



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

**Revisión
Junio de 2016**



**Proyección de Demanda de Energía Eléctrica
en Colombia**
Revisión Junio de 2016

*“When the number of factors coming into play
in a phenomenological complex is too
large scientific method in most cases fails.
One need only think of the weather,
in which case the prediction even for a few days ahead is impossible”.*

Albert Einstein

*“I always avoid prophesying beforehand
because it is much better to prophesy after
the event has already taken place”.*

Winston Churchill

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 Rodríguez Hernández
Profesional Especializado

Revisión
Junio de 2016

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	4
1. ECONOMÍA COLOMBIANA 2016: DESACELERA POR ENCIMA DE LAS PREVISIONES, PERO CON SEGUNDO MEJOR COMPORTAMIENTO REGIONAL.....	8
2. INFLACIÓN, DÓLAR Y MATERIAS PRIMAS: LAS PRINCIPALES AMENAZAS EN EL ENTORNO MACROECONÓMICO DE COLOMBIA.....	12
3. GRANDES CONSUMIDORES NACIONALES DE ENERGÍA ELÉCTRICA E INDUSTRIA: VOLATILIDAD EN PRECIOS Y DEMANDA	17
4. ACTIVIDAD ECONÓMICA, PIB, INDUSTRIA Y LA DEMANDA INTERNA DE ENERGÍA ELÉCTRICA: CORRELACIONES CON TENDENCIAS OPUESTAS.....	20
5. ELASTICIDAD PRECIO – DEMANDA (CONSUMO) DE ENERGÍA ELÉCTRICA: DEMANDA INELÁSTICA A PESAR DE LA VOLATILIDAD EN PRECIOS	25
6. IMPACTO DE AHORRAR PAGA EN LA ELASTICIDAD PRECIO – DEMANDA EN EL PRIMER TRIMESTRE DE 2016.....	29
7. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA	32
7.1 Demanda de Energía Eléctrica a largo plazo (Anual)	34
7.2 Demanda de potencia máxima a largo plazo (Anual)	38
7.3 Demanda de Energía Eléctrica a corto plazo (Mensual)	39
7.4 Demanda de Potencia Máxima a corto plazo (Mensual)	39
7.5 Demanda de Energía Eléctrica Total (Anual).....	40
7.6 Demanda de Potencia Máxima Total (Anual)	43
7.7 Demanda de Energía Eléctrica Total (Mensual)	45
7.8 Demanda de Potencia Máxima Total (Mensual).....	45
8. DEMANDA COMERCIAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR TIPO DE MERCADO	47
8.1 Demanda de Energía Eléctrica Regulada y No Regulada (Con y Sin GCE)	48
9. CONSUMO PER CÁPITA DE ENERGÍA ELÉCTRICA: MUNDIAL, REGIONAL Y COLOMBIA	50
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	52

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.

En esta revisión, se resaltan los siguientes elementos:

1. La economía colombiana crece a 2016Q1 al 2,5% completando siete trimestres consecutivos en los cuales, ha venido disminuyendo su crecimiento, reflejando el impacto negativo de la caída en los precios del petróleo, así como la desaceleración que el consumo y la inversión enfrentan, por el incremento de la inflación y la devaluación, variables que están incrementando merced a su comportamiento, los costos de producción y afectando los hábitos de consumo en los hogares.
2. La inflación es el principal problema que enfrenta hoy la economía colombiana. Se sitúa a mayo en 8,2% anual, cifra que dobla el límite máximo del rango meta de inflación fijado por la Junta Directiva del Banco de la República (2% – 4%). Debido a ello, ha sido necesario por parte de la junta, aumentar las tasas de interés que a la fecha se ubican en 7,50%, cifra tres puntos porcentuales superior a la tasa de agosto de 2015 cuando comenzó a aumentar las tasas para moderar las presiones inflacionarias.
3. La devaluación debe ser controlada, para poder reducir el nivel de inflación; ello dependerá de un mejor comportamiento

en el precio de las materias primas, y de mantener el grado de inversión, para lo cual será determinante la reforma tributaria que el Gobierno radica en el segundo semestre, a fin de compensar los ingresos que se perdieron por renta petrolera, dada la caída en el precio del petróleo y el carbón.

4. El entorno macro de la región no es favorable. Excepto Perú y México, las demás economías enfrentan recesiones y contracciones de la demanda interna que condicionan para 2016 y 2017, un mejor comportamiento del crecimiento económico.
5. La UPME proyecta un escenario de crecimiento económico en Colombia de 2,3% para 2016 y de 3,2% para 2017, así como un crecimiento a mediano plazo de 3,8% (2020). Esta previsión se ubica dentro del rango de previsiones de crecimiento para la economía colombiana, y corresponde a un ajuste gradual y ordenado que la economía colombiana está haciendo, luego de la caída en los precios de los hidrocarburos y minerales, que han afectado el ingreso de divisas mediante exportaciones, reducido el ingreso fiscal, y contraído la actividad económica del sector minero – energético, que fue uno de los principales impulsores del crecimiento económico colombiano en la presente década hasta 2014.

6. La demanda de electricidad del SIN en el cuarto trimestre de 2015 y primer trimestre de 2016 presenta un crecimiento mayor al previsto, estando un 1,81% por encima del mismo período anterior, alcanzando un 4,75% de crecimiento. De forma similar, la demanda de potencia máxima del SIN alcanzó un crecimiento de 5,12%, como consecuencia del aumento creciente de la temperatura, y la severidad del período de sequía extremo, además del cambio de los patrones de precipitación acuosa.
7. La campaña Ahorrar Paga lanzada por el Gobierno para reducir el consumo de energía, consiguió incrementar la elasticidad precio – demanda de energía eléctrica, lo que se tradujo en una reducción significativa del crecimiento del consumo, hecho clave para evitar un racionamiento, dada la emergencia por el fenómeno del Niño, y el daño en la Central de Guatapé.
8. Por otra parte, los escenarios alto y bajo se calcularon a partir del escenario medio con un ancho de banda del 95% ($Z_{1,96}$), lo que permitirá incorporar la incertidumbre originada por los Grandes Consumidores Especiales (GCE), capturando con un mayor grado de confiabilidad los valores reales futuros asociados a la demanda de energía, tanto en electricidad como en potencia máxima.
9. Las proyecciones de energía a largo plazo de las demandas de GCE se revisaron y se ajustaron, de acuerdo a una reunión realizada en las instalaciones de la UPME el día 26 de enero del presente año con la empresa Ecopetrol.
10. La capacidad de producción para Rubiales durante el período septiembre 2015 – febrero de 2016 con respecto al mismo período del año anterior, se aumentó en 8,03 puntos porcentuales (pasando de un crecimiento del -12,37% a -4,34% en el período de estudio. Sin embargo su crecimiento sigue siendo negativo.
11. El valor promedio de diferencia anual entre la presente revisión y las proyecciones de octubre de 2015, se encuentran alrededor del 1,95% a la baja para la demanda de energía eléctrica, y para la demanda de potencia máxima se encuentra alrededor del 1,39% a la baja en el período 2016 - 2030.
12. Se realizó un ejercicio interno en febrero del año anterior de las proyecciones de las demandas comerciales por tipo de mercado, para observar el grado de certeza y de confiabilidad que podría tener éstas, dando como resultado valores cercanos a los proyectados para los meses de abril de 2015 a marzo de 2016, encontrándose errores cuadráticos medios entre 0,024% y 0,038%.
13. Los valores recalculados para la demanda de energía eléctrica y de potencia máxima de Rubiales, Ecopetrol y Drummond en el período 2016 – 2030, afectan las expectativas de un mayor incremento de las demandas totales.

14. La región del Valle del Cauca, es la que posee un consumo per cápita eléctrico más alto del país, seguido de Noroeste, Centro y Costa – Caribe, las cuales están reflejadas primordialmente por el nivel de la actividad económica en sectores claves de consumo de electricidad (Industria y Servicios).
15. Colombia se ubica en el puesto 96 del ranking mundial para 2013 con un consumo per cápita de 1.301 kWh, estando en magnitud cercano a países como Vietnam (1.306 kWh) y Argelia (1.277 kWh).
- 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)

Año	PROYECCIÓN GWH		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	70.280	69.031	67.788
2017	72.945	71.241	69.546
2018	76.583	74.835	73.095
2019	78.955	77.160	75.375
2020	81.229	79.384	77.549
2021	83.248	81.351	79.464
2022	85.336	83.384	81.442
2023	87.516	85.508	83.509
2024	89.875	87.806	85.747
2025	92.403	90.271	88.150
2026	95.086	92.889	90.701
2027	97.934	95.667	93.411
2028	100.937	98.597	96.269
2029	104.125	101.710	99.305
2030	107.514	105.018	102.533

- 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)

Año	PROYECCIÓN MW		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	10.889	10.490	10.107
2017	11.208	10.800	10.408
2018	11.753	11.337	10.937
2019	12.041	11.618	11.210
2020	12.304	11.871	11.455
2021	12.507	12.065	11.640
2022	12.714	12.263	11.828
2023	12.924	12.463	12.019
2024	13.155	12.683	12.229
2025	13.409	12.926	12.462
2026	13.680	13.186	12.711
2027	13.969	13.463	12.977
2028	14.268	13.750	13.251
2029	14.583	14.052	13.541
2030	14.917	14.372	13.849

- 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 (%)

Año	PROYECCIÓN DEE TOTAL SIN NACIONAL %		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	6,2%	4,3%	2,4%
2017	3,8%	3,2%	2,6%
2018	5,0%	5,0%	5,1%
2019	3,1%	3,1%	3,1%
2020	2,9%	2,9%	2,9%
2021	2,5%	2,5%	2,5%
2022	2,5%	2,5%	2,5%
2023	2,6%	2,5%	2,5%
2024	2,7%	2,7%	2,7%
2025	2,8%	2,8%	2,8%
2026	2,9%	2,9%	2,9%
2027	3,0%	3,0%	3,0%
2028	3,1%	3,1%	3,1%
2029	3,2%	3,2%	3,2%
2030	3,3%	3,3%	3,3%

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

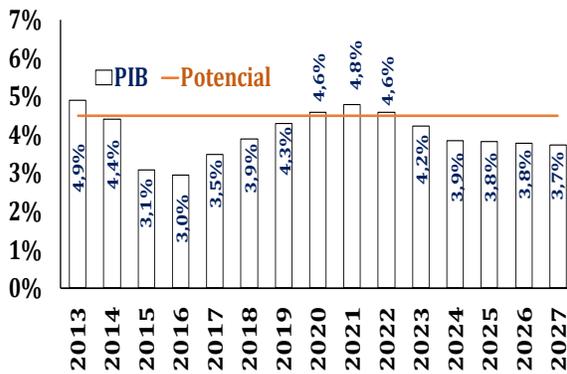
Tabla 4. Crecimiento de la Demanda Proyectada PMÁX Total Nacional (%)

Año	PROYECCIÓN DPMÁX TOTAL SIN NACIONAL %		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	7,9%	3,9%	0,1%
2017	2,9%	3,0%	3,0%
2018	4,9%	5,0%	5,1%
2019	2,5%	2,5%	2,5%
2020	2,2%	2,2%	2,2%
2021	1,7%	1,6%	1,6%
2022	1,7%	1,6%	1,6%
2023	1,7%	1,6%	1,6%
2024	1,8%	1,8%	1,7%
2025	1,9%	1,9%	1,9%
2026	2,0%	2,0%	2,0%
2027	2,1%	2,1%	2,1%
2028	2,1%	2,1%	2,1%
2029	2,2%	2,2%	2,2%
2030	2,3%	2,3%	2,3%

1. ECONOMÍA COLOMBIANA 2016: DESACELERA POR ENCIMA DE LAS PREVISIONES, PERO CON SEGUNDO MEJOR COMPORTAMIENTO REGIONAL

La economía colombiana tuvo un crecimiento en 2015 de 3,1%, en línea con el escenario UPME, el cuál desde marzo del año anterior, había advertido la significativa desaceleración de la actividad económica con relación a 2014 (Gráfica 1).

