	13,989	15,874	17,961
<b>Dec-23</b>	7,500	8,504	9,452	14,576	16,540	18,715
<b>Jan-24</b>	7,266	8,256	9,217	13,823	15,770	17,933
<b>Feb-24</b>	6,920	7,863	8,778	13,984	15,953	18,141
<b>Mar-24</b>	7,523	8,547	9,542	14,159	16,153	18,369
<b>Apr-24</b>	7,226	8,210	9,166	14,061	16,041	18,240
<b>May-24</b>	7,528	8,553	9,549	14,061	16,041	18,241
<b>Jun-24</b>	7,236	8,222	9,179	13,891	15,847	18,020
<b>Jul-24</b>	7,517	8,541	9,535	13,936	15,898	18,079
<b>Aug-24</b>	7,614	8,650	9,658	14,013	15,986	18,179
<b>Sep-24</b>	7,454	8,469	9,455	14,158	16,152	18,367
<b>Oct-24</b>	7,664	8,708	9,722	14,204	16,204	18,426
<b>Nov-24</b>	7,453	8,469	9,454	14,367	16,390	18,638
<b>Dec-24</b>	7,718	8,769	9,790	14,970	17,078	19,420

Tabla A- 1 Desagregación mensual de energía y potencia total nacional 2008-2024

**ANEXO B Distribución de la demanda de energía eléctrica por sectores**

Basados en la proyección de consumos de electricidad por sector obtenidas para esta proyección, se desagregó la demanda final nacional por cada uno de los sectores modelados, para lograr esto se asumió que la demanda recuperada se distribuye proporcionalmente en los sectores residencial y comercial, además la demanda de cargas especiales se adicionó al sector industrial. La demanda de cada sector incluye pérdidas.

	GWh			Tasa de Crecimiento %		
	Alto	Medio	Bajo	Alto	Medio	Bajo
2007	20,519	20,508	20,576			
2008	21,178	20,981	20,882	3.21%	2.30%	1.49%
2009	21,615	21,448	21,142	2.06%	2.23%	1.25%
2010	22,162	21,932	21,504	2.53%	2.26%	1.71%
2011	22,771	22,361	21,883	2.75%	1.96%	1.76%
2012	23,554	22,899	22,264	3.44%	2.40%	1.74%
2013	24,211	23,393	22,654	2.79%	2.16%	1.75%
2014	24,904	23,936	23,062	2.86%	2.32%	1.80%
2015	25,636	24,461	23,486	2.94%	2.19%	1.84%
2016	26,466	25,075	23,947	3.24%	2.51%	1.96%
2017	27,300	25,654	24,397	3.15%	2.31%	1.88%
2018	28,159	26,267	24,848	3.15%	2.39%	1.85%
2019	29,048	26,890	25,325	3.16%	2.37%	1.92%
2020	29,624	27,413	25,819	1.98%	1.94%	1.95%
2021	30,181	27,939	26,175	1.88%	1.92%	1.38%
2022	30,983	28,579	26,539	2.66%	2.29%	1.39%
2023	31,668	29,068	26,988	2.21%	1.71%	1.69%
2024	32,239	29,453	27,522	1.80%	1.32%	1.98%

**Tabla B - 1 Proyección de demanda residencial**

## UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA

	GWh			Tasa de Crecimiento %		
	Alto	Medio	Bajo	Alto	Medio	Bajo
2007	10,217	10,267	10,307			
2008	11,281	11,252	11,232	10.42%	9.59%	8.97%
2009	12,271	12,280	12,138	8.77%	9.13%	8.07%
2010	13,371	13,353	13,101	8.97%	8.74%	7.94%
2011	14,554	14,455	14,109	8.84%	8.25%	7.70%
2012	15,892	15,647	15,115	9.19%	8.24%	7.13%
2013	17,183	16,825	16,120	8.12%	7.53%	6.65%
2014	18,522	18,048	17,132	7.79%	7.27%	6.28%
2015	19,917	19,265	18,150	7.53%	6.75%	5.94%
2016	21,392	20,560	19,194	7.41%	6.72%	5.75%
2017	22,869	21,835	20,227	6.90%	6.20%	5.38%
2018	24,356	23,146	21,258	6.50%	6.00%	5.10%
2019	25,852	24,472	22,311	6.14%	5.73%	4.95%
2020	27,281	25,748	23,380	5.53%	5.21%	4.79%
2021	28,750	27,053	24,358	5.39%	5.07%	4.19%
2022	30,363	28,445	25,327	5.61%	5.14%	3.98%
2023	31,775	29,660	26,359	4.65%	4.27%	4.07%
2024	33,115	30,875	27,322	4.22%	4.10%	3.65%

Tabla B - 2 Proyección de demanda comercial

	GWh			Tasa de Crecimiento %		
	Alto	Medio	Bajo	Alto	Medio	Bajo
2007	18,577	18,307	18,216			
2008	19,565	19,138	18,765	5.32%	4.54%	3.01%
2009	20,359	19,847	19,237	4.06%	3.70%	2.52%
2010	21,290	20,654	19,831	4.58%	4.07%	3.09%
2011	22,331	21,402	20,443	4.89%	3.62%	3.09%
2012	23,492	22,286	21,083	5.20%	4.13%	3.13%
2013	24,620	23,094	21,772	4.80%	3.63%	3.27%
2014	25,846	23,959	22,476	4.98%	3.74%	3.23%
2015	27,145	24,891	23,172	5.03%	3.89%	3.10%
2016	28,611	25,911	23,878	5.40%	4.10%	3.04%
2017	30,073	26,944	24,596	5.11%	3.99%	3.01%
2018	31,678	28,005	25,284	5.34%	3.94%	2.80%
2019	33,502	29,189	26,082	5.76%	4.23%	3.16%
2020	35,059	30,384	27,058	4.65%	4.09%	3.74%
2021	36,628	31,563	27,863	4.47%	3.88%	2.98%
2022	38,498	32,919	28,709	5.11%	4.29%	3.03%
2023	40,235	34,146	29,672	4.51%	3.73%	3.35%
2024	42,069	35,481	30,711	4.56%	3.91%	3.50%

Tabla B - 3 Proyección de demanda industrial

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA

	GWh			Tasa de Crecimiento %		
	Alto	Medio	Bajo	Alto	Medio	Bajo
2007	3,818	3,879	3,682			
2008	3,817	3,815	3,653	-0.03%	-1.65%	-0.80%
2009	3,962	3,981	3,615	3.79%	4.37%	-1.04%
2010	3,925	3,947	3,592	-0.94%	-0.87%	-0.64%
2011	4,081	4,095	3,581	3.98%	3.75%	-0.29%
2012	4,109	4,104	3,572	0.69%	0.22%	-0.26%
2013	4,262	4,251	3,564	3.72%	3.58%	-0.22%
2014	4,294	4,281	3,559	0.75%	0.71%	-0.13%
2015	4,452	4,424	3,557	3.68%	3.34%	-0.06%
2016	4,523	4,483	3,561	1.60%	1.34%	0.10%
2017	4,687	4,629	3,563	3.61%	3.27%	0.05%
2018	4,770	4,703	3,564	1.77%	1.58%	0.05%
2019	4,931	4,853	3,570	3.37%	3.20%	0.15%
2020	5,014	4,930	3,577	1.68%	1.58%	0.22%
2021	5,172	5,075	3,573	3.16%	2.95%	-0.12%
2022	5,309	5,190	3,570	2.64%	2.25%	-0.08%
2023	5,467	5,324	3,579	2.97%	2.59%	0.24%
2024	5,623	5,442	3,566	2.86%	2.22%	-0.36%

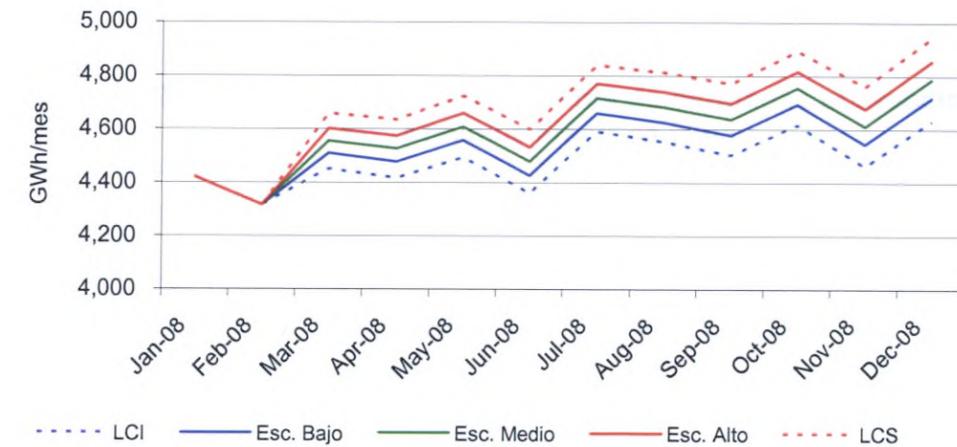
Tabla B - 4 Proyección de demanda otros agentes

