

# **PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y POTENCIA MÁXIMA EN COLOMBIA**

**Revisión  
Julio de 2015**

**Proyección de Demanda de Energía Eléctrica  
en Colombia  
Revisión Julio de 2015**

*“La capacità di apprendere più velocemente  
dei vostri concorrenti potrebbe essere il  
solo vantaggio competitivo che avete” .  
(Arie De Geus, autore di “L’azienda del futuro”)*

*“La habilidad para aprender más rápido  
que sus competidores podría  
ser la única ventaja competitiva sostenible”  
(Traducción propia, tomado de:  
Arie De Geus, autor de “L’azienda del futuro”)*

República de Colombia  
Ministerio de Minas y Energía  
Unidad de Planeación Minero Energética, UPME  
Subdirección de Demanda

**Jorge Alberto Valencia Marín**  
Director General

**Carlos Arturo García Botero**  
Subdirector de Demanda

**William Alberto Martínez Moreno**  
Profesional Especializado

**Romel Alexander Rodríguez Hernández**  
Profesional Especializado

Revisión  
Julio 2015

## TABLA DE CONTENIDO

<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>4</b>
<b>1. Economía Mundial 2015: Incertidumbre por precios de materias primas, crisis de deuda en Grecia, apreciación del dólar, y fortalecimiento de la economía de Estados Unidos. ....</b>	<b>8</b>
<b>2. La Economía Colombiana, mejor que el resto de Latinoamérica, con dos grandes amenazas: Inflación y dólar al alza. ....</b>	<b>17</b>
<b>3. Energía Eléctrica y PIB en Colombia: La demanda de EE sigue la desaceleración de la economía. ....</b>	<b>31</b>
<b>4. Grandes Consumidores de EE: Una demanda que crece pero es vulnerable ante señales de menor crecimiento. ....</b>	<b>36</b>
<b>5. Elasticidad Precio – Demanda en Energía Eléctrica: Creciente sensibilidad en precios en hogares, industria y comercio. ....</b>	<b>41</b>
5.1 Elasticidad Precio – Demanda Consumo Residencial (Análisis por Estratos).....	41
5.2 Elasticidad Precio – Demanda Sectores Económicos de Producción.....	44
5.3 Estimación Econométrica de Elasticidad Precio – Demanda .....	46
<b>6. Proyección de la demanda de energía eléctrica en Colombia .....</b>	<b>49</b>
6.1 Demanda de Energía Eléctrica a largo plazo (Anual) .....	55
6.2 Demanda de potencia máxima a largo plazo (Anual) .....	58
6.3 Demanda de Energía Eléctrica a corto plazo (Mensual) .....	59
6.4 Demanda de Potencia Máxima a corto plazo (Mensual) .....	60
6.5 Demanda de Energía Eléctrica Total (Anual).....	61
6.6 Demanda de Potencia Máxima Total (Anual) .....	64
6.7 Demanda de Energía Eléctrica Total (Mensual).....	65
6.8 Demanda de Potencia Máxima Total (Mensual).....	66
<b>7. Revisión y construcción de las series históricas en Autogeneración y Cogeneración en Colombia.....</b>	<b>67</b>
7.1 Marco Conceptual.....	67
7.2 Metodología para la construcción histórica de la demanda de Autogeneración - Cogeneración .....	68
7.3 “Demanda Oculta” del SIN .....	70
7.4 Demanda Sectorial .....	70
7.4.1 Sector Petróleo .....	70
7.4.2 Sector Industria.....	70
7.4.3 Sector Público, Comercial, Hotelero y Hospitalario.....	71
7.5 Proyección de la demanda para Autogeneración y Cogeneración .....	72
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>76</b>

## INTRODUCCIÓN

En el presente informe se realiza la revisión cuatrimestral de las proyecciones de la demanda de energía eléctrica y potencia máxima, continuando con la combinación de los modelos de demanda que genera una proyección más precisa. Se incorpora en esta revisión por primera vez aspectos derivados de estudios recientes ejecutados por la Unidad, y que contribuyen a determinar la demanda total de electricidad en el país, en la cual se suman la demanda atendida por el SIN y la demanda atendida por autogeneración y cogeneración en sectores productivos y extractivos, casi todos desconectados de la red nacional.

Cada revisión de las proyecciones de demanda de energía eléctrica y potencia máxima contemplan las sugerencias realizadas por los distintos agentes del mercado y del sector.

En esta revisión, se resaltan los siguientes elementos:

1. Determinación de los factores estructurales que reflejan los cambios de tendencia de largo plazo en los componentes de la demanda energética. En especial, en cuanto a la revisión y cálculo actualizado de las proyecciones de crecimiento económico hasta 2030.
2. Una revisión completa de la coyuntura económica nacional, los impactos de la economía mundial sobre Colombia y una revisión de elasticidades de la demanda, elementos que permiten ampliar el panorama de la relación economía – energía eléctrica.
3. Se advierte una desaceleración generalizada de todos los sectores económicos por el lado de la oferta, que condiciona el crecimiento de la demanda de energía eléctrica entre 2015 y 2017. Sin embargo, para 2016 se anuncia un incremento de 2468 GWh de nuevas demanda eléctricas del sistema de producción de Ecopetrol, cargas ubicadas en refinerías y campos cercanos al STN. Esta demanda adicional representa el 47% del incremento total esperado para 2016. La UPME realiza el seguimiento detallado a todas las demandas asignadas a las Unidades de Control de Pronóstico UCP, para determinar la ocurrencia de estas. En la próxima revisión se presentará el análisis de probabilidad de ocurrencia de estos incrementos.
4. El choque producido por la caída en los precios del petróleo y el gas, generalizado a las demás materias primas relacionadas con la actividad minera (principalmente carbón y níquel) tendría un efecto negativo sobre el crecimiento potencial de la economía, estimado en 0.7% anual, lo que implica un choque estructural, que puede reducir el crecimiento potencial de la economía Colombia a largo plazo, de 4.5% a 3.8%.
5. La demanda de energía eléctrica de los grandes consumidores, puede sufrir una disminución significativa a mediano plazo, como consecuencia de la disminución que desde 2014q2 se viene presentando en la explotación de minas, y la reducción en la productividad de los

- yacimientos, a lo que se suma el menor flujo de inversión extranjera directa hacia el sector minero – energético. En consecuencia, hay un alto riesgo de que la demanda de energía eléctrica modere su crecimiento a niveles incluso inferiores a la previsión de crecimiento económico.
- Tomando como Base Enero de 2000, la demanda de grandes consumidores es hoy 3.4 veces la demanda de hace 14 años (Gráfica 68); por su parte, la demanda sin grandes consumidores se multiplica por 1.5, evidencia de la diferencia en las dinámicas de consumo al interior de la propia demanda.
  - La demanda de energía eléctrica ha venido disminuyendo en los 2 últimos trimestres, reflejando la desaceleración de la economía. Con corte a 2015q1, la demanda de energía eléctrica crece a una tasa anual de 3.3%, 0.5% por encima del crecimiento de la economía.
  - Hay un incremento de la sensibilidad en la demanda de energía eléctrica por cambios en los precios, según el análisis de elasticidad precio – demanda, en particular en el sector residencial.
  - Los valores recalculados para la demanda de energía eléctrica y de potencia máxima de Rubiales, en el periodo 2015 – 2029, afentan las expectativas de un mayor incremento de las demandas totales.
  - Este informe recoge también el seguimiento de los Grandes Consumidores Existentes: Cerromatoso, Cerrejón, OXY y La Cira Infanta, tanto en energía eléctrica como en potencia. Además, se presenta la demanda a 2029, el crecimiento, la participación que tienen estos dentro de la demanda del SIN.
  - Los valores de la proyección de demanda de energía eléctrica y potencia máxima esperada para Grandes Consumidores Especiales y ventas a Panamá, se actualizaron con respecto a las solicitudes de conexión presentadas.
  - La incorporación de Sociedad Portuaria – Puerto Nuevo, la cual tenía prevista inicialmente su entrada en operación desde 2012, y se estima que en el último trimestre del año en curso se incorpore su demanda al Sistema de Transmisión Nacional (STN).
  - Revisión y elaboración de las series históricas a partir de los resultados del estudio: *“Capacidad Instalada de Autogeneración y Cogeneración en Sector de Industria, Petróleo, Comercio y Público del País”* (UPME – Consorcio HART – REGENERACIÓN).
  - Elaboración tentativa de la proyección de la demanda de energía eléctrica y potencia máxima para autogeneración y cogeneración.

Para la estimación de los modelos se tuvieron en cuenta los siguientes aspectos:

- a. Las demandas asociadas a Grandes Consumidores Especiales que se integran en la proyección de largo plazo, son aquellas que representan un cambio estructural para la demanda nacional al SIN; esta revisión integra la llegada del GCE “Sociedad Portuaria – Puerto Nuevo”, y por otra parte, se actualizan los GCE y por último se recalculan los datos del GCE Rubiales desde 2015 a 2029.
  - b. El seguimiento y la revisión en cuanto al escenario de crecimiento económico, teniendo en cuenta las proyecciones y revisiones a éstas, hechas por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público (MHCP), el Banco de la República y el Fondo Monetario Internacional (FMI).
- Los resultados de integrar estas demandas a la proyección de la demanda nacional de energía eléctrica se muestran en la Tabla 1.

Tabla 1. Proyección de la Demanda EE Total Nacional (GWh)

PROYECCIÓN GWH			
Año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2015	65.797	65.032	64.269
2016	71.324	70.278	69.239
2017	73.834	72.759	71.691
2018	76.858	75.755	74.660
2019	78.856	77.727	76.604
2020	80.700	79.541	78.389
2021	82.725	81.538	80.359
2022	84.897	83.679	82.470
2023	86.865	85.613	84.369
2024	88.872	87.590	86.315
2025	91.236	89.918	88.608
2026	93.742	92.385	91.036
2027	96.569	95.168	93.775
2028	99.211	97.769	96.336
2029	102.111	100.625	99.147

- Los resultados de la proyección de potencia máxima total se muestran en la Tabla 2.

Tabla 2. Proyección de la Demanda PMÁX Total Nacional (MW)

PROYECCIÓN MW			
Año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2015	10.240	9.988	9.743
2016	11.011	10.754	10.503
2017	11.255	10.992	10.735
2018	11.707	11.439	11.178
2019	11.891	11.618	11.352
2020	12.073	11.794	11.523
2021	12.251	11.968	11.692
2022	12.469	12.181	11.899
2023	12.706	12.411	12.123
2024	12.910	12.609	12.315
2025	13.160	12.852	12.552
2026	13.439	13.125	12.818
2027	13.737	13.415	13.101
2028	14.025	13.696	13.376
2029	14.337	14.000	13.672

- Los resultados de los porcentajes de crecimiento de la demanda proyectada nacional de energía eléctrica se muestran en la Tabla 3.

Tabla 3. Crecimiento de la Demanda Proyectada EE Total Nacional (%)

PROYECCIÓN DEE TOTAL SIN NACIONAL %			
Año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2015	3,5%	2,3%	1,1%
2016	8,4%	8,1%	7,7%
2017	3,5%	3,5%	3,5%
2018	4,1%	4,1%	4,1%
2019	2,6%	2,6%	2,6%
2020	2,3%	2,3%	2,3%
2021	2,5%	2,5%	2,5%
2022	2,6%	2,6%	2,6%
2023	2,3%	2,3%	2,3%
2024	2,3%	2,3%	2,3%
2025	2,7%	2,7%	2,7%
2026	2,7%	2,7%	2,7%
2027	3,0%	3,0%	3,0%
2028	2,7%	2,7%	2,7%
2029	2,9%	2,9%	2,9%

- Los resultados de los porcentajes de crecimiento de la demanda proyectada potencia máxima total se muestran en la Tabla 4.

**Tabla 4. Crecimiento de la Demanda Proyectada PMÁX Total Nacional (%)**

PROYECCIÓN DPMÁX TOTAL SIN NACIONAL %			
Año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2015	7,2%	4,6%	2,0%
2016	7,5%	7,7%	7,8%
2017	2,2%	2,2%	2,2%
2018	4,0%	4,1%	4,1%
2019	1,6%	1,6%	1,6%
2020	1,5%	1,5%	1,5%
2021	1,5%	1,5%	1,5%
2022	1,8%	1,8%	1,8%
2023	1,9%	1,9%	1,9%
2024	1,6%	1,6%	1,6%
2025	1,9%	1,9%	1,9%
2026	2,1%	2,1%	2,1%
2027	2,2%	2,2%	2,2%
2028	2,1%	2,1%	2,1%
2029	2,2%	2,2%	2,2%

## 1. Economía Mundial 2015: Incertidumbre por precios de materias primas, crisis de deuda en Grecia, apreciación del dólar, y fortalecimiento de la economía de Estados Unidos.

2015 era señalado como el año de transición hacia un ciclo económico caracterizado por la recuperación de las economías desarrolladas y una fuerte contracción de las economías emergentes, en contraposición con lo que fuera el comportamiento del ciclo económico en la primera década y media del siglo XXI, donde fueron las economías emergentes el motor del crecimiento económico mundial.

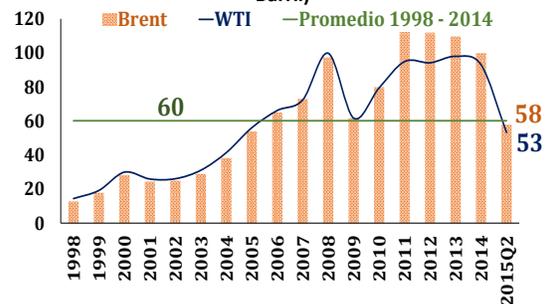
Han sido tres los factores que han afectado el comportamiento de los mercados y que condicionan las expectativas sobre el desempeño económico de las economías desarrolladas y emergentes a mediano plazo:

**Primer Factor:** La caída en los precios del petróleo, que han arrastrado la menor cotización de las demás materias primas, y que no han conseguido recuperarse de forma significativa desde la caída que comenzaron a presentar en 2014Q3.

Los precios de la referencia Brent (a la que se condiciona el precio del crudo exportado por Colombia) a Junio de 2015, son el 53% del nivel que presentaban un año atrás (cuando la cotización había alcanzado el nivel récord de USD 114 por barril). En promedio al corte del segundo trimestre de 2015 el precio promedio durante el año de la referencia Brent, fue USD 58, mientras la referencia WTI se situó en USD53 ( Gráfica 1 - Gráfica 2).

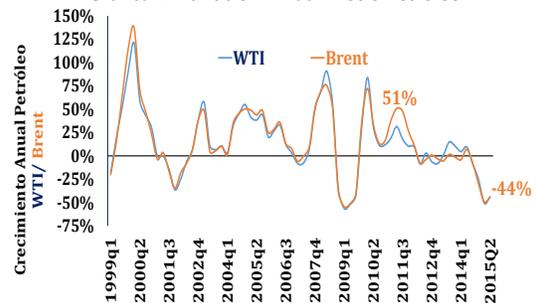
No obstante, no es correcto afirmar que el precio actual del petróleo es bajo. Si se promedia el precio del petróleo durante el período 1998 – 2014, se ubica en un nivel de USD60, cercano a la cotización del crudo en el mercado actual, lo que indica que técnicamente hay una reversión a la media histórica en los precios de mercado.

Gráfica 1. Evolución Precio Mundial del Petróleo (USD / Barril)



Fuente: EIA

Gráfica 2. Variación Anual Precio Petróleo



Fuente: EIA – Bloomberg

Los precios han mostrado una caída homogénea en Brent y WTI: la variación negativa en precios es la mayor en las dos últimas décadas, inversamente proporcional al auge de precios experimentando al comenzar la presente década.

A diferencia de otras caídas históricas en el precio del crudo, se está en presencia de un choque estructural: hay un exceso de oferta del orden de dos millones de barriles que puede potencialmente subir a 4.5 millones de barriles, con la supresión del bloqueo comercial a Irán, que se espera como consecuencia del acuerdo nuclear suscrito con Estados Unidos, que pone freno al programa de expansión nuclear emprendido por Irán y por el que fue sancionado en 2012.

Irán cuenta con reservas probadas de 158 mil millones de barriles de petróleo, y actualmente exporta 1.1 millones de barriles, la tercera parte del nivel de 2012 cuando se hicieron efectivas las medidas del bloqueo comercial. Además, que Irán normalice su actividad de extracción de crudo y gas, se convertiría en la solución para el problema de abastecimiento de combustibles de Europa, y reduciría la dependencia de la segunda región económica más importante del mundo con respecto a Rusia.

Aunque en Irán no está permitida (desde 1979) la participación o el establecimiento de reservas en proyectos iraníes relacionados con la explotación de recursos naturales, el recién posesionado Gobierno de Hasan Rohani, ha hecho manifiesta su intención de cambiar la legislación para atraer mayor inversión extranjera, dada la urgencia en renovación de capital y demanda de mano de obra calificada que requiere para potenciar su capacidad de producción de petróleo y gas. Se estima que las necesidades de inversión que Irán requiere, para la exploración de yacimientos petrolíferos, durante el período 2016 - 2018 sería de al menos USD 100 BB.

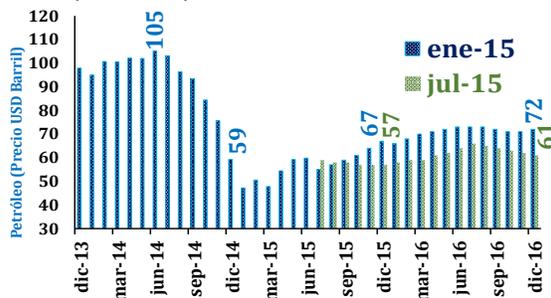
Si bien los efectos del desbloqueo sobre Irán no serán inmediatos (se estima a Irán le puede tomar dos años la normalización de su producción previa al bloqueo), lo ligero de su crudo y los bajos costos de exploración, hacen muy atractiva su inversión, en un contexto de precios bajos

Adicionalmente, la exploración de Shale Gas y Shale Oil, aunque ha perdido dinámica, principalmente en Estados Unidos, es la única alternativa viable que países como Colombia, que extraen crudo pesado y a altas profundidades, tienen hoy para garantizar su autosuficiencia y su capacidad de exportación. El uso cada vez mayor de tecnologías no convencionales, sumado a la reactivación de la energía nuclear en Japón supone por una parte, un incremento del stock de crudo disponible; por otro lado, un crecimiento moderado de la demanda, a tasas inferiores a la oferta, que en suma conducen al aumento de inventarios de crudo, lo que no permitiría una recuperación a mediano plazo de los precios de crudo.

Un hecho dicente que ilustra el fuerte crecimiento de la oferta y la menor dinámica de la demanda, es la presencia a junio de 2015 de un inventario de crudo en EE. UU. de 460 millones de barriles, nivel aproximadamente superior en 80 millones al que presentaban los inventarios de crudo hace un año, cuando los precios estaban en máximos de USD 109; esto a pesar de los recortes de producción y el cierre de pozos por baja rentabilidad.

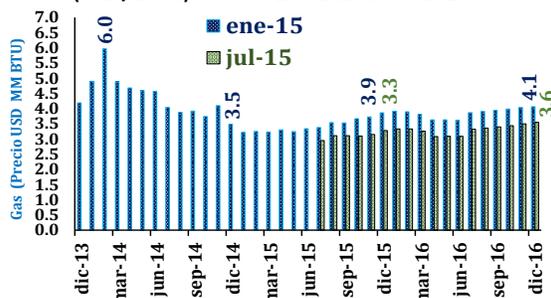
El impacto fundamental, de este escenario, es la revisión, nuevamente a la baja que la Administración de Información Energética de Estados Unidos (EIA) ha hecho acerca de los precios de crudo para 2015 y 2016.

**Gráfica 3. Previsión Precios de Petróleo (USD / Barril) Revisión Ene. 2015 Vs Jul. 2015**



Fuente: EIA

**Gráfica 4. Previsión Precios de Gas (USD / Barril) Revisión Ene. 2015 Vs Jul. 2015**



Fuente: EIA

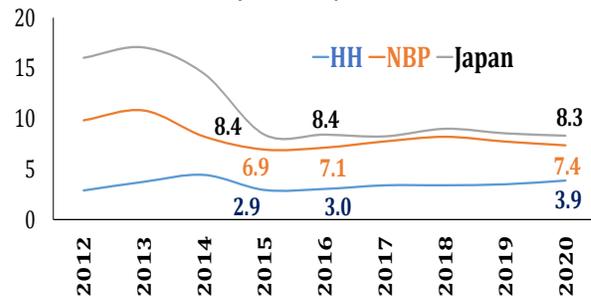
Las revisiones de precios hechas por la EIA, evidencian que a Junio de 2015 hay más pesimismo por el comportamiento de los precios del petróleo, del que había al comenzar el año. En enero de 2015 EIA proyectaba un precio de crudo de USD 67 al finalizar 2015 y de USD 72 al finalizar 2016. En la revisión hecha en Julio, ésta proyección baja a USD 57 para 2015 y USD 61 para 2016 (Gráfica 3, Gráfica 4).

Situación similar acontece con el gas donde la revisión para el precio de principal referencia del mercado Henry Hub (HH) en enero de 2015, indicaba un precio al finalizar el año de USD3.9, y un precio al finalizar 2016 de USD 4.1. La revisión de Julio de 2015, bajó la proyección del precio al finalizar este año a

USD 3.3, y a USD 3.6 para diciembre de 2016. En ambos casos, son precios que se mantienen en el promedio de los últimos 12 meses, pero por debajo en un 40% del nivel máximo que alcanzaron en febrero de 2014 (USD 6). Las revisiones a la baja de gas de la EIA no son las más drásticas.

La última proyección que hizo la firma especializada Wood Mackenzie al finalizar el primer semestre de 2015 muestra para las tres principales referencias del mercado, una tendencia a la baja, siendo la proyección para la referencia HH, menor USD 0.4 a la prevista por EIA (Gráfica 5). A diferencia de EIA, Wood Mackenzie supone una trayectoria decreciente a corto plazo, y una recuperación lenta de los precios a mediano plazo. Señal clara en principio, que el fin de la caída de los precios bajos de los hidrocarburos no está cerca.

**Gráfica 5. Previsión Precios Referencias Principales de Gas a corto y mediano plazo**



Fuente: Wood Mackenzie

**Segundo Factor:** La crisis de deuda de Grecia y el riesgo subyacente de salir de la Eurozona.

El pasado 30 de junio de 2015, Grecia oficializó el default de su deuda (no pago) al no cancelar los USD 1600 MM que debía pagar por un crédito al Fondo Monetario Internacional (FMI), hecho que acrecentó el nerviosismo y exacerbó el pesimismo de los inversionistas en los mercados internacionales.

El actual Gobierno de Grecia posesionado en Ene. 2015, en cabeza del líder de izquierda Alexis Tsipras, y su partido político Syriza, logró acceder al poder mediante una campaña en favor de desconocer las exigencias del FMI, la Unión Europea (UE) y el Banco Central Europeo (BCE), en conjunto denominada la Troika Financiera, en cuanto privatizaciones, reformas estructurales, disciplina fiscal y amortización de la deuda pública, fijadas por dichos organismos y aceptadas por los Gobiernos precedentes en Grecia del Primer Ministro Papandrú (con quien se suscribió el acuerdo BCE – FMI – Grecia para el primer rescate financiero en May.2010 por € 110 bn), y del Primer Ministro Samarás, administración anterior al Gobierno de Tsipras, que había logrado la meta de generar superávit primario, esto es, un nivel de ingresos fiscales mayor al gasto sin incluir el servicio de la deuda.

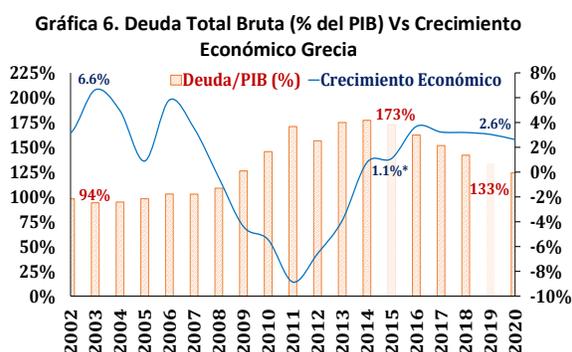
El Gobierno de Tsipras, aprovechando el apoyo mayoritario de la población, decidió someter a referendo el 5 de julio (haciendo campaña por el NO) la decisión de aceptar las condiciones de ajuste fiscal que exigía el BCE, UE y el FMI para otorgar un nuevo paquete de ayudas a la economía griega, al borde nuevamente en 2015 de una crisis de balanza de pagos.

El triunfo del No por amplia mayoría (61%) desencadenó una ola de pánico en los mercados financieros, presentándose una caída en las bolsas europeas y asiáticas en un rango del 1% al 6% diario, en los días siguientes al 5 de julio. Se trató de la caída en bolsa más fuerte desde agosto de 2012, cuando se especuló un posible default de la deuda de España e Italia.

Además, como precedente al referendo, el Gobierno de Tsipras estableció fuertes restricciones para el retiro de depósitos en bancos (denominado popularmente como “corralito financiero” hecho vivido por la Argentina en la crisis 1999 – 2002) no permitiendo solo retiros mayores a 60 euros diarios, y salvo casos excepcionales, no permitiendo operaciones al exterior. Esto dada la insolvencia reconocida del sistema financiero de Grecia, que urgía de una inyección de liquidez proveniente del BCE, la cual estaba sujeta a las condiciones de austeridad en el gasto público que con el triunfo del NO en el Referendo se desconocerían.

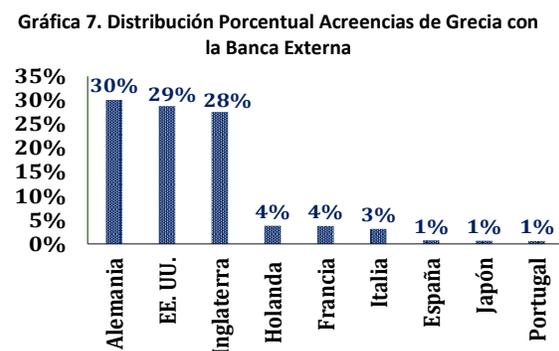
Las medidas de austeridad que exigen el FMI, el BCE y la UE para la permanencia de Grecia en la Eurozona, y el rescate de su sistema financiero, se relacionan con la reducción del gasto público y el tamaño del Estado, privatización de empresas estatales, la reforma al sistema de pensiones, y acabar con la exención de IVA que disfruta el sector turístico en las islas griegas. Este programa fue ejecutado discrecionalmente por la Administración previa de Samarás, dado el rechazo de los sindicatos estatales y la reticencia a perder privilegios en las condiciones de pensión.

Las cifras de la deuda bruta de Grecia como porcentaje del PIB, muestran el costo de la discrecionalidad del ajuste fiscal (Gráfica 6): entre 2003 y 2014, la deuda pública pasó del 94% al 173% del PIB, una cifra insostenible para las finanzas públicas de cualesquier nación (un nivel óptimo de deuda como % del PIB, que no comprometa el crecimiento, se considera en el rango 30% - 40%).



Fuente: FMI – Eurostats

La deuda actual de Grecia con la banca externa asciende aproximadamente a € 35 bn, siendo Alemania, EE. UU. e Inglaterra los principales acreedores, y por tanto, los de mayor exposición (riesgo de crédito/ no pago) al default de Grecia (Gráfica 7)



Fuente: FMI – Eurostats

De éste análisis surgen dos preguntas: La primera pregunta es ¿Si Grecia aporta muy poco al crecimiento de la Eurozona, por qué preocupa su posible salida de dicha región económica? La respuesta se relaciona con el precedente que generaría, para países que como España, Portugal e Italia, afrontan una situación de deuda también crítica. La salida de Grecia, abriría las puertas para salidas de países hoy integrantes de la Eurozona, que no consigan ajustar sus cuentas fiscales, además de reconocer el fracaso de la Unión Europea por la consecución de una homogeneidad en la estabilidad macroeconómica de sus países integrantes

La segunda pregunta es ¿Si Grecia no es una economía que lidere el crecimiento de Europa, como si Alemania, por qué afecta su default y la renegociación de su deuda, a los mercados financieros? La respuesta pasa por los antecedentes que un nuevo acuerdo con Grecia tendría a futuro para países con historias de default como Brasil o Argentina. Los inversionistas temen que un nuevo acuerdo con la troika, mande el mensaje de “ser mala paga, paga” y que por esa vía, todo país que a futuro se enfrente a una posible crisis de balanza de pagos, y la cesación de sus obligaciones de deuda, pida como lo hace ahora Grecia, la condonación de parte de la deuda (quita de capital) y mayor flexibilidad en el gasto público.