Gráfica 1. Crecimiento Económico Colombia Histórico 2012 – 2015 y Proyectado 2027



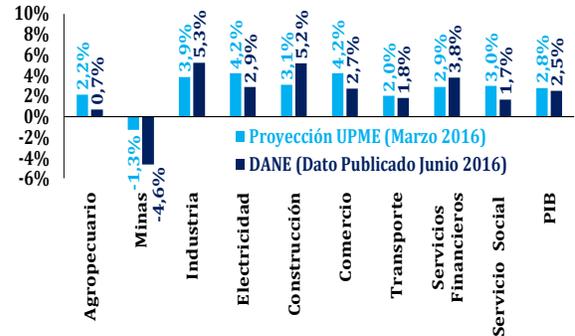
Fuente: DANE – Cálculos UPME

Esta reducción, en una tercera parte de la tasa de crecimiento con relación al promedio registrado entre 2011 y 2014 (4,5%) evidencia el impacto negativo que sobre la economía nacional ha tenido la caída del precio del petróleo (principal fuente de divisas por exportaciones), iniciada en junio de 2014, que se estabilizó hacia el primer semestre de 2015 y acentuada en el segundo semestre del mismo, lapso en el cuál el petróleo ha bajado de niveles de USD 119 a USD 30 inclusive.

A pesar que la economía colombiana ha conseguido mantener un crecimiento por encima de Latinoamérica, los datos del primer trimestre de 2016 señalan que el ajuste, aunque moderado con relación a otros episodios de choques externos (crisis asiática en 1997 – 1998, crisis financiera 2008 - 2009) está aumentando en magnitud y que la desaceleración ha sido superior a la previsión oficial, así como al escenario de la UPME.

En efecto, la economía colombiana creció en 2016Q1 (Gráfica 2) a una tasa del 2,5% anual, cifra inferior a la meta de crecimiento oficial de 2016 (3%) y al escenario UPME para dicho período (2,8%). Los sectores que más crecieron en 2016Q1 fueron Industria (5,3%) y construcción (5,2%). La industria ha logrado un mejor desempeño gracias al impacto de REFCAR, la planta de refinería que Ecopetrol puso en marcha en 2015.

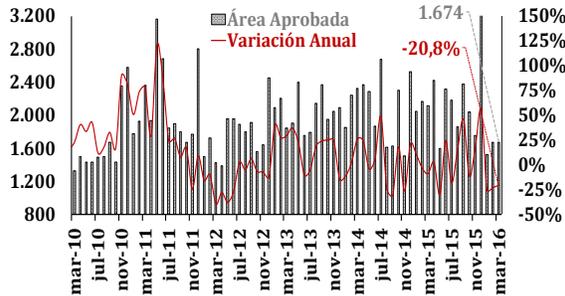
Gráfica 2. Crecimiento Económico Colombia 2016Q1



Fuente: DANE – Cálculos UPME

La construcción refleja el importante dinamismo de obras civiles, gracias al buen comportamiento en los trimestres previos de las licencias de construcción, que en el último trimestre de 2015 crecieron en 23% anual (Gráfica 3).

Gráfica 3. Licencias de Construcción Colombia (Área en M2)



Fuente: DANE – Cálculos UPME

Los sectores financiero y comercial tuvieron una reducción en su dinámica de crecimiento, siendo éste en 2016Q1 de 3,8% y 2,7% respectivamente. Transporte y agropecuario tuvieron un crecimiento inferior al del resto de la economía, haciéndolo a una tasa anual de 1,8% y 0,7% respectivamente. El único sector con un crecimiento económico negativo en 2016Q fue minas y energía, que decreció en 4,6% acentuando su contracción, escenario que es consistente con el bajo nivel en precios de los hidrocarburos y minerales.

La preocupación a mediano plazo, es la posibilidad que la economía colombiana retome la senda de crecimiento igual o superior al 4% que tuvo entre 2010 y 2014 previo al choque de caída en precios del petróleo (Gráfica 4).

Gráfica 4. Trayectoria Crecimiento Colombia Antes y Después Caída Precios de Petróleo

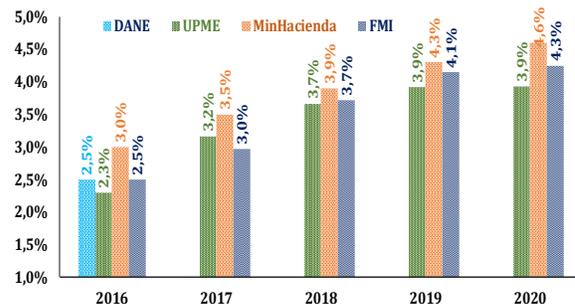


Fuente: DANE – Cálculos UPME

La actual coyuntura económica, en un contexto de volatilidad cambiaria, inflación al alza, bajo crecimiento de Latinoamérica, estancamiento en economías desarrolladas y expectativa que se mantengan bajos los precios de materias primas, llevaron a la Subdirección de demanda de la UPME, a cargo de las proyecciones económicas de corto y largo plazo (requeridas para la proyección de demanda de energía eléctrica, gas natural y combustibles líquidos a 2050), a considerar un escenario macroeconómico alternativo al elaborado por otras agencias del Gobierno (Banco de la República, Departamento Nacional de Planeación y Ministerio de Hacienda y Crédito Público), aunque en línea con las expectativas de los analistas del mercado, el comportamiento de los indicadores líderes, y los supuestos del marco fiscal de mediano plazo, fijados por el MHCP en su última versión de Junio 2016.

En razón a ello, la UPME prevé una tasa de crecimiento de 2,3% en 2016 y 3,2% en 2017, apuntando a mediano plazo a un crecimiento promedio de 3,8% (Gráfica 5).

Gráfica 5. Proyecciones Comparativas Crecimiento Económico Colombia



Fuente: DANE – FMI – MHCP – Cálculos UPME

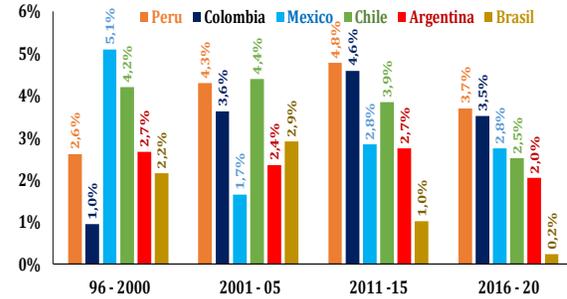
Para el FMI, el crecimiento esperado de la economía colombiana es 2,5%, previendo un mejor desempeño en 2017 (3%); a mediano plazo el FMI considera, la economía crecerá en 4%. El escenario oficial, señala un fuerte repunte en 2017 (3,5%) y confía que la economía colombiana retome su senda de crecimiento potencial de 4,5% en 2020. (Gráfica 5).

A nivel regional, la economía colombiana es la de segundo mejor desempeño, después de Perú, que creció en 3,3% en 2015 y cuya tasa de crecimiento en 2016Q1 fue de 4,4% (Gráfica 6).

No obstante, Brasil, Ecuador y Venezuela, que son socios comerciales de Colombia, afrontan una recesión que compromete su capacidad de intercambio comercial, así como los flujos de inversión extranjera hacia la región. Brasil decreció en 3,8% en 2015, mientras Venezuela lo hizo en 5,7%. Ecuador por su parte, tuvo un crecimiento neutral (0%), y con el terremoto acaecido en abril pasado, se estima que podría acentuar el deterioro de su situación económica, dada la necesidad de una mayor inversión que aumentaría su déficit fiscal. Así mismo, el fortalecimiento del dólar ha restado competitividad al sector exportador del Ecuador, hecho que ha deteriorado también su balance en cuenta corriente.

Para 2016, Perú presenta la mejor previsión de crecimiento en Latinoamérica con 3,7%. Le seguiría Colombia con 2,5% y México con 2,4%. Por su parte, Argentina y Brasil prevén tener tasas negativas de crecimiento del orden de -1% y -3.8%.

Gráfica 6. Crecimiento Económico Histórico y Proyecciones. Comparativo Latinoamérica

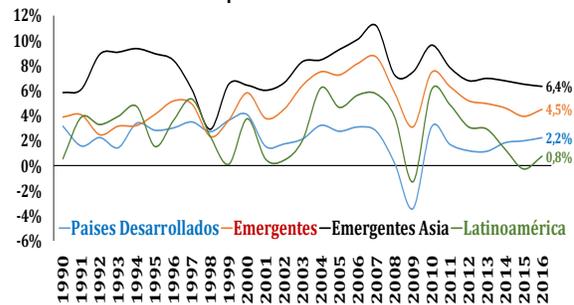


Fuente: FMI – Cálculos UPME

En el contexto mundial, la situación de Latinoamérica es preocupante. Se prevé en 2016, sea la región con menor crecimiento, apenas 0,8% anual (Gráfica 7).

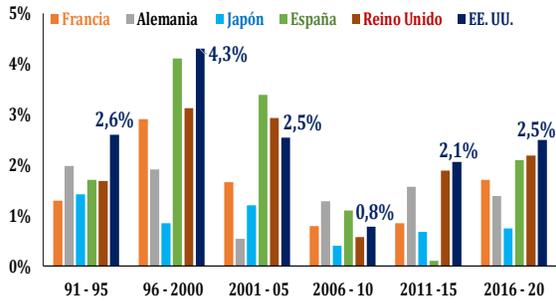
Sin embargo, las expectativas de crecimiento de los países desarrollados, no son optimistas. Estados Unidos prevé un crecimiento del 2,2% en 2016 y promedio hasta 2010 de 2,5% (Gráfica 8). En conjunto, la previsión en los países desarrollados, indica crecerán solo en 2,2%, tasa menor a su crecimiento potencial de 3%. Así mismo, las economías emergentes líderes de Asia, lideradas por China, estiman un crecimiento en 2016 de 6,4%, tasa menor en 3 puntos porcentuales a la que exhibía al comienzo de la década.