	RESIDENCIAL			TERCIARIO		
	Alto	Medio	Bajo	Alto	Medio	Bajo
2007	38.8%	38.8%	39.0%	24.2%	24.4%	24.3%
2008	37.9%	38.0%	38.3%	24.9%	25.1%	25.2%
2009	37.1%	37.3%	37.7%	25.7%	26.1%	26.0%
2010	36.5%	36.6%	37.1%	26.4%	26.8%	26.8%
2011	35.7%	35.9%	36.5%	27.2%	27.7%	27.6%
2012	35.1%	35.3%	35.9%	27.9%	28.4%	28.3%
2013	34.5%	34.6%	35.3%	28.6%	29.2%	28.9%
2014	33.9%	34.1%	34.8%	29.2%	29.9%	29.5%
2015	33.2%	33.5%	34.4%	29.8%	30.5%	30.1%
2016	32.7%	33.0%	33.9%	30.2%	31.1%	30.6%
2017	32.1%	32.4%	33.5%	30.7%	31.6%	31.1%
2018	31.7%	32.0%	33.2%	31.0%	32.1%	31.6%
2019	31.1%	31.5%	32.8%	31.3%	32.5%	32.0%
2020	30.5%	31.0%	32.3%	31.7%	32.9%	32.4%
2021	30.0%	30.5%	31.9%	32.1%	33.3%	32.7%
2022	29.5%	30.0%	31.5%	32.3%	33.6%	33.0%
2023	29.0%	29.6%	31.2%	32.5%	33.9%	33.3%
2024	28.5%	29.1%	30.9%	32.7%	34.2%	33.6%

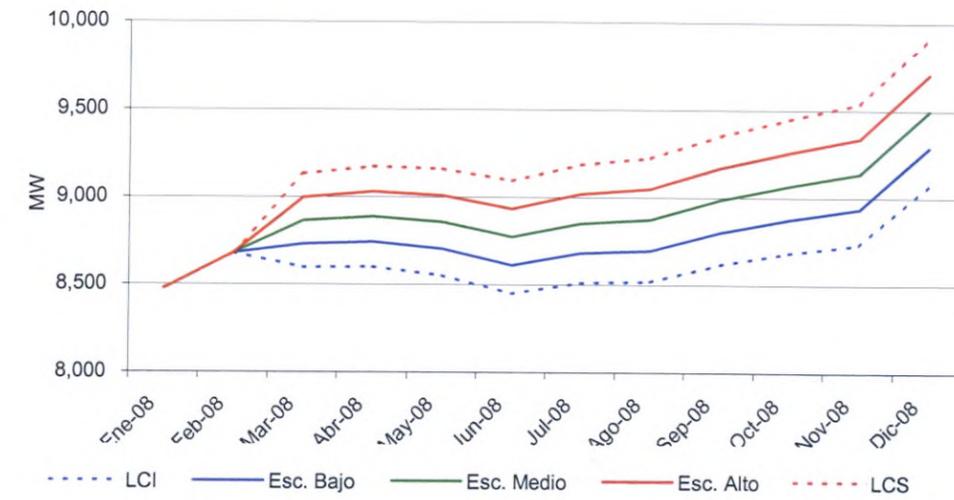
Tabla B - 5 Proyección de la participación de los sectores residencial y terciario en la demanda nacional de energía eléctrica

**ANEXO C Rango de confianza superior e inferior de los modelo de proyección**

Se incluye los rangos de confianza de los modelos para el corto plazo dada su utilidad para el planeamiento de la operación de energía y potencia. *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 C - 1 Túnel de escenarios y límites de confianza proyección mensual de energía eléctrica 2008.**



Gráfica C - 2 Túnel de escenarios y límites de confianza proyección mensual de potencia eléctrica 2008.

## UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA

### ANEXO D Escenarios de Demanda en Uso Racional de Energía

El objetivo del presente capítulo es el de cuantificar los potenciales efectos de implementar un programa de sustitución de bombillas con el propósito de reducir el consumo de energía eléctrica en el país. Se consideran aquí tres escenarios: Los Escenarios 1 y 2 examinan las consecuencias sobre la demanda de energía eléctrica de sustituir luminarias incandescentes por LFC en el sector residencial colombiano. El Escenario 3 examina los efectos de sustituir en el sector terciario (servicios, comercial y oficial) luminarias fluorescentes del tipo T12 y T8 por aquellas del tipo T5.

El procedimiento para calcular tales efectos se basa en los estudios de caracterización del consumo de energía en los sectores residencial y terciario y de costos de racionamiento de energía realizados en la Unidad. Con éstos fue posible conocer cómo consumen los diferentes hogares y establecimientos; saber cuánta energía demandan para iluminación, que clase de bombillas se usan, hábitos de uso, etc. A partir de los anterior y las guías de alumbrado desarrolladas también en la UPME, se pudo estimar el ahorro potencial de energía que lograrían estos usuarios sustituyendo bombillas. Finalmente, agregando los efectos potenciales sobre cada usuario, se determinó el efecto sobre la demanda nacional de energía eléctrica y potencia.

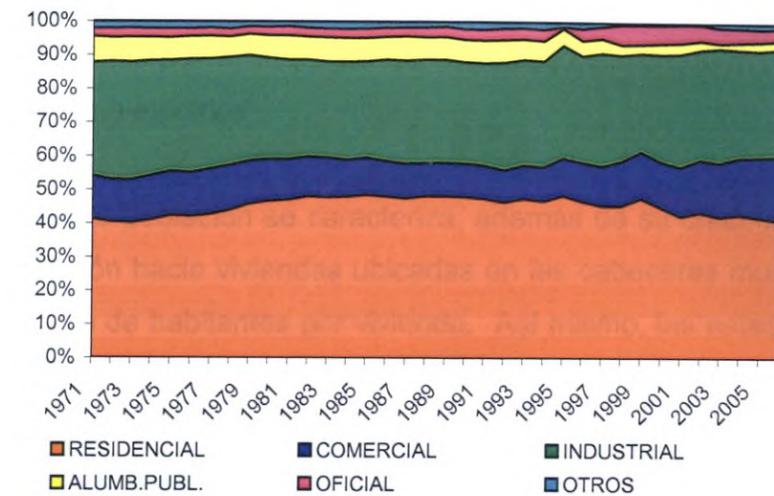
En los tres casos se trata de analizar el uso de bombillas de mayor eficacia, es decir, que emiten más luz por unidad de potencia, con el propósito de reducir el consumo energético y la potencia en horas de máxima demanda. La Gráfica D - 1 presenta la participación de los diferentes sectores dentro de las ventas totales de energía eléctrica en Colombia durante las últimas décadas. En ésta se evidencia que el sector residencial es el mayor consumidor de energía eléctrica; durante el año 2006 este sector demandó el 41.3 % de las ventas totales de energía eléctrica al interior del país, mostrando una participación



## UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA

decreciente de manera que los efectos de un programa de ahorro de energía en este sector tendrán un efecto decreciente sobre la demanda total.

Por otra parte, los sectores comercial y oficial sumaron el mismo año 22.8%, participación que tiende progresivamente a aumentar, por lo que los efectos de un programa de ahorro en este sector tendrán un efecto creciente sobre la demanda nacional.



**Gráfica D - 1 Participación de los sectores económicos en las ventas de energía eléctrica en Colombia.**

Fuente: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios -SSPD, cálculos UPME.

## UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA

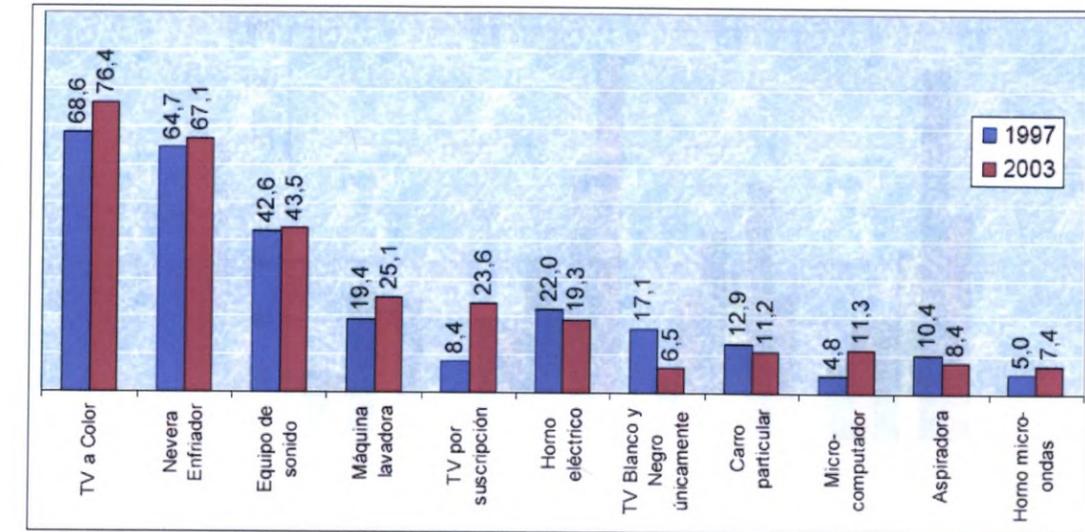
### D.1 Reducción del Consumo de Energía Eléctrica en el Sector Residencial: Escenarios 1 y 2

#### D.1.1 Consumo de electricidad en el Sector Residencial

Colombia cuenta actualmente con aproximadamente 9.4 millones de hogares con un promedio de 4.9 habitantes por vivienda, de los cuales se estima que más del 91% cuenta con el servicio de energía eléctrica<sup>8</sup>.