Al cierre de edición del presente documento, el Gobierno Tsipras había aceptado un paquete de reformas del FMI, BCE y UE, incluso más ortodoxo al que pretendía desconocer con el referendo, el cuál en la práctica fracasó al no conseguir el Gobierno de Tsipras una excepción al plan de ajuste.

No obstante, el riesgo que Grecia pueda salir de la Unión Europea prevalece y que por ende, sus acreencias puedan crecer a niveles que colapsen la capacidad de pago de su deuda.

**Tercer Factor:** Fortalecimiento del dólar, impulsado por la reactivación económica de Estados Unidos.

Luego de sortear entre 2007 y 2009 la crisis financiera más fuerte desde la gran recesión de 1929, que por su condición de primera potencia económica, deprimió el crecimiento mundial en la segunda mitad de la primera década del siglo XXI, Estados Unidos comenzó a experimentar una paulatina reactivación de su economía, obteniendo una sostenida recuperación en la generación de puestos de trabajo e inversión, que le han permitido conseguir la disminución de su tasa de desempleo de 9.6% a 5.3% (Gráfica 8). De manera simultánea, esta reducción del desempleo ha estado acompañada de una menor inflación, que a su vez refleja la menor presión sobre los precios que ha producido desde 2014Q3, la caída de los precios en los hidrocarburos.

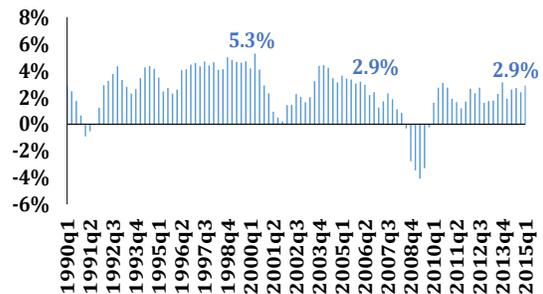
Gráfica 8. Desempleo vs Inflación EE. UU.



Fuente: Federal Reserve Bank of Saint Louis

Un escenario de menor desempleo y precios más bajos, conduce a un incremento del nivel de ingresos del consumidor como de su poder adquisitivo, que a nivel macro expande la demanda agregada y estimula la producción. La configuración de éste escenario se traduce en un crecimiento económico estable que debe converger hacia el crecimiento potencial de la economía. Estados Unidos, que afronta un descenso de su desempleo y una inflación que completa 3 años (desde 2012Q2) por debajo del nivel objetivo establecido por la Reserva Federal (FED), configura entonces un escenario de crecimiento sólido que explica el fortalecimiento de la confianza en la economía americana y el optimismo por su posible desempeño a mediano plazo.

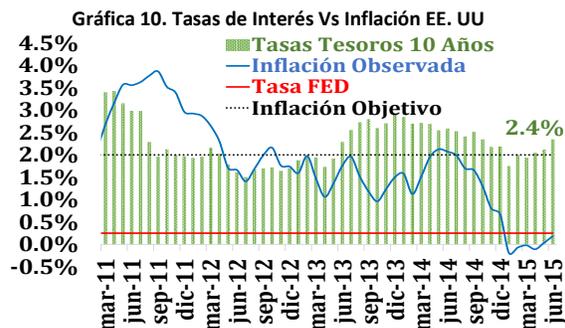
Gráfica 9. Crecimiento Interanual - Estados Unidos



Fuente: Federal Reserve Bank of Saint Louis

La lectura del crecimiento de EE. UU debe mirarse desde una perspectiva de largo plazo (Gráfica 9), la cual evidencia que el crecimiento interanual que en promedio EE. UU. ha alcanzado en los últimos dos años (2.9%) es acorde a su crecimiento potencial (3%) aunque inferior al período de mejor desempeño de la economía americana en la segunda mitad del siglo XX (1996 – 2000) cuando creció en promedio 4.4% anual.

Acorde a la teoría económica, la expectativa de un mayor crecimiento a largo plazo, aumenta las presiones inflacionarias por el lado de la demanda, y obliga al Banco Central (Reserva Federal para el caso EE. UU.), al endurecimiento de su política monetaria, aumentando el nivel de sus tasas de interés, para mantener la inflación bajo control.



Fuente: Federal Reserve Bank of Saint Louis

Los datos para Estados Unidos señalan un aumento en la tasa de interés de referencia (tasa de los bonos del tesoro americano), desde la primera semana de febrero, incremento que ha sido de 67 Pb hasta junio, situándose en 2.4%, lo que infiere una expectativa en inversionistas de mayor inflación correlacionada con una expansión del consumo y la inversión (Gráfica 10).

Esta señal de mercado, sumada al descenso del desempleo y su efecto multiplicador en el ingreso de los hogares, serían argumentos para que la FED suba por primera vez su tasa de interés desde 2007, y moverla del 0.25% en que se encuentra desde diciembre de 2008. Además, la tasa de la FED en términos reales ha sido negativa en los últimos 6 años, hecho que ha estimulado el endeudamiento externo y una mayor exposición al riesgo cambiario. No obstante, el hecho que la inflación se mantenga por debajo del nivel objetivo de la FED de 2%, con una perspectiva de

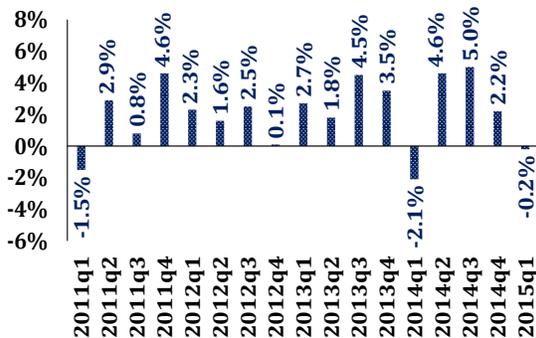
mantenerse en niveles mínimos, dado el impacto del precio de los hidrocarburos en la inflación estadounidense, con tendencia a la baja desde hace un año, hacen prever que la FED no tendría la urgencia de aumentar sus tasas en 2015.

Adicionalmente, Janet Yellen Presidente de la FED, ha expuesto en sus recientes presentaciones ante el Congreso de EE. UU. que la economía de Estados Unidos aún no esta tan sólida como lo hacen ver intensivamente los indicadores líderes de la economía, como la reducción de solicitudes de desempleo, el crecimiento de la capacidad instalada industrial y un aumento sostenido del optimismo a mediano plazo de los consumidores y empresarios.

Una inflación baja como la que evidencia EE. UU puede conducir al riesgo “L” de un consumidor, esto es, que habiendo ajustado hacia arriba su gasto una vez recuperado su empleo, o evidenciar mejoría en el nivel de su salario, aplase sus decisiones de gasto, ante una expectativa de un mayor descenso en el nivel de precios.

Si se examina el crecimiento del PIB de Estados Unidos por trimestre anualizado en los últimos dos años (Gráfica 11), es evidente: 1), el impacto del invierno, que se intensificó drásticamente en el primer trimestre de 2014 y 2015 respecto a los años anteriores, frenando la actividad económica; 2) una desaceleración en el último semestre; 3) la dificultad de sostener crecimientos que superen el 4% por más de dos trimestres consecutivos.

Gráfica 11. Crecimiento Económico Trimestral Anualizado Estados Unidos

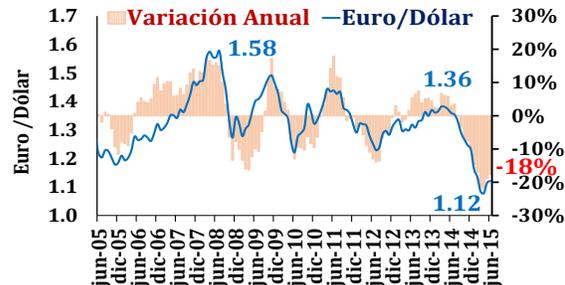


Fuente: Federal Reserve Bank of Saint Louis

Aun pese a la desaceleración del crecimiento en los dos últimos trimestres, la FED considera que hay ya condiciones propicias por la expansión del mercado laboral para comenzar a subir las tasas de interés. Sin embargo, Yellen ha señalado que los aumentos en tasas serán graduales, sea que las alzas comiencen en 2015 o no, a pesar de lo cual, la política monetaria seguirá siendo un condicionante para el buen desempeño de la economía y la completa superación de la crisis de 2007 – 2009.

La previsión de un aumento en las tasas de interés de la FED, y el mejor desempeño de la economía de EE. UU en el segundo mandato de la Administración Obama, ha llevado al fortalecimiento del dólar en los mercados internacionales, en particular, en economías emergentes de Latinoamérica donde el dólar se había depreciado de forma significativa desde 2003, hecho que restó competitividad a las exportaciones de la región, pero que también promovió el auge de importaciones, y la aceleración del consumo de bienes de capital, y en general, una mayor demanda de bienes transables, afectando negativamente a los términos de intercambio.

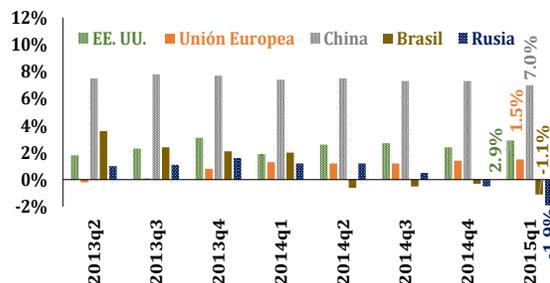
Gráfica 12. Tasa de Cambio Spot Euro – Dólar Versus Variación Anual



Fuente: BCE – Euro Stats

El comportamiento del Euro con relación al dólar evidencia el fortalecimiento del dólar durante el último año (Gráfica 12). De Junio de 2014 a Junio de 2015 el Euro se devaluó 18% frente al dólar, cayendo su cotización a 1.12, con una tendencia claramente descendente, que recoge la desconfianza que el tema de la crisis de Grecia ha generado sobre la estabilidad de la Eurozona, las mejores perspectivas de Estados Unidos en materia económica, y el endurecimiento de su política monetaria, en razón a los resultados observados en los dos últimos años.

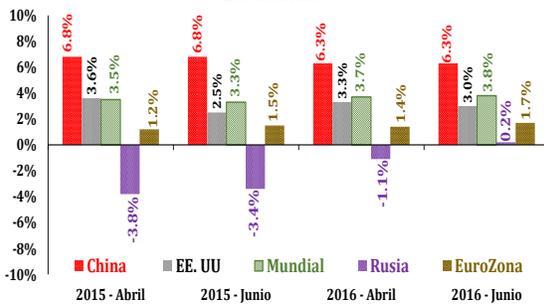
Gráfica 13. Crecimiento Económico - Principales Economías



Fuente: BCE – Euro Stats

La brusca desaceleración del crecimiento económico de Rusia y Brasil, dos de las principales y más grandes economías emergentes (Gráfica 13), reflejando el impacto de la caída en el precio del crudo, y el estancamiento de China en un crecimiento que no supera el 7%, luego de haber crecido en la década anterior a tasas superiores al 9% anual, han coadyuvado en una mayor aversión a la inversión que prefiere refugiarse en activos de bajo riesgo, lo cual se traduce en una mayor demanda de dólares que explican su drástica apreciación, corrigiendo al alza desde el segundo semestre de 2013, corrección acentuada en el presente año.

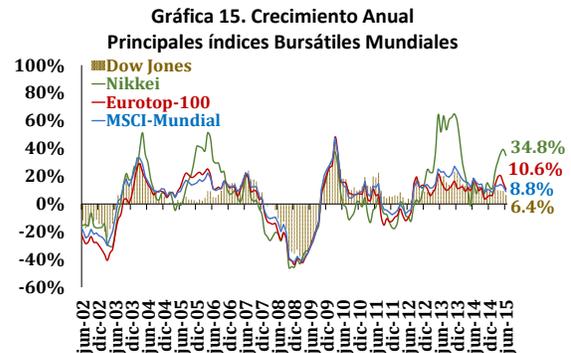
Gráfica 14. Proyección Crecimiento FMI Principales Economías



Fuente: FMI

Las previsiones de crecimiento económico que el FMI ha dado sobre la economía mundial para 2015 y 2016 (Gráfica 14) confirmarían la desaceleración de China, creciendo en estos años 6.8% y 6.3%, cifras menores al 7% observado en 2013 – 2014, e inferior al registro de crecimiento en China, en promedio sobre 9% a 2012. Así mismo, ratifican el impacto positivo que para los países desarrollados, en particular los miembros de la Unión Europea, está teniendo la caída de los precios de los hidrocarburos. La previsión de crecimiento promedio de Estados Unidos 2015 – 2016 aunque supera las demás áreas económicas y sustenta la

mayor apreciación del dólar que se observó desde 2013, se ha moderado por el impacto negativo en los sectores de la minería y la energía, que la caída de los precios del crudo y el gas ha producido durante el último año, al interior de su economía.



Fuente: De Nederlandsche Bank – UPME

La valorización que durante los últimos tres años han experimentado los principales índices bursátiles mundiales (Gráfica 15) liderados por el Dow Jones en Estados Unidos, cuyo crecimiento anual a junio de 2015 es 6.4%, revelan optimismo en la economía a mediano plazo en los países desarrollados. Con mercados accionarios de los países desarrollados en alza, el fortalecimiento del dólar tendría que acentuarse a corto plazo, aspecto con implicaciones en el comportamiento del nivel de precios, el nivel de la deuda y las necesidades de inversión en países emergentes.

## 2. La Economía Colombiana, mejor que el resto de Latinoamérica, con dos grandes amenazas: Inflación y dólar al alza.

Colombia ha sido históricamente la economía más sana de Latinoamérica, como resultado de su mejor crecimiento, no presentar default de su deuda, no haber tenido episodios de hiperinflación, y tener una banca central, el Banco de la República, independiente del Gobierno Central.

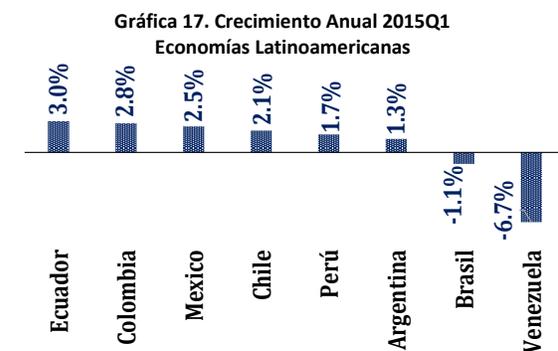
Este buen precedente, se pone en contexto, para comprender que un entorno crítico, con países vecinos exhibiendo tasas de crecimiento bajas e incluso negativas, caída en el precio de las materias primas, y un fortalecimiento en el precio del dólar, el desempeño de Colombia durante 2015 sigue liderando la región latinoamericana, e invita a una señal de optimismo por parte de los agentes económicos.

La publicación del dato de crecimiento 2015Q1 hecha en junio por el DANE (2.8%), ratificó la desaceleración que había iniciado de manera moderada el país desde el 2014Q2 (Gráfica 16), y que Colombia siente ya de manera plena el impacto de la caída en el precio de su principal materia prima de exportación, el crudo, y obligó a una nueva revisión de crecimiento previsto para 2015 y 2016 por parte del FMI, el Gobierno, los analistas y la Subdirección de Demanda de la UPME.

Colombia suma con 2015Q1, tres trimestres consecutivos con tendencia a la baja en su crecimiento económico, siendo la segunda que ello acontece en la presente década, lo que evidencia una mayor volatilidad del ciclo económico.

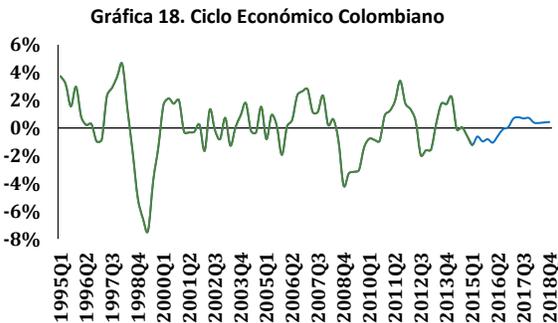


Fuente: DANE



Fuente: DANE

Pese a ser el crecimiento más bajo de los últimos dos años, Colombia fue el segundo país que más creció en el trimestre entre las economías latinoamericanas de ingreso per cápita medio alto, después de Ecuador (3%) y de mayor crecimiento entre los países de la Alianza Pacífico (Gráfica 17). Destaca también el deterioro de la economía brasileña que se contrajo 1.1% y la profundización de la recesión económica en Venezuela contrayéndose 6.7%, siendo los países de la región que más han sentido la reducción de ingresos por la caída de los precios de los hidrocarburos.



Fuente: DANE – Cálculos UPME

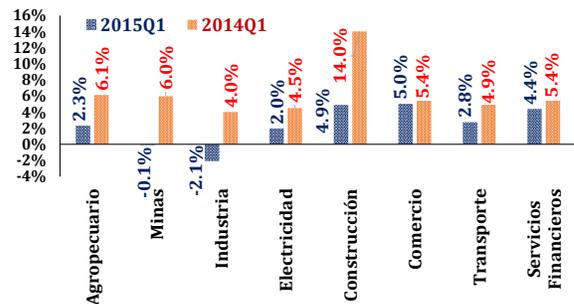
Con un vecindario que actualmente crece sólo en 0.4% anual, se torna complejo que Colombia, siendo la tercera economía más grande de Latinoamérica, pueda aspirar a un crecimiento superior al 4% a mediano plazo.

Países como México, Brasil o Perú están ajustando sus términos de intercambio, lo que se traduce en una menor demanda por importaciones, y la dificultad de compensar con una mayor dinámica de las exportaciones no tradicionales, la pérdida de ingresos por la perspectiva de tendencia a la baja en los precios de los hidrocarburos, la menor compra de petróleo de Estados Unidos, la menor demanda de carbón, y la menor dinámica, que se prevé en la producción de petróleo y gas (por el menor estímulo de la inversión extranjera en el sector y la falta de hallazgos con potencial significativo de reservas que garanticen a largo plazo la autosuficiencia y la capacidad exportadora de Colombia en materia de combustibles fósiles)

El ciclo económico y su proyección a dos años, infiere que la intensidad de la desaceleración económica en el caso colombiano no es de la magnitud de la presentada durante la crisis financiera de 1997-1999 (Gráfica 18).

Sin embargo, la previsión del ciclo en Colombia, revela una recuperación lenta que no garantiza retornar pronto (antes de 3 años) a tasas de crecimiento anuales mayores al 4%. Lo que implica, que programas como PIPE II (Soportado en la dinámica de la construcción) lanzado por el Gobierno este año para minimizar el impacto de la caída de los precios de los hidrocarburos en la economía nacional no tendrá resultados significativos tan pronto como si aconteció con PIPE I en 2013.

**Gráfica 19. Crecimiento Anual Colombia Económicos Por Sectores**

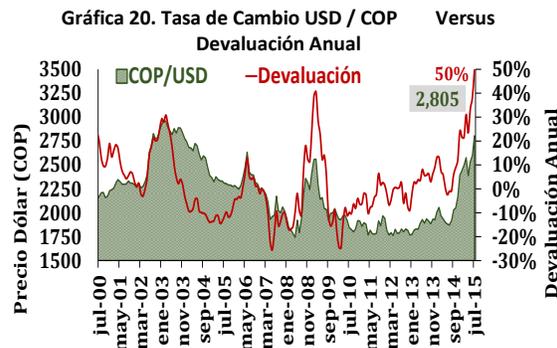


Fuente: DANE

La comparación del crecimiento por sectores entre el primer trimestre de 2015 y el mismo para 2014, evidencia: 1) la desaceleración ha sido en todos, pero particularmente en agricultura, minería, y construcción; 2) los sectores que crecen en forma más estable, o mejor blindados, frente a la desaceleración son el comercio y servicios financieros; c) la industria, sigue siendo el sector con el mayor rezago frente al crecimiento conjunto de la economía, evidenciando una crisis que debe extraerse de la que supone la contracción de la demanda interna (Gráfica 19).

La percepción de riesgo de la economía colombiana ha aumentado, a la par de la caída en el precio mundial del petróleo, su principal producto de exportación, consistente con los fundamentales macro y con la expectativa racional de los inversionistas.

El mayor riesgo lo reflejan dos hechos: el aumento del Embi, que aunque en mínimos históricos, pasó de y la drástica corrección del tipo de cambio, con una depreciación anual que a junio de 2015 fue del 38%, y que durante el mes de julio alcanzó ya el 50%, el nivel de devaluación anual más alto registrado desde Septiembre de 1999, cuando comenzó a regir el régimen cambiario actual de libre flotación (Gráfica 20, Gráfica 21).



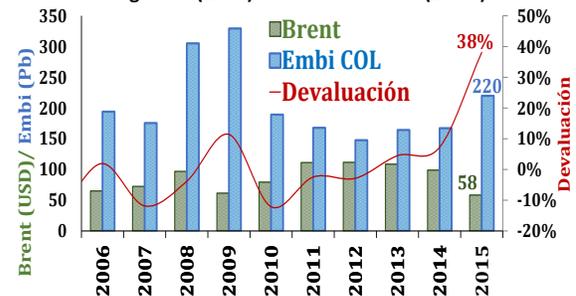
Fuente: Banco de la República

Aquí avizoran las dos principales amenazas para la economía colombiana, y que de forma gradual se hacen tangibles: 1) deterioro de los términos de intercambio por el incremento de la deuda tanto pública como privada, acentuando el déficit en cuenta corriente, con mayor volatilidad de los flujos de capital, que financian el desajuste externo; y 2) aumento de la inflación al productor y al consumidor (efecto pass – trough del tipo de cambio), que puede forzar el endurecimiento de la política monetaria.

### Amenaza 1. Aumento del Déficit en Cuenta Corriente y ajuste en Demanda Interna.

La depreciación del peso comenzó en el 2013Q1, sólo interrumpida en 2014Q1 por la recomendación de JP Morgan a sus inversionistas, de aumentar la inversión en deuda soberana de Colombia.

Gráfica 21. Percepción de Riesgo Colombia Devaluación COP + Riesgo País (Embi) Vs Precio Petróleo (Brent)



Fuente: Banco de la República

No obstante que analistas locales habían advertido del impacto (mayor devaluación) de una creciente expectativa por el aumento en las tasas de la FED (que desestimula la inversión de portafolio o de corto plazo doméstica e incentiva la inversión en activos en dólares), el mercado colombiano proyectaba a junio un tipo de cambio al finalizar 2015 de COP 2579, valor 9% inferior aproximadamente, al que el mismo mercado ha observado entre junio y julio (Gráfica 22).

Aunque es creciente el número de empresas que toman coberturas cambiarias, la fuerte volatilidad del tipo de cambio dificulta el planear adecuadamente flujos de caja que se relacionan con costos, pagos a proveedores, y servicio de la deuda, que se asocian con operaciones en moneda extranjera. También, la inversión se resiente, en particular en bienes de capital, comprometiendo el proceso de renovación tecnológica.

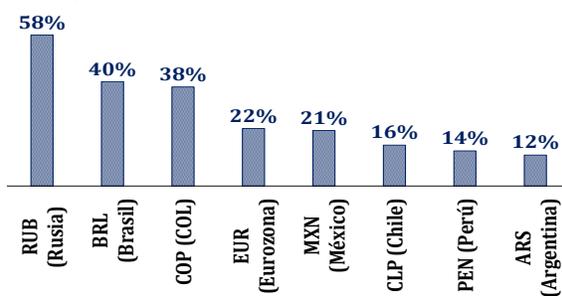
Gráfica 22. Expectativa Tipo de Cambio Versus Tipo de Cambio Observado (TRM) COP/ USD



Fuente: Banco de la República – UPME

Para el Gobierno la devaluación ayudará a mejorar de forma sustancial la competitividad de las exportaciones, por el abaratamiento de los productos al bajar su precio de mercado. No obstante, así como Colombia, otros países de la región han enfrentado una devaluación significativa de su moneda (Gráfica 23), evidenciado en el contexto de mercados financieros cada vez más integrados, hechos estilizados comunes en periodos de alta volatilidad como el actual, lo cual limita el impacto positivo de una depreciación sobre la competitividad.

Gráfica 23. Devaluación Anual Principales Divisas – COP Versus USD (2014Q2 – 2015 Q2)



Fuente: Bloomberg – Reuters

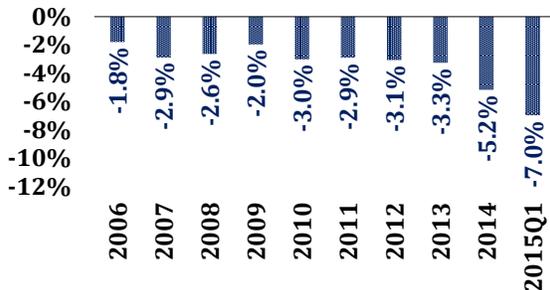
La devaluación debe analizarse en el contexto del régimen cambiario de los países que la enfrentan. Cuando es el caso de Argentina donde hay control de cambios, la intervención del Banco Central condiciona el rango en el cual ésta puede presentarse, porque el tipo de cambio es una variable objetivo de política.

Sin embargo, en países como Colombia y Chile, donde hay un régimen cambiario de libre flotación, una depreciación, que es el término más apropiado para describir un aumento de la tasa de cambio, obedece al comportamiento de los fundamentales, así como al respaldo de la economía y la percepción que sobre su potencial a largo plazo perciban los inversionistas.

Los casos de Rusia, Brasil, Colombia y México reflejan la percepción de mayor riesgo que los inversionistas evidencian en éstas economías por la caída de los precios del petróleo y gas, y la perspectiva que no volverán a niveles altos, restringiendo en éstas economías su capacidad de ingresos, y deteriorando a mediano plazo su cuenta corriente.

En el caso colombiano, a pesar del buen comportamiento del precio de las materias primas entre 2010 y 2014, el déficit en cuenta corriente no se redujo, por cuenta del mayor consumo de hogares y la mayor inversión de las firmas (Gráfica 24). No obstante, el drástico aumento en los dos últimos años, evidencia el riesgo significativo de una fuerte devaluación que no venga acompañada de una drástica corrección en el corto plazo, del gasto de hogares y firmas, así como de la dinámica de endeudamiento, así esta corrección reduzca más el crecimiento, razón que dificulta retornar pronto a una senda del 4%, y restringe al Banco de la República bajar sus tasas de interés.

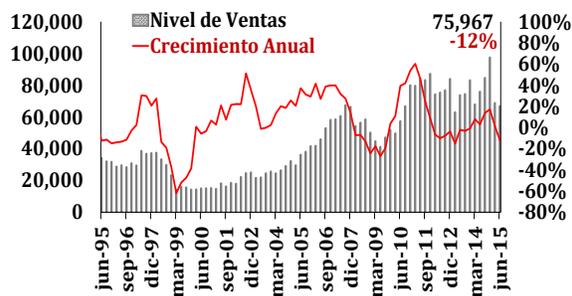
Gráfica 24. Saldo Cuenta Corriente - Colombia (% PIB)



Fuente: Banco de la República

Una evidencia de la corrección en el gasto por cuenta de la mayor expectativa de devaluación es la fuerte caída en la venta de vehículos. Entre abril y junio, se vendieron 76 mil unidades aproximadamente, la más baja en dos años, representando una caída anual en ventas del 12% (Gráfica 25).

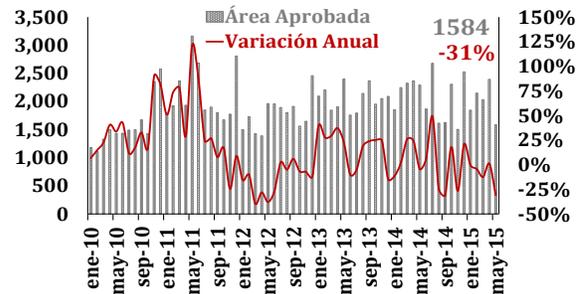
Gráfica 25. Venta Vehículos Nuevos Colombia



Fuente: Fenalco – Econometría S. A.