Gráfica 7. Crecimiento Económico Histórico y Proyectado Bloques Económicos



Fuente: FMI – Cálculos UPME

Gráfica 8. Crecimiento Económico Histórico y Proyectado
Principales Economías

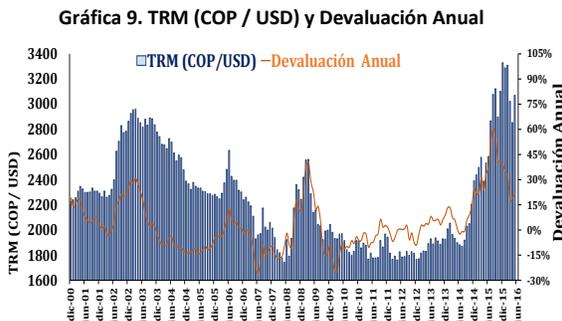


Fuente: FMI – Cálculos UPME

2. INFLACIÓN, DÓLAR Y MATERIAS PRIMAS: LAS PRINCIPALES AMENAZAS EN EL ENTORNO MACROECONÓMICO DE COLOMBIA

A pesar que la economía colombiana haya tenido un crecimiento mejor a la región en 2015, y se prevé se mantenga esta situación para 2016, el país enfrenta riesgos que pueden afectar la posibilidad que la economía pueda sostener tasas de crecimiento al menos superiores a 3%, y que le acerquen a mediano plazo hacia su crecimiento potencial.

La principal amenaza es la devaluación del peso con relación al dólar, la cual pasó del 2,8% en agosto de 2014 al 38% a diciembre de 2015, y que, en promedio, durante el primer trimestre de 2016, se ubicó en 28% anual (Gráfica 9). Con la mayor devaluación del peso, ha venido consigo un incremento de la inflación, tanto al consumidor como al productor, dado el impacto que tiene sobre los costos de la actividad económica, el desbalance en los términos de intercambio, que para el caso de Colombia tiene una connotación estructural, y el ajuste en precios por parte de las firmas para sostener su margen de utilidad.



Fuente: BanRepública – Cálculos UPME

La inflación aparece entonces, como el riesgo subyacente al escenario de una mayor devaluación del peso colombiano. Desde que Colombia tiene una banca central que es independiente del Ejecutivo (1993), se pudo lograr una reducción en la tasa de inflación que al comenzar los noventa era en promedio del 30%, a tasas de un dígito dos décadas después.

La inflación, como consecuencia de las presiones en la demanda originadas en la mayor expansión de la economía entre 2010 y 2014, había iniciado un repunte en noviembre de 2013, cuando se encontraba en un nivel muy bajo de 1,7%, incluso por debajo del límite inferior del rango meta de inflación objetivo.

Sin embargo, el fortalecimiento del dólar iniciado en junio de 2014, con la caída de los precios de los hidrocarburos, llevó a una aceleración del aumento de los precios de la canasta familiar.

La inflación al consumidor prácticamente se dobló en los dos últimos años: de 2013 a 2015, pasó de 3,7% a 6,8%, y en el primer trimestre de 2016, presionada por el recrudescimiento del fenómeno del niño que experimentó el país desde septiembre de 2015, la inflación promedio al consumidor fue 7,7% (Gráfica 10). Significativamente por encima del rango meta de inflación de corto y largo plazo fijado por la Junta Directiva del Banco de la República (2% – 4%).

Al finalizar mayo, el valor de la inflación ya alcanzaba el 8,2% hecho que ha obligado al Banco de la República a subir sus tasas de interés, entre agosto de 2015 y junio de 2016 de 4,5% a 7,75%.

Las expectativas de inflación conforme el mayor nivel de inflación observada, se han desanclado. Los agentes prevén una inflación de 6,2% al finalizar 2016, y de 4,1% al finalizar 2017 (Gráfica 11).

Esto implicaría, en caso de cumplirse las expectativas del mercado, completar tres años consecutivos sin cumplir la meta de inflación (2% - 4%), hecho sin precedentes para el Banco de la República como Banca Central.

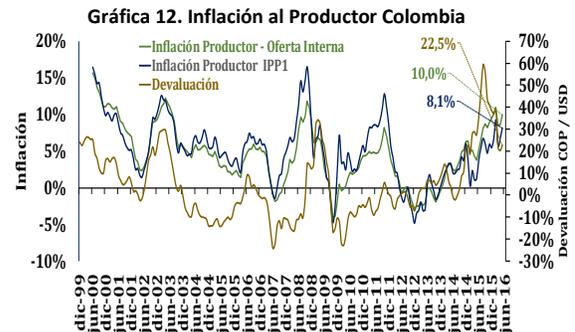


Fuente: Banco de la República – DANE –Cálculos UPME



Fuente: Banco de la República – DANE –Cálculos UPME

La inflación al productor se ha ubicado en un nivel similar al de la inflación al consumidor, 8,1% anual a junio de 2016, también con una tendencia alcista en los últimos dos años (Gráfica 12).



Fuente: Banco de la República – DANE –Cálculos UPME

Los alimentos, principal componente de la canasta familiar, presentan un incremento aún más acelerado de su nivel de precios, que refleja la intensidad del fenómeno del Niño, así como el mayor costo de producción de los insumos como fertilizantes y maquinaria, consecuencia de la devaluación del peso, pasando de 0,6% en noviembre de 2013 a 13,5% a mayo de 2016 (Gráfica 13).

Todos los indicadores de inflación básica, sin excepción, muestran un repunte desde noviembre de 2013. A mayo de 2016, la inflación básica se ubica en 6,6%; la inflación sin alimentos es 6,1%, mientras la inflación sin alimentos ni regulados llega al 6,1% anual (Gráfica 14).



Fuente: Banco de la República – DANE –Cálculos UPME

Gráfica 14. Inflación sin Alimentos, Regulados, Ni Combustibles Colombia



Fuente: Banco de la República – DANE –Cálculos UPME

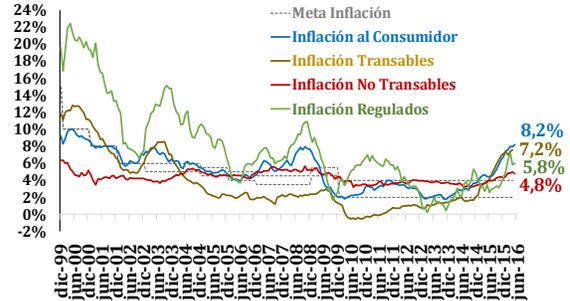
La inflación de bienes transables a mayo se ubica en 7,2%; la inflación de no transables Ha moderado su crecimiento en lo corrido de 2016, aunque a mayo se ubica en 4,8% anual, por encima del rango meta de inflación.

A su vez, los bienes regulados han subido en 5,8% en el último año, mientras la inflación al productor, relacionada con la oferta interna se ubica en 10%, también con corte a mayo de 2016 (Gráfica 15).

Ante la persistencia de las presiones inflacionarias de demanda, y la persistencia en la devaluación del peso colombiano frente al dólar, la Junta Directiva del Banco de la República decidió endurecer la política monetaria, aumentando su tasa de interés de expansión monetaria.

Entre agosto de 2015 y junio de 2016, la tasa de intervención del Banco Central subió de 4,5% a 7,5% (Gráfica 16); este es el mayor incremento que en los últimos 8 años ha hecho el Banco de la República, y se prevé, sean necesarios, según el escenario UPME, al menos dos incrementos más que en ese caso, ubicaría la tasa de expansión del banco central en 8%.

Gráfica 15. Inflación Bienes Transables y No Transables Colombia

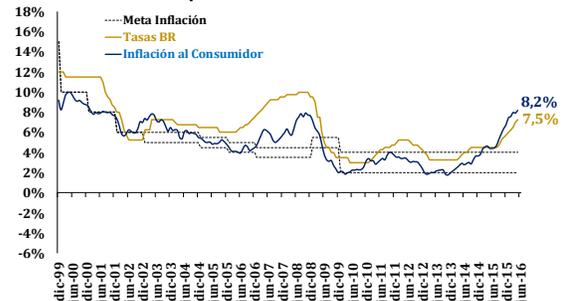


Fuente: Banco de la República – DANE –Cálculos UPME

Se espera, con el mayor aumento en las tasas de interés de expansión monetaria del banco central, que se desestime la demanda de crédito, y con ello se fuerce a un quiebre en la tendencia alcista en los precios.

Sin embargo, los factores externos que presionan el dólar hacia arriba persisten, y dificultan a mediano plazo, la consecución del objetivo de estabilizar la tasa de inflación y retornarla a su nivel objetivo.

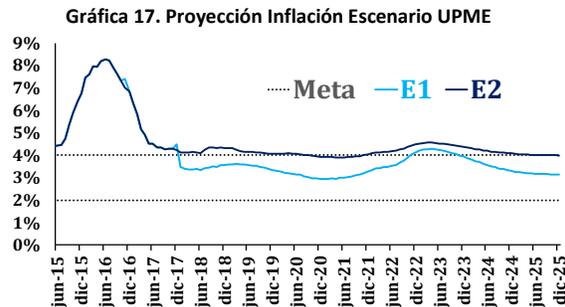
Gráfica 16. Tasa de Interés de Intervención Banco de la República Versus Inflación



Fuente: Banco de la República – DANE –Cálculos UPME

Hechos como el bajo nivel de los precios de materias primas, donde el repunte del petróleo ha sido aún moderado con relación a su comportamiento histórico, de USD 32 (precio por barril) en enero de 2016 a USD 46 en mayo, la salida de Inglaterra de la Unión Europea luego del referendo convocado por su Gobierno (Brexit) y el bajo crecimiento de Latinoamérica, no hacen prever que las presiones alcistas del dólar puedan desaparecer a mediano plazo, con lo cual el esfuerzo por reducir la inflación será aún mayor.

Por lo anterior, la UPME tiene una expectativa de inflación al término de 2016 de 7,4%. Para 2017, la inflación se ubicaría en 4,5% y en 2018 se situaría en 3,6% (Gráfica 17). Esto implica que a la economía colombiana, le tomaría dos años más, converger su inflación al rango meta del Banco de la República.