El comportamiento de la población se caracteriza, además de su crecimiento natural, por una progresiva migración hacia viviendas ubicadas en las cabeceras municipales y por la reducción del promedio de habitantes por vivienda. Así mismo, las estadísticas muestran un creciente tenencia de aparatos eléctricos como televisores, refrigeradores, equipos de sonido, lavadoras, computadores personales, etc. (ver Gráfica D - 2), lo cual redundará en una mejora de las condiciones de vida en los hogares y en el mayor consumo de energía per cápita.

<sup>8</sup> Fuente: Unidad de Planeación Minero-Energética. 2006. *Plan de Expansión de la Cobertura del Servicio de Energía Eléctrica 2006-2010*



**Gráfica D - 2 Tenencia de equipos eléctricos en los hogares colombianos, valores porcentuales.**

Fuente Encuesta Nacional de Calidad de Vida 2003 -DANE.

Las anteriores tendencias dan cuenta del crecimiento del consumo eléctrico residencial por persona en el país, que alcanzó un valor de 32.2 kWh / mes en el año 2006<sup>9</sup>; crecimiento que es debido mayoritariamente al uso de nuevos aparatos eléctricos.

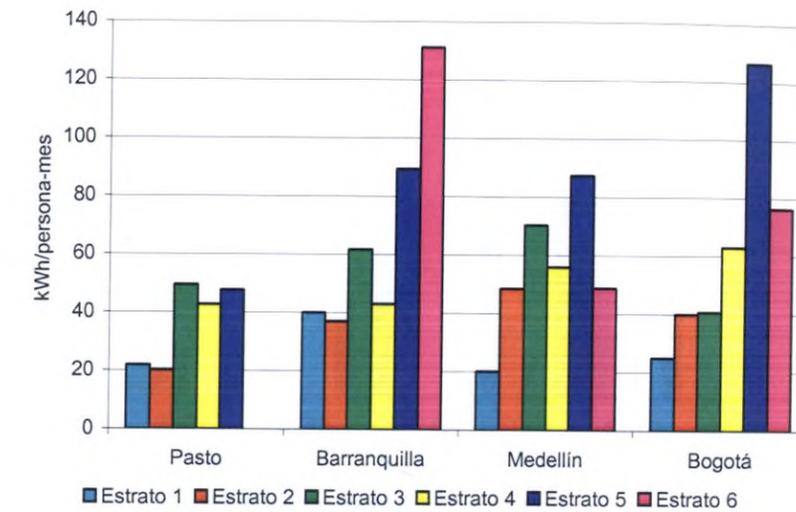
De acuerdo con un estudio desarrollado en la UPME<sup>10</sup>, el consumo eléctrico residencial per cápita varía en relación al nivel de ingreso, a factores climáticos y culturales. En la muestra estadística realizada en cuatro ciudades colombianas se manifiesta como aquellas con mayor nivel de ingreso alcanzan mayores niveles de consumo (ver Gráfica D - 3)<sup>11</sup>.

<sup>9</sup> Fuente: Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG- y Sistema Único de Información de Servicios Públicos – SUI.

<sup>10</sup> Unidad de Planeación Minero-Energética y Universidad Nacional de Colombia. 2006. *Determinación del consumo final de energía en los sectores residencial urbano y comercial, y determinación de consumo para equipos domésticos de energía eléctrica y gas.*

<sup>11</sup> En esta gráfica no debe olvidarse el uso generalizado de equipos de aire acondicionado en los Estratos 5 y 6 de la ciudad de Barranquilla, uso que eleva su consumo y no se da en las demás ciudades de la muestra.

## UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA



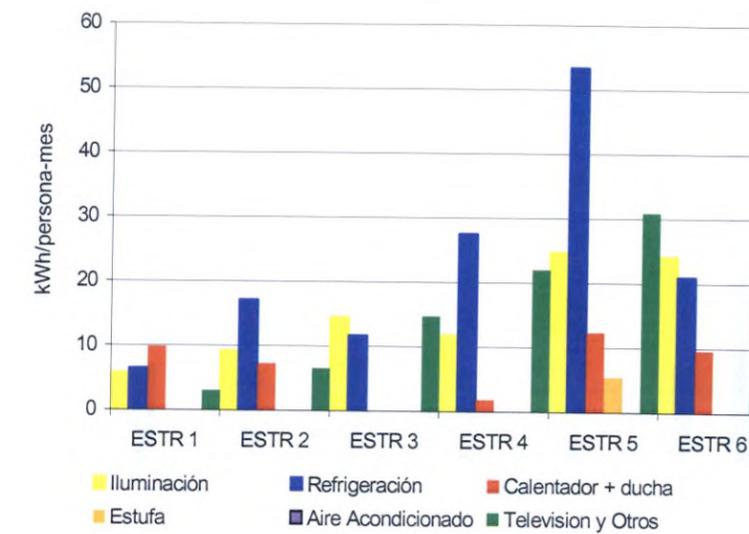
**Gráfica D - 3 Consumo de energía eléctrica per cápita según estratos, para diferentes ciudades.**

Fuente: UPME.

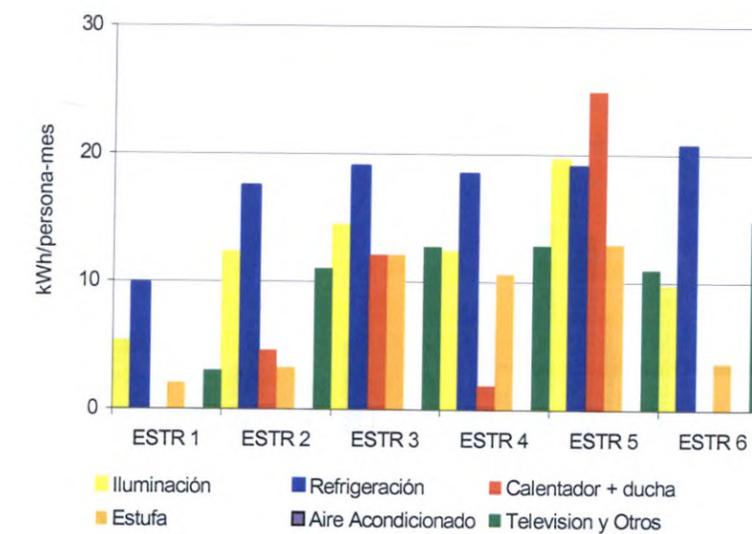
Igualmente se muestra cómo para una misma ciudad, población de estrato superior (con mayor nivel de ingreso) tiene mayor consumo de energía eléctrica, aunque el Estrato 6 en Medellín y Bogotá tienen consumos menores al Estrato 5 debido posiblemente al uso de electrodomésticos más eficientes y a la menor permanencia en los hogares de sus habitantes (ver Gráfica D - 4 a Gráfica D - 7).

Así mismo, tengase en consideración que los criterios de estratificación no son iguales para todas las ciudades, de manera que un mismo estrato no tiene iguales niveles de ingreso y afronta diferentes niveles de precios en distintas ciudades.

## UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA

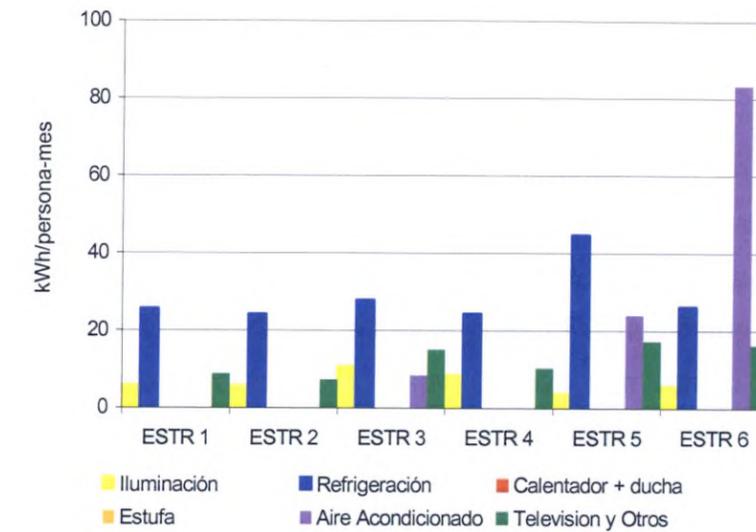


**Gráfica D - 4 Consumo de energía eléctrica per cápita según usos y estratos en la ciudad de Bogotá.**  
Fuente: UPME.

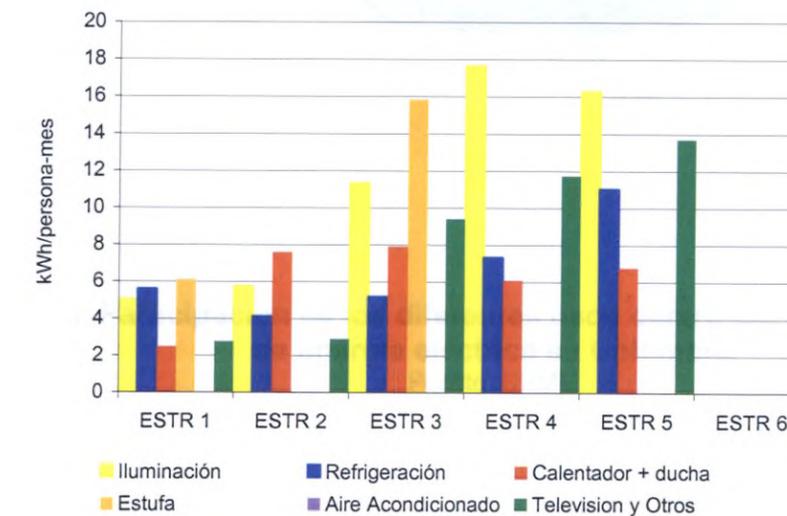


**Gráfica D - 5 Consumo de energía eléctrica per cápita según usos y estratos en la ciudad de Medellín.**  
Fuente: UPME.

## UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA

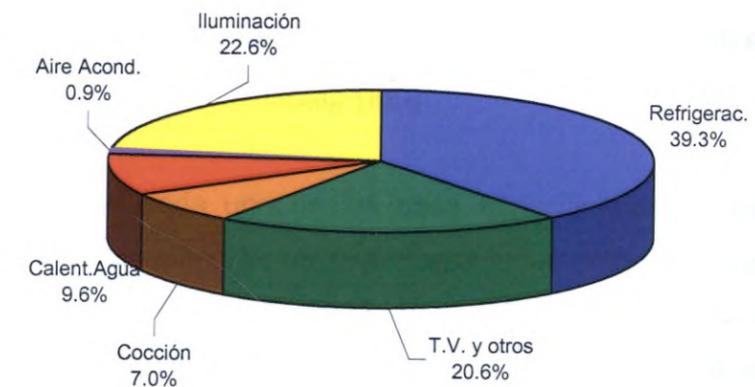


**Gráfica D - 6 Consumo de energía eléctrica per cápita según usos y estratos en la ciudad de Barranquilla.**  
Fuente: UPME.



**Gráfica D - 7 Consumo de energía eléctrica per cápita según usos y estratos en la ciudad de Pasto.**  
Fuente: UPME.

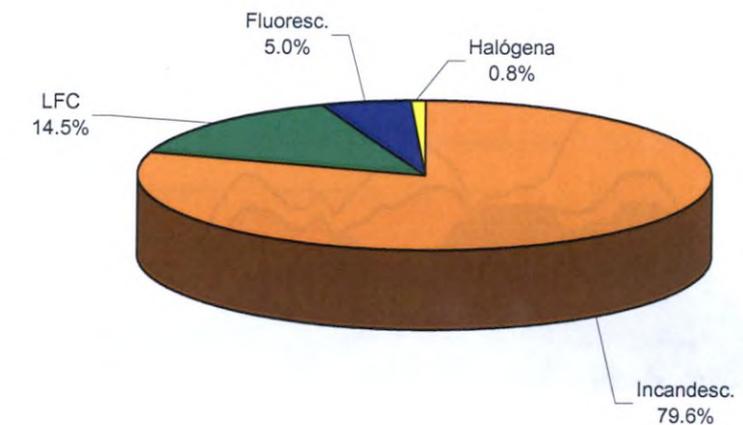
En el agregado nacional, las actividades de mayor consumo de energía residencial son la refrigeración y la iluminación con participaciones de 39.3% y 22.6% respectivamente (ver Gráfica D - 8). La refrigeración se caracteriza por el uso persistente de neveras y congeladores de modelos antiguos de baja eficiencia que se remplazan lentamente. Mientras la iluminación se caracteriza por el uso generalizado de luminarias incandescentes que participan con 79.6% de la potencia instalada en alumbrado en los hogares colombianos, seguido de las luminarias LFC (luminaria fluorescente compacta) con un 14.5%. Esto muestra como éstas últimas han venido con el tiempo logrando aceptación, especialmente en los hogares de mayor ingreso (ver Gráfica D - 9).



**Gráfica D - 8 Participación de los diferentes usos dentro del consumo residencial de energía eléctrica en Colombia.**

Fuente: UPME.

## UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA

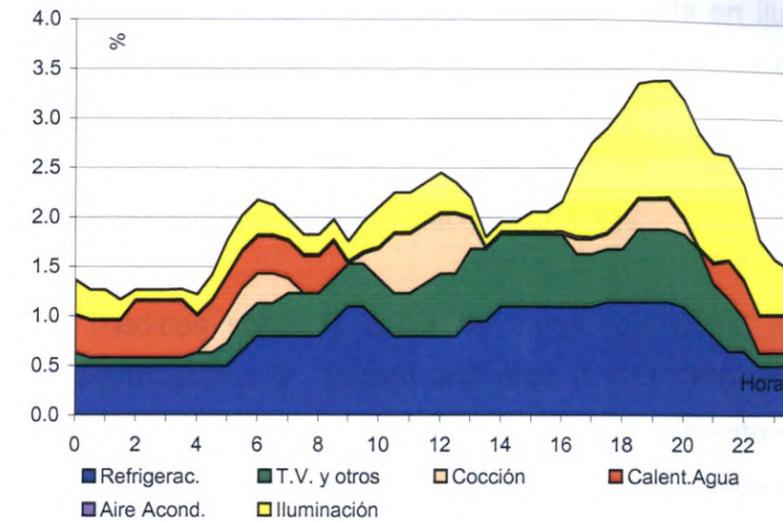


**Gráfica D - 9 Participación de los diferentes tipos de iluminación en el sector residencial en Colombia.**

Fuente: UPME.

El consumo de energía en cada uno de los usos especificados no es por supuesto uniforme en el tiempo; la iluminación se usa mayoritariamente en horas nocturnas, y mucho menor en horas del día o la madrugada. El uso de calentadores de agua y duchas eléctricas se da generalmente en la madrugada y primeras horas del día, aunque algunos hogares inician su utilización tarde en la noche. Equipos como el televisor y demás electrodomésticos como radios, equipos de sonido, lavadoras, etc., son usados sobre todo en el día y primeras horas de la noche. La Gráfica D - 10 muestra el consumo de energía eléctrica residencial según usos durante un día representativo<sup>12</sup>.

<sup>12</sup> Para la determinación de la curva de carga residencial se utilizó el *Estudio de costos de racionamiento de electricidad y gas natural*. Unidad de Planeación Minero Energética, Itansuca Ltda. y Sinergia Ltda. 2003.



**Gráfica D - 10 Curva de carga del consumo residencial de energía eléctrica, según usos.**

Fuente: UPME.

Con esta información antes expuesta se procede a cuantificar las consecuencias sobre la demanda nacional de dos medidas de uso racional de energía consistentes en reemplazar bombillas incandescentes por LFC:

*D.1.2 Escenario 1: Sustitución en los hogares del 50% de las bombillas incandescentes por LFC*

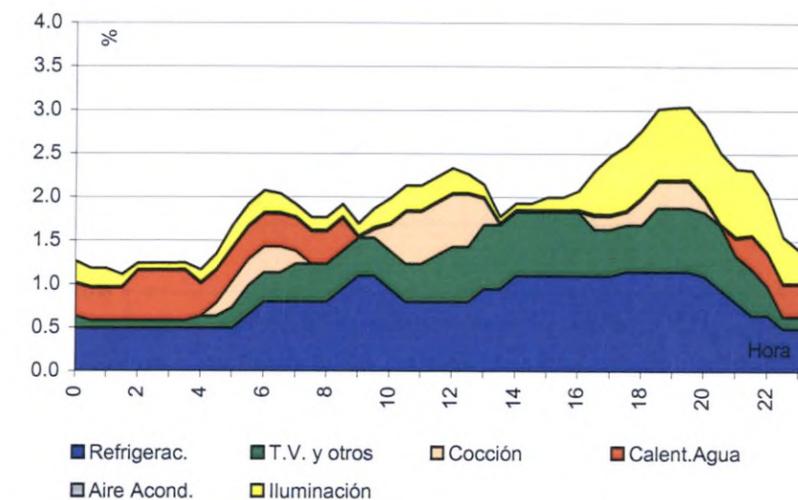
En este caso se asume que 300 W instalados en bombillas incandescentes son sustituibles por 80 W de LFC<sup>13</sup>, es decir que la relación de sustitución 3.75 : 1. Si en un hogar por cada 100 W instalados en iluminación se reemplaza el 50% de sus bombillas incandescentes existentes por LFC (recuérdese que el 79.6% de la iluminación residencial

<sup>13</sup> Se considera como caso representativo que en una sala de hogar dos bombillas incandescentes de 150W pueden ser sustituidas por cuatro bombillas LFC de 20 W; para efectos de cálculo se aplica esta relación de sustitución. Ver: Unidad de Planeación Minero-Energética y Universidad Nacional de Colombia. 2007. *Alumbrado interior en edificaciones residenciales. Guía didáctica para el buen uso de la Energía.*

## UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA

es incandescente –ver Gráfica D - 9), la nueva potencia instalada en iluminación en el hogar sería de 70,7W; esto representaría un ahorro de 29.3%. En este escenario, si se tiene en cuenta que el alumbrado constituye un 22.6% del consumo residencial de energía eléctrica (ver Gráfica D - 8), puede esperarse que en una vivienda representativa colombiana se reduzca el consumo de energía eléctrica un 6,6%.

Los efectos de éstas medidas sobre la curva de carga residencial se presentan a continuación comparando la Gráfica D - 10 con la Gráfica D - 11. En éstas se reconoce que el mayor efecto se presenta en las horas de la noche, especialmente entre las 5 p.m. y las 10 p.m., periodo cuando generalizadamente se encienden las luces en los hogares; para la hora de mayor demanda nacional (alrededor de las 7 p.m.) puede preverse una reducción de 10.2% <sup>14</sup> en el consumo residencial.