Otro dato no menor de preocupante es la desaceleración que comienza a mostrar el sector de la construcción. El área aprobada para construir comenzó desde hace 3 años a moderar su crecimiento, pero desde el segundo trimestre del año anterior comenzó a exhibir variaciones negativas (Gráfica 26). A mayo 2015, al área aprobada de licencias se redujo en 31% anual, la mayor caída desde 2012.

Gráfica 26. Licencias de Construcción Área Aprobada (Miles de M2) 88 Municipios – Colombia



Fuente: Camacol

No sólo la caída en el precio de los hidrocarburos lo que explica la caída de la oferta de divisas y el deterioro en los términos de intercambio. El café, segundo renglón de exportación por volumen de producción, y de mayor impacto en el mercado laboral, por ser intensivo en mano de obra de baja remuneración, presenta una fuerte desaceleración en los precios (Gráfica 27).

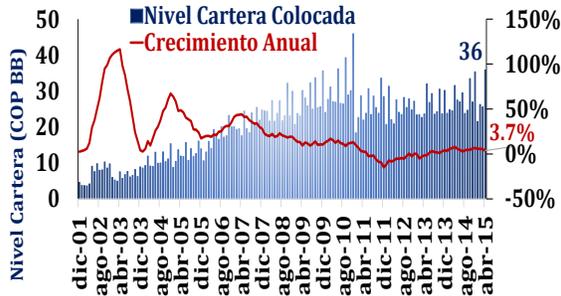
Gráfica 27. Precio Promedio Café Colombiano



Fuente: Federación Nacional de Cafeteros

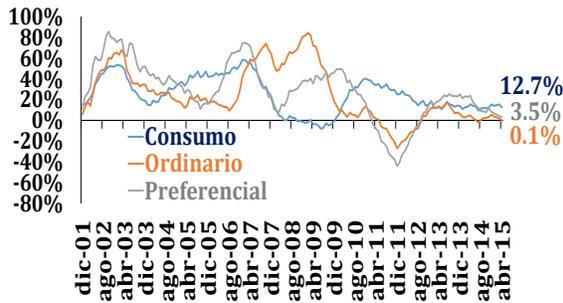
La disponibilidad de recursos del sector financiero para la industria y el comercio, a partir de los desembolsos de los créditos gestionados, evidencia una desaceleración pero que no parece estar asociada a priori con la desaceleración económica, sino a un endurecimiento de las condiciones en la colocación de crédito respondiendo a un marco de regulación macroprudencial.

Gráfica 28. Desembolsos de Créditos (COP BB) Sistema Financiero Colombiano



Fuente: Superintendencia Financiera

Gráfica 29. Crecimiento Anual Desembolsos Tipo de Crédito – Promedio Móvil 12 meses

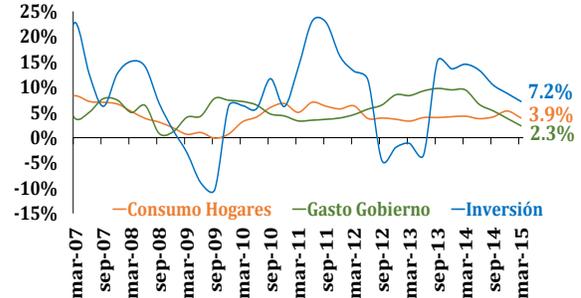


Fuente: Superintendencia Financiera

Además, el crédito que ha perdido mayor dinámica, en consonancia con el desempeño de la industria, es el ordinario, seguido del preferencial, cuyos crecimientos anuales muestran una tendencia decreciente, con una tasa de variación negativa en términos reales, en contraste con el crecimiento positivo y con tendencia positiva del crédito de consumo (Gráfica 28, Gráfica 29).

El análisis por el lado de la demanda permite ver mejor el contraste entre la dinámica del consumo y la dinámica de la inversión. La evolución del crecimiento de la demanda en el último año, muestra una caída más pronunciada en la variación del gasto del gobierno, limitando su dependencia a éste.

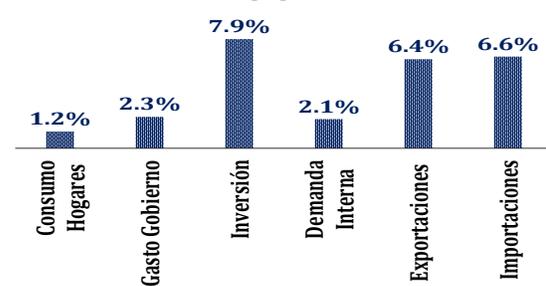
Gráfica 30. Crecimiento Anual - Demanda Agregada Interna



Fuente: DANE – UPME

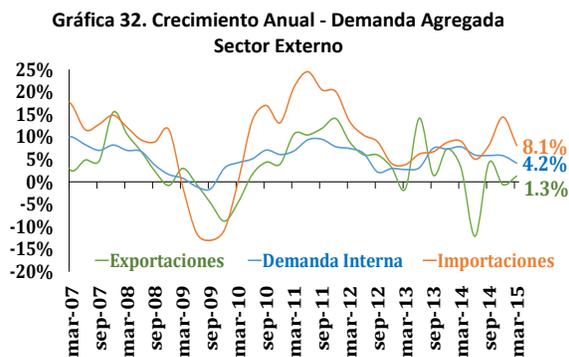
El crecimiento del consumo de los hogares aunque bajó a 3.9% anual al 2015Q1, es el componente más estable de la demanda agregada, al ser el menos volátil en su tasa de variación (1.2%), seguido del gasto del gobierno (2.3%). La estabilidad del consumo es precisamente, el factor que mejor puede contribuir a contener la desaceleración de la demanda interna, si bien la inversión es el rubro que más crece interanualmente a 2015Q1 (7.2%), es el sector con mayor volatilidad (7.9%), lo cual indica que es el más sensible a las contracciones que se puedan presentar en un escenario pesimista dentro del ciclo económico (Gráfica 30, Gráfica 31)

Gráfica 31. Volatilidad Anual 2010 – 2015 Demanda Agregada Interna



Fuente: DANE – UPME

Por el lado de la demanda externa, el déficit en balanza comercial muestra un crecimiento en razón de la mayor dinámica observada de las importaciones, que a 2015Q1 crecen 6 veces más que las exportaciones (8.1%), hecho que evidencia con rezago, el impacto negativo de una sostenida apreciación del peso entre 2009 y 2013, que desestimuló la producción de bienes transables. Por tanto, la demanda interna ha acentuado cada vez más con relación a la demanda externa, su rol como generador de crecimiento (Gráfica 32).

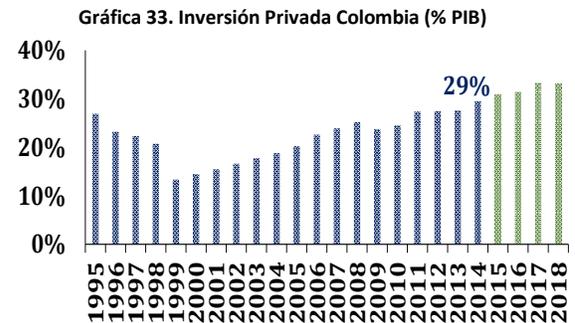


Fuente: DANE – UPME

El punto crítico de la demanda agregada, además del déficit en balanza comercial, se centra en la capacidad de sostener la mayor participación de la inversión en el PIB, que alcanzó en 2014 el 29%.

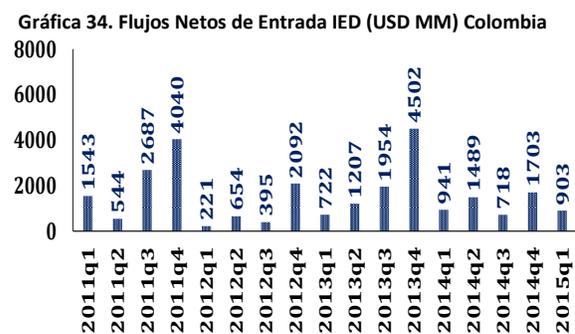
Si bien, la proyección de la UPME indica una relación inversión/PIB de 32%, estará condicionada a que la inversión crezca por encima del crecimiento de la economía, y en lo posible, en la senda del crecimiento potencial, lo que implica seguir teniendo tasas de crecimiento anuales por encima del 5% (Gráfica 33).

Clave en el rol a mediano plazo de la inversión privada, será el comportamiento de los flujos de Inversión Extranjera Directa (IED), que a 2015Q1 mostraron su primera contracción en el primer trimestre del año, en la presente década.



Fuente: DANE – UPME

Los flujos netos de entrada de IED, a 2015q1 fueron de USD 903 MM, que si bien no son un valor históricamente bajo, al ser el segundo trimestre consecutivo de crecimiento interanual negativo (-18% en 2015q1, -27% en 2014q2) muestran una señal sobre una posible contracción de los flujos de capital, que obligue a contrarrestar de forma drástica el déficit en cuenta corriente (Gráfica 34).



Fuente: Banco de la República – Cálculos UPME

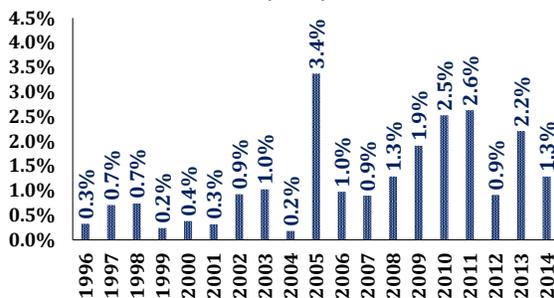
Gráfica 35. Sectores Económicos con mayor Concentración de EID



Fuente: Banco de la República – Cálculos UPME

La minería y servicios financieros, mantienen su condición de concentrar la IED (Gráfica 35); teniendo en cuenta la dirección contraria en la senda de crecimiento entre estos dos sectores, es factible que la IED mantenga su participación en el PIB, teniendo en cuenta que el sector financiero a 2015Q1 triplica la participación de la minería en la producción nacional (21% Vs 8% respectivamente).

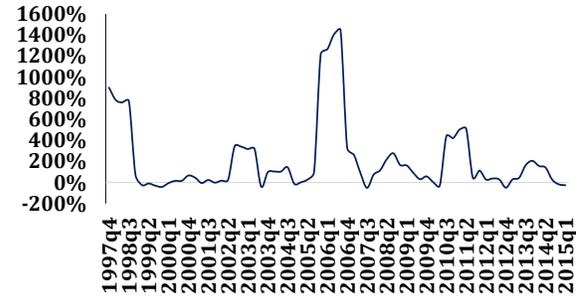
Gráfica 36. IED (% PIB) Colombia



Fuente: Banco de la República – Cálculos UPME

Adicionalmente, la IED como % del PIB mantiene una participación relativamente baja (1.3% a 2014) que limita potencialmente el impacto negativo que su desaceleración tendrá en la dinámica del ciclo económico (Gráfica 36, Gráfica 37). Además, la IED en Colombia ha sido históricamente volátil, tendiendo en la presente década a moderar su crecimiento.

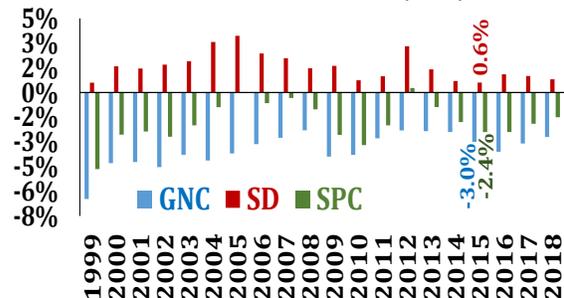
Gráfica 37. Crecimiento Anual IED Colombia Media Móvil 12 meses



Fuente: Banco de la República – Cálculos UPME

Con relación al sector público, la tendencia en la década y media del siglo XXI, muestra que hay menos dependencia del crecimiento económico respecto de una política fiscal expansiva y sin restricciones. El Marco Fiscal de Mediano Plazo 2015 (MFMP), reconoce la reducción de los ingresos por la caída de los precios del petróleo que implica, para sólo 2015, un aumento en las previsiones del déficit del Gobierno Nacional Central (GNC) de -0.9% a -2.4%; compensado parcialmente por el superávit en el sector descentralizado (SD) de 0.6% PIB, el déficit consolidado (SPC) se ubicará en 2.4% (Gráfica 38). El ajuste en el déficit potencial del SPC, pasó de COP 9.8 BB a COP 19.1 BB: el ajuste en las cuentas fiscales por cuenta de la caída en los precios del crudo, significó un incremento del déficit de COP 9.5 BB

Gráfica 38. Balance Sector Público (% PIB)



Fuente: Ministerio de Hacienda y Crédito Público

Si bien la calificación de deuda ubica a Colombia en grado de inversión (BBB), existe el riesgo que colocaciones de deuda futuras en TES serán más costosas, hecho que sólo podrá minimizarse en la medida que se incremente el recaudo tributario, que como porcentaje del PIB se ubica en COP 117 BB que equivale a 15% del PIB, cifra aún baja con relación al promedio de países de la OCDE donde esta cifra se ubica alrededor del 30%.

Precisamente, en este aspecto, la OCDE ha hecho énfasis en la necesidad de Colombia incrementar la tasa impositiva a personas naturales por ingresos, así como de subir el impuesto a las ventas e incrementar impuestos ambientales para combustibles en función de su nivel de contaminación,

Aunque el riesgo país se mantiene en mínimos históricos, su aumento en 125 Pb durante los últimos tres años (muy inferior al que han experimentado el promedio de países emergentes) ha conducido, en el mismo lapso, al aumento en la tasa de negociación de los TES 2026, hoy la referencia de la parte larga de la curva de TES, de 250 Pb, negociándose al finalizar junio en 7.7% anual (Gráfica 39), lo que se traduce en una disminución de su valor de mercado, y obliga al incremento en la duración de los portafolios de TES bajo la expectativa de correcciones tasa de negociación a mediano plazo.

Al examinar la curva de rendimientos (Curva Cero Cupón) de los TES, las tasas de negociación muestran una corrección al alza desde 2013q1, para todos los plazos que se ha acentuado de forma moderada en el primer semestre de 2015 (Gráfica 40).

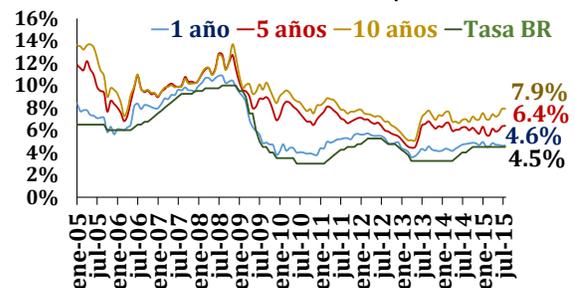
Gráfica 39. Tasa TES 2026 Vs Riesgo País (Embi Colombia en Pb)



Fuente: Bloomberg – Reuters

Es evidente, que a medida que las tasas sigan subiendo en correlación directa con un dólar más caro, el costo de colocación de deuda en TES subirá, haciendo necesario un ajuste en el gasto para recortar el déficit, que el Gobierno hizo explícito con el proyecto de Presupuesto 2016 según el cual, los gastos del Estado se incrementarán en sólo 2.3%, inferior en 1.7% a la proyección oficial de inflación en 2015, lo que implica un crecimiento real negativo del presupuesto de gastos para el próximo año.

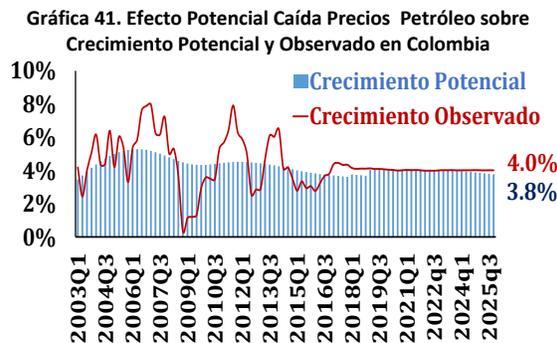
Gráfica 40. Tasas TES Cero Cupón



Fuente: Banco de la República

El aumento en las tasas de negociación de TES es crítico para el Gobierno que debe colocar COP 30 BB en TES, el 70% de este rubro mediante subasta, donde se hace tangible esta mayor percepción de riesgo en los agentes inversionistas.

El mayor costo de la deuda pública, la necesidad de hacer un recorte en el gasto para 2016, la disminución de los flujos de IED, y la menor generación potencial de ingresos para la nación, por la reducción de la renta petrolera y la disminución de la base gravable efectiva frente a la proyectada, en cuanto ingresos de hogares y empresas, indican que el ajuste (corrección) en cuenta corriente por gasto, debe tener implicaciones en el PIB potencial (Gráfica 41).



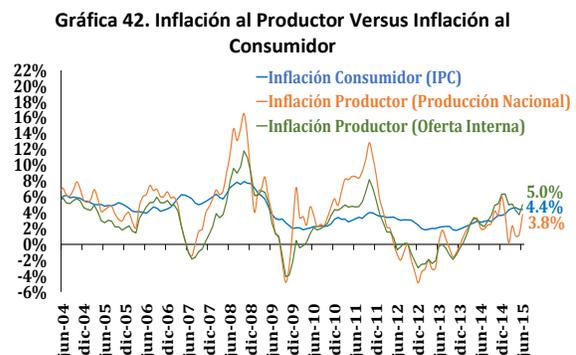
Fuente: Cálculos UPME

Las estimaciones de la UPME muestran que el impacto de la desaceleración de la economía colombiana entre 2016 y 2017, así como de la caída en los precios del petróleo, podría costarle al país 0.7% de su crecimiento potencial, 0.5% por debajo del escenario del MFMP, mientras, el crecimiento convergería a 4%, en línea con el nivel histórico de crecimiento de Colombia, pero inferior al 4.5% que en promedio tuvo entre 2010 y 2014. La recuperación será gradual; no se puede pretender crear la expectativa de una desaceleración transitoria, máxime cuando Colombia ha tenido un crecimiento sostenido desde 2002, por lo que la desviación de ésta trayectoria no es un fenómeno transitorio.

## Amenaza 2. Aumento de la Inflación de precios al consumidor y el productor.

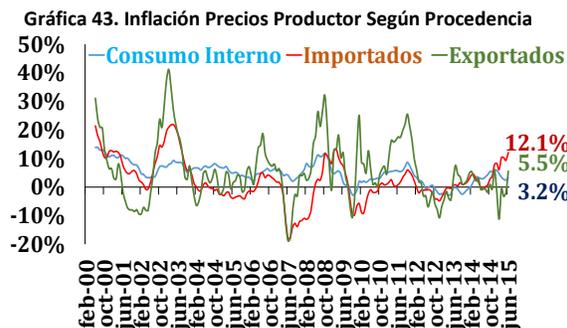
Los incrementos en las tasas de interés de los títulos TES, que encarecen el costo de la deuda, obedecen también a un incremento tanto del nivel de inflación observada, como de la expectativa de inflación a final de año para 2015 y 2016. Un aumento de la inflación, por encima de las expectativas, conduce a una reducción del poder adquisitivo de los salarios, lo que fuerza su renegociación, con impactos negativos para la estructura de costos de las empresas, su productividad, y por sobre – todo, para la generación de empleo.

La inflación desde el 2013q3 ha mostrado tanto en el productor como en el consumidor, un incremento sostenido desde el 2013q4 cuando se rompió la tendencia deflacionaria que venía presentando la variación de los precios al productor, y la tendencia decreciente en la inflación de precios para el consumidor (Gráfica 42). Si bien en 2014, la inflación se mantuvo bajo control dentro del rango meta del Banco de la República, la presión generada por la depreciación del tipo de cambio desde el 2014q4 ha llevado a que desde febrero de 2015, la inflación esté por encima del límite superior del rango de inflación objetivo del Banco de la República



Fuente: DANE – Banco de la República – Cálculos UPME

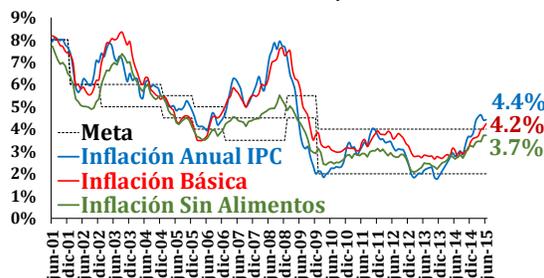
La inflación al productor en sus dos mediciones, Oferta Interna (5%) y Producción Nacional (3.8%) indica una tendencia alcista que refleja mayores costos de producción y que evidencian el impacto negativo de la aceleración en la depreciación del peso desde 2014q3 (Gráfica 43).



Fuente: DANE

Además, hay un repunte de la inflación básica (excluyendo el grupo de bienes y servicios) que indica presiones inflacionarias por el lado de la demanda que sumado a una inflación observada por encima de la meta, no dan espacio para diseñar y ejecutar una política monetaria expansiva, en un momento en el que la economía colombiana presenta una fuerte desaceleración (Gráfica 44).

**Gráfica 44. Inflación al Consumidor, Inflación Básica y Meta**  
Inflación Banco de la República



Fuente: DANE – Banco de la República – Cálculos UPME

La inflación al consumidor, entre noviembre de 2013 y junio de 2015 pasó de 1.8% a 4.4%; en síntesis, la inflación anual al consumidor a junio de 2015 es 2.5 veces la inflación hace 2 años. En ese mismo lapso, el peso pasó de una depreciación anual de 6.3% frente al dólar, a una depreciación de 33.3% (Gráfica 45).

**Gráfica 45. Inflación Anual al Consumidor Vs Depreciación Anual Peso frente al Dólar**

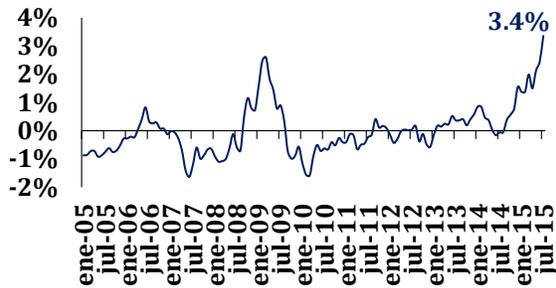


Fuente: DANE – Banco de la República – Cálculos UPME

La teoría económica establece que en la medida que las economías tienen un mayor nivel de integración con el resto del mundo, a través de una mayor dinámica de comercio con bienes transables, se presenta un efecto pass – trough del tipo de cambio, que favorece una baja en la inflación, cuando el tipo de cambio se aprecia, pero que en el caso de devaluaciones o depreciaciones del tipo de cambio, conduce a un aumento de la inflación.

El efecto Pass – Trough tarda en transmitirse entre 3 y 6 meses a la inflación observada al consumidor. La estimación de la UPME muestra que este efecto pasó de 0% a 3.4% en los últimos 12 meses (a Junio 2015) y que en lo corrido de 2015 subió 2.1% (Gráfica 46). Esto significa que ceteris paribus, la inflación al consumidor sólo por impacto de inflación transables, subiría hasta 3.4% anual.

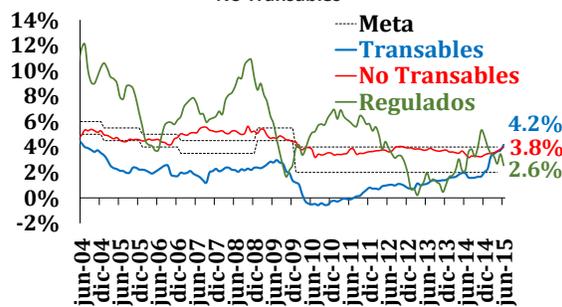
Gráfica 46. Efecto Potencial de Pass – Trough sobre Inflación al Consumidor



Fuente: Cálculos UPME

La inflación de los bienes no transables, con los datos de la medición del efecto pass – trough, en un escenario de devaluación entre 24% y 52%, tendría que potencialmente subir entre 0.6% y 2.5% para no comprometer la meta de inflación del Emisor. No obstante, los datos muestran que la inflación de no transables y la inflación de bienes regulados, muestran una tendencia alcista (Gráfica 47), siendo de 4.2% y 3.8% respectivamente, niveles que son relativamente altos, que comprometen el cumplimiento de la meta de inflación en 2015 (2% – 4%)

Gráfica 47. Inflación Bienes Regulados, Bienes Transables – No Transables



Fuente: DANE – Banco de la República – Cálculos UPME

En el caso específico de energía eléctrica (EE) y gas, las variaciones han tendido a situarse por encima de la inflación del consumidor. Sin embargo, la inflación de gas es la que más se ha alejado, por exceso, de la inflación del consumidor, reflejando el “castigo” que la fijación de tarifas ha hecho por la mayor devaluación del tipo de cambio (11.1% a junio), mientras la energía eléctrica, moderó su alza en el 2015q2 ubicándose en junio en un nivel de 2.8% (Gráfica 48).

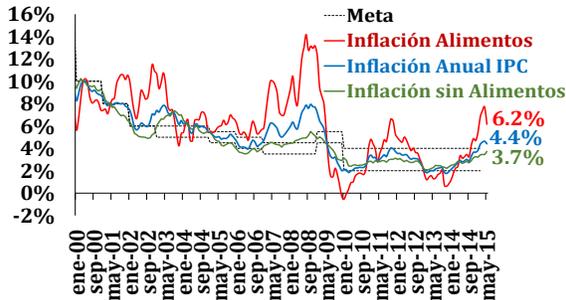
Gráfica 48. Inflación Precios Energía Colombia



Fuente: DANE – Banco de la República – Cálculos UPME

La inflación de alimentos, la de mayor incidencia en la inflación al consumidor, es alta, pese a que el fenómeno del “niño” no ha sido de la intensidad prevista y el nivel de los embalses está en el 61%, las lluvias excepto febrero y junio han estado por debajo de la media histórica, hecho que ha afectado la oferta de alimentos, a lo que se suma el impacto por depreciación del tipo de cambio, de los alimentos importados.

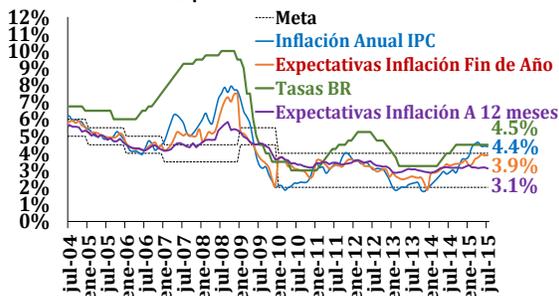
Gráfica 49. Inflación Alimentos Versus Inflación Sin Alimentos



Fuente: DANE – Banco de la República – Cálculos UPME

Tanto la inflación de alimentos como sin alimentos, exhiben tendencias al alza que reflejan la complejidad del cumplimiento de la meta de inflación en 2015. La inflación sin alimentos a junio se ubica en 3.7% anual, creciendo sostenidamente desde enero de 2013, lo que evidencia que las presiones inflacionarias van más allá del tema de alimentos y cambio climático; es evidente que el impacto de la devaluación del peso se siente cada vez más con mayor fuerza en las canastas de todos los bienes y servicios, y que hay rezagos aun de la expansión de la demanda entre 2013 y 2014, que por el lado de la demanda sustentan la mayor inflación actual.

Gráfica 50. Expectativas de Inflación Colombia

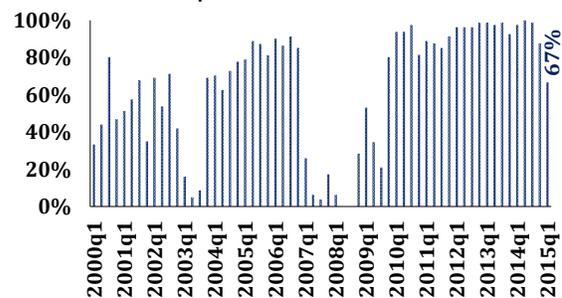


Fuente: DANE – Banco de la República – Cálculos UPME

La tendencia al alza en la inflación observada, ha llevado al incremento en las expectativas de inflación (expectativas adaptativas) a fin de año, que han subido de 3.6% a 3.9%, mientras la inflación a 12 meses (Junio 2016) está bajo control, en 3.1% (Gráfica 50). Cabe señalar que son las expectativas de inflación, factor fundamental en las decisiones que tome la Junta Directiva del Banco de la República en relación con las tasas de interés, que se mantienen desde septiembre de 2014 en 4.5%.