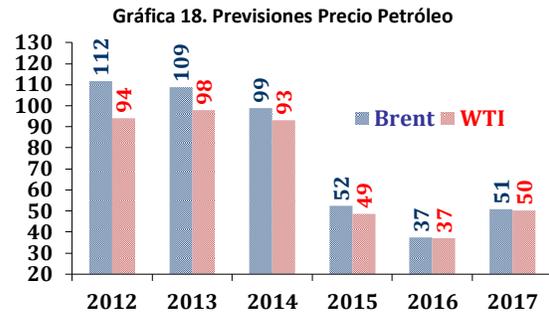


Fuente: Wood Mackenzie – Cálculos UPME

El último factor de riesgo es la evolución en el precio de las materias primas. Aunque el Gobierno ha castigado en el marco fiscal de mediano plazo, las proyecciones de ingreso, la persistencia de precios bajos acentuará la caída de inversión extranjera en el sector minero energético, hecho que puede comprometer la autosuficiencia en materia de petróleo y gas, así como en la mayoría de

combustibles con que a la fecha cuenta el país.

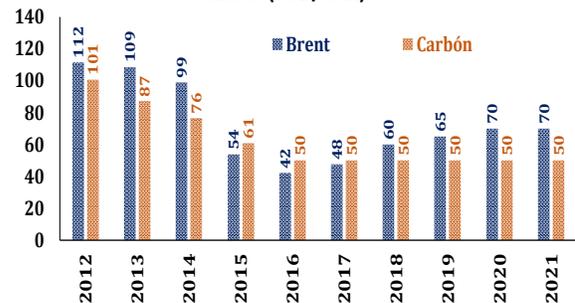
Esta situación de darse deterioraría aún más, el balance de cuenta corriente, y presionaría a largo plazo al alza, un mayor nivel de la tasa de cambio de equilibrio, lo que sería nocivo para el cumplimiento de la meta de inflación.



Fuente: Wood Mackenzie – Cálculos UPME

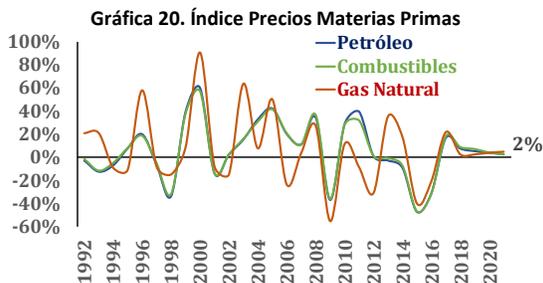
Las proyecciones de petróleo se mantienen en un rango de USD 37 por barril a USD 49. EL Gobierno colombiano ha ubicado esta cifra en US42 para 2016, y a largo plazo ubica el precio del barril en US 70, en línea con la proyección de la UPME, sujeta a una mayor dinámica de la demanda y las restricciones de oferta que deriven de la menor inversión extranjera que a nivel mundial ha tenido el sector desde 2015 y que, se prevé, no se recupere a mediano plazo, con precios inferiores a USD 60 por barril (Gráfica 18 y Gráfica 19).

Gráfica 19. Proyecciones Oficiales Petróleo (USD/ Barril) y Carbón (USD/ Ton)



Fuente: MHCP

Los precios de las materias primas, no solo hidrocarburos, también en los alimentos y vegetales, muestran señales de recuperación débil, que a mediano plazo señalan un crecimiento anual del 3%, según proyecciones del FMI, muy inferior a la caída registrada en 2015, de 35%, caída que en 2016 se espera sea de 21%, aproximadamente (Gráfica 20). A largo plazo, el sector minero – energético será moderado en su expansión, y deberá asumir fuertes ajustes en sus costos de producción para acomodarse a un nuevo escenario de menores precios y crecimiento de la oferta de energías renovables.



Fuente: FMI – Cálculos UPME

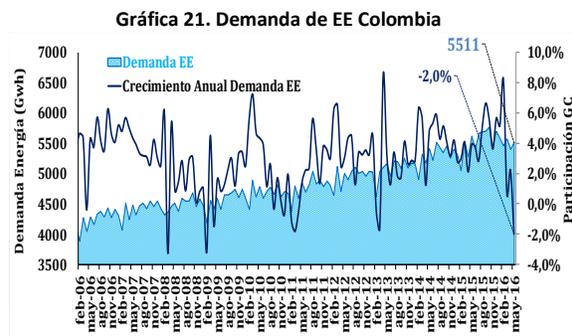
Debe rescatarse el hecho que Colombia, a pesar de la caída de los precios del petróleo, y su menor crecimiento desde 2015, mantiene la confianza de los inversionistas, reflejada en un riesgo país aun en mínimos históricos. Sin embargo, la necesidad de mantener el grado de inversión (para seguir accediendo a crédito y colocación de bonos a tasas de interés bajas), y la confianza inversionista, obliga al país a proponer una reforma tributaria estructural que pueda compensar los ingresos que se fueron por la fuerte caída de la renta petrolera, estimada en COP 32 BB.

3. GRANDES CONSUMIDORES NACIONALES DE ENERGÍA ELÉCTRICA E INDUSTRIA: VOLATILIDAD EN PRECIOS Y DEMANDA

La presencia del fenómeno del Niño bajo la cual se incrementó la temperatura promedio, y se redujo dramáticamente el nivel de agua de los embalses y fuentes hídricas para generación de energía eléctrica y provisión del servicio de agua, afectó la dinámica de la demanda de energía eléctrica, así como su correlación con la actividad económica.

El alcance de este capítulo, es describir como el entorno económico ha afectado la demanda de energía eléctrica (EE) de los grandes consumidores, así como inferir su comportamiento en razón de las previsiones en precios de materias primas.

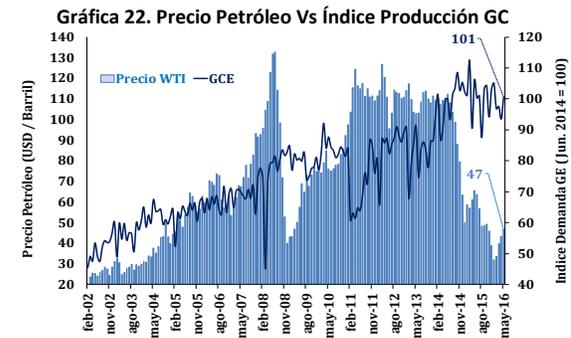
La demanda de energía eléctrica a marzo de 2016 alcanzó los 5567 kWh con un crecimiento anual de 0,6% (Gráfica 21). En cuanto a los GC, su demanda a marzo de 2016, alcanzó los 264 kWh, creciendo a una tasa anual de 4,7%. Sin embargo, la participación de los GC se ha reducido de 5,6% en febrero de 2014, a 4,7% al término de marzo de 2016, lo que significa una caída del 16% en la participación de los GC sobre la demanda de energía eléctrica.



Fuente: XM – ISA

La tasa de crecimiento de la demanda de EE a marzo de 2016, tuvo un fuerte ajuste, contrayéndose en 0,6%. Este hecho se explica en primer lugar a la reducción en el nivel de actividad en el sector minero energético derivada de la caída en el precio de las materias primas, iniciada en junio de 2014 y que ha persistido durante 2015, y que se acentuó en el primer trimestre de 2016.

El contraste entre la evolución del precio del petróleo y el comportamiento de los grandes consumidores, dan cuenta de este comportamiento. Tomando como base Julio de 2014, se evidencia una correlación directa entre la evolución del precio del petróleo, de referencia Brent, y el índice de demanda de EE de los grandes consumidores (Gráfica 22).



Fuente: Bloomberg – XM – Cálculos UPME

La disminución de la oferta de energía eléctrica, derivada de la reducción de las fuentes hídricas por la intensificación del fenómeno del niño, llevó al fuerte incremento en los precios de la electricidad, con mayor intensificación en el sector no regulado, que alcanzó el 21,4% a marzo 2016 (Gráfica 23).

En cuanto a los precios de electricidad para el sector regulado, el incremento fue de 8,3%, en ambos casos superior a la inflación de precios al consumidor, que fue 8% también para el mes de marzo de 2016.

Gráfica 23. Variación Anual Colombia Precio Energía Vs Inflación

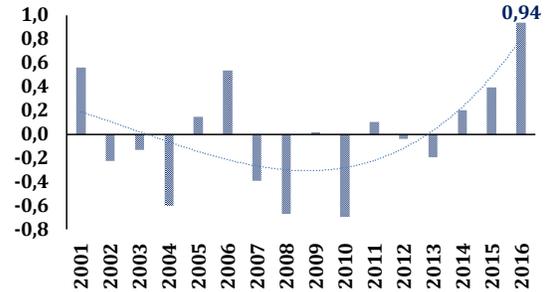


Fuente: XM – ISA – DANE – UPME

Como consecuencia, de los mayores precios, además de la menor oferta, sumado a las campañas de ahorro de energía llevadas a cabo por el Gobierno, se presentó el incremento en la participación de la demanda de energía regulada, que para marzo se ubicó en el 68%. La correlación entre la demanda regulada y la no regulada subió de 0.2 en 2014, a 0.4 en 2015, y en los primeros tres meses de 2016 se ha ubicado en 0.9, lo que evidencia la simetría en el choque de precios de energía eléctrica sobre ambos sectores de la demanda (Gráfica 24).

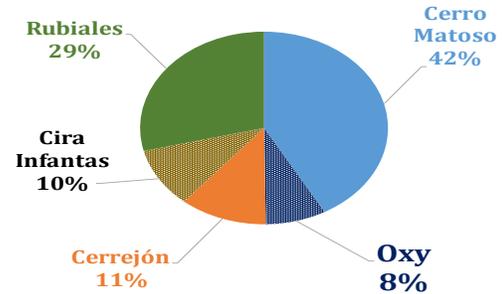
En los primeros tres meses del año, dentro de los GC, la mayor participación la tiene Cerro Matoso con el 42%, seguido de Campo Rubiales con el 29%, Cerrejón con el 11%, Cira Infantas con el 10% y OXY con el 8% (Gráfica 25).

Gráfica 24. Correlación Demanda Mercado Regulado Versus No Regulado



Fuente: XM – UPME

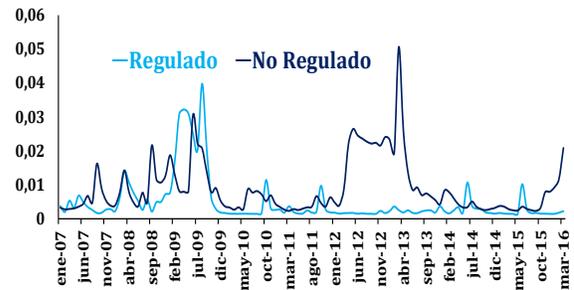
Gráfica 25. Composición Demanda EE GC Marzo 2016



Fuente: XM – UPME

El análisis de volatilidad de los precios de energía eléctrica, indica una mayor varianza en los precios de la energía regulada, factor que a priori pudo incidir en el crecimiento que tuvo la demanda regulada, que entre septiembre de 2015 y marzo de 2016 creció 6% anual, mientras la demanda no regulada sólo lo hizo en 2,2% (Gráfica 26).