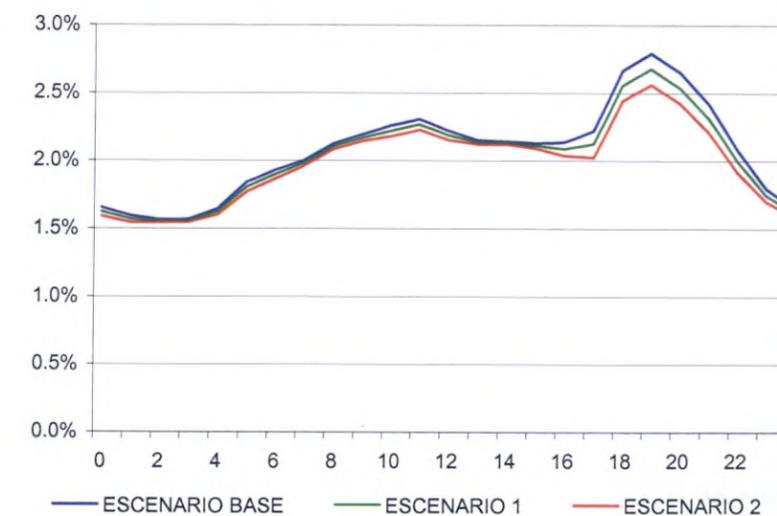
**Gráfica D - 11 Efectos de la sustitución de luminarias incandescentes por LFC en el sector residencial -Escenario 1.**

Fuente: UPME.

<sup>14</sup> Bajo el supuesto de que durante la hora 19 la potencia se mantuviera constante, en esta hora "pico" se estima una reducción de la demanda de potencia en el sector residencial de 10.2 %, lo cual implicaría la posibilidad de reducir costos en instalaciones eléctricas en áreas residenciales.

Vistos desde la carga total del sistema, los efectos de la sustitución descrita se moderan. Tal como se ilustró anteriormente (ver Gráfica D - 1) el consumo residencial constituyó en el año 2006 el 41,3% de las ventas totales de energía en el país, participación que tiende a reducirse progresivamente de acuerdo a las proyecciones presentadas en la Tabla B-1 del Anexo de este documento.

A manera de ejemplo se muestra a continuación en la Gráfica D - 12 como se afectaría la curva de carga de la demanda total de energía eléctrica en el año 2015. Para este año se estima que el ahorro de energía (la diferencia de áreas entre las curvas) sería en el Escenario 1 de 2,2%<sup>15</sup>. La baja en el consumo no es la misma a diferentes horas del día; en la hora de máxima demanda (7 p.m.) la reducción del consumo de energía alcanza un valor de 4,2%. Lo anterior significa que es previsible para esta hora que la potencia media se reduzca en esta misma cantidad.



**Gráfica D - 12 Efectos de la sustitución de luminarias incandescentes por LFC sobre la curva de carga de la demanda nacional de energía. Año 2015.**

Fuente: UPME.

<sup>15</sup> Se toma como escenario base o de referencia el escenario medio de la actual Proyección de Demanda de Energía Eléctrica y Potencia, marzo de 2008.

## UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA

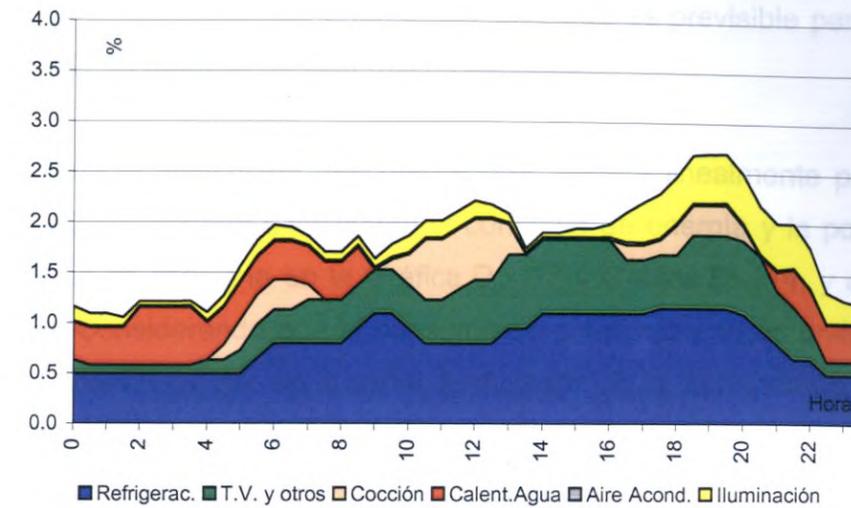
Si se cumpliera la sustitución descrita de una manera linealmente progresiva entre los años 2009 y 2014 podrían disminuirse el consumo de energía y la potencia media en la hora 19, según se consigna en la Gráfica D - 13 y Gráfica D - 14 y en la Tabla D - 1 y Tabla D - 2. Considerando que el consumo de alumbrado no es uniforme a lo largo del día, es previsible un cambio en la curva de duración de la demanda de energía eléctrica, el cual se presenta en la Gráfica D - 15.

### *D.1.3 Escenario 2: Sustitución en los hogares del 100% de las bombillas incandescentes por LFC*

Al igual que en el caso anterior, se asume que la relación de sustitución 3.75 : 1. Si en un hogar por cada 100 W instalados en iluminación se reemplaza el 100% de sus bombillas incandescentes existentes por LFC (recuérdese que el 79.6% de la iluminación residencial es incandescente –ver Gráfica D - 9), la nueva potencia instalada en iluminación en el hogar sería de 41,5 W; esto representa un ahorro de 58.5%. En este escenario, si se tiene en cuenta que el alumbrado constituye un 22.6% del consumo residencial de energía eléctrica (ver Gráfica D - 8), puede esperarse que en una vivienda representativa colombiana se reduzca el consumo de energía eléctrica un 13.2 %.

Los efectos de éstas medidas sobre la curva de carga residencial se presentan a continuación comparando la Gráfica D - 10 con la Gráfica D - 16. En éstas se reconoce que el mayor efecto se presenta en las horas de la noche, especialmente entre las 5 p.m. y las 9 p.m., periodo cuando generalizadamente se encienden las luces en los hogares; para la hora de mayor demanda nacional de las 7 p.m. puede preverse una reducción de 20.3 %<sup>16</sup> en el consumo residencial.

<sup>16</sup> Bajo el supuesto de que durante la hora 19 la potencia se mantuviera constante, en esta hora "pico" se estima una reducción de la demanda de potencia en el sector residencial de 20.3 %.



c)- Curva de carga Escenario 2

**Gráfica D - 13 Efectos de la sustitución de luminarias incandescentes por LFC en el sector residencial -Escenario 2.**

Fuente: UPME.

Vistos desde la carga total del sistema, los efectos de la sustitución descrita en el Escenario 2 se moderan. Tal como se ilustró anteriormente (ver Gráfica D - 1) el consumo residencial constituyó en el año 2006 el 41,3% de las ventas totales de energía en el país, participación que tiende a reducirse progresivamente de acuerdo a las proyecciones presentadas en la Tabla B-1 del Anexo de este documento.

Al igual que se hizo para el Escenario 1, se presenta en la Gráfica D - 12 como se afectaría la curva de carga de la demanda total de energía eléctrica en el año 2015. Para este año se estima que el ahorro de energía (la diferencia de áreas entre las curvas) sería en el Escenario 2 de 4.3 %<sup>17</sup>. La baja en el consumo no es la misma a diferentes horas del día; en la hora de máxima demanda (7 p.m.) la reducción del consumo de energía

<sup>17</sup> Se toma como escenario base o de referencia el escenario medio de la actual Proyección de Demanda de Energía Eléctrica y Potencia, marzo de 2008.

## UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA

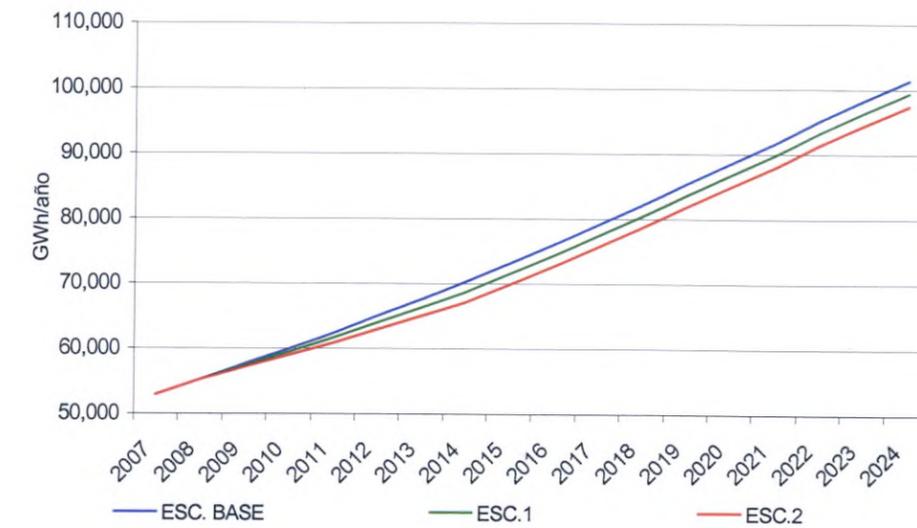
alcanza un valor de 8,4%. Lo anterior significa que es previsible para esta hora que la potencia media se reduzca en esta misma cantidad.

Si se cumpliera la sustitución descrita de una manera linealmente progresiva entre los años 2009 y 2014 podrían disminuirse el consumo de energía y la potencia media en la hora 19, según se consigna en la Gráfica D - 13 y Gráfica D - 14, y en la Tabla D - 1 y Tabla D - 2. Considerando que el consumo de alumbrado no es uniforme a lo largo del día, es previsible un cambio en la curva de duración de la demanda de energía eléctrica el cual se presenta en la Gráfica D - 15.