El Gerente del Banco de la República, Jose Darío Uribe, ha sido claro en señalar que si las expectativas de inflación se desbordan (por encima del 4% anual), no habrá espacio para poder llevar a cabo una política monetaria expansionista como lo demandan gremios (bajando tasas de interés y colocando mayor dinero en la economía, bien sea con el aumento en el cupo de las subastas REPO por expansión, o monetizando reservas a través de subastas anunciadas de dólares u opciones de volatilidad).

Gráfica 51. Porcentaje de Agentes que Consideran se cumplirá Meta de Inflación



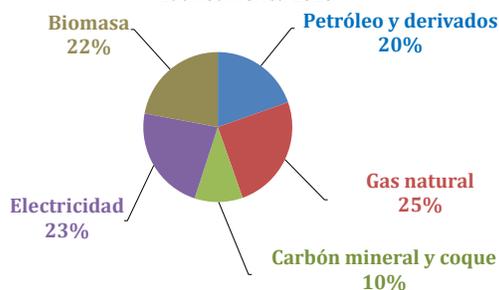
Fuente: Banco de la República

La más reciente encuesta trimestral de expectativas, a marzo de 2015, mostró un descenso en el porcentaje de agentes que consideraban se cumpliría la meta de inflación (Gráfica 51). Desde Junio de 2014 a Marzo 2015, se pasó del pleno optimismo (100%) a un preocupante escepticismo (67%), con un tipo de cambio en COP 2576. Hoy, con expectativas de un tipo de cambio convergiendo a COP 3000 y una devaluación anual a julio, del 52%, es complejo el cumplimiento de la meta de inflación. No cumplir la meta, no será traumático, en la medida que no conduzca a reajustes en salarios, los cuáles al no compensarse con la productividad, acentuarían aún más la desaceleración de la economía nacional, el cuál es el escenario no deseable.

### 3. Energía Eléctrica y PIB en Colombia: La demanda de EE sigue la desaceleración de la economía.

La energía eléctrica sigue siendo una de las dos principales fuentes de abastecimiento de energía de la industria en Latinoamérica (Gráfica 52), lo que le confirma como su principal consumidor dentro de los sectores económicos.

Gráfica 52. Composición Balanza Energética Industria en Latinoamérica 2013

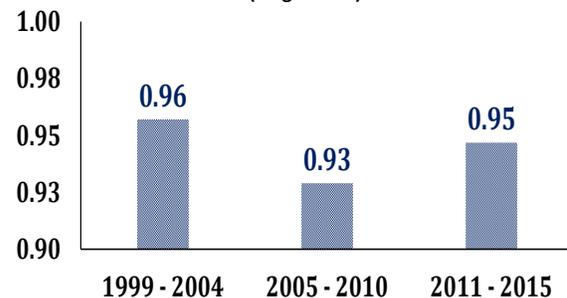


Fuente: OLADE

En el caso colombiano, la demanda de energía eléctrica no sólo es determinante en la composición de la balanza energética, también es indicador líder en el seguimiento de la economía colombiana. Sin embargo, vale precisar que debe hacerse un análisis de largo plazo aparte del análisis de corto plazo, para comprender la importancia de la demanda de energía en la dinámica actual del crecimiento económico de Colombia.

Cuando se analiza a nivel de tendencias, la correlación entre demanda de energía y PIB evidencia una estrecha vinculación de largo plazo (Gráfica 53). La correlación se ubica en niveles de 0.95 promedio, lo que indica una bondad de ajuste promedio en los últimos 20 años (1994 – 2014) alrededor del 89%.

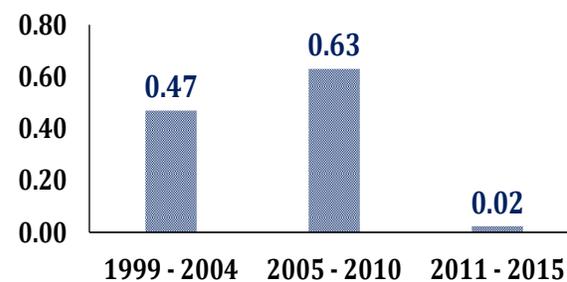
Gráfica 53. Correlación (Largo Plazo) PIB – Demanda EE



Fuente: XM – DANE – DNP – Cálculos UPME

Sin embargo, cuando se examina la relación de corto plazo, enfrentando las tasas de crecimiento anuales del PIB y la demanda de energía, si se evidencia un desacople entre las series (Gráfica 54). En síntesis, la dinámica del ciclo económico resta importancia a la demanda de energía, pero ésta es determinante en la estimación del PIB Potencial.

Gráfica 54. Correlación (Corto Plazo) Crecimiento Económico Vs Demanda Energía

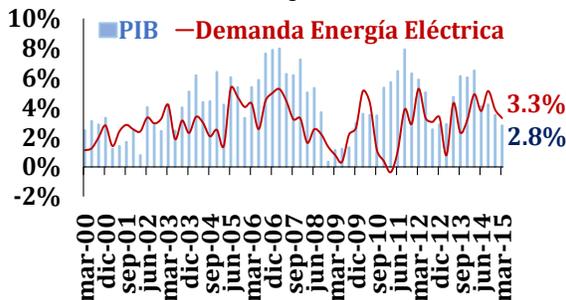


Fuente: XM – DANE – DNP – Cálculos UPME

La pérdida de correlación en tasas de crecimiento con relación a la demanda de EE, evidencia que Colombia está sustentando su tasa de crecimiento económico en sectores que no son intensivos en el uso de la energía eléctrica, como es el caso de la construcción, el sector financiero y servicios sociales.

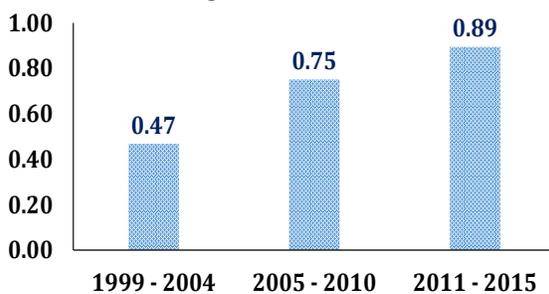
Aun a pesar del desacoplamiento que en la presente década, en términos de crecimiento, presentan la demanda de energía eléctrica y el PIB, los últimos cuatro trimestres indican que a corto plazo parece reacomplarse la relación de corto plazo. Entre 2014q1 y 2015q1, el crecimiento económico anual descendió de 6.5% a 2.8%; en ese mismo lapso, el crecimiento anual de la demanda total de energía eléctrica, bajó de 4.9% a 3.3%, evidenciando que ésta sigue la desaceleración que exhibe en los últimos cuatro trimestres, la actividad económica en Colombia (Gráfica 55).

Gráfica 55. Crecimiento Económico Versus Crecimiento Demanda Energía Eléctrica



Fuente: XM – DANE – DNP – Cálculos UPME

Gráfica 56. Correlación de Largo Plazo Demanda Energía Eléctrica Vs Demanda Gas

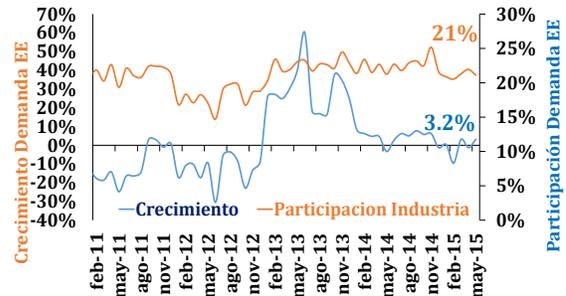


Fuente: XM – Cálculos UPME

Con relación al gas, la energía eléctrica mantiene una fuerte correlación, que se ha incrementado durante los últimos 16 años.

El incremento en la correlación de 0.47 a 0.89 en el lapso 1999 – 2015 (Gráfica 56) evidencia que hay una relación de complemento y no de sustitución entre estas dos fuentes de energía.

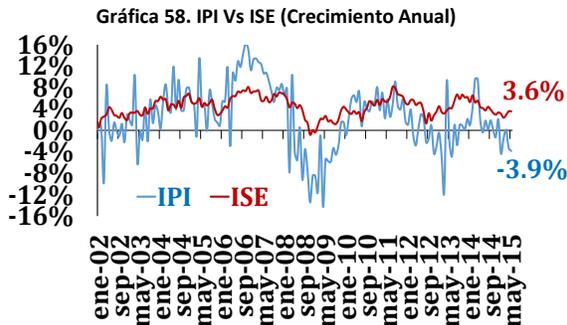
Gráfica 57. Crecimiento Vs Participación Demanda EE Sector Industrial



Fuente: XM – Cálculos UPME

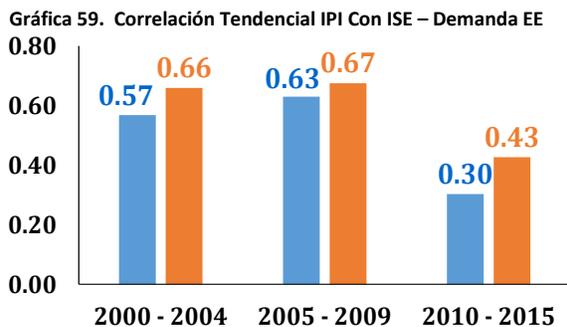
La industria ha perdido dinámica en su demanda de energía eléctrica con relación a la demanda nacional. Luego que en 2010, la participación de la industria en la demanda de EE alcanzara un máximo de 27%, a mayo de 2015, ésta se ha reducido a 21% (Gráfica 57). Por su parte la tasa de crecimiento anual de la demanda de energía industrial, refleja una clara tendencia decreciente desde junio 2013, descendiendo de un tasa máxima del 60.2%, a una tasa de variación anual de 3.2%, apenas por debajo de la tasa de crecimiento del total nacional.

La menor demanda de energía eléctrica en la industria es consistente con una caída significativa de su actividad económica (Gráfica 58). El contraste, en la tasa de crecimiento anual, entre la actividad industrial (IPI) y el índice de seguimiento a la actividad económica (ISE) evidencian que mientras ésta se expande un 3.6% anual al mes de abril de 2015, la producción industrial se contrae 3.6% en abril (- 3.9%, el último dato al mes de mayo).



Fuente: Banco De la República – DANE – Cálculos UPME

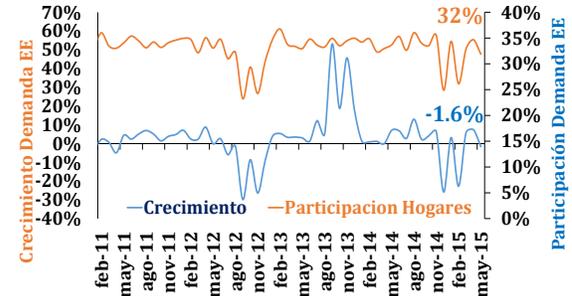
Si se examina la correlación de largo plazo, también se evidencia un desacoplamiento de la industria con la demanda de energía eléctrica y la actividad económica en general (Gráfica 59). El descenso en la correlación con el ISE, de 0.57 a 0.3 en los últimos 15 años, evidencia que la actividad económica redujo (en términos de bondad de ajuste) alrededor de un 23% su capacidad de explicación de la actividad industrial.



Fuente: XM – Cálculos UPME

Así mismo, la demanda de energía eléctrica, que en el mismo período redujo de 0.66 a 0.43 su correlación con el IPI, disminuyó entonces 25% su capacidad de explicación de las variaciones de la producción industrial.

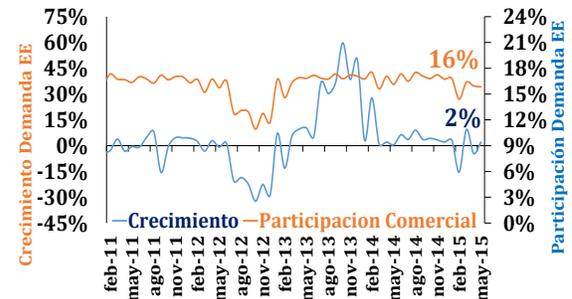
**Gráfica 60. Crecimiento Vs Participación Demanda EE Sector Residencial**



Fuente: XM – Cálculos UPME

En el caso del sector residencial, la demanda de energía eléctrica evidencia una desaceleración en los últimos 9 trimestres (Gráfica 60), lo que puede estar revelando una mayor sensibilidad en los precios por parte de los hogares (demanda relativamente más elástica respecto al precio) así como un ajuste en el gasto que se presenta en los hogares cuando tienen una expectativa a corto y mediano plazo de menores ingresos que la actual coyuntura de desaceleración del crecimiento lo hace potenciar.

**Gráfica 61. Crecimiento Vs Participación Demanda EE Sector Comercial**

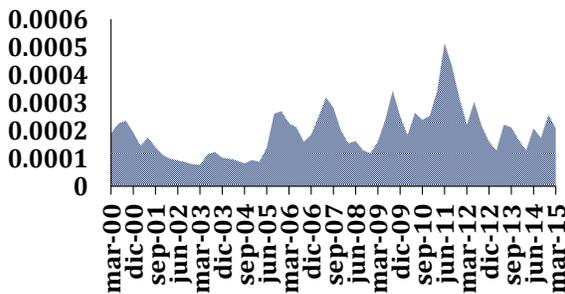


Fuente: XM – Cálculos UPME

Esta caída en el consumo de energía eléctrica de los hogares podría también revelar en parte, la reducción del tamaño de los hogares urbanos, hecho que reduce estructuralmente la demanda de EE y estimula un uso más eficiente de las fuentes de energía.

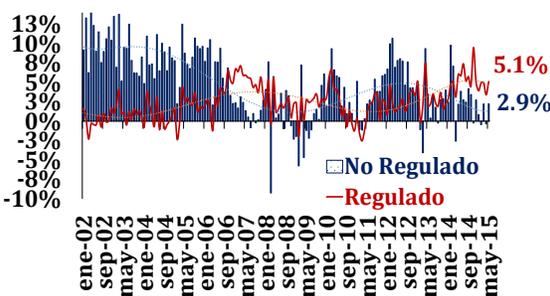
Por su parte, el sector comercial, reflejando la mejor dinámica de su comportamiento, presenta una tasa de variación anual positiva de su demanda de EE del 2%, mientras su participación se mantiene estable durante los últimos 5 años, en 16% de la demanda total (Gráfica 61). La mayor volatilidad de la demanda de energía (Gráfica 62), en los últimos tres trimestres, esta evidenciado el ajuste en el consumo que se reflejó en el sector residencial, el comercial, y en mayor medida el sector industrial.

Gráfica 62. Volatilidad (Modelo Garch)  
Crecimiento de la Demanda Total de Energía



Fuente: XM – Cálculos UPME

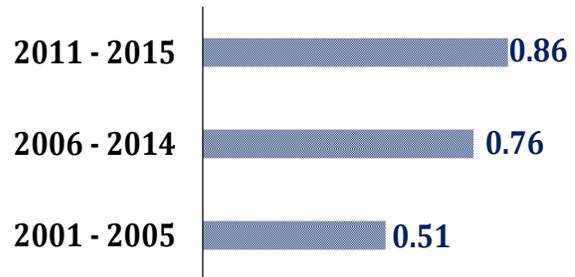
Gráfica 63. Crecimiento Anual Demanda EE  
Usuarios Regulados Vs No Regulados



Fuente: XM – Cálculos UPME

En suma, el crecimiento de la demanda de energía eléctrica se sustenta en el sector regulado, donde se ubica el comercio, mientras el sector regulado pierde su dinámica de consumo (Gráfica 63).

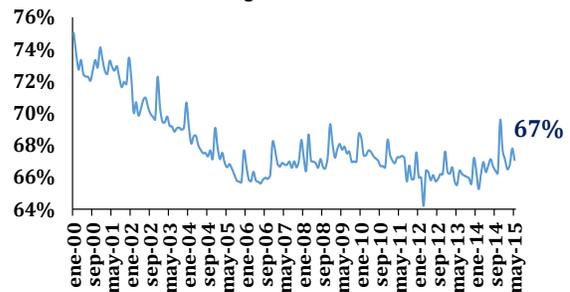
Gráfica 64. Correlación Demanda EE  
Sector Regulado Vs Sector No regulado



Fuente: XM – Cálculos UPME

La creciente correlación entre la demanda de energía eléctrica regulada con la no regulada, evidencia mayor homogeneidad, lo que pone en discusión, la necesidad de mantener esquemas de subsidio (Gráfica 64), siendo que la condición de usuario regulado no afecta el patrón de consumo de energía eléctrica.

Gráfica 65. Participación Usuario No Regulado Demanda de  
Energía Eléctrica



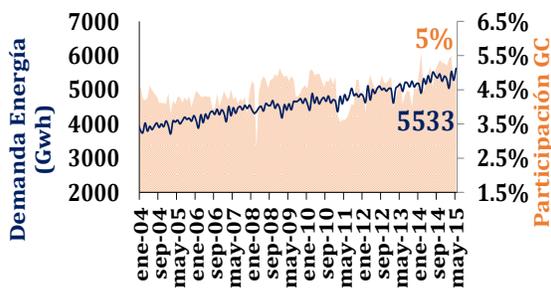
Fuente: XM – Cálculos UPME

Considerando el incremento en participación de los usuarios no regulados (Gráfica 65), se infiere que es en el sector residencial, en la medida que el consumo privado retorne a su crecimiento de largo plazo, el que estará explicando la mayor demanda de energía eléctrica; para ello es necesario revisar los subsidios a la demanda residencial, la cual sigue impulsando el comportamiento de los indicadores líderes al interior del país, pero que evidencia un mercado maduro de energía eléctrica, el cual puede mantener su dinámica de consumo sin ayudas del Gobierno.

#### 4. Grandes Consumidores de EE: Una demanda que crece pero es vulnerable ante señales de menor crecimiento.

La demanda de energía eléctrica llegó en mayo de 2015 a 5533 GWh, donde los grandes consumidores (GC) representaron el 5% de éste total (Gráfica 66).

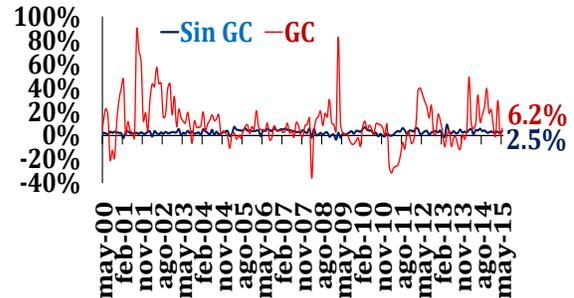
Gráfica 66. Demanda Energía Eléctrica (GWh). Participación GC



Fuente: XM – Cálculos UPME

El crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica generada por los GC se ubica en 6.2% a mayo de 2015 (Gráfica 67), superior 2.5 veces al crecimiento del resto de los consumidores (2.5% a mayo de 2015). Sin embargo, grandes como pequeños y medianos consumidores, están exhibiendo una moderación en el crecimiento de consumo, así como una mayor volatilidad del mismo, que se explica por la desaceleración de la actividad económica y la contracción en el sector minero - energético

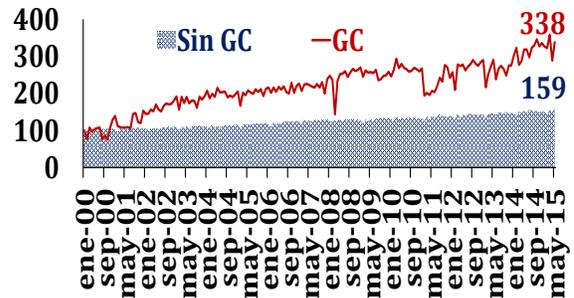
Gráfica 67. Crecimiento Anual Demanda Energía Eléctrica GC - Sin GC



Fuente: XM – Cálculos UPME

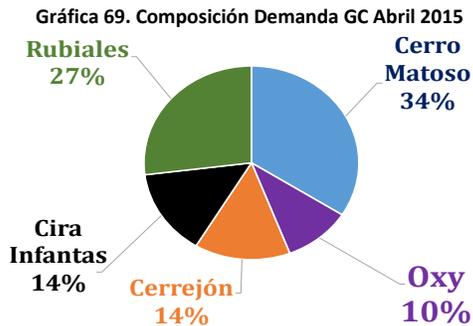
Tomando como Base Enero 2000, la demanda de grandes consumidores es hoy 3.4 veces la demanda hace 14 años (Gráfica 68); por su parte, la demanda sin grandes consumidores se multiplica por 1.5, evidencia de la diferencia en las dinámicas de consumo al interior de la propia demanda.

Gráfica 68. Índice de Demanda de Energía (Enero 2000 = 100)



Fuente: XM – Cálculos UPME

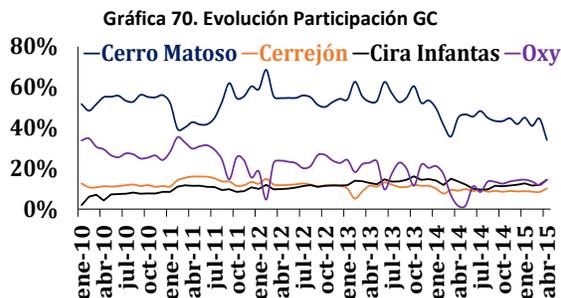
La composición actual de la demanda de GC (Mayo 2015, Gráfica 69) se concentra en Campo Rubiales (27%) y Cerro Matoso (34%).



Fuente: XM – Cálculos UPME

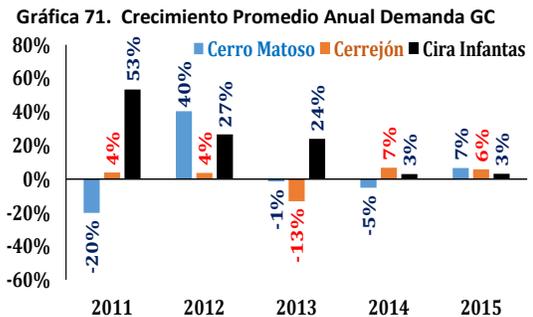
Con excepción de Oxy, los demás campos exhiben una menor participación con relación a 2014; salvo Cerrejón que se mantiene estable en un rango 13% - 20%, los demás campos han reducido en forma considerable su participación desde 2000.

Al examinar el crecimiento anual promedio de los GC durante los últimos 5 años, se evidencian diferencias en las dinámicas de comportamiento (Gráfica 70). Mientras Cerrejón es el más estable, creciendo entre 4% y 7%, Cerro Matoso y Cira Infantas han mostrado una alta volatilidad, en particular ésta última, que pasó de un crecimiento anual promedio de 53% en 2011 a sólo 3% al corte de abril 2015.



Fuente: XM – Cálculos UPME

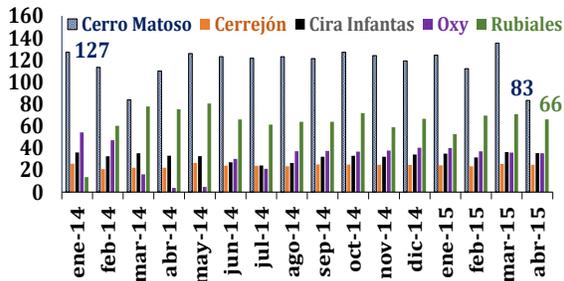
Comparando los grandes consumidores en los últimos 17 meses (dado que la información de Campo Rubiales sólo está disponible desde enero de 2014), Cerro Matoso se mantiene como el GC de mayor demanda con 83 GWh al corte de Abril 2015 (Gráfica 71), pero un 40% aproximadamente, inferior a su demanda en Enero de 2014.



Fuente: XM – Cálculos UPME

Rubiales, es quien muestra dentro de los GC, la mayor dinámica de crecimiento, la segunda entre GC, con 66 GWh (Gráfica 72); no obstante, su demanda a mediano plazo está condicionada por lo que defina Ecopetrol quien decidió no renovar el campo a Pacific Rubiales, y no ha definido si opera directamente el campo (lo menos probable por restricción de recursos) o lo somete a subasta (considerada la opción más factible dada la madurez de producción del campo y que se minimizan los costos hundidos de producción, como también por aprendizaje).

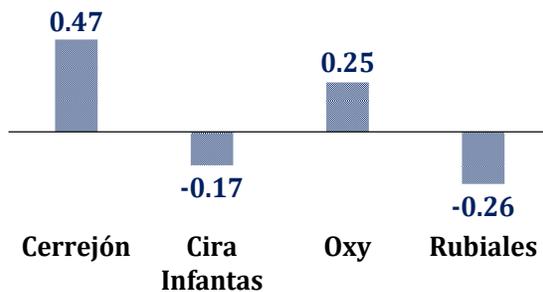
**Gráfica 72. Demanda Grandes Consumidores (GWh)  
2014 – 2015**



Fuente: XM – Cálculos UPME

Las asimetrías en las dinámicas de la demanda de EE evidencian las asimetrías entre GC (Gráfica 73). La correlación en la demanda de Cerro Matoso el principal GC con relación al resto de GC es baja, por ende, no significativa.

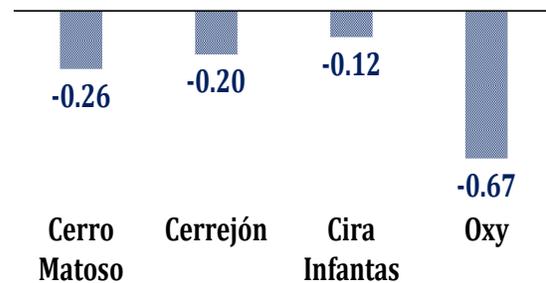
**Gráfica 73. Correlación Demanda EE  
Cerro Matoso Versus Resto GC**



Fuente: XM – Cálculos UPME

Esta situación es similar para el caso de la demanda de Rubiales Su correlación en demanda de energía eléctrica es aún más baja con relación a los demás GC, evidenciado incluso una relación inversa aunque baja con ellos (Gráfica 74).

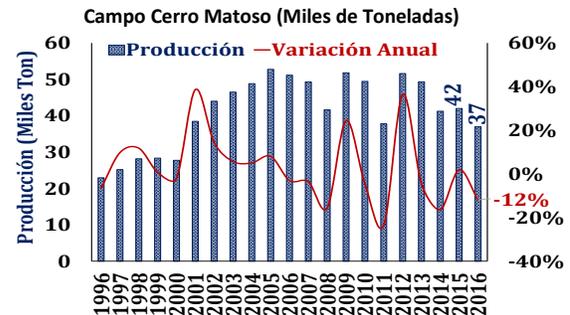
**Gráfica 74. Correlación Demanda EE  
Rubiales Vs resto GC**



Fuente: XM – Cálculos UPME

La drástica reducción en la demanda de energía eléctrica de Cerro Matoso, está en línea con una reducción en la producción de ferróniquel (Gráfica 75). Al margen del efecto negativo del paro del sindicato de trabajadores que laboran en el yacimiento del alto San Jorge en Montelíbano (Córdoba), la desaceleración económica de China principal consumidor de níquel, y el aumento de producción en Asia, principalmente en Indonesia, están llevando a una caída en los precios, que reduce las expectativas de ingreso así como la inversión extranjera. Sólo entre diciembre de 2014 y junio de 2015, el precio del níquel por tonelada bajó de USD 16675 a USD 11030 (Gráfica 76).

**Gráfica 75. Producción Histórica de Ferróniquel y Estimación  
2015 - 2016**

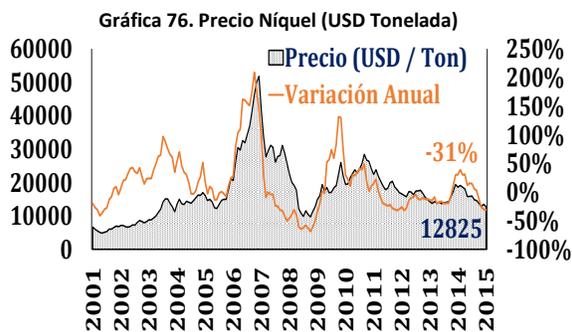


Fuente: SIMEC – UPME – ANH – Cerro Matoso

Cerro Matoso ha reconocido que la producción para 2015 se mantendrá en 42 mil toneladas, y que para 2016 bajará en 12%. El yacimiento ya alcanzó su punto máximo de producción, y salvo nuevos descubrimientos, se estima que la producción anual a largo plazo se ubicará en 33 mil toneladas.