Gráfica 26. Volatilidad Precios de la Energía Eléctrica en Colombia



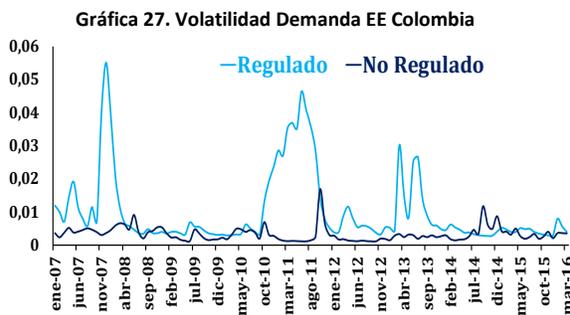
Fuente: XM – UPME

El análisis de volatilidad de la demanda de energía eléctrica, evidencia, a pesar de la mayor varianza de ésta desde el último trimestre de 2015, que no ha sido la más alta en una perspectiva histórica a largo plazo. De hecho, al considerar el ciclo de la demanda de energía eléctrica y de consumo de electricidad, se muestra una dinámica incluso por debajo de la tendencia de largo plazo, hecho que a priori puede reflejar la desaceleración de la actividad económica, lo cual restringe el alcance que los mayores precios han tenido en la menor demanda no regulada, y el aumento de actividades asociadas con autogeneración como de cogeneración (Gráfica 27).

intensificación del Niño, y ajustes en la estructura de costos de las firmas del sector.

Sin embargo, a pesar del reacomodamiento en el mercado de demanda regulada, la participación de los hogares en el consumo de electricidad se mantiene alrededor del 45%, así como la participación de la industria se sostiene en el 29%, y la del sector comercio se ubica en el 22%.

Cabe señalar, que el subsidio implícito en las tarifas de consumo de energía, ha bajado de 29,8% en enero de 2006, a 13,8% en marzo de 2016, hecho que explica la tendencia decreciente que ha tenido la correlación entre el subsidio y la demanda de energía eléctrica.



Fuente: Cálculos UPME

El crecimiento anual del consumo de electricidad desde septiembre de 2015 hasta marzo de 2016, se ubicó en 3,6%, aunque mayor al que venía trayendo en los meses anteriores, sólo es superior 50 puntos básicos al promedio histórico desde 2000. Los hogares fueron quienes en ese lapso tuvieron la mayor tasa de crecimiento, 4,4%, seguido por el comercio con 3% y la industria con 2,3%.

Debe tenerse en cuenta el 79% del consumo de electricidad de la industria es regulado, mientras en el sector comercio es del 57%, cifras que también subieron en los dos últimos trimestres, como consecuencia de la

4. ACTIVIDAD ECONÓMICA, PIB, INDUSTRIA Y LA DEMANDA INTERNA DE ENERGÍA ELÉCTRICA: CORRELACIONES CON TENDENCIAS OPUESTAS

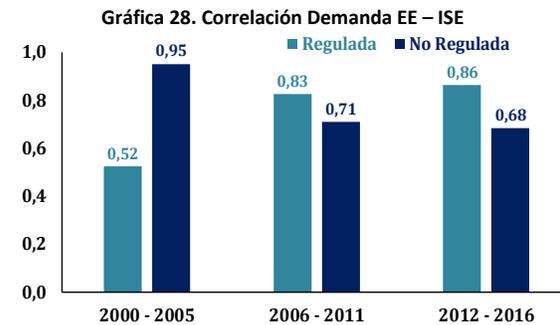
La demanda de energía eléctrica tiene acorde a la evidencia empírica un impacto relevante sobre la actividad económica, efecto que no es simétrico entre sectores. La demanda regulada al tener control de precios (que para el caso refiere al Precio de Escasez), tiene un sesgo que hace necesaria la diferenciación en el análisis con la demanda regulada.

Los análisis realizados para este aparte difieren entre sí, en los rangos o periodos de tiempo, acorde con la disponibilidad de información y el tamaño de las muestras que se tienen de consumo de energía eléctrica, demanda de energía eléctrica, así como de los índices de actividad económica empleados.

Para determinar el impacto, tanto de la demanda como del consumo de la energía eléctrica (éste no incluye pérdidas) con la actividad económica, se han tomado dos indicadores líderes: el índice de producción industrial (IPI) y el índice de seguimiento de la actividad económica (ISE).

El análisis de correlación de las demandas regulada y no regulada con relación al ISE, muestra tendencias contrarias. La demanda regulada en las dos últimas décadas, ha venido aumentando su correlación con la actividad económica, pasando esta de 0,52 durante el periodo 2000 – 2005, a 0,86 en el periodo 2012 – 2016 (Gráfica 28).

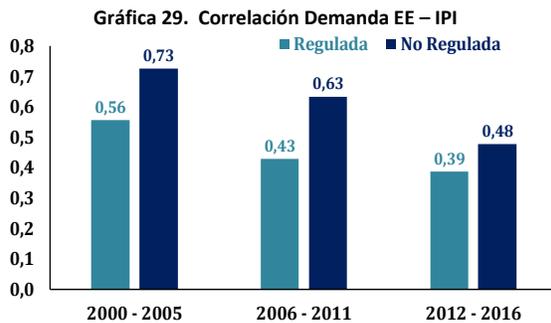
En el caso de la demanda no regulada, su correlación con el ISE ha mostrado una tendencia decreciente, pasando de 0,95 en el periodo 2000 – 2005, a 0,68 durante el período 2012 – 2016.



Fuente: XM – Cálculos UPME

Tanto en la demanda regulada como en la no regulada, se presenta una correlación significativa (mayor a 0,7 en promedio) lo que implica que potencialmente, la demanda de energía eléctrica puede explicar hasta en un 60%, en promedio, las variaciones del índice de actividad económica.

Con relación a la industria, y consecuente con la reducción que ha tenido ésta en el PIB en Colombia durante la última década, tanto la demanda regulada como la no regulada presentan una menor correlación con respecto a la actividad industrial. Mientras en el período 2000 – 2005, la demanda regulada tenía una correlación de 0,52 con la actividad industrial, durante el periodo 200 – 2011 se redujo a 0,43, cayendo luego a 0,39 para el período 2012 – 2016 (Gráfica 29).



Fuente: XM – Cálculos UPME

El análisis diferencial con la demanda no regulada, muestra una mayor correlación con la actividad industrial, respecto del análisis hecho previamente con la demanda regulada. La correlación entre la demanda no regulada y el IPI muestra una correlación menor.

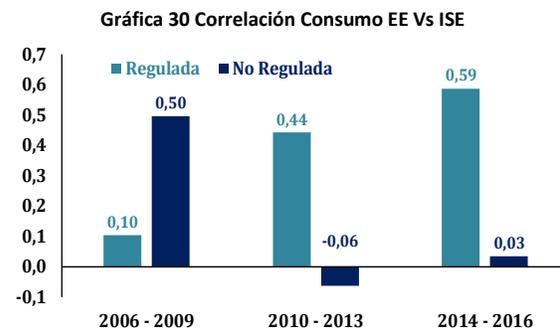
La demanda regulada tuvo durante el período 2000 – 2005 una correlación de 0,56 la cual descende a 0,43 para el período 2006 – 2011, y luego a 0,39 en el período 2012 – 2016.

Respecto a la demanda no regulada, la correlación con el IPI, durante el período 2000 – 2005, fue de 0,73. Para el período 2006 – 2011, esta correlación descendió a 0,63, y luego de 2012 a 2016 bajó a 0,48

Lo anterior revela la menor dinámica de la actividad industrial, así como una creciente importancia de la demanda de energía eléctrica con relación a las demás actividades económicas.

Un ejercicio alternativo, para determinar la relación entre la actividad económica, la actividad industrial y la demanda de energía eléctrica, es a través del consumo, donde no se incluyen las pérdidas, y se cuenta con una base discriminada por actividad económica, pudiendo discriminarse y aproximarse mejor la actividad industrial con relación al análisis de correlación.

La correlación del consumo regulado de la industria con el ISE ha mostrado una tendencia creciente, pasando de 0,10 durante el período 2006 – 2009, a 0,44 en el período 2010 – 2013, y 0,59 durante el período 2014 – 2016 (Gráfica 30).



Fuente: XM – Cálculos UPME

Este es un punto importante, y pone de presente como las pérdidas de energía eléctrica pueden afectar la relación de acople entre la demanda eléctrica y la actividad económica.

La correlación entre el consumo de energía eléctrica no regulado de la industria y el ISE, ha seguido una tendencia decreciente, pasando de 0,49 entre 2000 y 2009, a -0,07 en el período 2010 – 2013, ubicándose en el período 2014 – 2016 en 0,03%.

Con respecto al IPI, tanto el consumo regulado, como el consumo no regulado exhiben una menor correlación, respecto al ISE. Es así, como entre 2006 y 2009, el consumo regulado de la industria tuvo una correlación de 0,14, la cual entre 2010 y 2013 se incrementó a 0,22 ubicándose en los últimos tres años en 0,34 (Gráfica 31), hecho que demuestra el desacople entre la actividad industrial y su consumo de energía, pero teniendo en cuenta que este consumo solamente se restringe al Sistema Integrado Nacional (SIN) lo que omite la autogeneración y cogeneración que hacen las empresas.

En cuanto al consumo de energía eléctrica regulado de la industria, la correlación se ha mantenido en bajos niveles durante la última década: entre 2006 y 2009, la correlación fue de 0,36, reduciéndose a 0,13 entre 2010 y 2013, y ubicándose en 0,18 durante el período 2014 – 2016. Lo anterior permite diferenciar, el impacto de la demanda y el consumo de energía eléctrica, sobre la actividad industrial (que en general tiende a reducirse en magnitud) del impacto de la demanda de energía eléctrica sobre la economía en general (medida a través del ISE) que tiende a ser creciente y en niveles mayores a 0,7; por ende, correlaciones que son significativas.



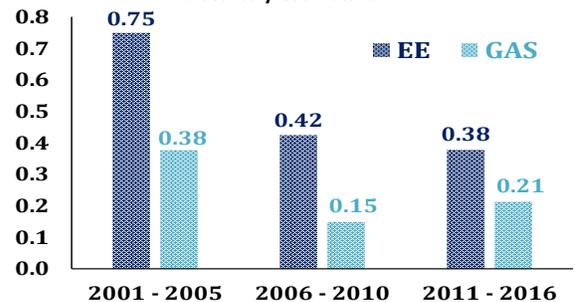
Fuente: XM – Cálculos UPME

El último ejercicio realizado para analizar el impacto de la demanda de energía eléctrica sobre la actividad económica, contrasta dicho impacto con la correlación de la demanda de gas natural, tanto sobre la actividad económica en general, como también sobre la actividad industrial.

El índice de producción industrial presenta una correlación con tendencia decreciente y en baja magnitud tanto con la demanda de energía eléctrica como con la demanda de gas natural.