	Escenario Base	Escenario 1			Escenario 2		
	Medio Marz 08 GWh	Reducción %	Reducción GWh	Energía GWh	Reducción %	Reducción GWh	Energía GWh
2007	52,851	0.00%	-	52,851	0.00%	-	52,851
2008	55,186	0.00%	-	55,186	0.00%	-	55,186
2009	57,556	0.41%	237	57,320	0.82%	473	57,084
2010	59,887	0.81%	483	59,404	1.61%	965	58,921
2011	62,313	1.19%	739	61,573	2.37%	1,477	60,835
2012	64,935	1.56%	1,010	63,925	3.11%	2,018	62,917
2013	67,563	1.91%	1,288	66,275	3.81%	2,573	64,990
2014	70,224	2.26%	1,587	68,636	4.50%	3,163	67,061
2015	73,041	2.22%	1,622	71,419	4.42%	3,228	69,812
2016	76,028	2.19%	1,665	74,363	4.36%	3,315	72,713
2017	79,064	2.15%	1,700	77,364	4.28%	3,384	75,680
2018	82,121	2.12%	1,741	80,380	4.23%	3,474	78,647
2019	85,405	2.09%	1,785	83,620	4.16%	3,553	81,852
2020	88,475	2.06%	1,823	86,653	4.09%	3,619	84,857
2021	91,631	2.02%	1,851	89,780	4.03%	3,693	87,938
2022	95,132	1.99%	1,893	93,239	3.96%	3,767	91,365
2023	98,198	1.96%	1,925	96,274	3.91%	3,840	94,359
2024	101,251	1.93%	1,954	99,297	3.84%	3,888	97,363

**Tabla D - 1 Proyección de la demanda de energía eléctrica Escenario Base en relación a los Escenarios 1 y 2.**

## UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA

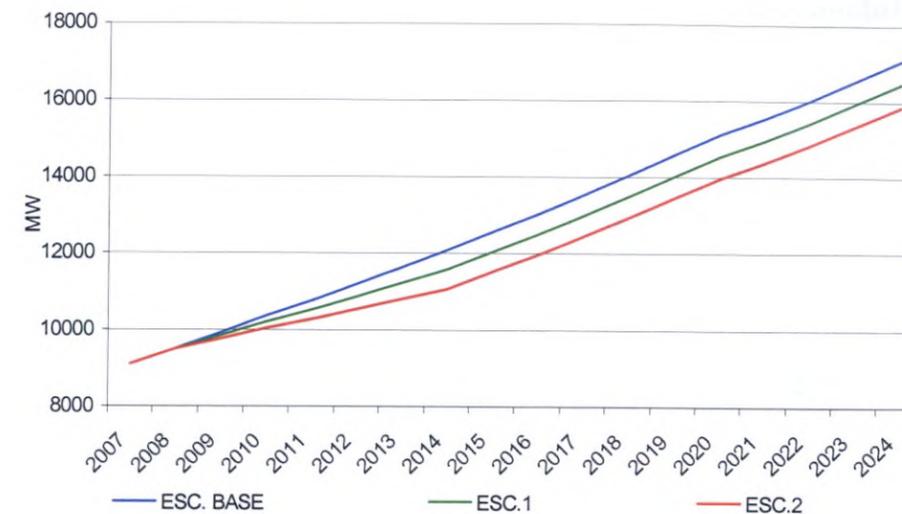


Gráfica D - 14 Proyección de la demanda de energía eléctrica Escenario Base en relación a los Escenarios 1 y 2.

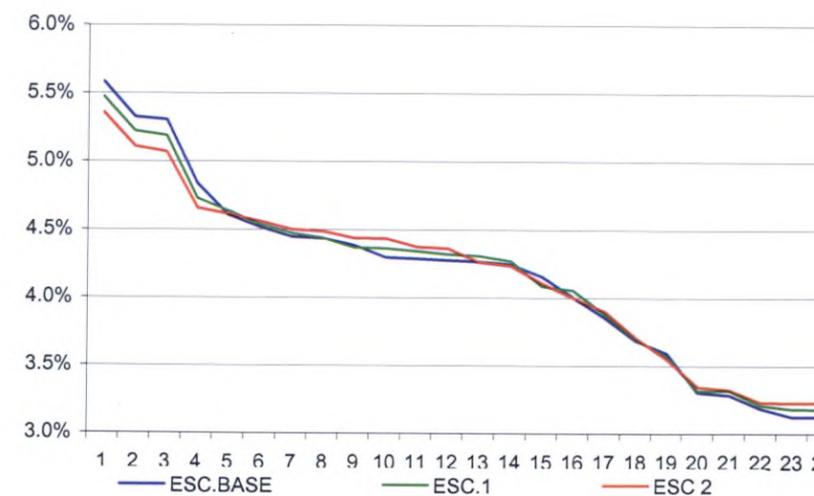
	Escenario Base	Escenario 1			Escenario 2		
	Medio Marz 08 MW	Reducción %	Reducción MW	Energía MW	Reducción %	Reducción MW	Energía MW
2007	9,093	0.00%	-	9,093	0.00%	-	9,093
2008	9,495	0.00%	-	9,495	0.00%	-	9,495
2009	9,906	0.77%	76	9,830	1.53%	151	9,755
2010	10,341	1.50%	155	10,186	3.00%	310	10,031
2011	10,745	2.21%	237	10,507	4.42%	474	10,270
2012	11,177	2.90%	324	10,853	5.79%	647	10,530
2013	11,625	3.55%	413	11,212	7.09%	825	10,800
2014	12,078	4.21%	508	11,569	8.39%	1,013	11,065
2015	12,538	4.14%	519	12,019	8.24%	1,033	11,505
2016	13,014	4.07%	530	12,484	8.12%	1,057	11,957
2017	13,517	4.00%	541	12,976	7.97%	1,077	12,440
2018	14,031	3.95%	554	13,477	7.87%	1,104	12,927
2019	14,575	3.89%	567	14,008	7.75%	1,130	13,445
2020	15,084	3.83%	578	14,506	7.63%	1,151	13,933
2021	15,526	3.77%	585	14,941	7.50%	1,164	14,362
2022	16,011	3.70%	592	15,418	7.38%	1,182	14,829
2023	16,540	3.65%	604	15,936	7.28%	1,204	15,336
2024	17,078	3.59%	613	16,465	7.16%	1,223	15,855

Tabla D - 2 Proyección de la demanda de potencia eléctrica Escenario Base en relación a los Escenarios 1 y 2.

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA



Gráfica D - 15 Proyección de la demanda máxima de potencia eléctrica Escenario Medio en relación a los Escenarios 1 y 2<sup>18</sup>.



Gráfica D - 16 Variación curva de duración de carga Escenario Medio en relación a los Escenarios 1 y 2.

<sup>18</sup> Teniendo en cuenta que históricamente la demanda máxima de potencia se ha dado en la hora 19, se asume que en futuro se dará el mismo comportamiento.



**D.2 Reducción de Consumo de Energía Eléctrica en el Sector Terciario:  
Escenario 3**

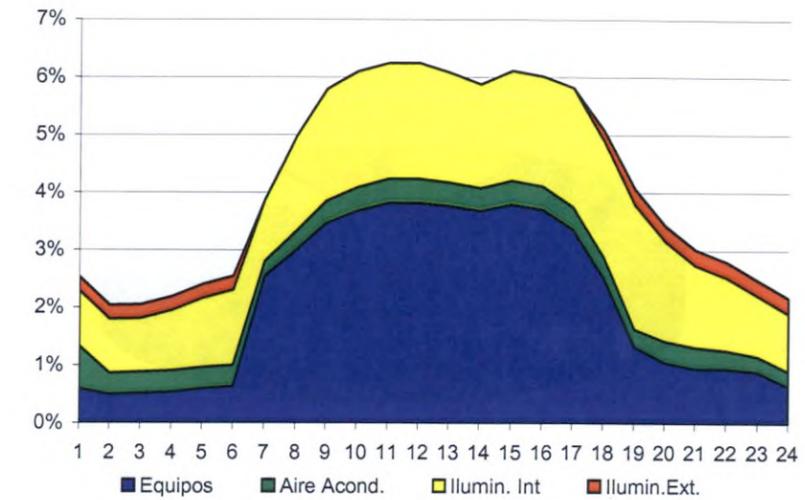
La participación del sector terciario en el consumo total del país (correspondiente en este caso a la suma de los sectores comercial y oficial) se ha evidenciado creciente en el tiempo. La Gráfica D - 1 presenta la evolución de este sector durante las últimas décadas, la cual llegó a 22.8 % en el año 2006. En la Tabla B - 5 del Anexo B se muestra la participación esperada de cada sector en la demanda total de energía.

*D.2.1 Consumo de electricidad en el Sector Terciario*

De acuerdo con estudios realizados en la Unidad<sup>19</sup>, dentro del consumo del sector terciario, el uso de equipos eléctricos da cuenta del 50.5% del mismo, la iluminación (exterior e interior) y el aire acondicionado participan con 40.5% y 9.0% respectivamente, siguiendo la curva de carga de la Gráfica D - 17.