Esta caída en la producción de níquel a largo plazo, hace prever que la demanda de energía eléctrica de Cerro Matosos tenderá a seguir disminuyendo, lo que impactará en forma negativa la demanda de energía eléctrica de grandes consumidores, bajando aún más su participación. Por ende, Cerro Matoso tendrá una menor incidencia en GC, y podría ser superado por Rubiales y Occidental, en cuanto a su liderazgo como consumidor dentro de los GC.

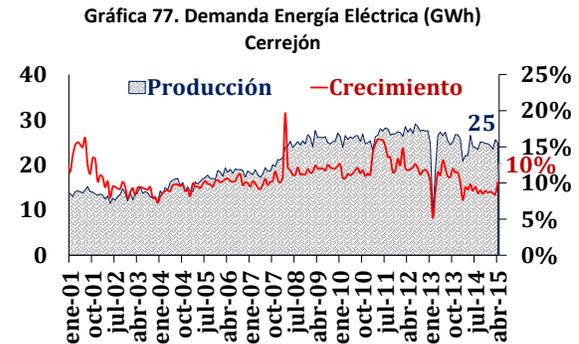
Además, Cerro Matoso lleva a cabo desde el segundo trimestre de 2014, un plan de recorte en gastos, que se ha intensificado en 2015 previendo un mayor descenso en los precios y en la producción.



Fuente: Bloomberg

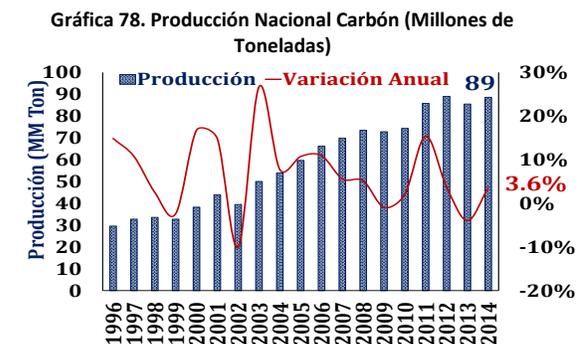
En el caso de Cerrejón, tercer gran consumidor, con una demanda de energía eléctrica de 25 GWh y un crecimiento interanual de 10%, a abril 2015, se presenta al igual que con Cerro Matoso y Rubiales un escenario de desaceleración de la demanda

como un efecto de la baja en los precios de materias primas, y descenso en el nivel de producción (Gráfica 77).



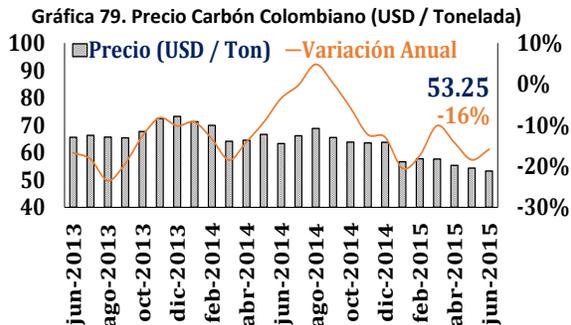
Fuente: XM – UPME

La producción nacional de carbón ha tenido una moderación en su crecimiento, estabilizándose desde 2011 en un rango de 85– 89 millones de toneladas (Gráfica 78). Su nivel actual de 89 millones de toneladas, revela un crecimiento anual de 3.6% (debajo del crecimiento promedio 2000 – 2013, 7.5%).



Fuente: SIMEC – UPME – ANH – Cerro Matoso

La menor demanda por aspectos ambientales y la mayor producción de EE. UU, han llevado también al descenso en el nivel de precios, como acontece con las demás materias primas desde el 2014q3.



Fuente: XM – UPME

La caída en el precio del carbón viene presentándose incluso desde 2013q2, con una caída promedio en los dos últimos años del 12% promedio interanual (Gráfica 79). El precio a junio de 2015, USD53 por tonelada, representa un descenso anual de 16%, caída que puede acentuarse más a mediano plazo en la medida que se sigan incrementando los niveles de producción mundial, y la demanda no se pueda expandir a un ritmo similar.

El panorama pesimista sobre la evolución del precio del carbón, es un hecho que puede llevar a una moderación en la demanda de energía eléctrica de mediano plazo en Cerrejón, que sumado con el caso de Cerro Matoso y la incertidumbre sobre Campo Rubiales, además de la menor producción de crudo en Cira Infantas y Occidental, pueden conducir a un drástico descenso en la demanda de energía eléctrica de grandes consumidores, afectando las previsiones generales de demanda, independientemente de la dinámica del ciclo económico.

## 5. Elasticidad Precio – Demanda en Energía Eléctrica: Creciente sensibilidad en precios en hogares, industria y comercio.

La estimación que se presenta de la elasticidad precio – demanda permite determinar la sensibilidad del consumidor en las cantidades efectivamente demandadas de energía eléctrica frente a variaciones en los precios.

El análisis realizado para el presente informe ha hecho una estimación diferencial con y sin subsidio para determinar el impacto de éste en la sensibilidad de la demanda de energía eléctrica, a partir de dos metodologías:

- a. Estimación Continua - No Paramétrica. A partir de la formulación de la elasticidad determinada por  $\eta$ :

$$\eta = \left| \frac{\frac{\Delta Q_{it}}{Q_{it}}}{\frac{\Delta P_{it}}{P_{it}}} \right| = \beta_1 \quad (1)$$

El valor de la elasticidad  $\eta$  viene dado por el valor absoluto de  $\beta_1$ , que se obtiene de las regresiones de las demandas estimadas de energía eléctrica. Si el valor absoluto del parámetro  $\beta_1$  se ubica entre 0 y 1, la demanda se considera inelástica con respecto al precio, es decir, la demanda del bien analizado (bien i) es insensible a las variaciones en el precio del mismo bien, por cuanto un aumento del 1% del precio, produciría una variación (en teoría negativa) menos que proporcional en la demanda.

El resultado obtenido, permite establecer para cada unidad de tiempo, el valor de la elasticidad precio – demanda.

- b. Estimación Paramétrica Se estima la demanda de energía eléctrica  $Q_{it}$  a partir de un modelo logarítmico en función del logaritmo del precio  $P_{it}$  del KWh (alternativamente la facturación) y el rezago de la demanda de energía eléctrica (con el propósito de evitar sesgos en el pronóstico por autocorrelación):

$$\log Q_{it} = \beta_0 + \beta_1 \log P_{it} + \beta_2 \log Q_{i,t-1} + \epsilon_t \quad (2)$$

El resultado permite obtener una elasticidad para todo el período analizado, o elasticidad resumen, que determina una elasticidad por cada período de análisis.

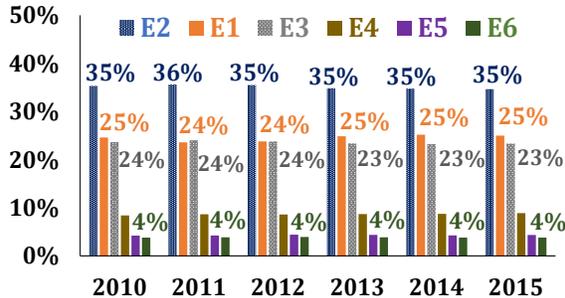
En este documento, se hizo el análisis para el periodo 2010 – 2015, teniendo en cuenta que en entregas anteriores del Informe de Demanda de Energía Eléctrica, se ilustró el comportamiento histórico previo a 2010.

### 5.1 Elasticidad Precio – Demanda Consumo Residencial (Análisis por Estratos)

El consumo de energía eléctrica ha mostrado una mayor dinámica en los estratos bajos, debido a la ampliación en la cobertura del servicio, una mejor disponibilidad de ingresos y un esquema de subsidios para los estratos 1, 2 y 3 que posibilita una demanda potencial mayor frente a los demás estratos.

Como resultado del estímulo a la demanda en los sectores de menores ingresos, el consumo de energía eléctrica del estrato 2 (E2) presenta la mayor participación en el total del consumo (Gráfica 80), 35% al mes de abril de 2015) seguido del estrato 1 (E1) con un 25%.

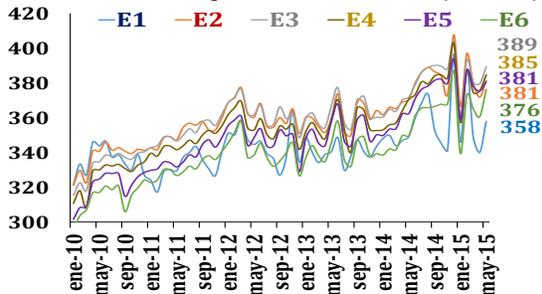
Gráfica 80. Participación Consumo Residencial Energía Eléctrica Según Estratos



Fuente: XM – UPME

Las tarifas (sin subsidio) de energía eléctrica difieren entre estratos entre un 5% y un 9% (Gráfica 81, Gráfica 82). Sin embargo, las variaciones anuales de las tarifas para los seis estratos se han incrementado en términos reales, en menos de 2%, incluso con variaciones negativas en 2013, lo que ha coadyuvado a impulsar la demanda en estratos de menor ingreso.

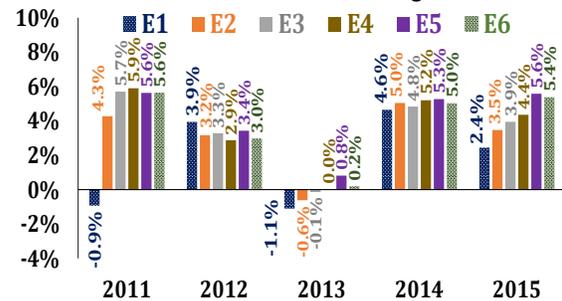
Gráfica 81. Tarifa Energía Eléctrica - Sin Subsidio (COP KWh)



Fuente: XM – UPME

La estimación no paramétrica de elasticidad para el estrato 1, muestra una reducción entre la estimación con subsidio y sin subsidio, así como una tendencia creciente de la elasticidad en ambos casos (Gráfica 83).

Gráfica 82. Variación Anual Precio KWh - Según Estratos



Fuente: XM – UPME

Lo anterior permite inferir, que la demanda de energía eléctrica en el estrato 1 está tendiendo a ser cada vez más sensible, sintiendo más los ajustes en las tarifas, que se han venido presentado en los dos últimos años.

Gráfica 83. Elasticidad Precio – Demanda E1



Fuente: XM – UPME

Gráfica 84. Elasticidad Precio – Demanda E2



Fuente: XM – UPME

En síntesis, el comportamiento de la elasticidad para el E1 indica que para el año 2015, un incremento del 1% en la tarifa de energía eléctrica, conduce a una variación de la demanda de energía de 1.13% (más que proporcional) considerando el subsidio, y de 0.97% sin presencia de subsidio en la tarifa.

Aunque a priori, se espera que la elasticidad sea mayor sin presencia de subsidio, que se presente el caso de una mayor sensibilidad con subsidio puede indicar una ineficiencia en la asignación del subsidio, y sustentar una distorsión en la formación de precios que incide en la determinación de la demanda.

En el caso de los estratos 5 y 6, el subsidio es negativo, por cuanto corresponde a una contribución para financiar el subsidio que reciben los estratos 4, y 6. Situación similar sucede con las empresas del sector comercial e industrial: las pequeñas y medianas empresas no pagan contribuciones, como tampoco se benefician de subsidios; las grandes empresas pagan contribuciones, por lo que el subsidio es negativo, al equivaler a una transferencia de recursos de éstas hacia el Gobierno, para financiar la población objetivo de los subsidios.

Para el estrato 2, se evidencia una tendencia decreciente en la elasticidad con presencia de subsidio, y creciente, en la elasticidad cuando se excluye el subsidio de la tarifa (Gráfica 84). A mayo de 2015, un incremento del 1% en la tarifa de energía eléctrica, genera una variación del 0.69% en la demanda sin subsidio, y de 2.26% en la demanda con subsidio.

En el caso del estrato 3 (E3), se da una mayor estabilidad en la elasticidad precio – demanda con subsidio, en relación a los estratos 1 y 2, siendo actualmente de 0.81 (Gráfica 85).



Fuente: XM – UPME

Sin subsidio, la elasticidad se incrementa significativamente en los últimos tres años. Para 2015, un incremento del 1% en el precio de la energía eléctrica, genera una variación de 1.3% en la demanda, evidenciando una demanda sensible a los precios, en un orden inferior al estrato 2 (82.3%), pero superior al estrato 1 (0.9%).



Fuente: XM – UPME

Con relación al estrato 4 (E4), se presenta una menor discrepancia observada entre la elasticidad precio – demanda con subsidio y sin subsidio, con una tendencia decreciente en ambos casos (Gráfica 86).

Con subsidio, la elasticidad precio – demanda se sitúa en 2015 en 0.85, es decir, un incremento en el precio de la energía eléctrica de 1%, produce una variación menos que proporcional en la demanda, de 0.85%. Sin subsidio, esta elasticidad se reduce a 0.8%, evidenciando en los dos últimos años una menor sensibilidad de la demanda en el E4, excluyendo el subsidio.

En el estrato 5 (E5) es evidente una reducción de la elasticidad precio – demanda, en los dos últimos años (Gráfica 87). En el caso de la elasticidad con subsidio en la tarifa, entre 2013 y 2015, se reduce de 1.4 a 0.7; con la presencia de subsidio, la elasticidad se reduce de 7.6 a 0.7. Ambos casos evidencian, una menor sensibilidad en los precios del estrato 5 y una tendencia a ser menos elástica la demanda de energía eléctrica con relación a estratos bajos.

Gráfica 87. Elasticidad Precio – Demanda E5 (Subsidio Negativo / Contribución)

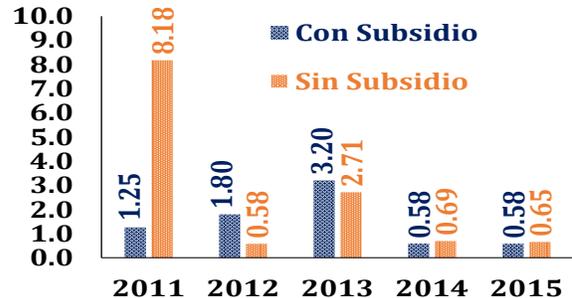


Fuente: XM – UPME

El estrato 6 (E6) evidencia como en el E5, una tendencia decreciente, tanto con subsidio como sin subsidio, en la elasticidad precio – demanda, pasando de 2.26 en 2011 a 0.77 a 2015 (Gráfica 88); esto significa, que actualmente un incremento en el precio del 1%, sin subsidio, produce una variación en la demanda de 0.7%; con subsidio, esta variación es de 0.8%.

Ello significa, que actualmente un incremento en el precio del 1%, sin subsidio, produce una variación en la demanda de 0.7%; con subsidio, esta variación es de 0.8%.

Gráfica 88. Elasticidad Precio – Demanda E6 (Subsidio Negativo / Contribución)



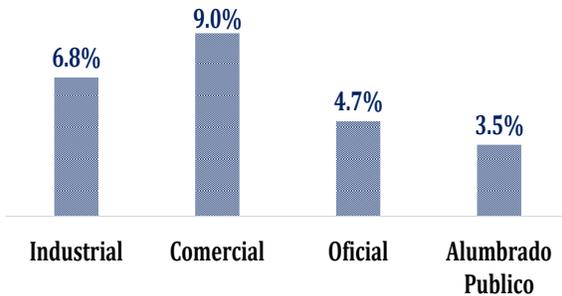
Fuente: XM – UPME

Los resultados para los seis estratos, evidencian, por un lado, una tendencia creciente en la elasticidad en estratos bajos, es decir, estos tienen una demanda de energía eléctrica cada vez más sensible a precios; y por otro lado, una tendencia decreciente en la elasticidad en estratos altos, menos sensibles frente a cambios en los precios.

## 5.2 Elasticidad Precio – Demanda Sectores Económicos de Producción

Los sectores económicos de producción han enfrentado incrementos promedio anuales en los últimos 5 años, mayores a los que ha tenido el sector residencial. La industria y el comercio han tenido los mayores incrementos entre los 6 sectores analizados: 6% y 9% respectivamente (Gráfica 89).

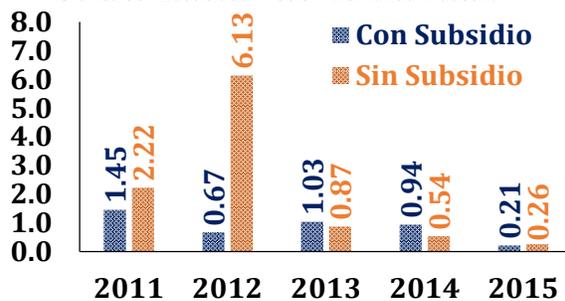
Gráfica 89. Incremento Anual Promedio  
2011 – 2015 Tarifa Energía Eléctrica Sectores Económicos



Fuente: XM – UPME

La industria presenta en los últimos cinco años una elasticidad precio – demanda con tendencia decreciente siendo menos sensible frente a cambios en los precios de la energía eléctrica.

Gráfica 90. Elasticidad Precio – Demanda Industria

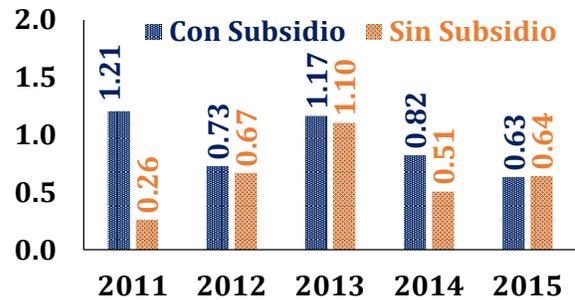


Fuente: XM – UPME

Entre 2011 y 2015, la elasticidad con subsidio se redujo de 1.45 a 0.21: a mayo 2015, un incremento del 1% en el precio de la energía eléctrica, produce una variación de sólo 0.21% en la demanda de energía eléctrica de la industria (Gráfica 90). Por su parte, la elasticidad precio – demanda sin subsidio de la industria, entre 2011 y 2015 se redujo de 2.22 a 0.26: a mayo 2015, un incremento del 1% en el precio de la energía eléctrica, produce una variación de sólo 0.26% en la demanda de energía eléctrica de la industria. En síntesis, la demanda de energía eléctrica de la industria se ha hecho menos sensible a

los precios, con una clara tendencia descendente que se observa en los tres últimos años en el comportamiento de la elasticidad precio – demanda.

Gráfica 91. Elasticidad Precio – Demanda Sector Comercial



Fuente: XM – UPME

La elasticidad precio – demanda del sector comercial muestra al igual que la industria, una tendencia decreciente, descendiendo de 1.21 a 0.63, con subsidio (Gráfica 91). Descontando la parte de subsidio, la elasticidad del sector comercial se ha incrementado de 0.26 a 0.64, pero en ambos casos, responde a una demanda inelástica, cada vez menos sensible a cambios en el precio.

Gráfica 92. Elasticidad Precio – Demanda Sector Oficial



Fuente: XM – UPME

Un incremento de 1% en el precio de EE, genera una variación de 0.64%, menos que proporcional en la demanda de EE del sector comercial.

En el sector oficial, la elasticidad exhibe una tendencia decreciente, y mayor considerando la tarifa con subsidio (Gráfica 92 Entre 2011 y 2015, la elasticidad precio – demanda con subsidio, se redujo de 1.11 a 0.97; por su parte, la elasticidad precio – demanda sin subsidio, se redujo de 1.9 a 0.42. A mayo de 2015, un incremento de 1% en el precio de EE, produce una variación de sólo 0.37% en la demanda del sector oficial, con subsidio. Si se considera la tarifa sin subsidio, esta variación es de 0.42%, en ambos casos variaciones en la demanda menos que proporcionales frente a cambios en los precios.

Gráfica 93. Elasticidad Precio – Demanda Sector Alumbrado Público



Fuente: XM – UPME

La demanda de energía del alumbrado público, exhibe una elasticidad decreciente en el componente sin subsidio, bajando de 0.7 a 0.4 durante los últimos 5 años (Gráfica 93). No obstante, en el componente con subsidio, esta demanda se ha incrementado de 0.7 a 2.03, evidenciando una demanda que en el componente subsidio es más elástica, por ende más sensible a cambios en los precios.

Gráfica 94. Elasticidad Precio – Demanda Sector Distritos de Riego



Fuente: XM – UPME

En lo que refiere a Distritos de Riego, la elasticidad precio – demanda exhibe niveles más altos con relación a los demás sectores analizados., ubicándose en 1.76 en el componente con subsidio (Gráfica 94): un incremento de 1% en el precio produce una variación de 1.76% en la demanda. Al examinar el componente sin subsidio, este incremento es sólo de 0.65%. No obstante, la tendencia en ambos componentes, evidencia una demanda de energía eléctrica en distritos de riego elástica, lo que implica una mayor sensibilidad con relación a los precios.

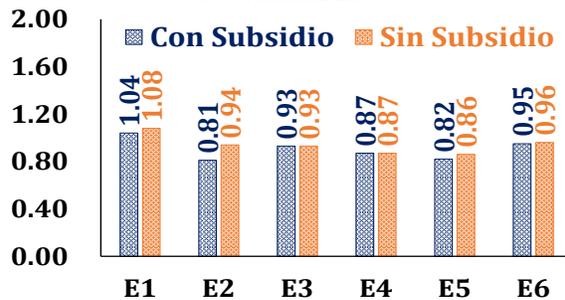
### 5.3 Estimación Econométrica de Elasticidad Precio – Demanda

La estimación econométrica permite ver en forma resumida y conjunta para el período analizado 2011 – 2015, el comportamiento de la elasticidad precio – demanda. En el caso del sector residencial, con excepción del estrato 1, con elasticidad precio – demanda de 1.04, los demás estratos exhiben una demanda inelástica, con un rango en la elasticidad ente 0.81 y 0.95 (Gráfica 95).

No obstante, la elasticidad se concentra en niveles entre 0.86 y 0.94, lo que indica que si bien la demanda de energía eléctrica en el sector residencia es inelástica, confirma una tendencia mostrada en la estimación no paramétrica, en cuanto a una tendencia a ser menos inelástica la demanda residencial, por lo tanto más sensible a cambios en los precios.

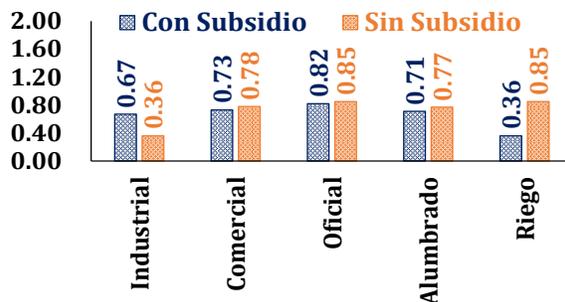
En el caso de los sectores productivos, se exhibe una elasticidad en un rango entre 0.36 y 0.85, siendo industria, comercio y alumbrado, los sectores con la menor sensibilidad, frente a cambios en los precios.

Gráfica 95. Estimación Econométrica Elasticidad Precio – Demanda Sector Residencial



Fuente: XM – UPME

Gráfica 96. Estimación Econométrica Elasticidad Precio – Demanda Sectores Productivos



Fuente: XM – UPME

Los resultados de la estimación econométrica confirman a la industria como un sector con una demanda de energía eléctrica inelástica con relación al precio, y aún menos inelástica, con relación a los demás sectores económicos analizados (Gráfica 96). Considerando tanto el componente con y sin subsidio, la elasticidad precio demanda se ubica significativamente por debajo de uno, mostrando que incrementos del 1% en el precio de la energía eléctrica, genera variaciones en la demanda de 0.67% (con subsidio) y 0.36% (sin subsidio) menos que proporcionales.

En el sector comercial, acontece una situación similar con relación al sector industrial. Una demanda inelástica, que varía entre 0.73% y 0.78%, por cada 1% que se incrementa el precio de la energía eléctrica.

El sector de distritos de riego es el que muestra la mayor sensibilidad en el escenario con y sin subsidio, 0.36 y 0.85 de elasticidad respectivamente, aunque en ambos casos configurando una demanda inelástica frente a los precios.

En conclusión, los análisis mostrados de elasticidad precio – demanda, evidencian que a pesar de variaciones en los precios consistentes con el baja inflación que Colombia ha presentado durante los últimos 16 años, en niveles de un dígito e inferior al 4% desde 2009, es evidente que la demanda de energía eléctrica tanto a nivel residencial, como a nivel de sectores productivos, se ha hecho más sensible a cambios en los precios.

Una mayor sensibilidad en los precios, implica a mediano plazo, en el contexto de la desaceleración que enfrenta la economía colombiana, crecimientos moderados de la demanda, además del riesgo de una mayor disminución en la tasa de crecimiento de la demanda, en la medida que se presenten choques positivos y persistentes sobre los precios, bien sea por una intensificación del fenómeno del niño, o cambios en la fijación de precio, según el marco regulatorio, que potencialicen una sensibilidad que viene en alza, al interior de la demanda de energía eléctrica en Colombia.

## 6. Proyección de la demanda de energía eléctrica en Colombia

*“ALMOST ALL of the phenomena of economic life, like many other processes, social, meteorological, and others, occur in sequences of rising and falling movements, like waves. Just as waves following each other on the sea do not repeat each other perfectly, so economic cycles never repeat earlier ones exactly either in duration or in amplitude. Nevertheless, in both cases, it is almost always possible to detect, even in the multitude of individual peculiarities of the phenomena, marks of certain approximate uniformities and regularities. The eye of the observer instinctively discovers on waves of a certain order other smaller waves, so that the idea of harmonic analysis, viz., that of the possibility of expressing the irregularities of the form and the spacing of the waves by means of the summation of regular sinusoidal fluctuations, presents itself to the mind almost spontaneously.” (SLUTZKY, EUGEN. 1937)*

*“Casi todos los fenómenos de la vida económica, social, meteorológica, y como muchos otros procesos, ocurren en secuencias de movimientos de incrementos y reducciones, tal y como sucede con las olas. Justamente como las olas que se siguen unas a otras en el mar, y que no se replican de manera exacta o perfecta, los ciclos económicos nunca se replican de manera exacta con ciclos anteriores, ni en duración, ni en amplitud. Sin embargo, en ambos casos, es casi siempre posible detectar, incluso en las individuales y multitudinarias*

*peculiaridades del fenómeno, señales de ciertas aproximaciones entre uniformidades y regularidades. El ojo del observador, instintivamente descubre en el orden de ciertas olas, algunas olas más pequeñas, por lo que la idea de un análisis armónico, versus el de la posibilidad de expresar las irregularidades de la forma y el espacio de las olas por promedios de la sumatoria de fluctuaciones regulares sinusoidales, se presenta a sí misma en la mente casi de manera espontánea.” (Traducción propia tomado de: SLUTZKY, EUGEN. 1937)*

Los informes de proyección de demanda de energía eléctrica y potencia máxima para Colombia presentados cuatrimestralmente por la entidad, han mostrado un alto grado de correlación entre las variables empleadas (PIB, Población y Temperatura de las áreas geográficas del SIN).

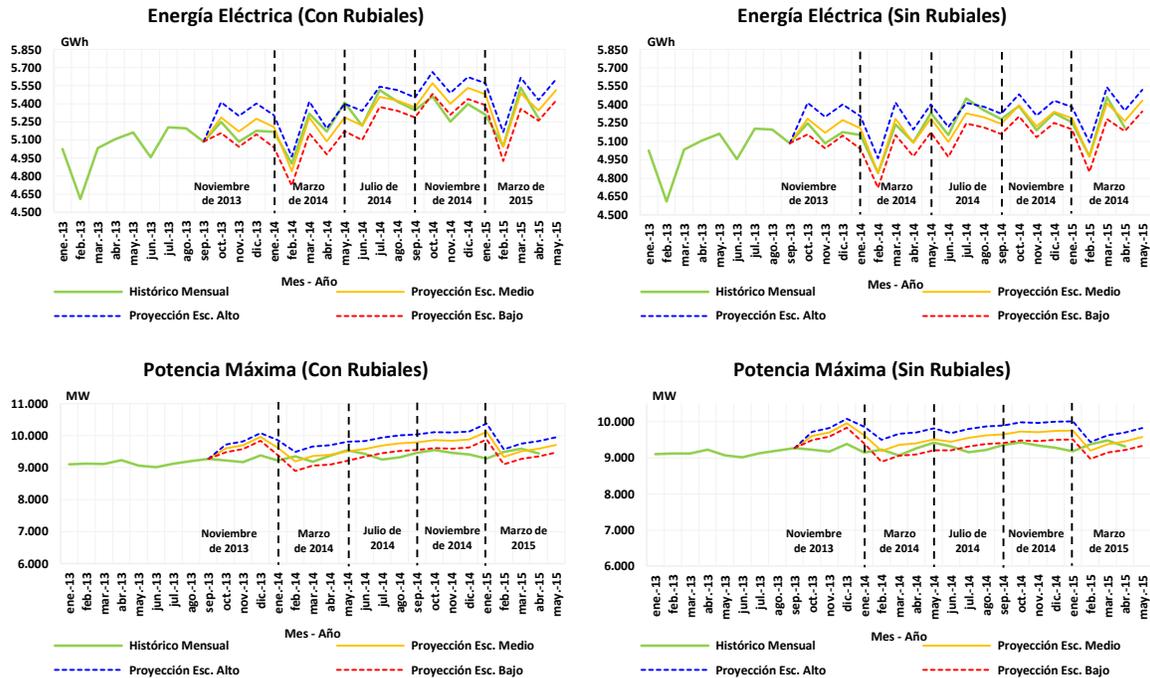
De manera similar, la metodología empleada para la construcción de los escenarios de proyección desde noviembre de 2013 a la fecha, guardan una estrecha relación; que ha permitido realizar los contrastes necesarios para el desarrollo de mecanismos, que permitan identificar los cambios tanto en bases de datos como en las metodologías.