La correlación de la actividad industrial (medida con el IPI) con la demanda de energía eléctrica se reduce de 0,74 entre 2001 y 2005, a 0,42 entre 2006 y 2010, y luego de 2011 a 2016, desciende a 0,38 (Gráfica 32). Una tendencia similar en dirección (a la baja) aunque de menor magnitud, se presenta entre la actividad industrial y la demanda de gas natural. La correlación de la actividad industrial con la demanda de gas natural se reduce de 0,38 entre 2001 y 2005, a 0,15 entre 2006 y 2010, y luego de 2011 a 2016, desciende a 0,21.

Gráfica 32. Correlación Actividad Industrial (IPI) Vs Energía Eléctrica y Gas Natural

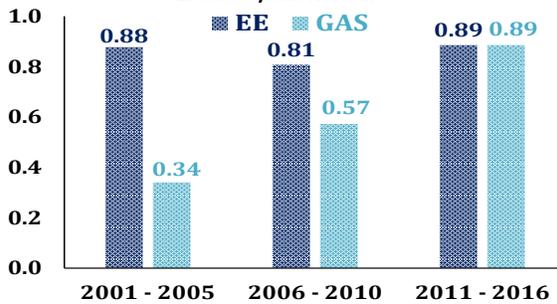


Fuente: XM – DANE – Cálculos UPME

Por su parte, la correlación de la actividad económica (medida con el ISE) respecto de la demanda de energía eléctrica, es alta y con tendencia creciente. La correlación entre estas dos variables, pasó de 0,88 en el período 2001 – 2005, a ser 0,81 durante el período 2006 – 2010, subiendo a 0,89 en el período 2011 – 2016 (Gráfica 33).

La correlación obtenida entre demanda de electricidad y la actividad industrial, implica que potencialmente hasta en un nivel de 81% aproximadamente de las variaciones del ISE podrían atribuirse estadísticamente al comportamiento de la demanda de electricidad.

Gráfica 33. Correlación Actividad Económica (ISE) Vs Energía Eléctrica y Gas Natural



Fuente: XM – DANE – Cálculos UPME

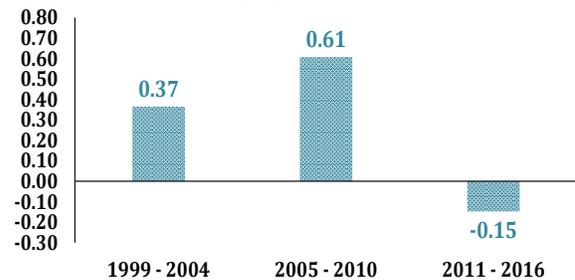
Respecto a la demanda de gas natural, la actividad económica mantiene una tendencia creciente, pasando de 0,34 entre 2001 y 2005, a 0,57 entre 2006 y 2010, para situarse en 0,89 entre 2011 y 2016.

Comparativamente, la demanda de energía eléctrica y la demanda de gas natural han venido convergiendo en su correlación respecto a la actividad económica, hecho que pone de presente, el creciente rol que ha venido teniendo el gas natural en la economía, no obstante que su demanda ha sido generada en las dos últimas décadas.

La fuerte correlación de la demanda de electricidad con respecto a la actividad económica, es consistente con la persistencia de una correlación por encima de 0,95 entre la demanda de energía eléctrica y el PIB.

No obstante, cuando la correlación se mira desde una perspectiva de corto plazo, a partir de las tasas de crecimiento, tanto de la demanda de energía eléctrica, como del PIB, la correlación evidencia un deterioro en los últimos seis años. Es así como la correlación entre el crecimiento del PIB y el crecimiento de la demanda de electricidad, que se ubicaba en 0,36 entre 1999 y 2014, y luego alcanzo su mayor punto entre 2005 y 2010, situándose en 0,61 pasó luego a descender hasta -0,15 en el período 2011 – 2016 (Gráfica 34).

Gráfica 34. Correlación Tasas Anuales Crecimiento PIB Vs Demanda EE



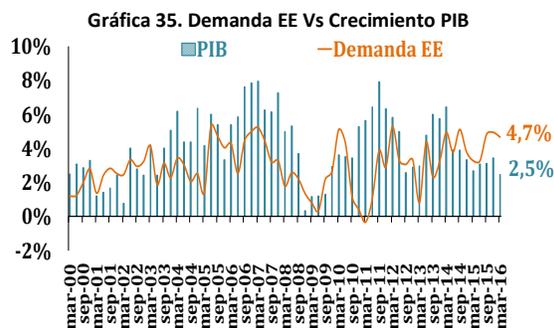
Fuente: XM – DANE – Cálculos UPME

Al contrastar las tasas de crecimiento económico y de la demanda de energía eléctrica, este desacople anteriormente descrito en la dinámica de corto plazo, se ha evidenciado en la última década, en los períodos 2010 – 2011 y en 2015 – 2016Q1, donde hubo direcciones opuestas en las dinámicas de crecimiento en ambas variables.

Históricamente, durante los últimos 15 años, prevaleció una tendencia observada de crecimiento económico mayor al crecimiento de la demanda de energía eléctrica. Sin embargo, esa tendencia se ha revertido desde el tercer trimestre de 2014; desde entonces, el crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica en Colombia ha sido mayor con relación al crecimiento económico observado (4,3% Vs 3,1% respectivamente).

Adicionalmente, en los últimos 7 trimestres, desde 2014Q3, se presenta un mayor crecimiento de la demanda de energía eléctrica, de forma simultánea con una desaceleración del crecimiento económico, lo que ha contribuido a que la correlación en tasas de crecimiento entre las dos variables sea actualmente baja.

Para el último trimestre observado 2016Q1, el crecimiento de la economía fue 2,5%, mientras la demanda de energía eléctrica creció en promedio 4,7%, comportamiento que se explica por la intensificación del fenómeno del niño, no obstante, que la desaceleración de la economía colombiana, en condiciones normales de temperatura, debería haber conducido a una disminución de la tasa de crecimiento de la demanda de energía eléctrica, como ha acontecido en años anteriores, en donde la economía colombiana ha experimentado contracción del PIB o bajas tasas de crecimiento anual del mismo (Gráfica 35).



En conclusión, se evidencia la fuerte correlación de la demanda nacional de energía eléctrica con el PIB, y la actividad económica en general, así como una menor correlación respecto a la actividad industrial.

5. ELASTICIDAD PRECIO – DEMANDA (CONSUMO) DE ENERGÍA ELÉCTRICA: DEMANDA INELÁSTICA A PESAR DE LA VOLATILIDAD EN PRECIOS

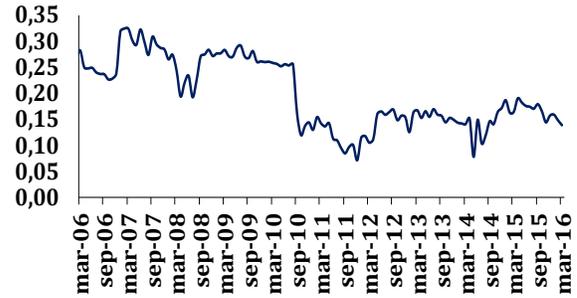
La elasticidad precio – demanda permite determinar la sensibilidad de la demanda con relación a cambios en los precios. En el caso de Colombia, el análisis tiene mayor complejidad porque el mercado tiene una regulación por medio de la cual, se establecen precios máximos además de subsidios, que generan distorsiones en las decisiones de consumo. Así mismo, la base de datos, dadas las imprecisiones que se presentan en el reporte de la información por parte de agentes en cuanto comercializadores y distribuidores, hace que los ajustes de consumo y precios puedan afectar las estimaciones.

El primer análisis se relaciona con el mercado regulado en el cual se analiza lo que ha sido el comportamiento de los hogares y de las empresas, el comercio y el sector oficial. A su vez, se hace una separación entre el análisis primero incorporando, y luego omitiendo los subsidios/contribuciones a la demanda. Vale precisar que es necesario diferenciar demanda de consumo de energía eléctrica. En la demanda se incorporan las pérdidas del sistema; en el caso del consumo, se tienen en cuenta estrictamente los kWh que han sido demandados y efectivamente aprovechados por los agentes.

El subsidio al precio de la energía eléctrica, ha venido disminuyendo en los últimos años, pasando de 29,9% en enero de 2006, a 13,8% (Gráfica 36), lo que a priori debería indicar una reducción en la diferencia del cálculo de la elasticidad precio – demanda en los

agentes del mercado regulado, que son subsidiados (hogares).

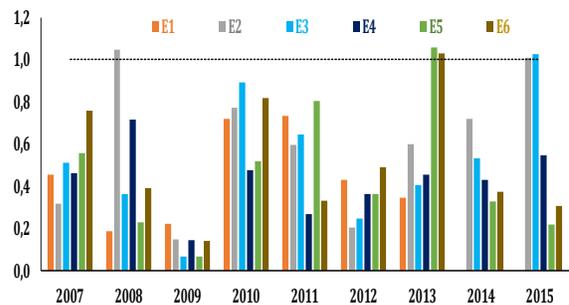
Gráfica 36. Subsidio como porcentaje del Precio EE Colombia al Consumidor Final



Fuente: XM – Cálculos UPME

La elasticidad precio- demanda (consumo) de los hogares, ha tendido a ser inelástica (Gráfica 37). Al considerar el consumo, incluyendo los subsidios y contribuciones, los estratos más sensibles en los últimos dos años a variaciones en los precios han sido los estratos 2 y 3: entre 2014 y 2015 su demanda fue unitaria. Los estratos con elasticidades más bajas han sido el uno, cinco y seis. En el caso del estrato 1, mientras en 2013 un aumento del 1%, le producía una variación del 0,72% en el consumo, en 2015 esta variación se redujo al 0,43%.

Gráfica 37. Elasticidad Precio – Demanda (Consumo) Mercado Regulado Hogares Facturación Total

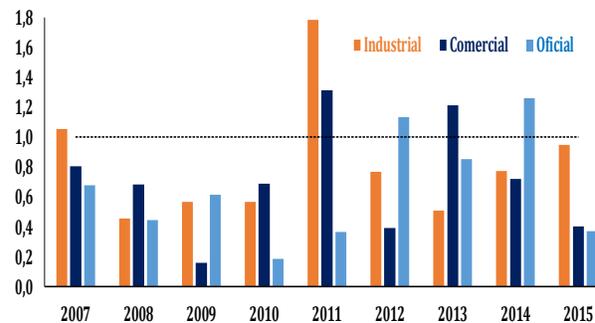


Fuente: XM – Cálculos UPME

En suma, en los hogares, la elasticidad observada precio – demanda (consumo) que se ubicaba en 0,8 en 2008 se ubica en 0,5 en 2015, evidenciando la menor sensibilidad de la demanda con relación a la oferta (Gráfica 38).