<sup>19</sup> Unidad de Planeación Minero-Energética y Univesidad Nacional de Colombia. 2007. *Caracterización del Consumo de Energía Final en los Sectores Terciario, Grandes Establecimientos Comerciales y Determinación de Consumos para sus Respetivos Equipos de Uso de Energía Final.*

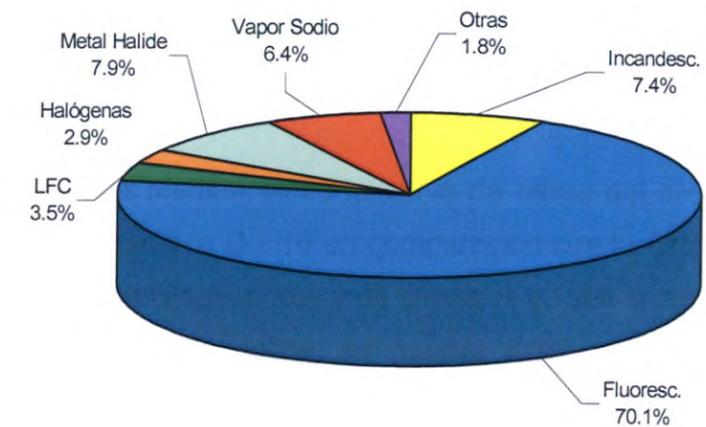
## UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA



**Gráfica D - 17 Curva de carga del consumo del sector terciario según usos.**

Fuente: UPME

Dentro del consumo de energía eléctrica por iluminación, el uso de lámparas fluorescentes es mayoritario. De acuerdo al estudio referenciado en la Nota 10, el 70.1% de la energía usada en alumbrado procede de lámpara fluorescentes. La Gráfica D - 18 muestra la composición según tipos de luminarias del alumbrado en el sector terciario.



**Gráfica D - 18 Participación de los diferentes tipos de iluminación en el sector terciario en Colombia.**

Fuente: UPME

Con la información que se ha expuesto anteriormente se procede a establecer un escenario de uso racional de energía en el sector terciario, el cual se describe a continuación:

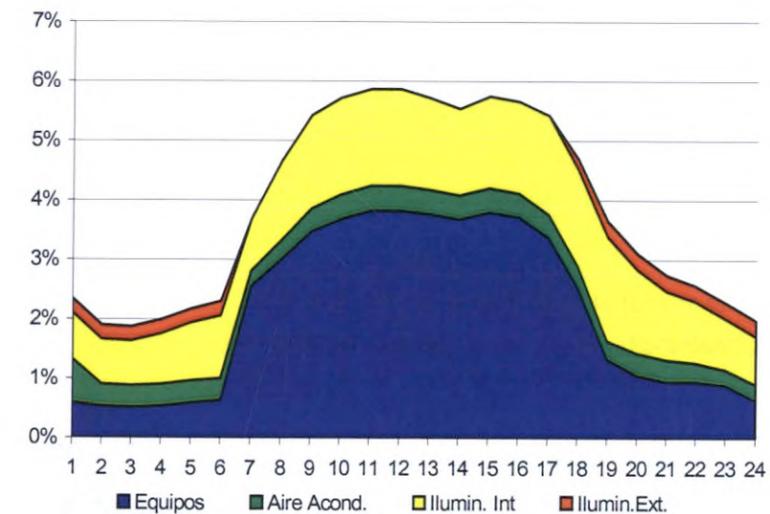
#### *D.2.2 Escenario 3: Sustitución en el sector terciario de lámparas fluorescentes tipo T12 por T5*

En este caso se considera que la iluminación fluorescente instalado en el sector terciario que es generalizadamente del tipo T12 se sustituye por aquella del tipo T5. De acuerdo a

## UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA

estudios realizados en la UPME<sup>20</sup> se estableció una relación de sustitución donde 100 W de luminarias fluorescentes T12 pueden reemplazarse por 75 W de luminarias fluorescentes del tipo T5.

Los efectos de esta medida sobre la curva de carga del sector terciario se presentan a continuación en la Gráfica D - 19 en comparación con la Gráfica D - 17. En razón a que las actividades comerciales, oficial y de servicios se llevan a cabo durante todo el día y en las primeras horas de la noche, es posible lograr reducir la demanda de energía y potencia durante toda la jornada en que se llevan a cabo estas actividades. Los cálculos determinan para este escenario una reducción de 7.1% del consumo de energía eléctrica en el sector terciario.



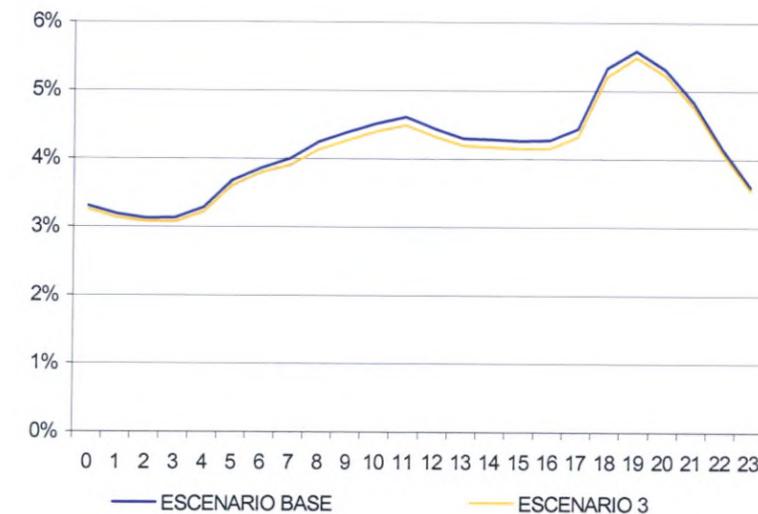
b)- Curva de carga sector terciario Escenario 3

**Gráfica D - 19 Efectos de la sustitución de luminarias fluorescentes T12 por T5 en el sector terciario en Colombia –Escenario 3.**

Fuente: UPME

<sup>20</sup> Unidad de Planeación Minero Energética y Universidad Nacional de Colombia. *Alumbrado Interior de Edificaciones para Entidades Públicas. Guía Didáctica para el Buen Uso de la Energía*, 2008. Dentro de este estudio se desarrolló el programa de computador *Lúmenes* que permite realizar cálculos de niveles de iluminación en edificaciones.

Desde el punto de vista de la carga total del Sistema Interconectado Nacional, el ahorro de energía se percibe menos significativo. Para el año 2008 se estima que el sector terciario consumirá alrededor de 25.1% del total nacional, participación que tiende a incrementarse en el tiempo de manera que hacia el año 2015 esta sea de 30.5%. Como ejemplo, la Gráfica D - 20 presenta cómo se afectaría la curva de carga de la demanda nacional en el año 2015 si se llevara a cabo el programa de sustitución descrito en el Escenario 3. Para este año, se prevería una reducción del consumo de energía eléctrica de 2.2 % y en la potencia máxima (hora 19) demandada de 1.8 %<sup>21</sup>.



**Gráfica D - 20 Efectos de la sustitución de luminarias fluorescentes T12 por T5 sobre la curva de carga de la demanda nacional de energía en Colombia, año 2015.**

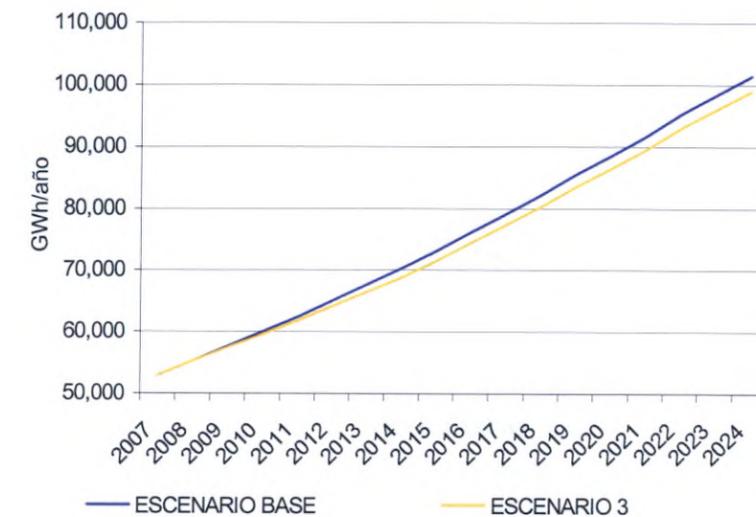
Fuente: UPME

Si se cumplieran las sustituciones del Escenario 3 de una manera progresiva entre los años 2009 y 2014, se disminuiría el consumo de energía y potencia en la hora 19 según

<sup>21</sup> Al igual que en los escenarios anteriores, en este caso se hace la suposición de que durante la hora 19 (periodo de demanda "pico") la potencia permanece constante, de manera que una reducción de la demanda de energía en esa hora correspondería a una baja de potencia semejante.

## UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA

se consigna en la Gráfica D - 21 y en Gráfica D - 22 y en la Tabla D - 3 y Tabla D - 4<sup>22</sup>. No obstante, a diferencia del caso anterior no se prevé un cambio significativo en la curva de duración de la demanda de energía eléctrica en este escenario, según se presenta en la Gráfica D - 23.