La incorporación de la demanda constituida como Grandes Consumidores Especiales (GCE), se realiza de acuerdo a una constante verificación del avance de dichas conexiones y se ajusta en función de los retrasos en la ejecución reales verificados.

Los modelos empleados para este seguimiento de la demanda se han ajustado y

han reflejado el comportamiento de la demanda real del SIN (Gráfica 97).

Gráfica 97. Seguimiento a las Proyecciones de Demanda



Fuente: UPME, Base de Datos XM, UN, DANE e IDEAM, 2015.

En las revisiones publicadas desde noviembre de 2013, se ha definido una mayor calidad de las proyecciones, reflejado en la reducción de los errores, por lo menos en el corto plazo. Cabe anotar que en este análisis no se incluye la demanda de los Grandes Consumidores Especiales.

Además, el enfoque de la revisión se basa en la disminución el error sistemático tipo “sesgo”, para producir resultados que no se aparten sistemáticamente del valor real.

Los resultados son los siguientes:

- Se analizó el comportamiento de las proyecciones realizadas en la Unidad desde noviembre 2013 a marzo de 2015, con respecto a los valores realmente demandados. Empleando el Error Promedio Porcentual (APE), el Error Promedio Absoluto (AAE), y el Error Cuadrático Medio (MSE) (Tabla 5 y Tabla 6).

Tabla 5. Errores de las proyecciones - Incluye Rubiales

ENERGÍA ELÉCTRICA					
	Nov. 2013	Marzo 2014	Julio 2014	Nov. 2014	Marzo 2015
APE	0,46%	-1,57%	0,92%	2,57%	0,11%
AAE	51	100	59	136	39
MSE	0,013%	0,048%	0,020%	0,068%	<b>0,008%</b>

Nota: No incluye Panamá

POTENCIA MÁXIMA					
	Nov. 2013	Marzo 2014	Julio 2014	Nov. 2014	Marzo 2015
APE	5,40%	2,09%	4,75%	5,54%	-0,31%
AAE	506	220	447	523	131
MSE	0,315%	0,075%	0,256%	0,336%	<b>0,021%</b>

Nota: No incluye Panamá

Tabla 6. Errores de las proyecciones - No incluye Rubiales

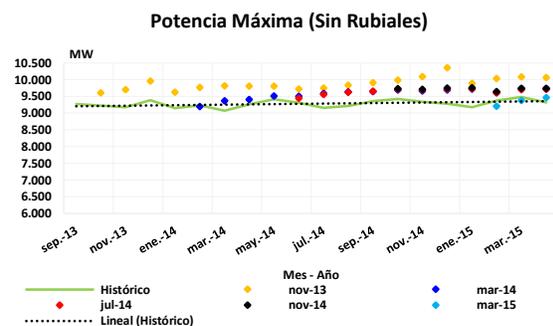
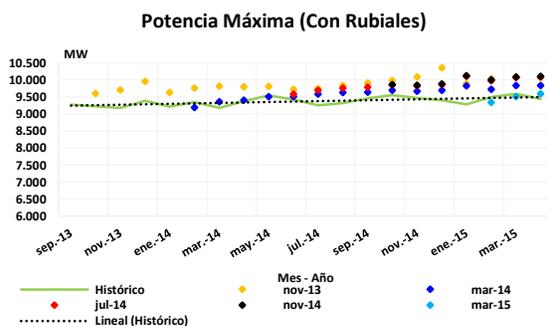
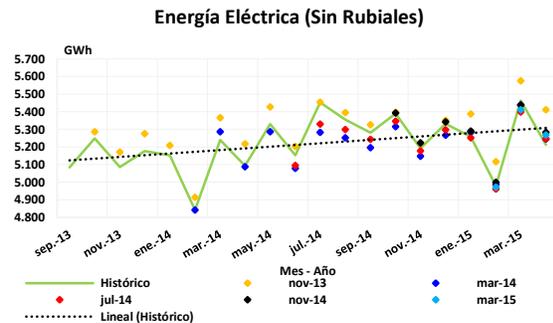
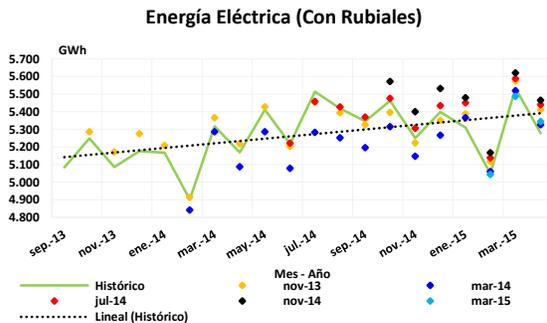
ENERGÍA ELÉCTRICA					
	Nov. 2013	Marzo 2014	Julio 2014	Nov. 2014	Marzo 2015
APE	1,49%	-0,72%	-0,71%	0,40%	0,00%
AAE	77	53	44	28	38
MSE	0,031%	0,017%	0,011%	0,004%	<b>0,007%</b>

Nota: No Incluye GCE (Nuevos) ni Panamá

POTENCIA MÁXIMA					
	Nov. 2013	Marzo 2014	Julio 2014	Nov. 2014	Marzo 2015
APE	6,48%	3,06%	3,62%	4,10%	-0,45%
AAE	601	289	336	382	137
MSE	0,448%	0,117%	0,145%	0,180%	<b>0,022%</b>

Nota: No Incluye GCE (Nuevos) ni Panamá

Gráfica 98. Proyecciones Históricas



Fuente: UPME, Base de Datos XM, UN, DANE e IDEAM, 2015.

- b. Se realizó una descomposición del Error Medio Cuadrático para determinar si los errores presentaban un sesgo sistemático o aleatorio. Al determinar el tipo de errores de cada proyección, se descompuso el MSE en las tres componentes: Errores por sesgo (B), Errores por el modelo (M) y Errores aleatorios (R), en la Tabla 7 y Tabla 8 se muestran los resultados obtenidos:

**Tabla 7. Composición del Error Cuadrático Medio de las proyecciones – No incluye Rubiales**

ENERGÍA ELÉCTRICA					
MSE	Nov. 2013	Marzo 2014	Julio 2014	Nov. 2014	Marzo 2015
Sesgo (B)	70,12%	31,16%	49,82%	36,33%	0,30%
Modelo (M)	0,35%	0,11%	16,24%	41,87%	56,97%
Aleatorio (R)	29,54%	68,73%	33,94%	21,80%	42,73%

Nota: No Incluye GCE (Nuevos) ni Panamá

POTENCIA MÁXIMA					
MSE	Nov. 2013	Marzo 2014	Julio 2014	Nov. 2014	Marzo 2015
Sesgo (B)	93,72%	79,59%	90,00%	92,50%	10,24%
Modelo (M)	3,02%	6,05%	2,50%	0,33%	86,29%
Aleatorio (R)	3,27%	14,37%	7,50%	7,17%	3,47%

Nota: No Incluye GCE (Nuevos) ni Panamá

El desempeño de los modelos de noviembre de 2013 a marzo de 2015 que son modelos VAR endógeno, exógeno y combinado VAR - VEC respectivamente, han mostrado un alto grado de precisión. Para los modelos de demanda de energía eléctrica (incluyendo y no incluyendo el "GCE" Rubiales), se han obtenido reducciones del 0.007% y 0.008% en el MSE de las proyecciones respectivamente. (Gráfica 99).

Por otra parte, en cuanto a los modelos de demanda de potencia máxima (incluyendo y no incluyendo el "GCE" Rubiales), se obtuvieron reducciones del 0.021% y 0.022% en el MSE de las proyecciones.

**Tabla 8. Composición del Error Cuadrático Medio de las proyecciones - Incluye Rubiales**

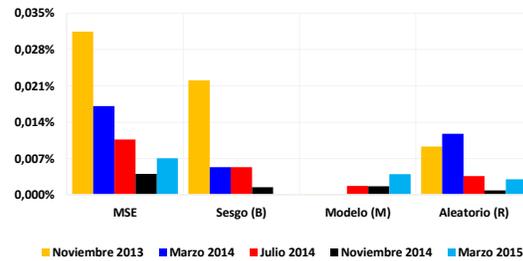
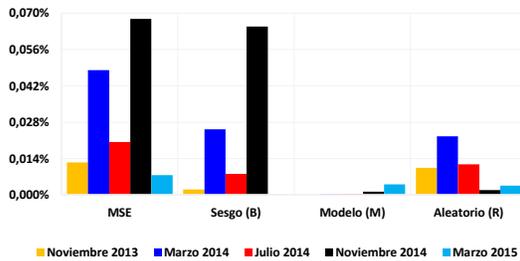
ENERGÍA ELÉCTRICA					
MSE	Nov. 2013	Marzo 2014	Julio 2014	Nov. 2014	Marzo 2015
Sesgo (B)	16,58%	52,39%	39,73%	95,53%	0,63%
Modelo (M)	0,30%	0,60%	2,01%	1,76%	52,65%
Aleatorio (R)	83,12%	47,01%	58,26%	2,71%	46,72%

Nota: No incluye Panamá

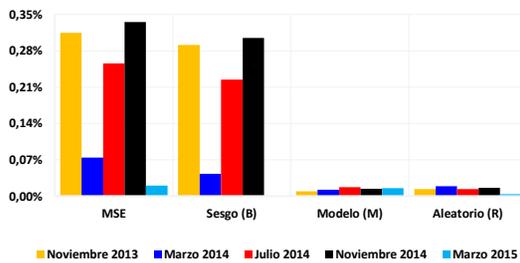
POTENCIA MÁXIMA					
MSE	Nov. 2013	Marzo 2014	Julio 2014	Nov. 2014	Marzo 2015
Sesgo (B)	92,52%	57,71%	87,78%	90,88%	5,49%
Modelo (M)	3,05%	16,48%	6,85%	4,33%	75,09%
Aleatorio (R)	4,43%	25,81%	5,37%	4,80%	19,41%

Nota: No incluye Panamá

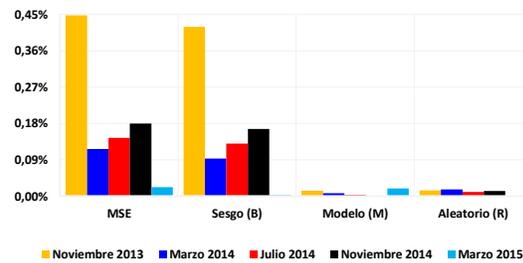
Gráfica 99. Porcentaje de Participación de las Componentes del Error Medio Cuadrático  
Energía Eléctrica (Con Rubiales)



Potencia Máxima (Con Rubiales)



Potencia Máxima (Sin Rubiales)



Fuente: UPME, Base de Datos XM, UN, DANE e IDEAM, 2015.

Al observar los consumos de empresas como Cerromatoso, Cerrejón, Ecopetrol (La Cira-Infantas) y OXY, los cuales por su magnitud podemos llamar “Grandes Consumidores Existentes”, se puede apreciar un aumento importante en de su participación en la demanda total del SIN:

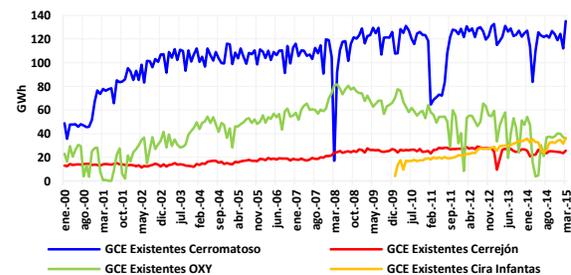
- **Energía eléctrica:** pasa de alrededor de 2,53% de la demanda total desde enero de 2000 y llega hasta 4.26% en marzo de 2015.
- **Potencia máxima:** pasa de alrededor de 1,62% de la demanda total desde enero de 2000 y llega hasta 4.72% en marzo de 2015.

Lo anterior, muestra un crecimiento mucho más pronunciado respecto al resto de la demanda capturada por el SIN.

Dentro de las proyecciones de demanda de energía eléctrica que hace la UPME se toma la información del SIN, la cual incluye la información de estos agentes, por lo que está incluida dentro del conjunto usado para modelar la demanda total.

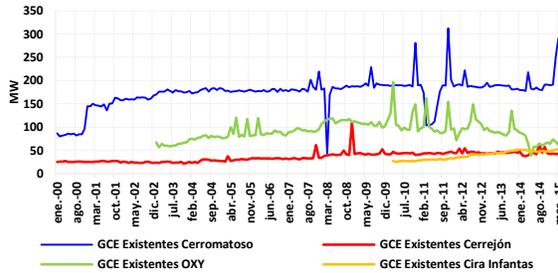
A continuación se presenta un seguimiento de la demanda de estos:

Gráfica 100. Histórico de la demanda de energía eléctrica de los Grandes Consumidores Existentes (GWh)



Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2015.

**Gráfica 101. Histórico de la demanda de potencia máxima de los Grandes Consumidores Existentes (MW)**

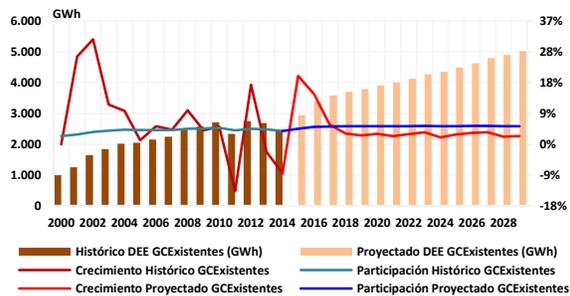


Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2015.

La conexión de OXY, cuya actividad ya se encuentra de hecho en una fase decreciente, se espera que esta culmine en 2023.

Cerromatoso, cerrejón y la Cira Infantas han aumentado su consumo, sin embargo en los últimos días se han presentado paros en Cerromatoso (por orden público con los indígenas de la región) y Cerrejón (por terminación de contrato con algunos empleados de una de las empresas de seguridad).

**Gráfica 102. Comportamiento de la demanda de energía eléctrica de los Grandes Consumidores Existentes (GWh)**

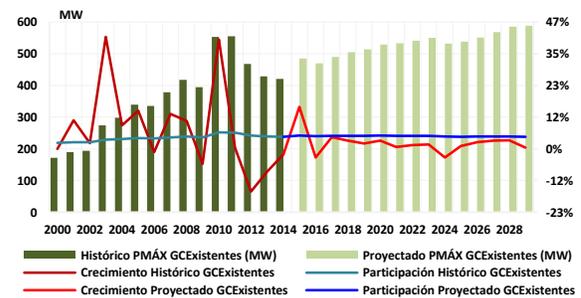


Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2015.

La demanda de energía eléctrica inicial para los grandes consumidores existentes en el 2000 fue de 993,32 GWh, llegando a 2.451,01 GWh en 2014, y se espera que a 2029 alcance los 5.021,84 GWh.

GC Existentes (GWh)	2001-2014	2015-2029
Crecimiento Promedio	7,30%	5,01%
Participación Promedio	4,19%	5,30%

**Gráfica 103. Comportamiento de la demanda de potencia máxima de los Grandes Consumidores Existentes (GWh)**



Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2015.

La demanda de potencia máxima inicial para los grandes consumidores existentes en el 2000 fue de 172 MW, llegando a 420,29 MW en 2014, y se espera que a 2030 alcance los 588,45 MW.

GC Existentes (MW)	2001-2014	2015-2029
Crecimiento Promedio	7,68%	2,35%
Participación Promedio	4,19%	4,69%

## 6.1 Demanda de Energía Eléctrica a largo plazo (Anual)

Como se ha mencionado anteriormente en los informes de revisión, el modelo de largo plazo es un modelo econométrico de combinación de pronósticos<sup>1</sup> (explicado en los informes de julio y noviembre de 2014); empleando modelos multivariados como los VAR (Modelo de Vectores Autorregresivos) y los VEC (Modelo de Vectores de Corrección de Error), los cuales proponen un sistema de ecuaciones, con tantas ecuaciones como series a analizar o predecir.

Los datos introducidos en el modelo de esta revisión son: las series históricas de la Demanda de Energía Eléctrica de Colombia obtenidas del Operador del Sistema (XM), los datos económicos (PIB Total) del Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE), los datos demográficos (Población) de la Organización de las Naciones Unidas (UN) y el dato climático (Temperatura) obtenido del Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM). La abreviatura y la periodicidad de las variables se muestran en la Tabla 9:

Tabla 9. Variables de la Demanda de EE a largo Plazo

	ABREVIATURA	PERIODICIDAD	FUENTE
Demanda de Energía Eléctrica :	DEE	Mensual (Enero 1991 – Abril 2015)	XM
PIB Total :	PIBTotal	Trimestral (Marzo 1994 – Diciembre 2014)	DANE
		Trimestral (Marzo 2015 – Diciembre 2050)	UPME
Población :	POB	Anual (1950 – 2100)	UN (United Nations)
Temperatura Media Áreas Geográficas del SIN :	TEMP	Mensual (Enero 1971 – Diciembre 2100)	IDEAM

Fuente: UPME, Base de Datos XM, UN, DANE e IDEAM, 2015.

Los modelos empleados para la construcción del modelo de largo plazo en esta revisión fueron un modelo VAR endógeno, un VAR exógeno, y un modelo VEC con variables exógenas (población, temperatura y variable simulada de tipo impulso o escalón “Dummy” – 09/2010 a 03/2011).

La estimación eficiente de las ponderaciones se realizó otorgándole mayor valor al modelo que cumpliera con los parámetros más idóneos, los parámetros calificados fueron: los criterios de Akaike, Schwarz y el Logaritmo de Máxima Verosimilitud Conjunto. El resultado de dicho análisis dio como resultado las siguientes participaciones: Modelo VAR endógeno (29%), Modelo VAR exógeno (29%) y Modelo VEC (42%).

<sup>1</sup> CASTAÑO V., ELKIN. *Revista Lecturas de Economía* No. 41. “Combinación de pronósticos y variables predictoras con error”.

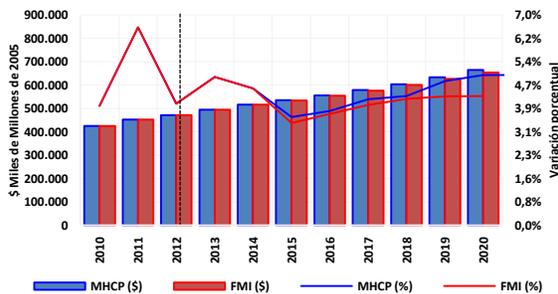
El escenario de crecimiento económico construido por la UPME es consistente con las proyecciones estimadas por el Fondo Monetario Internacional (FMI), el Ministerio de Hacienda y Crédito Público (MHCP). Según el FMI y MHCP, se espera que el crecimiento alcance su potencial a una tasa cercana entre 3,4% y 3,6% en 2015. (Tabla 10 y Gráfica 104).

Tabla 10. Principales Supuestos Proyecciones Fiscales

	PIB Interno Real (\$ Miles de Millones de 2005)		Variación porcentual	
	MHCP	FMI	MHCP	FMI
2010	424.599	424.599	4,0%	4,0%
2011	452.578	452.578	6,6%	6,6%
2012	470.880	470.880	4,0%	4,0%
2013	494.124	494.124	4,9%	4,9%
2014	516.619	516.619	4,6%	4,6%
2015	535.217	534.164	3,6%	3,4%
2016	555.556	553.943	3,8%	3,7%
2017	578.889	576.112	4,2%	4,0%
2018	603.781	600.314	4,3%	4,2%
2019	632.763	626.087	4,8%	4,3%
2020	664.401	653.000	5,0%	4,3%

Fuente: MHCP, FMI, 2015.

Gráfica 104. Principales Supuestos Proyecciones Fiscales



Fuente: MHCP, FMI, 2014 - 2015.

Tabla 11. Pronósticos de analistas.  
Encuestas Trimestral de Expectativas Banco de la República

2015		2016	
Analistas Locales		Analistas Locales	
Alianza Valores	3,50%	Alianza Valores	2,00%
ANIF <sup>/1</sup>	3,80%	ANIF	4,30%
Banco de Bogotá <sup>/1</sup>	4,00%	Banco de Bogotá	5,00%
Bancolombia	3,90%	Bancolombia	4,50
BBVA Colombia <sup>/1</sup>	3,60%	BBVA Colombia	4,00%
BGT Pactual <sup>/1</sup>	3,90%	BGT Pactual	n,d
Corficolombiana	4,80%	Corficolombiana	3,50%
Corpbanca <sup>/2</sup>	4,30%	Corpbanca <sup>/1</sup>	4,30%
Corredores Davivienda <sup>/3</sup>	3,00%	Corredores Davivienda <sup>/2</sup>	2,80%
Credicorp Capital <sup>/4</sup>	3,70%	Credicorp Capital <sup>/3</sup>	3,00%
Davivienda <sup>/1</sup>	3,50%	Davivienda	3,20%
Fedesarrollo <sup>/1</sup>	3,90%	Fedesarrollo	4,50%
Ultrabursátiles	4,00%	Ultrabursátiles	4,20%
Promedio	<b>3,84%</b>	Promedio	<b>3,78%</b>
Analistas Externos		Analistas Externos	
Citi	3,80%	Citi	4,00%
Deutsche Bank	3,80%	Deutsche Bank	3,40%
Goldman Sachs	3,20%	Goldman Sachs	3,40%
JP Morgan	3,30%	JP Morgan	2,80%
Promedio	<b>3,53%</b>	Promedio	<b>3,40%</b>

Nota: Cierre del análisis Diciembre de 2014

2015	2016
/1. La proyección de déficit corresponde al del GNC.	/1. Antiguo Banco Santander
/2. Antiguo Banco Santander.	/2. Antiguo Corredores Asociados
/3. Antiguo Corredores Asociados	/3. Antiguo Correval
/4. Antiguo Correval	n.d. No Disponible

Fuente: Banco de la República (encuesta electrónica).

Según Portafolio, el presidente Juan Manuel Santos, moderó la expectativa de crecimiento económico, debido a: “el mal desempeño de sectores clave y en el recrudescimiento de los desbalances externos ante los menores precios del petróleo. Todo esto empieza a campanear los riesgos de que Colombia pueda perder cerca de 0,5 por ciento en su crecimiento potencial, dados los graves atrasos en la dotación de infraestructura, el estancamiento en la productividad multifactorial y el nulo aprovechamiento de los acuerdos comerciales vigentes con Estados Unidos y Europa”. (Portafolio, Abril de 2015).

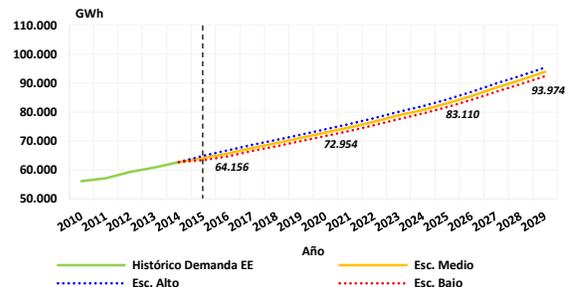
En la Tabla 12, se muestran los resultados de la proyección de demanda de energía eléctrica – sin incluir la demanda de Grandes Consumidores Especiales - con el modelo que mejores ajustes mostró.

Tabla 12. Proyección de la Demanda EE Anual (GWh) – Sin GCE ni Panamá

PROYECCIÓN GWh			
Año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2015	64.921	64.156	63.393
2016	66.817	65.771	64.732
2017	68.712	67.637	66.569
2018	70.471	69.368	68.273
2019	72.230	71.101	69.978
2020	74.113	72.954	71.802
2021	75.917	74.731	73.551
2022	77.906	76.688	75.478
2023	80.132	78.881	77.636
2024	82.118	80.835	79.561
2025	84.428	83.110	81.800
2026	87.009	85.652	84.302
2027	89.868	88.468	87.075
2028	92.538	91.096	89.663
2029	95.461	93.974	92.497

A continuación, en la Gráfica 105 se ilustran los resultados:

Gráfica 105. Proyección Demanda EE Anual (GWh) – Sin GCE ni Panamá

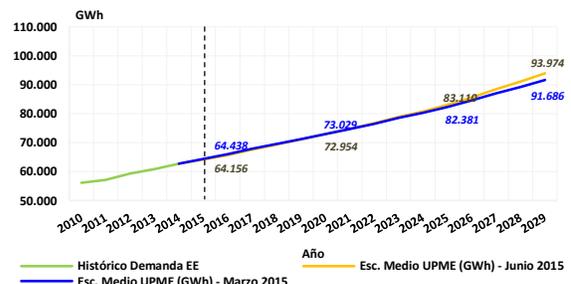


Fuente: UPME, Base de Datos XM, UN, DANE e IDEAM, 2015.

Se estima que la demanda de energía eléctrica – “sin incluir la demanda de Grandes Consumidores Especiales” - tenga un crecimiento promedio para el periodo 2015 a 2029 de 2,72% en el escenario medio.

En la Gráfica 106 se muestra el cambio entre las proyecciones publicadas por Unidad en marzo de 2015 y la presente revisión.

Gráfica 106. Comparación Marzo vs Junio de la Proyección Demanda EE Anual (GWh) – Sin GCE ni Panamá



Fuente: UPME, Base de Datos XM, UN, DANE e IDEAM, 2015.

El valor promedio de diferencia anual entre proyecciones en el escenario medio se encuentra alrededor del 0,50% en el periodo 2015 - 2029.

## 6.2 Demanda de potencia máxima a largo plazo (Anual)

El modelo de largo plazo se emplea los datos obtenidos de la proyección del modelo de corto plazo de potencia máxima. La periodicidad de los datos es mensual, para lo cual se deben anualizar tomando el máximo valor presentado durante los doce meses de cada año.

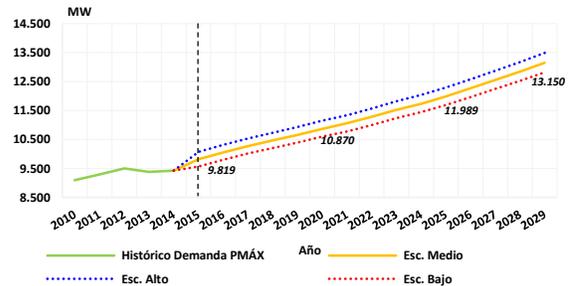
La Tabla 13 muestra estas proyecciones de demanda potencia máxima, sin incluir la demanda de Grandes Consumidores Especiales ni ventas a Panamá.

Tabla 13. Proyección de la Demanda PMÁX Anual (MW) – Sin GCE ni Panamá

Año	PROYECCIÓN MW		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2015	10.071	9.819	9.573
2016	10.313	10.055	9.803
2017	10.537	10.274	10.017
2018	10.734	10.465	10.203
2019	10.934	10.660	10.393
2020	11.149	10.870	10.598
2021	11.343	11.059	10.783
2022	11.570	11.281	10.999
2023	11.821	11.525	11.237
2024	12.038	11.737	11.443
2025	12.296	11.989	11.689
2026	12.582	12.268	11.961
2027	12.882	12.560	12.246
2028	13.173	12.843	12.522
2029	13.488	13.150	12.822

La Gráfica 107 muestra los resultados de esta proyección para el período 2015-2029.