En el caso de la industria, el consumo que tiene regulado es sólo 21%, nivel que es tres puntos porcentuales al que tenía hace 10 años (Gráfica 38). Su elasticidad precio – demanda (consumo) desde 2013 ha mantenido una tendencia creciente, que refleja los mayores precios de la energía eléctrica; de 2013 a 2015 pasó de 0,5 a 0,94, evidenciando su mayor sensibilidad a una coyuntura de precios más altos por cuenta del fenómeno del Niño que generó mayor volatilidad en los precios de la energía eléctrica.

Gráfica 38. Elasticidad Precio – Demanda (Consumo)
Mercado Regulado – Sectores Facturación Total



Fuente: XM – Cálculos UPME

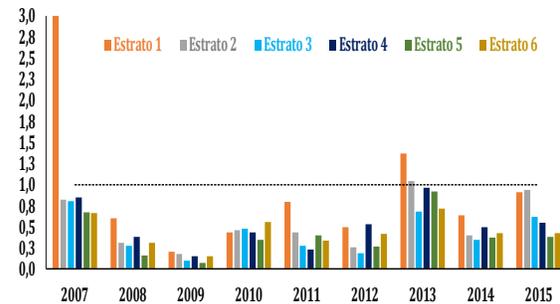
En cuanto al sector comercial, la elasticidad precio – demanda (consumo) con excepción de 2011 y 2013, se ha mantenido inelástica, con una tendencia decreciente, ubicándose en 0,40 en 2015, lo que muestra que por cada 1% que subió el precio de la energía eléctrica, en el último año el comercio solo varió su demanda en este servicio en 0,4%.

Situación similar sucede con el sector oficial, cuya elasticidad precio – demanda (consumo) se ubicó en 0,37: un incremento en la demanda de 0,37% por cada 1% que aumentaron los precios.

La elasticidad considerando sólo el consumo sin cargo fijo, es mayor, mostrando como la sensibilidad o reacción de la demanda frente a cambios en los precios de la energía eléctrica, en el caso de los hogares, se ve afectada por el esquema de subsidios y contribuciones de demanda, no obstante la reducción de subsidios durante los últimos diez años.

Para 2015, el estrato uno fue el que tuvo la mayor diferencia entre la elasticidad con y sin subsidio. Sin subsidio, la elasticidad observada precio – consumo del estrato 1, fue 0,91, mientras, con subsidio, era de 0,43. Esto implica que la presencia del subsidio reduce en 0,48 puntos porcentuales la demanda, por cada 1% que suben los precios (Gráfica 39).

Gráfica 39. Elasticidad Precio – Demanda (Consumo)
Mercado Regulado Hogares Facturación por Consumo



Fuente: XM – Cálculos UPME

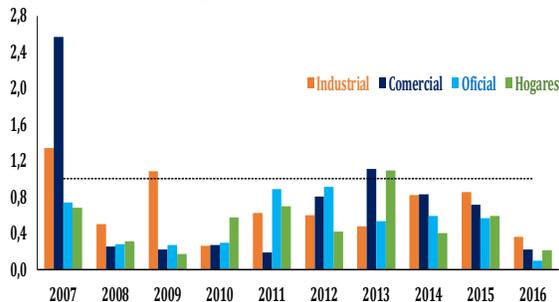
Los estratos 4, 5 y 6 son además del 1, los que muestran a 2015, una mayor sensibilidad al considerar su consumo sin subsidio, ubicándose en 0,55, 0,38 y 0,43 para 2015 respectivamente (valores que, con subsidio, se reducen a 0,55, 0,22 y 0,31).

Este hecho invita a debatir sobre el esquema de subsidios y contribuciones en los hogares, dada la asimetría observada en la elasticidad entre estratos, a pesar de las diferencias de ingresos, que estos tienen, en cuanto los hogares que consideran.

En forma global, la elasticidad observada precio – demanda (consumo) de los hogares, en 2015, se ubicó en 0,58 superior en 0,08 a la elasticidad para el mismo año, incluyendo el subsidio. En promedio, entre 2007 y 2015, la elasticidad precio – consumo fue de 0,55 sin incluir subsidios, superior en 0,5 a la elasticidad incluyendo subsidios (Gráfica 40).

En cuanto la industria, el comercio y el sector oficial, no se presenta hasta 2015 un patrón claro que indique una diferencia significativa del impacto que tiene la facturación por consumo descontando cargos fijos, en la elasticidad precio – demanda de la demanda de energía eléctrica (Gráfica 40). La industria, presenta en 2015 una elasticidad sin incluir cargos fijos, de 0,86; también para 2015, en el caso del comercio la elasticidad fue 0,71 y en el sector oficial de 0,57, siendo en estos superior en 0,3 y 0,2 respectivamente a la elasticidad precio – consumo incluyendo cargos fijos (Gráfica 40).

Gráfica 40. Elasticidad Precio – Demanda (Consumo) Mercado Regulado Sectores Sin Subsidio



Fuente: XM – Cálculos UPME

Al considerar el consumo no regulado, se involucra a la industria, y el sector comercial, donde este, a 2015, en un 57% es no regulado, cifra inferior a la de la industria.

La elasticidad observada precio – demanda (consumo) de la industria se ubicó en 2015 en 0,21 ratificando una tendencia descendente que exhibe en los últimos 5 años: este valor es similar al observado, también en 2015 para la elasticidad precio – consumo de la industria sin incluir subsidio (Gráfica 41 y Gráfica 42).

Con respecto al comercio y el sector oficial, sus elasticidades precio – consumo que en general tienen una tendencia decreciente, se ubicaron en 2015 en los valores de 0,73 y 0,44 respectivamente, siendo éstos, inferiores en 0,08 y 0,14 respectivamente, con relación a las elasticidades que presentan los mismos sectores, considerando sólo consumo por facturación.

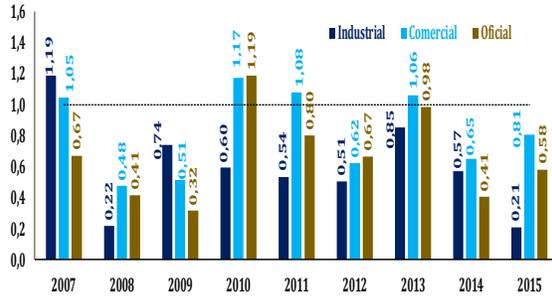
En conclusión, los sectores comercio y oficial, son los más sensibles en su demanda de energía eléctrica a cambios en la facturación por consumo, mientras la industria en el último año no afectó su sensibilidad a cambios en los precios de energía eléctrica, por cuenta de la presencia de cargos fijos.

Gráfica 41. Elasticidad Precio Demanda (Consumo) Mercado No Regulado Facturación Total



Fuente: XM – Cálculos UPME

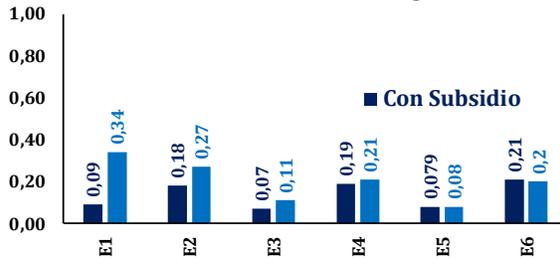
Gráfica 42. Elasticidad Precio Demanda (Consumo) Mercado No Regulado Facturación por Consumo



Fuente: XM – Cálculos UPME

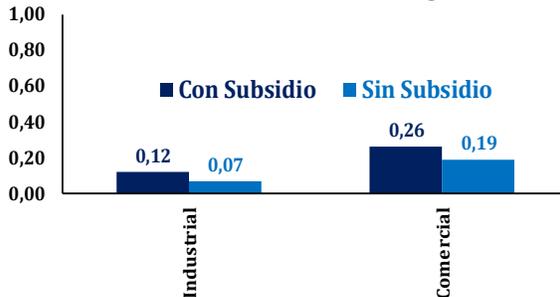
Las estimaciones de largo plazo de las elasticidades precio – demanda (consumo), en un rango en promedio entre 0,2 y 0,5 evidencian que, a largo plazo, la demanda de energía eléctrica ha sido insensible a cambios en los precios, independientemente del sector económico o el nivel de ingreso, tanto en el mercado regulado que comprende los hogares (en los seis estratos), y parte de las empresas y el comercio (Gráfica 43 y Gráfica 44).

Gráfica 43. Elasticidad LP Mercado Regulado



Fuente: XM – Cálculos UPME

Gráfica 44. Elasticidad LP Mercado No Regulado



Fuente: XM – Cálculos UPME

6. IMPACTO DE AHORRAR PAGA EN LA ELASTICIDAD PRECIO – DEMANDA EN EL PRIMER TRIMESTRE DE 2016.

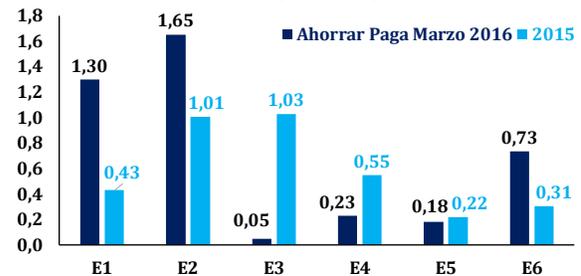
El Gobierno de Colombia lanzó la campaña Ahorrar Paga (AP), la cual comprendió el mes de marzo y las primeras dos semanas de abril, con el objetivo de reducir el crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica, en particular en las horas pico de consumo (6pm – 9 pm) debido a la disminución, debajo del 30% en el nivel de los embalses por cuenta del fenómeno del niño, la restricción de la operación de las plantas termoeléctricas por los elevados costos de generación, y el daño en la planta de Guatapé, que afectó el parque de generación que involucra a las centrales de Playas y San Carlos, acaecido el pasado mes de febrero.

El objetivo al crearse un programa de estímulos a los agentes que ahorren energía eléctrica (debajo de su promedio histórico) a de castigo (precio de consumo mayor) a los agentes que consuman por encima de su media, debe tener por efecto un incremento de la elasticidad precio – demanda, por cuanto se sensibiliza marginalmente (mayor elasticidad) al consumidor. Los resultados obtenidos para los mercados regulado y no regulado, así lo corroboran.

En el caso de los hogares, considerando el subsidio, AP incrementó la elasticidad observada precio – demanda (consumo): de 0,43 a 1,3 en el estrato 1; de 1 a 1,65 en el estrato 2, y de 0,31 a 0,73 en el estrato 6. Cuando se quita el efecto del subsidio, se encuentra que fue el estrato 3 quien más incrementó su elasticidad precio demanda, seguido de los estratos 4 y 5; en general, los 6 estratos tuvieron una demanda que pasó de ser inelástica a ser elástica en marzo de 2016,

debido al esquema de “mano y garrote” de AP (Gráfica 45 a Gráfica 48).