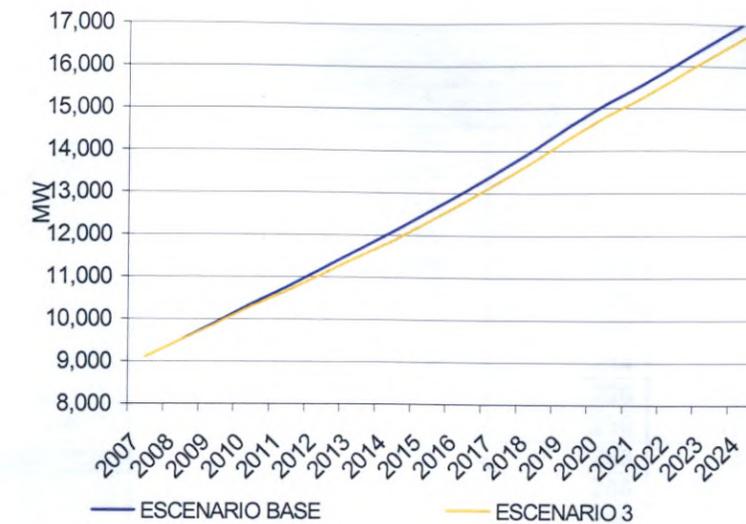


**Gráfica D - 21 Proyección de la demanda de energía eléctrica Escenario Base y Escenario 3.**

Fuente: UPME

<sup>22</sup> Al igual que en los escenarios anteriores, el Escenario Base de referencia es el Escenarios Medio de La presente *Proyección de Demanda de Energía y Potencia, marzo de 2008*.

## UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA



**Gráfica D - 22 Proyección de la demanda de potencia eléctrica Escenario Base y Escenario 3.**

Fuente: UPME

	Escenario Base	Escenario 3		
	Medio Marz 08 GWh	Reducción %	Reducción GWh	Energía GWh
2007	52,851	0.00%	-	52,851
2008	55,186	0.00%	-	55,186
2009	57,556	0.31%	177	57,379
2010	59,887	0.63%	379	59,508
2011	62,313	0.98%	611	61,702
2012	64,935	1.34%	870	64,065
2013	67,563	1.72%	1,164	66,399
2014	70,224	2.12%	1,487	68,737
2015	73,041	2.16%	1,577	71,463
2016	76,028	2.20%	1,674	74,354
2017	79,064	2.24%	1,769	77,295
2018	82,121	2.27%	1,866	80,255
2019	85,405	2.30%	1,965	83,440
2020	88,475	2.33%	2,061	86,415
2021	91,631	2.36%	2,160	89,471
2022	95,132	2.38%	2,263	92,869
2023	98,198	2.40%	2,357	95,841
2024	101,252	2.42%	2,452	98,800

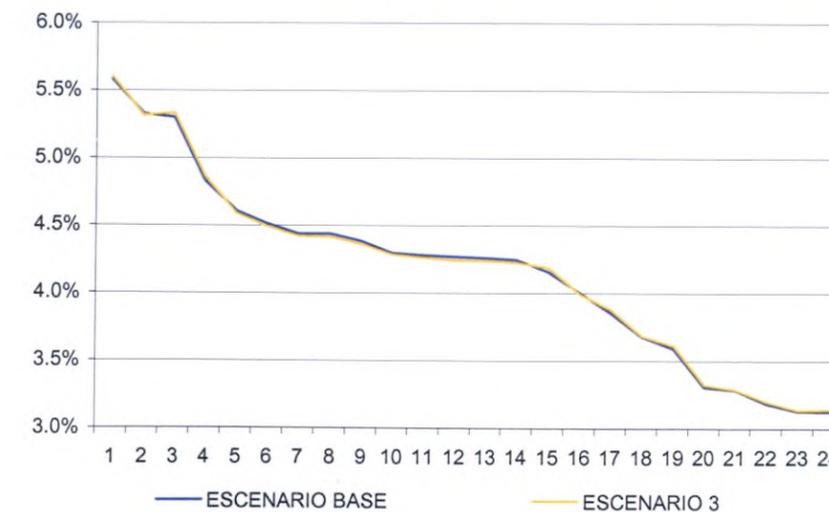
**Tabla D - 3 Proyección de la demanda de energía eléctrica Escenarios Base y 3.**

Fuente: UPME

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA

	Escenario Base	Escenario 3		
	Medio Marz 08 MW	Reducción %	Reducción MW	Energía MW
2007	9,093	0.00%	-	9,093
2008	9,495	0.00%	-	9,495
2009	9,906	0.26%	25	9,881
2010	10,341	0.53%	55	10,286
2011	10,745	0.82%	88	10,657
2012	11,177	1.12%	125	11,052
2013	11,625	1.44%	167	11,458
2014	12,078	1.77%	214	11,864
2015	12,538	1.80%	226	12,312
2016	13,014	1.84%	239	12,775
2017	13,517	1.87%	253	13,264
2018	14,031	1.90%	266	13,765
2019	14,575	1.92%	280	14,295
2020	15,084	1.95%	294	14,790
2021	15,526	1.97%	306	15,221
2022	16,011	1.99%	318	15,692
2023	16,540	2.01%	332	16,208
2024	17,078	2.02%	345	16,733

Tabla D - 4 Proyección de la demanda de potencia eléctrica Escenario Base y Escenario 3. Fuente: UPME



Gráfica D - 23 Variación curva de duración de carga Escenario Base en relación al Escenario 3. Fuente: UPME



Libertad y Orden

REPÚBLICA DE COLOMBIA  
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

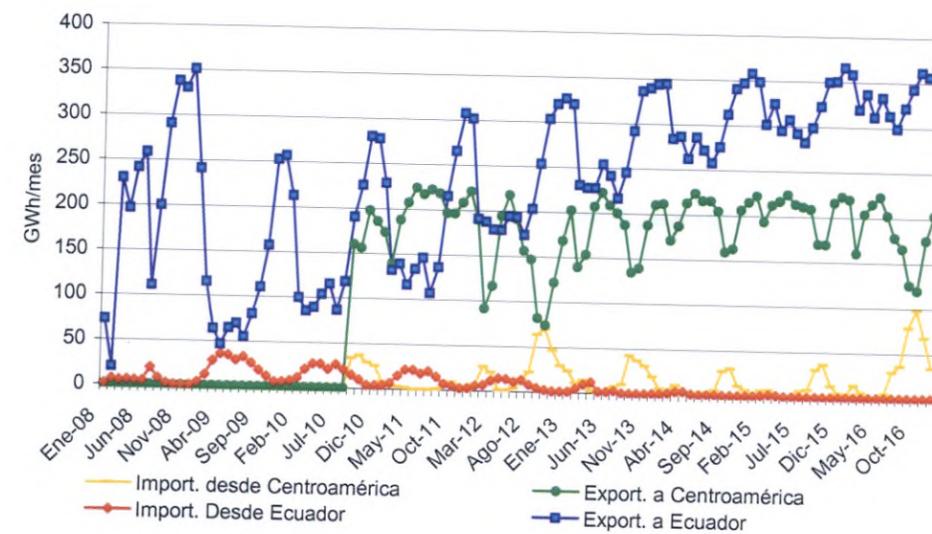
## UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA

A manera de conclusión puede decirse que el anterior estudio indica que es posible lograr ahorros importantes en el consumo de energía y reducciones en la demanda de potencia, especialmente en la hora pico. Este análisis realizado desde el lado de la demanda debe ser completado con un análisis desde la oferta, a fin de estimar los efectos sobre el precio de la energía eléctrica y sobre las inversiones necesarias en infraestructura. Así, es posible calcular las consecuencias sobre el bienestar de los consumidores, productores y sobre el agregado nacional, evaluando de manera más exhaustiva los beneficios y costos que tendría adelantar una política de sustitución de bombillas.

## UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA

### ANEXO E Proyección de Exportaciones e Importaciones de Energía Eléctrica

A continuación, en la Gráfica E - 1 y Tabla E - 1 se presentan las exportaciones e importaciones de energía eléctrica proyectadas para los próximos años. Ésta información tiene como fuente el *Plan de Expansión de Referencia de Generación y Transmisión 2008-2022 –Versión Preliminar Junio 2007*. En tal versión no se incluyó la entrada de nuevos proyectos de generación eléctrica en Ecuador<sup>23</sup>, lo cual tiene efectos sobre las transacciones de energía con ese país. En la edición del presente año se llevarán a cabo los análisis considerando los nuevos proyectos ecuatorianos de generación.



**Gráfica E - 1 Proyección de exportaciones e importaciones de energía eléctrica de Colombia**

<sup>23</sup> Información suministrada por el Consejo Nacional de Electricidad de Ecuador –CONELEC, en abril del año 2007.



## UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA

GWh/año	Import. desde Centroamérica	Export. a Centroamérica	Import. desde Ecuador	Export. a Ecuador
2008	0.00	0.00	59.89	2634.62
2009	0.00	0.00	245.09	1510.18
2010	124.75	697.30	191.93	1880.07
2011	35.98	2403.32	138.16	2223.99
2012	304.72	1743.54	91.42	2697.62
2013	198.86	2183.33	32.96	3268.08
2014	105.17	2375.82	9.66	3618.86
2015	112.43	2468.78	3.72	3831.97
2016	369.18	2182.93	0.09	4017.36

Tabla E - 1 Proyección de exportaciones e importaciones de energía eléctrica de Colombia

(Fin del documento)

Proyección de demanda de energía eléctrica y potencia/Subdirección de Planeación Energética. Grupo de Demanda Energética

333.7932 P969p v.1 Ej.1

CATALOGADO POR: HELP FILE LTDA

FECHA PEDIDO	PRESTADO A	FECHA DEVUELTO