Gráfica 107. Proyección Demanda PMÁX Anual (MW) – Sin GCE ni Panamá

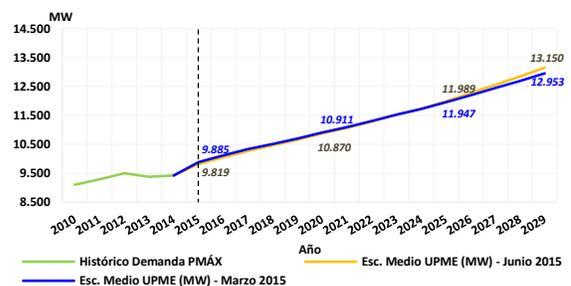


Fuente: UPME, Base de Datos XM, UN, DANE e IDEAM, 2015.

Se estima que la demanda de potencia máxima en el escenario medio – “sin incluir la demanda de Grandes Consumidores Especiales” - tenga un crecimiento promedio para el período 2015 a 2029 de 2,25%.

En la Gráfica 108 se muestra el cambio entre la proyección publicada por la Unidad en marzo de 2015 y esta revisión.

Gráfica 108. Comparación Marzo vs Junio de la Proyección Demanda PMÁX Anual (MW) – Sin GCE ni Panamá



Fuente: UPME, Base de Datos XM, UN, DANE e IDEAM, 2015.

El valor promedio de diferencia anual entre proyecciones en el escenario medio, se encuentra alrededor del 0,08% en el período 2015 - 2029.

### 6.3 Demanda de Energía Eléctrica a corto plazo (Mensual)

El modelo de corto plazo utiliza los datos obtenidos del modelo de largo plazo de la demanda de energía eléctrica. Cabe anotar, la metodología empleada es similar a la de los informes elaborados desde noviembre 2013 a marzo de 2015.

La abreviatura y la periodicidad de las variables para el modelo se muestran en la Tabla 14:

Tabla 14. Variables de la Demanda de EE a Corto Plazo

	ABREVIATURA	PERIODICIDAD	FUENTE
Demanda de Energía Eléctrica	DEM_TRIM	Trimestral (Marzo 1991 – Diciembre 2029)	XM
			UPME
	DEM_MENS	Mensual (Enero 1991 – Abril 2015)	XM
Efecto Calendario	CALEND	Mensual (Enero 1991 – Diciembre 2029)	Construcción Propia

Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2015.

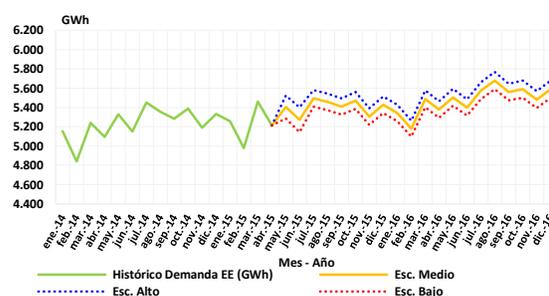
La Tabla 15 muestra sin incluir la demanda de Grandes Consumidores Especiales los resultados de esta proyección.

Tabla 15. Proyección de la Demanda EE Mensual (GWh) – Sin GCE ni Panamá

Mes	PROYECCIÓN GWh		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
may-15	5.525	5.405	5.285
jun-15	5.403	5.274	5.145
jul-15	5.580	5.494	5.408
ago-15	5.544	5.459	5.374
sep-15	5.493	5.408	5.324
oct-15	5.560	5.472	5.385
nov-15	5.392	5.306	5.222
dic-15	5.514	5.427	5.341
ene-16	5.429	5.343	5.258
feb-16	5.263	5.180	5.097
mar-16	5.577	5.488	5.401
abr-16	5.464	5.379	5.294
may-16	5.592	5.505	5.418
jun-16	5.485	5.400	5.315
jul-16	5.663	5.576	5.489
ago-16	5.769	5.680	5.591
sep-16	5.647	5.560	5.474
oct-16	5.679	5.589	5.500
nov-16	5.570	5.482	5.394
dic-16	5.680	5.590	5.501

La Gráfica 109 muestra los valores proyectados entre mayo de 2015 y diciembre 2016:

Gráfica 109. Proyección Demanda EE Mensual (GWh) – Sin GCE ni Panamá



Fuente: UPME, Base de Datos XM, UN, DANE e IDEAM, 2015.

Las proyecciones mensuales entre 2015 y 2029 se presentan en los archivos Excel disponibles en la página web de la Unidad<sup>2</sup>.

<sup>2</sup> SIEL. Sistema de Información Eléctrico Colombia. Demanda de Energía. Escenarios de Proyección de Demanda. En línea:

<http://www.siel.gov.co/Inicio/Demanda/ProyeccionesdeDemanda/tabid/97/Default.aspx>

#### 6.4 Demanda de Potencia Máxima a corto plazo (Mensual)

Con los datos obtenidos del modelo de corto plazo de la demanda de energía eléctrica, el cual emplea el método de combinación de pronósticos, se realiza un modelo de regresión lineal de donde se obtienen las potencias máximas mensuales asociadas. La abreviatura y la periodicidad de las variables se muestran en la Tabla 16:

Tabla 16. Variables de la Demanda de PMÁX a Corto Plazo

	ABREVIATURA	PERIODICIDAD	FUENTE
Demanda de Potencia Máxima :	DPMÁX	Mensual (Enero 1991 – Abril 2015)	XM
Demanda de Energía Eléctrica:	DEE	Mensual (Enero 1991 – Diciembre 2029)	XM
			UPME
Dummy :	DUMMY	Mensual (05/1992 – 02/1993)	– Construcción Propia

Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2015.

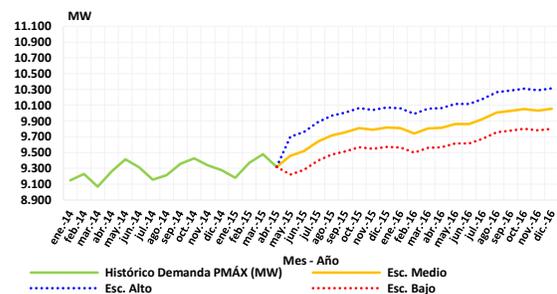
A continuación, en la Tabla 17 se presentan los resultados de la proyección de potencia máxima mensual sin incluir la demanda de potencia de Grandes Consumidores Especiales para el período mayo 2015 - diciembre 2016.

Tabla 17. Proyección de la Demanda PMÁX Mensual (MW) – Sin GCE ni Panamá

Mes	PROYECCIÓN MW		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
may-15	9.701	9.458	9.222
jun-15	9.762	9.518	9.280
jul-15	9.887	9.640	9.399
ago-15	9.967	9.718	9.475
sep-15	10.009	9.759	9.515
oct-15	10.063	9.811	9.566
nov-15	10.042	9.790	9.546
dic-15	10.071	9.819	9.573
ene-16	10.061	9.810	9.564
feb-16	9.993	9.743	9.499
mar-16	10.057	9.805	9.560
abr-16	10.064	9.812	9.567
may-16	10.116	9.863	9.616
jun-16	10.115	9.862	9.615
jul-16	10.179	9.925	9.676
ago-16	10.264	10.007	9.757
sep-16	10.284	10.027	9.776
oct-16	10.309	10.051	9.800
nov-16	10.288	10.031	9.780
dic-16	10.313	10.055	9.803

Estos valores se ilustran en la Gráfica 110.

Gráfica 110. Proyección Demanda PMÁX Mensual (MW) – Sin GCE ni Panamá



Fuente: UPME, Base de Datos XM, UN, DANE e IDEAM, 2015.

## 6.5 Demanda de Energía Eléctrica Total (Anual)

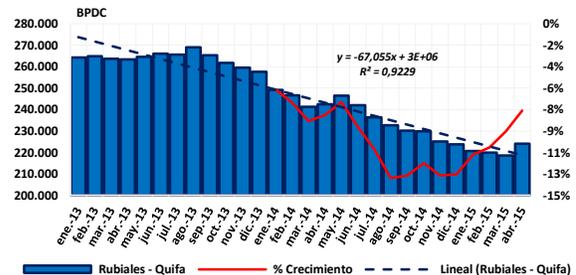
Las proyecciones de energía a largo plazo, se estimaron de acuerdo con la carga declarada en las solicitudes de conexión de los GCE, los atrasos o adelantos presentados en su entrada.

Los valores de la demanda de energía eléctrica y de potencia máxima para Rubiales se recalcularon como consecuencia de análisis de expertos:

- *“El netback operativo combinado de la producción de petróleo y gas para el primer trimestre fue de \$22,73/bpe en comparación con los \$38,36/bpe reportados durante el cuarto trimestre de 2014. Esta reducción es totalmente atribuible a la drástica caída en los precios del petróleo.*
- *La pérdida neta del primer trimestre de 2015 fue 722 millones de dólares, la cual refleja el importante deterioro de los precios del petróleo así como un cargo por deterioro de activos no monetario. Otros rubros no monetarios que afectaron las utilidades incluyen pérdidas no realizadas en el cambio de divisas y el DD&A.*
- *La inversión total en bienes de capital se redujo a 226 millones de dólares en el primer trimestre de 2015, en comparación con los 758 millones de dólares del cuarto trimestre de 2014 y los 469 millones dólares del primer trimestre de 2014”.* (Portafolio, Mayo 2015)

Según Portafolio, la Compañía ha iniciado conversaciones exclusivas respecto a una oferta de parte de ALFA, S.A.B. de C.V. (“ALFA”) y Harbour Energy Ltd. (“Harbour Energy”), por medio de la cual estas compañías adquirirían todas las acciones ordinarias del capital social de la Compañía emitidas y en circulación (“Acciones Ordinarias”) que no sean propiedad de ALFA por un precio de C\$6,50 por acción, sujeto la finalización de la documentación definitiva y la aprobación final por parte de la Junta Directiva y los accionistas. (Portafolio, Mayo 2015)

Gráfica 111. Producción Fiscalizada de Petróleo – Campo Rubiales (BPDC)



Fuente: UPME, Base de Datos ANH, 2015.

Por otra parte, la capacidad de producción durante el periodo enero – abril de 2015 con respecto al mismo periodo del año anterior, se disminuyó en 2,53 puntos porcentuales (pasando de un crecimiento del -7,28% a -9,81% en el periodo de estudio. Datos calculados de los reportes de la ANH, 2015 - Gráfica 111).

Esto refleja la reducción en la extracción de crudo en el Campo, traduciéndose en una menor demanda de energía eléctrica y de potencia al SIN.

Además, las graves situaciones que se presentan en las zonas de influencia del Campo Rubiales, han hecho que la “Unión Sindical Obrera de la Industria del Petróleo (USO)” llamara al paro indefinido, debido a motivos de incumpliendo de contratación laboral, indemnización a las comunidades, mejoramiento de infraestructura vial de estas, entre otras. (USO, 2015)

Por otra parte, se reporta la entrada para el cuarto trimestre del GCE “Sociedad Portuaria Puerto nuevo”, la cual desde el año 2011, PRODECO solicito para el año 2012 la conexión de una nueva demanda al Sistema de Transmisión Nacional (STN), la cual está

asociada al desarrollo de un nuevo puerto para la exportación de carbón. El proyecto está ubicado en el municipio de Ciénaga en el departamento de Magdalena. El valor de la carga es de 40 MW con un factor de potencia de 0,97 en atraso y un perfil de carga constante en todos los periodos de demanda.

La Tabla 18 presenta los valores de la proyección de demanda de energía eléctrica esperada para Grandes Consumidores Especiales y ventas a Panamá, los cuales se actualizaron con respecto a las solicitudes de conexión presentadas.

Tabla 18. Proyección de la Demanda EE de GCE (GWh)

AÑO	RUBIALES	ECOPETROL	DRUMMOND	SOCIEDADES PORTUARIAS	EXPORTACIONES PANAMÁ
2014	759	-	-	-	-
2015	815	-	-	60	-
2016	1.017	2.468	775	247	-
2017	1.055	2.545	1.276	247	-
2018	947	2.602	1.278	247	1.313
2019	768	2.639	1.276	247	1.696
2020	572	2.649	1.276	247	1.844
2021	499	2.659	1.276	247	2.127
2022	414	2.659	1.278	247	2.393
2023	336	2.659	1.278	247	2.212
2024	274	2.659	1.278	247	2.296
2025	228	2.659	1.278	247	2.396
2026	187	2.659	1.278	247	2.363
2027	153	2.659	1.278	247	2.363
2028	126	2.659	1.278	247	2.363
2029	104	2.659	1.278	247	2.363

**Nota:** Los valores y el tiempo estimado de entrada en operación se revisa en cada proyección

**Fuente:** Pacific Rubiales, Ecopetrol, Drummond, Sociedad Portuaria.

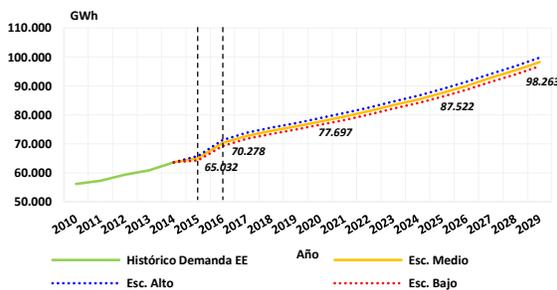
Los resultados de integrar estas demandas a la proyección de la demanda nacional de energía eléctrica se muestran en la Tabla 19:

**Tabla 19. Proyección de la Demanda EE Anual (GWh) – Con GCE y Panamá**

Año	PROYECCIÓN GWH		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2015	65.797	65.032	64.269
2016	71.324	70.278	69.239
2017	73.834	72.759	71.691
2018	76.858	75.755	74.660
2019	78.856	77.727	76.604
2020	80.700	79.541	78.389
2021	82.725	81.538	80.359
2022	84.897	83.679	82.470
2023	86.865	85.613	84.369
2024	88.872	87.590	86.315
2025	91.236	89.918	88.608
2026	93.742	92.385	91.036
2027	96.569	95.168	93.775
2028	99.211	97.769	96.336
2029	102.111	100.625	99.147

La Gráfica 112 ilustra la proyección nacional más los GCE, además está presenta un crecimiento promedio anual del 2,96% entre 2015 a 2029 para el escenario medio de proyección.

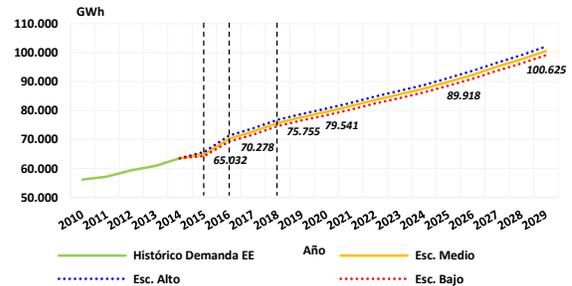
**Gráfica 112. Proyección Demanda EE (GWh) – Con GCE**



Fuente: UPME, Base de Datos XM, UN, DANE e IDEAM, 2015.

En la Gráfica 113, se muestra la proyección conjunta nacional más GCE y Panamá, la cual tiene un crecimiento promedio anual en el escenario medio del 3,12% durante el periodo proyectado.

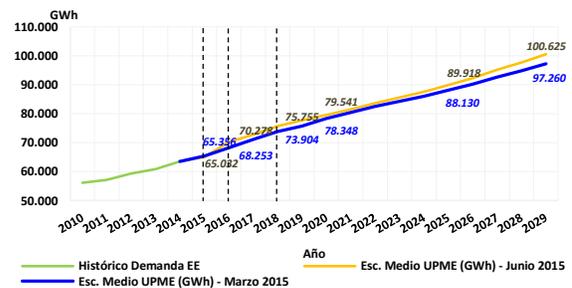
**Gráfica 113. Proyección Demanda PMÁX (MW) – Con GCE y Panamá**



Fuente: UPME, Base de Datos XM, UN, DANE e IDEAM, 2015.

La Gráfica 114 muestra los cambios entre la proyección más reciente de la Unidad y esta revisión, la diferencia radica en: la actualización de los valores (Drummond y Otras Ecopetrol), la entrada del GCE – Sociedades Portuarias -, y la nueva estimación de los valores para Rubiales. El valor promedio de diferencia anual entre proyecciones se encuentra alrededor del 2,03% en el periodo 2015 - 2029.

**Gráfica 114. Comparación Marzo vs Junio de la Proyección Demanda EE (GWh) – Con GCE y Panamá**



Fuente: UPME, Base de Datos XM, UN, DANE e IDEAM, 2015.

## 6.6 Demanda de Potencia Máxima Total (Anual)

Las proyecciones de potencia máxima a largo plazo, se estimaron de acuerdo a la carga declarada en las solicitudes de conexión de los GCE, los atrasos o adelantos presentados en su entrada. Además se actualizaron los valores declarados para Rubiales.

La Tabla 20 presenta los valores de la proyección de la potencia eléctrica total anual de GCE (MW), los cuales se actualizaron con respecto a las solicitudes de conexión presentadas.

Tabla 20. Proyección de la Demanda PMÁX de GCE (MW)

AÑO	RUBIALES	ECOPETROL	DRUMMOND	SOCIEDADES PORTUARIAS	EXPORTACIONES PANAMÁ
2014	130	-	-	-	-
2015	141	-	-	37	-
2016	161	370	155	37	-
2017	163	382	155	37	-
2018	155	390	155	37	270
2019	135	396	155	37	270
2020	101	398	155	37	270
2021	81	399	155	37	270
2022	69	399	155	37	270
2023	56	399	155	37	270
2024	45	399	155	37	270
2025	36	399	155	37	270
2026	30	399	155	37	270
2027	24	399	155	37	270
2028	19	399	155	37	270
2029	16	399	155	37	270

**Nota:** Los valores y el tiempo de entrada en operación se revisa en cada proyección.

**Fuente:** Pacific Rubiales, Ecopetrol, Drummond

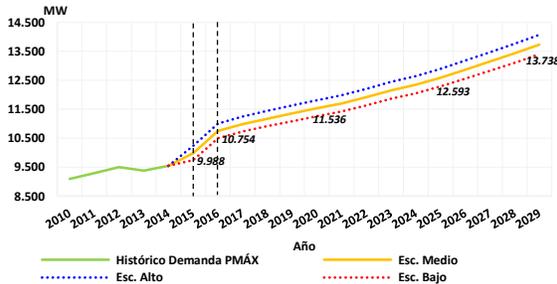
Los valores resultantes de la proyección de la potencia eléctrica máxima nacional, con los valores integrados de las potencias de Grandes Consumidores Especiales y Panamá, se presentan en la Tabla 21 y en la Gráfica 116.

Tabla 21. Proyección de la Demanda PMÁX Anual (MW) – Con GCE y Panamá

Año	PROYECCIÓN MW		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2015	10.240	9.988	9.743
2016	11.011	10.754	10.503
2017	11.255	10.992	10.735
2018	11.707	11.439	11.178
2019	11.891	11.618	11.352
2020	12.073	11.794	11.523
2021	12.251	11.968	11.692
2022	12.469	12.181	11.899
2023	12.706	12.411	12.123
2024	12.910	12.609	12.315
2025	13.160	12.852	12.552
2026	13.439	13.125	12.818
2027	13.737	13.415	13.101
2028	14.025	13.696	13.376
2029	14.337	14.000	13.672

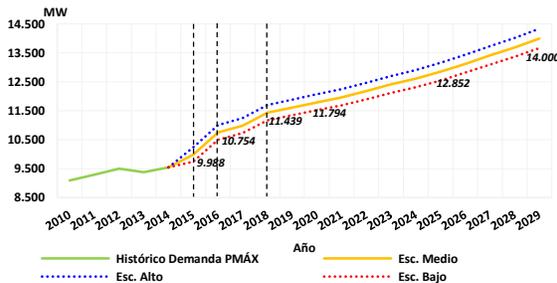
El crecimiento promedio anual de la proyección nacional más los GCE sería 2,46%, y si se adiciona a está la proyección de Panamá aumentaría en 0,13% entre 2015 a 2029.

**Gráfica 115. Proyección Demanda PMÁX (MW) – Con GCE**



Fuente: UPME, Base de Datos XM, UN, DANE e IDEAM, 2015.

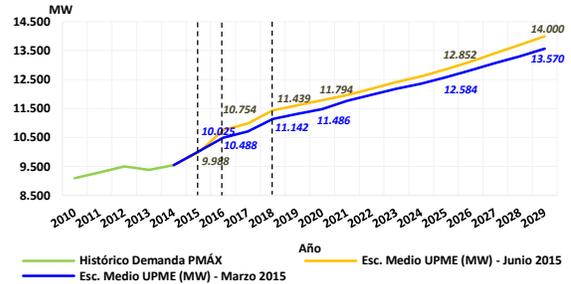
**Gráfica 116. Proyección Demanda PMÁX (MW) – Con GCE Y Panamá**



Fuente: UPME, Base de Datos XM, UN, DANE e IDEAM, 2015.

La Gráfica 117 muestra los cambios entre la proyección más reciente de la Unidad y esta revisión. El valor promedio de diferencia anual entre proyecciones se encuentra alrededor del 2,17% en el periodo 2015 - 2029.

**Gráfica 117. Comparación Noviembre vs Julio de la Proyección Demanda PMÁX (MW) – Con GCE y Panamá**



Fuente: UPME, Base de Datos XM, UN, DANE e IDEAM, 2015.

Al igual que la demanda de energía eléctrica total, la estimación de la potencia máxima total no varió su metodología con respecto a la presentada en las revisiones de julio de 2014 a marzo de 2015.

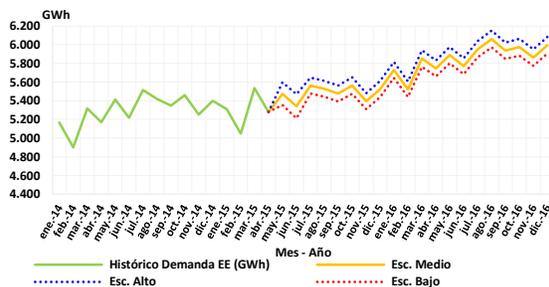
## 6.7 Demanda de Energía Eléctrica Total (Mensual)

A continuación, en la Tabla 22 y en la Gráfica 118 se presentan los resultados de la proyección de energía eléctrica mensual para el período Mayo 2015 - Diciembre 2016, en donde se incluye la proyección de la demanda del GCE Rubiales.

Tabla 22. Proyección de la Demanda EE Mensual (GWh) – Con GCE

Mes	PROYECCIÓN GWh		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
may-15	5.594	5.475	5.355
jun-15	5.470	5.341	5.212
jul-15	5.648	5.562	5.477
ago-15	5.614	5.528	5.443
sep-15	5.562	5.477	5.393
oct-15	5.650	5.562	5.475
nov-15	5.481	5.396	5.311
dic-15	5.608	5.521	5.434
ene-16	5.815	5.729	5.644
feb-16	5.605	5.522	5.439
mar-16	5.939	5.850	5.763
abr-16	5.830	5.745	5.660
may-16	5.975	5.887	5.801
jun-16	5.855	5.769	5.684
jul-16	6.039	5.951	5.865
ago-16	6.149	6.060	5.972
sep-16	6.023	5.936	5.849
oct-16	6.062	5.973	5.883
nov-16	5.949	5.861	5.774
dic-16	6.084	5.994	5.905

Gráfica 118. Proyección Demanda Mensual EE (GWh) – Con GCE



Fuente: UPME, Base de Datos XM, UN, DANE e IDEAM, 2015.

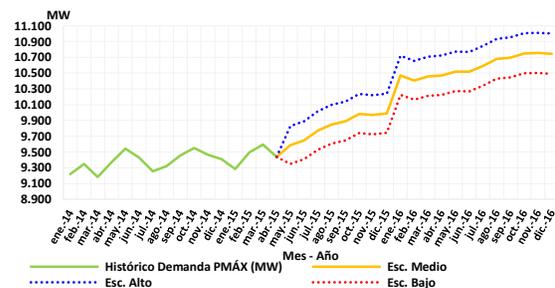
## 6.8 Demanda de Potencia Máxima Total (Mensual)

En la Tabla 23 y en la Gráfica 119 se presentan los resultados de la proyección de potencia máxima mensual para el período Mayo 2015 - Diciembre 2016, en donde se incluye la proyección de la demanda del GCE Rubiales.

Tabla 23. Proyección de la Demanda PMÁX Mensual (MW) – Con GCE

Mes	PROYECCIÓN MW		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
may-15	9.829	9.586	9.350
jun-15	9.890	9.646	9.408
jul-15	10.017	9.770	9.529
ago-15	10.099	9.849	9.606
sep-15	10.140	9.890	9.646
oct-15	10.235	9.983	9.738
nov-15	10.220	9.969	9.724
dic-15	10.240	9.988	9.743
ene-16	10.721	10.470	10.224
feb-16	10.656	10.406	10.162
mar-16	10.708	10.456	10.211
abr-16	10.723	10.471	10.226
may-16	10.771	10.518	10.271
jun-16	10.769	10.516	10.270
jul-16	10.845	10.590	10.342
ago-16	10.935	10.678	10.428
sep-16	10.955	10.697	10.447
oct-16	11.006	10.748	10.497
nov-16	11.011	10.754	10.503
dic-16	11.000	10.742	10.491

Gráfica 119. Proyección Demanda Mensual PMÁX (MW) – Con GCE



Fuente: UPME, Base de Datos XM, UN, DANE e IDEAM, 2015.

## 7. Revisión y construcción de las series históricas en Autogeneración y Cogeneración en Colombia

### 7.1 Marco Conceptual

Durante el primer trimestre y comienzos del segundo trimestre del año en curso, se realizó la revisión y reconstrucción de las series en autogeneración como en cogeneración en energía eléctrica, partiendo de los resultados del estudio: “*Capacidad Instalada de Autogeneración y Cogeneración en Sector de Industria, Petróleo, Comercio y Público del País*” (UPME – Consorcio HART – REGENERACIÓN), el cual tenía entre sus objetivos primordiales el establecer la capacidad instalada actualmente en los procesos de autogeneración y cogeneración para tres grandes sectores de la economía: el sector de industria, petróleos y el sector comercial y público.

De igual forma, como se presentó en el informe de revisión de marzo del presente año<sup>3</sup>, se tomaron como punto de partida los siguientes conceptos técnicos fundamentales para el análisis de la información recopilada en cada uno de los sectores. (UPME – Consorcio HART – REGENERACIÓN, 2014).

- **Autogeneración:** producción de energía eléctrica para atender total o parcialmente la carga del establecimiento.

- **Cogeneración:** producción simultánea de dos o más tipos de energía, normalmente electricidad y energía térmica (calor o frío), aunque puede ser también energía mecánica.
- **Equipo suministro eléctrico de emergencia:** es aquel cuya aplicación es el suministro de energía eléctrica en un establecimiento al momento de sufrir cortes inesperados en el suministro eléctrico. Suministra electricidad a otros equipos o sistemas prioritarios (normalmente sin variación de carga), por un número de hora limitado, entre 50-100 horas por año.
- **Equipo suministro eléctrico de respaldo:** es aquel cuya aplicación busca atender requerimientos de energía eléctrica durante cortes inesperados de electricidad en capacidad de atender capacidades y tiempos mayores a los atendidos por equipos de emergencia. El tiempo de operación anual puede ser del orden de 500 horas.

<sup>3</sup> SIEL. Sistema de Información Eléctrico Colombia. “Proyección de la demanda de energía eléctrica y potencia máxima en Colombia. Revisión Marzo de 2015”. Autogeneración y Cogeneración en Colombia. En línea:

[http://www.siel.gov.co/siel/documentos/documentacion/Demanda/UPME\\_Proyeccion\\_demanda\\_energia\\_electrica\\_Marzo2015.pdf](http://www.siel.gov.co/siel/documentos/documentacion/Demanda/UPME_Proyeccion_demanda_energia_electrica_Marzo2015.pdf)

## 7.2 Metodología para la construcción histórica de la demanda de Autogeneración - Cogeneración

Inicialmente se construyó la historia con datos transversales empleando la vida remanente, los cuales explican el consumo de los sectores de la economía mencionados anteriormente para el año 2013.

Tabla 24. Parámetros para el cálculo de la Demanda de Energía Eléctrica y Potencia Máxima

PARÁMETROS	VALORES
Potencia:	KWe
Energético:	Carbón, Crudo, Diesel, Gas Natural, Hidráulica
Tecnología:	Motor de Combustión Interna, Turbina de Gas, Caldera - Turbina de Vapor, PCH.
Estado de la Tecnología:	Bueno, Regular, Malo
Vida Remanente de la Tecnología:	0 a 50 años
Horas de Operación:	Diarias, Anuales

Fuente: UPME, Consorcio HART – REGENERACIÓN, 2014.

Partiendo de esta información se procedió a realizar el ejercicio y análisis de correlación tanto en: potencia máxima, energía eléctrica y gas natural por cada uno de los sectores a analizar, donde se encontró los siguientes resultados:

Tabla 25. Correlaciones para potencia máxima y energía eléctrica en los sectores de estudio

CORRELACIÓN	PÚBLICO, COMERCIAL, HOTELERO Y HOSPITALARIO	PETRÓLEO	INDUSTRIA
Potencia Máxima del SIN	93,53%	92,41%	<u>95,05%</u>
Energía Eléctrica del SIN	91,37%	<u>96,45%</u>	<u>96,88%</u>
Potencia Máxima Sectorial	<u>94,85%</u>	95,85%	-48,42%
Energía Eléctrica Sectorial	<u>93,25%</u>	<u>97,86%</u>	-19,08%
Gas Natural Sectorial	88,89%	47,77%	88,83%

A partir de las correlaciones encontradas, se puede inferir que la demanda de energía eléctrica tanto sectorial como del SIN, son un buen insumo para poder reconstruir la historia tanto anual como mensualmente.

Esto permite brindar una mayor robustez a la elaboración de las series históricas, ya no basadas en un dato cualitativo (vida remanente, como inicialmente se elaboraron), sino en una construcción con bases matemáticas que soportan la tendencia, estacionalidad de éstas.

De esta información, se procedió a construir la historia empleando el Método de desagregación Temporal de Chow y Lin<sup>4</sup>, el cual permite aprovechar la información adicional que proporcionan las variables indicadoras relacionadas con la magnitud a mensualizar y de las que se dispone de información mensual.

<sup>4</sup> G. C. Chow and A.-L. Lin. (1971). "Best linear unbiased interpolation, distribution, and extrapolation of time series by related series". The Review of Economics and Statistics,

Volume 53, Issue 4 (Nov., 1971), 372–375. En línea: <http://www.oecd.org/std/21779751.pdf>

En primer lugar, se utilizan las variables indicadoras para obtener una primera estimación de las series mensuales, y después se aplica el criterio de optimización que permita corregir dicha estimación preliminar

hasta conseguir que la agregación de los meses de cada año coincida con el valor anual previo, empleando adicionalmente el factor de carga mes a mes del SIN.

Tabla 26. Parámetros para el cálculo de la Demanda de Energía Eléctrica y Potencia Máxima

		ABREVIATURA	PERIODICIDAD	FUENTE
Demanda de Energía Eléctrica del SIN		DEE_SIN	Mensual (Enero 1991 – Diciembre 2014)	XM
Demanda de Energía Eléctrica Comercial – Mercado No Regulado	Administración pública y de defensa, seguridad social de afiliación y obligatoria	DC_MNR_CP	Mensual (Junio 1995 – Diciembre 2014)	
	Comercio al por mayor y al por menor, reparación de vehículos automotores, motocicletas, efectos personales y enseres domésticos			
	Explotación de minas y canteras	DC_MNR_P		
	Industrias manufactureras	DC_MNR_I		

Fuente: UPME, 2015.

Del Informe Ejecutivo (versión liquidación TXR – Diciembre 2014) de XM, a 31 de diciembre de 2014, la Capacidad Efectiva Neta –CEN-terminó en 15.484,96 MW, además la Demanda Máxima de Potencia y de Energía Eléctrica en 2014 fue de 9.551 MW y 63.571,23 GWh respectivamente.

El porcentaje de participación promedio histórico de la Autogeneración y la Cogeneración en el SIN es del 13,75% (7,58% y 6,18% respectivamente).

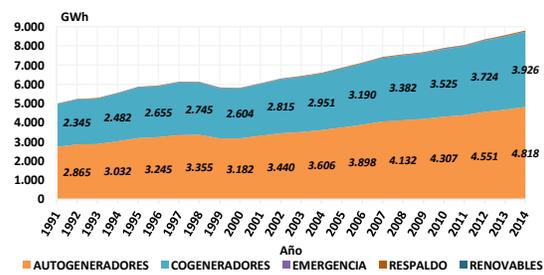
Tabla 27. Porcentaje de Participación para el Año 2014

	Total Capacidad Efectiva Neta	Demanda del SIN
Autogeneración	4,97%	7,58%
Cogeneración	4,07%	6,18%
Emergencia	0,01%	0,02%
Respaldo	0,05%	0,07%
<b>TOTAL</b>	<b>9,09%</b>	<b>13,85%</b>

Fuente: UPME, 2015. Consorcio HART – REGENERACIÓN, 2014.

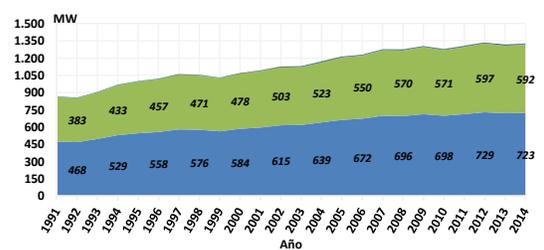
A continuación se muestran los resultados en la Gráfica 120 y Gráfica 121:

Gráfica 120. Demanda Histórica de Energía Eléctrica (GWh)



Fuente: UPME, 2015. Consorcio HART – REGENERACIÓN, 2014.

Gráfica 121. Demanda Histórica de Potencia Máxima (MW)



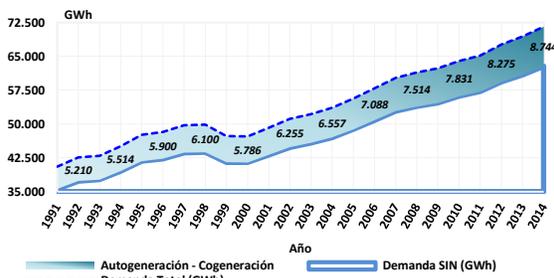
Fuente: UPME, 2015. Consorcio HART – REGENERACIÓN, 2014.

### 7.3 “Demanda Oculta” del SIN

En el informe “Proyección de la demanda de energía eléctrica y potencia máxima en Colombia. Revisión Junio de 2015”, se expuso grosso modo la definición de “demanda oculta”, la cual se definió como aquella demanda que no se ve reflejada en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), pero que realmente es demandada en aquellos sectores de la economía para abastecerse.

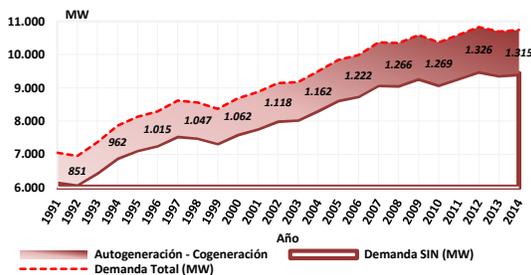
A continuación en la Gráfica 122 y Gráfica 123, se presentan los resultados adicionándole la demanda por autogeneración y cogeneración a la demanda del SIN.

Gráfica 122. Demanda de Energía Eléctrica Oculta (GWh)



Fuente: UPME, 2015. Consorcio HART – REGENERACIÓN, 2014.

Gráfica 123. Demanda de Potencia Máxima Oculta (MW)



Fuente: UPME, Base de Datos XM, Consorcio HART – REGENERACIÓN, 2014 - 2015.

Además, ésta demanda no se reporta debido a que no se cuenta con una normatividad obligatoria para el reporte de información, de igual manera por temas de costos de operación, ubicación geográfica y recursos energéticos.

### 7.4 Demanda Sectorial

#### 7.4.1 Sector Petróleo

Es evidente la amplia influencia del sector petróleo en el uso de energéticos primarios, ya que a comparación con el sector industria, el crudo, el gas natural y el diésel son los energéticos que tienen la mayor representatividad. Esta atribución tan marcada se da debido a que su capacidad instalada es mayor, en el total del inventario de autogeneración.

En 2014, en el sector Petróleo la participación con respecto a la demanda oculta en Autogeneración es del 81,96%, seguida de la Emergencia con un 73,91%, Renovables y Cogeneración con 20,69% y 16,60% respectivamente.

#### 7.4.2 Sector Industria

Las fuentes energéticas más empleadas en cogeneración son tres esencialmente: biomasa, gas natural y carbón, donde la mayor participación en la capacidad instalada se encuentra en el sector industrial, principalmente en la región del Valle. Como ejemplo, el sector azucarero debido a sus procesos productivos, le permite abastecerse de energía y poder vender sus excedentes al sistema.

En el sector industria en 2014, la participación con respecto a la demanda oculta en Cogeneración es del 83,40%, seguida de Renovables con un 79,31%, Respaldo con 67,18%, Emergencia y Autogeneración con 22,17% y 18,04% respectivamente.

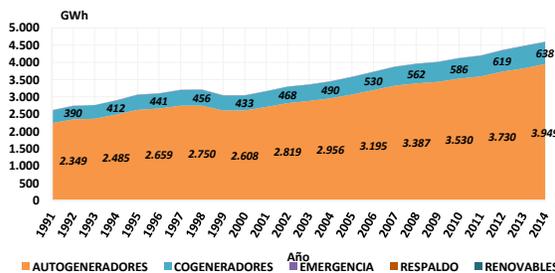
### 7.4.3 Sector Público, Comercial, Hotelero y Hospitalario

Para el concepto técnico de Respaldo, el sector Público, Comercial, Hotelero y Hospitalario, es el más empleado debido a razones normativas, la capacidad de las plantas debe asegurar la continuidad en el suministro de energía.

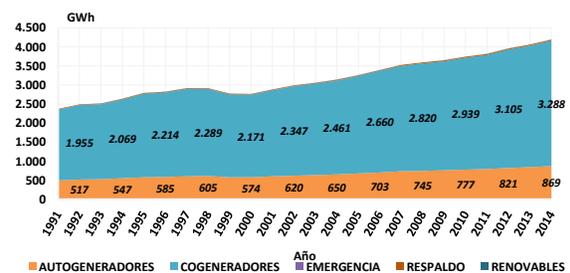
En 2014 para este sector, la participación con respecto a la demanda oculta más representativa es en Respaldo con un 32,82%, seguida de Emergencia con un 3,92%.

En la Gráfica 124 y Gráfica 125, se observan los análisis antes descritos para cada uno de los sectores de estudio:

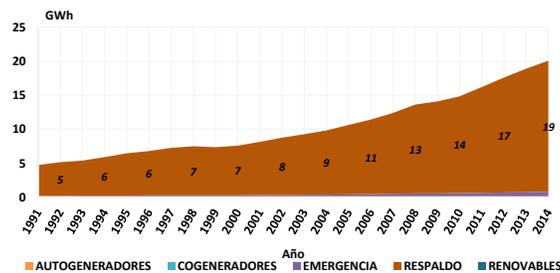
Gráfica 124. Demanda Histórica Sectorial de Energía Eléctrica (GWh)  
Petróleo



Industria

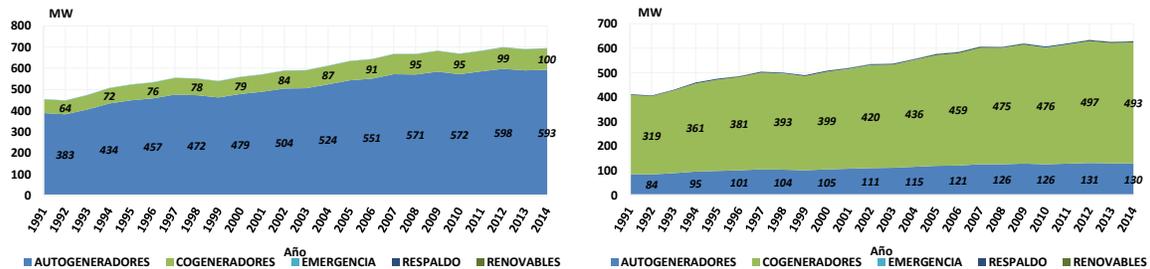


Público, Comercial, Hotelero y Hospitalario

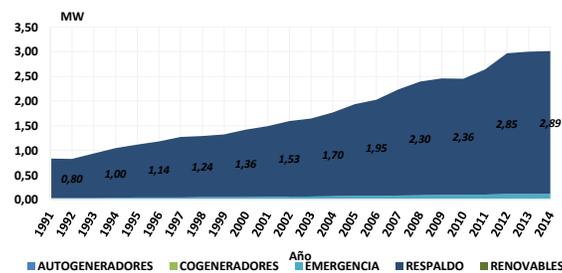


Fuente: UPME, 2015. Consorcio HART – REGENERACIÓN, 2014.

Gráfica 125. Demanda Histórica Sectorial de Potencia Máxima (MW)  
Petróleo Industria



Público, Comercial, Hotelero y Hospitalario



Fuente: UPME, 2015. Consorcio HART – REGENERACIÓN, 2014.

## 7.5 Proyección de la demanda para Autogeneración y Cogeneración

Con los datos obtenidos del modelo de corto plazo de la demanda de energía eléctrica, se emplea el método de mínimos cuadrados ordinarios dinámicos para encontrar los valores futuros de la demanda comercial del mercado no regulado, donde se obtienen las demandas de electricidad mensuales asociadas a cada uno de los sectores de estudio. La abreviatura y la periodicidad de las variables se muestran en la Tabla 28:

*“El método de mínimos cuadrados ordinarios dinámicos genera estimaciones robustas principalmente cuando el número de observaciones consideradas es pequeño y las series no son estacionarias.*

*Además, el método de mínimos cuadrados ordinarios dinámicos corrige posibles problemas de simultaneidad entre las variables explicativas, al tiempo que considera diferente orden de integración de dichas variables. La potencial simultaneidad y el sesgo generado al trabajar con muestras pequeñas son tratados mediante la incorporación de valores rezagos y adelantados de las variables explicativas” (Masih & Masih, 1996).*

Tabla 28. Variables para la proyección de la demanda de energía eléctrica - Sectores de Estudio

		ABREVIATURA	PERIODICIDAD	FUENTE
Demanda de Energía Eléctrica del SIN		DEE_SIN	Mensual (Enero 1991 – Abril 2015)	XM
			Mensual (Mayo 2015 – Diciembre 2014)	UPME
Demanda de Energía Eléctrica Comercial – Mercado No Regulado	Administración pública y de defensa, seguridad social de afiliación y obligatoria	DC_MNR_CP	Mensual (Junio 1995 – Diciembre 2014)	XM
	Comercio al por mayor y al por menor, reparación de vehículos automotores, motocicletas, efectos personales y enseres domésticos			
	Explotación de minas y canteras	DC_MNR_P		
	Industrias manufactureras	DC_MNR_I		

Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2015.

Luego de encontrar las demandas para el sector de industria y petróleos, se utiliza nuevamente el método mínimos cuadrados ordinarios dinámicos mencionado anteriormente para desagregar y llegar a la

obtención de los valores proyectados, empleando los valores hallados en la reconstrucción de las series históricas de autogeneración como en cogeneración.

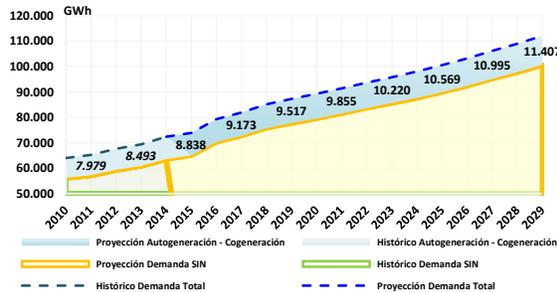
Tabla 29. Variables para la proyección de la demanda de energía eléctrica en Autogeneración y Cogeneración – Sectores de Estudio

		ABREVIATURA	PERIODICIDAD	FUENTE
Demanda de Energía Eléctrica Comercial – Mercado No Regulado	Administración pública y de defensa, seguridad social de afiliación y obligatoria	DC_MNR_CP	Mensual (Enero 1991 – Diciembre 2014)	XM
	Comercio al por mayor y al por menor, reparación de vehículos automotores, motocicletas, efectos personales y enseres domésticos	DC_MNR_CP		
	Explotación de minas y canteras	DC_MNR_P	Mensual (Enero 2015 – Diciembre 2029)	UPME
	Industrias manufactureras	DC_MNR_I		
Demanda de Energía Eléctrica	Autogeneración Industria	DEE_AI	Mensual (Enero 1991 – Diciembre 2014)	UPME, 2015. Consorcio HART – REGENERACIÓN, 2014.
	Autogeneración Petróleo	DEE_AP		
	Cogeneración Industria	DEE_GI		
	Cogeneración Petróleo	DEE_GP		

Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2015.

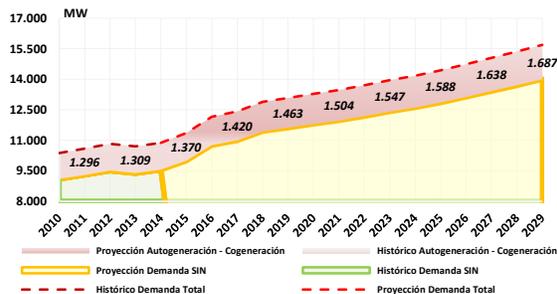
A continuación en la Gráfica 126 y Gráfica 127, se presentan la proyección adicionándole la demanda por autogeneración y cogeneración a la demanda del SIN + GCE + Panamá.

**Gráfica 126. Proyección Demanda Total de Energía Eléctrica (GWh)**



Nota: Incluye GCE + Panamá.  
Fuente: UPME, 2015.

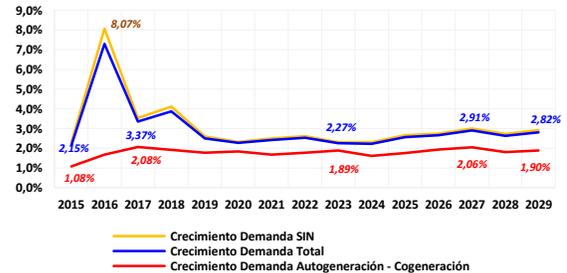
**Gráfica 127. Proyección Demanda Total de Potencia Máxima (MW)**



Nota: Incluye GCE + Panamá.  
Fuente: UPME, 2015

Con los métodos empleados y mencionados anteriormente para la elaboración de las proyecciones, se esperaría que el crecimiento promedio anual para el periodo 2015 a 2029 en la demanda de energía eléctrica del SIN será del 3,12%, para autogeneración y cogeneración es del 1,79%, y la demanda Total (integra el SIN + GCE + Panamá + Auto / Cogeneración) es del 2,97%.

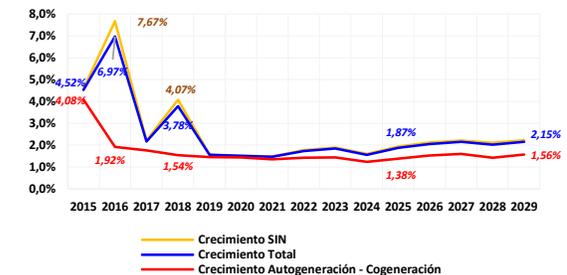
**Gráfica 128. Crecimiento de las Demanda de energía eléctrica 2015 -2029**



Fuente: UPME, 2015.

Por otra parte, realizando el análisis para la demanda de potencia máxima, se tiene que el crecimiento promedio para el periodo 2015 a 2029 en el SIN será del 2,59%, para autogeneración y cogeneración es del 1,67%, y la demanda Total (integra el SIN + GCE + Panamá + Auto / Cogeneración) es del 2,49%.

**Gráfica 129. Crecimiento de las Demanda de potencia máxima 2015 -2029**



Fuente: UPME, 2015.

En el periodo de estudio 2015 – 2029, la participación promedio anual de la autogeneración y la cogeneración con respecto a la demanda del SIN y la Total, será:

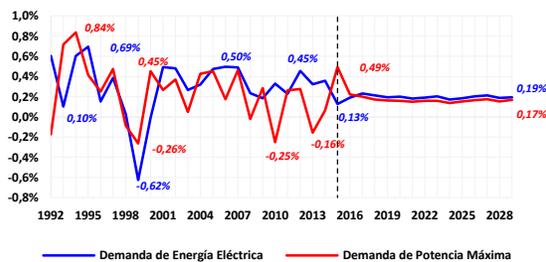
**Tabla 30. Participación Promedio Anual de la Autogeneración y la Cogeneración**

	Demanda del SIN	Demanda Total
Energía Eléctrica	10,89%	10,79%
Potencia Máxima	12,56%	11,16%

Fuente: UPME, 2015.

De la Gráfica 130, se puede observar que la contribución al crecimiento total de autogeneración y la cogeneración en el periodo 1992 a 2014 fue del 0,31% y del 0,19% en la demanda de energía eléctrica y la potencia máxima respectivamente. Así mismo, para el periodo 2015 – 2029 la contribución al crecimiento total será del 0,19% tanto en la demanda de energía eléctrica y potencia máxima.

**Gráfica 130. Contribución al crecimiento total de autogeneración y la cogeneración**



Fuente: UPME, 2015.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- **ANH. Agencia Nacional de Hidrocarburos (2015).** “Estadísticas de Producción. Producción fiscalizada de crudo”. En línea: <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Paginas/Estadisticas-de-Produccion.aspx>. (Consulta, Mayo de 2015).
- **CASTAÑO V., ELKIN. (1994).** “Combinación de pronósticos y variables predictoras con error”. Revista Lecturas de Economía No. 41. Departamento de Economía. Universidad de Antioquia. Medellín, Colombia. ISSN 0120-2596. ISSNe 2323-0622. Páginas 59 – 80. (Consulta, Septiembre 30 de 2014).
- **DANE. Departamento Administrativo Nacional de Estadística. (2015).** “PIB. Cuentas Trimestrales”. En línea: <http://www.dane.gov.co/index.php/cuentas-economicas/cuentas-trimestrales> (Consulta, Enero 10 de 2015).
- **DI FONZO, TOMMASO AND MARINI, MARCO. (2012).** “On the Extrapolation with the Denton Proportional Benchmarking Method”. IMF Working Paper. The International Monetary Fund (IMF). June 01, 2012. En línea: <https://www.imf.org/external/pubs/ft/wp/2012/wp12169.pdf> (Consulta, Octubre de 2013).
- **G. C. CHOW AND A.-L. LIN. (1971).** “Best linear unbiased interpolation, distribution, and extrapolation of time series by related series”. The Review of Economics and Statistics, Volume 53, Issue 4 (Nov., 1971), 372–375. En línea: <http://www.oecd.org/std/21779751> Epdf (Consulta: Mayo de 2015)
- **IDEAM. Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales. (2013).** Bases de Datos de Temperaturas. Bogotá, Colombia. (Consulta: Abril – Mayo de 2013).
- **FMI. FONDO MONETARIO INTERNACIONAL. (2015).** Data and Statistics. “World Economic Outlook Database October 2014”. En línea: [http://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2015/01/weodata/weorept.aspx?pr.x=58&pr.y=10&sy=1999&ey=2020&scsm=1&ssd=1&sort=country&ds=.&br=1&c=233&s=NGDP\\_R%2CNGDP\\_RPCH&grp=0&a=](http://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2015/01/weodata/weorept.aspx?pr.x=58&pr.y=10&sy=1999&ey=2020&scsm=1&ssd=1&sort=country&ds=.&br=1&c=233&s=NGDP_R%2CNGDP_RPCH&grp=0&a=). (Consulta: Junio 2015).
- **MASIH, RUMI & MASIH, ABUL. (1996).** “Stock-Watson dynamic OLS (DOLS) and error-correction modeling approaches to estimating long- and short-run elasticities in a demand function: New evidence and methodological implications from an application to the demand form coal in mainland China”. ELSEVIER. Energy Economics. 18(4), 315-334.

- **MHCP. Ministerio de Hacienda y Crédito Público. (2015).** “Presupuesto General de la Nación 2015”. Ministerio de Hacienda y Crédito Público. Colombia. Páginas: 3 y 15. En línea:  
<http://www.minhacienda.gov.co/portal/page/portal/HomeMinhacienda/presupuestogeneraldeLANACION/ProyectoPGN/2015/Presentacion%20Proyecto%202015.pdf> (Consulta: Enero 21 de 2015).
- **PORTAFOLIO. (2015).** “Precios del petróleo afectaron a Pacific”. Portafolio.co. Negocios. Mayo 14 de 2015. Colombia. En línea:  
<http://www.portafolio.co/negocios/pacific-rubiales-informe-financiero> (Consulta: Mayo 25 de 2015).
- **----- (2015).** “Gobierno moderó expectativa de crecimiento para el 2015”. Portafolio.co. Negocios. Abril 07 de 2015. Colombia. En línea:  
<http://www.portafolio.co/economia/santos-redujo-expectativa-crecimiento-economia-2015> (Consulta: Mayo 14 de 2015).
- **SLUTZKY, EUGEN. (1937).** “The Summation of Random Causes as the Source of Cyclic Processes”. Econometrica. Journal of the Econometric Society. Vol. 5, No. 2 (Apr., 1937), pp. 105-146. En línea:  
<http://people.virginia.edu/~slf9s/teaching/econ452/readings/Slutsky%201937.pdf> (Consulta: Mayo 21 de 2015)
- **UN. UNITED NATIONS. (2015).** “Population Division, Population Estimates and Projections Section. World Population Prospects: The 2012 Revision. Excel Tables - Population Data. Total Population - Both Sexes”. United Nations, Department of Economic and Social Affairs. En línea:  
<http://esa.un.org/unpd/wpp/Excel-Data/population.htm> (Consulta Febrero 10 de 2015).
- **UPME – Consorcio HART – REGENERACIÓN. (2014).** “Capacidad instalada de autogeneración y cogeneración en sector de industria, petróleo, comercio y público del país”. En línea: <http://www1.upme.gov.co/sala-de-prensa/noticias/estudio-capacidad-instalada-de-autogeneracion-y-cogeneracion-en-sector-de#sthash.S2FUfWpL.dpuf> (Consulta: Mayo de 2015)
- **USO. Unión Sindical Obrera de la Industria del Petróleo. (2015).** “¡Las comunidades de la zona de influencia directa de Campo Rubiales han llamado al Paro Indefinido!”. En línea:  
[http://usofrenteobrero.org/index.php?option=com\\_content&view=article&id=3714:las-comunidades-de-la-zona-de-influencia-directa-de-campo-rubiales-han-llamado-al-paro-indefinido&catid=42:meta&Itemid=166](http://usofrenteobrero.org/index.php?option=com_content&view=article&id=3714:las-comunidades-de-la-zona-de-influencia-directa-de-campo-rubiales-han-llamado-al-paro-indefinido&catid=42:meta&Itemid=166) (Consulta: Mayo 19 de 2015)

- **XM. COMPAÑÍA DE EXPERTOS EN MERCADOS S.A. ESP. (2015).** *“Portal BI. Información Inteligente. Demanda. Demanda Energía SIN”*. En línea: [http://informacioninteligente10.xm.com.co/demanda/Paginas/Demanda%20Energia%20SIN%20\(kWh\).aspx](http://informacioninteligente10.xm.com.co/demanda/Paginas/Demanda%20Energia%20SIN%20(kWh).aspx) (Consulta: Mayo 07 de 2015).
- -----. **COMPAÑÍA DE EXPERTOS EN MERCADOS S.A. ESP. (2015).** *“Portal BI. Información Inteligente. Demanda. Demanda Máxima Potencia”*. En línea: [http://informacioninteligente10.xm.com.co/demanda/Paginas/Demanda%20de%20OPotencia%20\(kW\).aspx](http://informacioninteligente10.xm.com.co/demanda/Paginas/Demanda%20de%20OPotencia%20(kW).aspx) (Consulta: Mayo 07 de 2015).

**Contacto:**  
Avenida Calle 26 # 69 D – 91  
Torre 1 Oficina 901  
**Pbx:** 222 06 01  
**Fax:** 221 95 37  
**Línea Gratuita Nacional:** 01800911729  
[www.upme.gov.co](http://www.upme.gov.co)  
**Síguenos en:** @UPMEOFICIAL