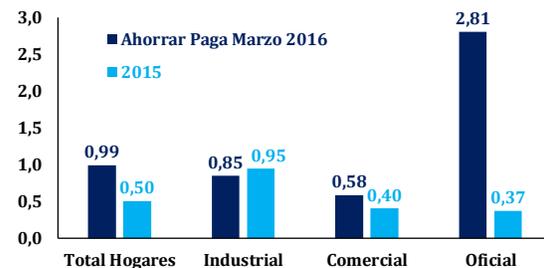
Gráfica 45. Impacto Ahorrar Paga Elasticidad Precio – Demanda (Consumo) Hogares Incluyendo Subsidio



Fuente: Cálculos UPME

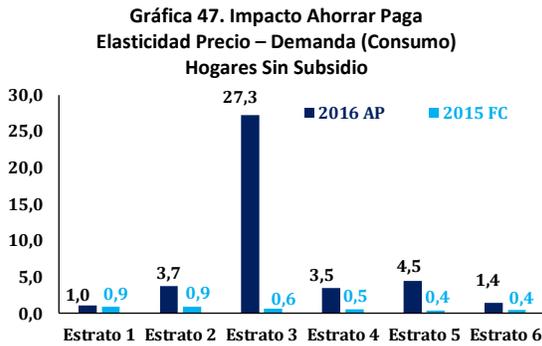
En general, en los hogares, la campaña AP incrementó la elasticidad precio – demanda de 0,9 a 8, es decir, aumento en 9 veces la sensibilidad de la demanda en los hogares a variaciones en el precio de la energía eléctrica.

Gráfica 46. Impacto Ahorrar Paga Elasticidad Precio – Demanda (Consumo) Mercado Regulado – Sectores Facturación Total

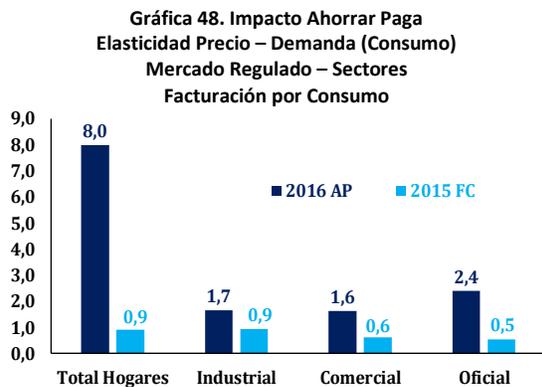


Fuente: Cálculos UPME

Con AP la elasticidad precio – demanda de la industria colombiana en el mercado regulado, considerando sólo facturación por consumo, se incrementó de 0,9 a 1,7, mientras el comercio subió de 0,6 a 1,6 y en el sector oficial donde hubo restricción en jornadas laborales (evitando se prorrogaran más allá de las 6pm) la elasticidad subió de 0,5 a 2,4.

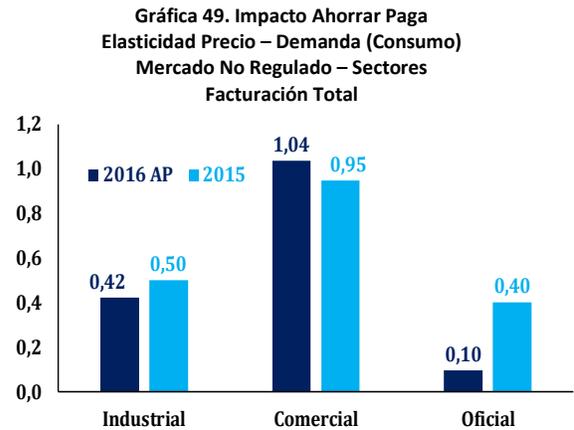


Fuente: Cálculos UPME



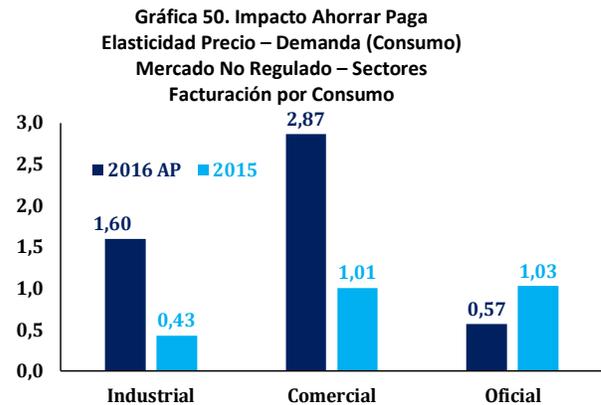
Fuente: Cálculos UPME

Finalmente, al examinar el impacto de AP en el mercado no regulado, sin considerar subsidio, la elasticidad precio – demanda subió de 0,4 a 1,6 en la industria; en el comercio la elasticidad pasó de 1 a 2,9, mientras en el sector oficial bajó de 1 a 0,6. Si se incluye el subsidio, sólo en el sector comercial hubo un incremento observado de la elasticidad precio – demanda, pasando de 0,95 a 1,04 (Gráfica 49 y Gráfica 50).



Fuente: Cálculos UPME

Considerando el cargo fijo (Facturación Total), la elasticidad observada precio – demanda (consumo) en el mercado no regulado fue mayor, en los sectores comercio y oficial.



Fuente: Cálculos UPME

Si se comparan los mercados de energía eléctrica regulado y no regulado, en el primero hubo un mayor incremento en la elasticidad precio – demanda (consumo) por AP, que era el objetivo de la campaña.

Si se tienen en cuenta que el 71% del consumo de energía eléctrica es regulado, cifras a marzo de 2016, es evidente que la campaña Ahorrar Paga elaborada por el Gobierno, a través del Ministerio de Minas y Energía y la UPME, tuvo un éxito soportado en el ajuste de consumo, y la mayor elasticidad precio – demanda de hogares y sectores económicos, lo que explica que en marzo pasado, la demanda de energía eléctrica, que en febrero creció a una tasa de 8,2% anual, en marzo solo lo hiciera al 0,6%.

7. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA

En la presente revisión, la demanda de energía eléctrica sin incluir GCE para el período de septiembre de 2015 a marzo de 2016, ha tenido un crecimiento del 4,75%, estando 1,81% por encima del crecimiento en el mismo período para 2013 - 2014. Sin embargo, si se incluyen los GCE (Rubiales y Drummond) el crecimiento para el periodo septiembre 2015 a marzo 2016 alcanzó el 5,01%, mostrando una diferencia del 1,23% en el mismo período para 2013 – 2014. Esto se debió especialmente, al fenómeno climático de “El Niño” que afronto el país.

Durante los últimos 6 meses se ha visto afectada la generación y la demanda de energía como consecuencia del aumento creciente de la temperatura, y la severidad del periodo de sequía extremo, además del cambio de los patrones de precipitación acuosa.

De manera similar, para la demanda de potencia máxima para el período de septiembre de 2015 a marzo de 2016, ha tenido un crecimiento del 5,12%, estando 4,17% por encima del crecimiento en el mismo período para 2013 – 2014. Sin embargo, si se incluyen los GCE (Rubiales y Drummond) el crecimiento para el periodo septiembre 2015 a marzo 2016 alcanzó el 5,22%, mostrando una diferencia del 2,97% en el mismo período para 2013 – 2014.

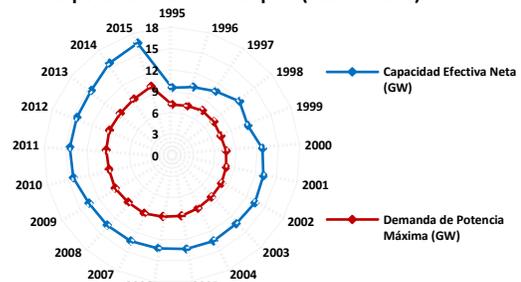
La metodología empleada para la construcción de los escenarios de proyección desde noviembre de 2013 a la fecha, guardan una estrecha relación, que ha permitido realizar los contrastes necesarios para el desarrollo de mecanismos que permitan

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 real verificada.

En la Gráfica 51, se observa como la capacidad instalada ha respaldado durante 21 años (1995 – 2015) la demanda de potencia máxima con una diferencia de aproximadamente el 35%, lo cual muestra la robustez del sistema, sin embargo no está exenta de impactos climáticos, de infraestructura, entre otros.

Gráfica 51. Evolución de la capacidad instalada y la demanda de potencia máxima del país (1995 – 2015)



Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2016.

Al observar los consumos de empresas como Cerromatoso, Cerrejón, Ecopetrol (La Cira-Infantas), OXY, Rubiales y Drummond los cuales por su magnitud podemos llamar “Grandes Consumidores”, se puede apreciar un aumento importante en 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 4,84% en marzo de 2016.

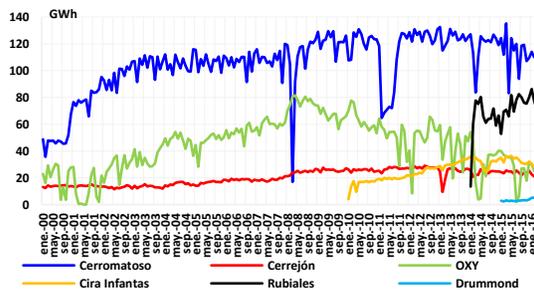
- **Potencia máxima:** pasa de alrededor de 1,62% de la demanda total desde enero de 2000 y llega hasta 4,68% en marzo de 2016.

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:

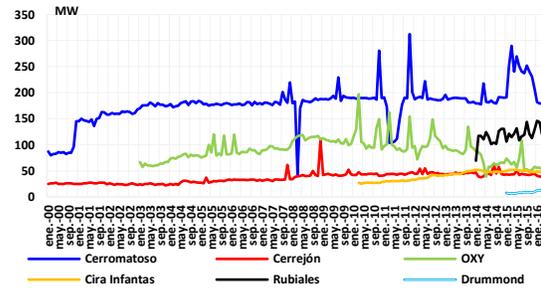
Gráfica 52. Histórico de la demanda de energía eléctrica de los Grandes Consumidores Existentes (GWh)



Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2016.

Se puede apreciar que OXY ha disminuido su demanda, debido a que su actividad ya se encuentra de hecho en una fase decreciente, y se espera que esta culmine en 2023.

Gráfica 53. Histórico de la demanda de potencia máxima de los Grandes Consumidores Existentes (MW)

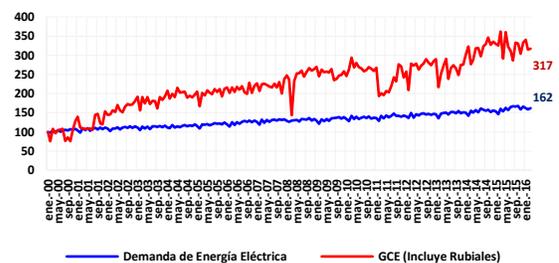


Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2016.

Por otra parte, se realizó el ejercicio de mostrar en un índice la relación de los grandes consumidores versus la demanda nacional del SIN, tomando como base a enero del 2000, de lo cual se puede observar que:

- Energía eléctrica: Tomando como base enero de 2000, la demanda de los grandes consumidores a marzo de 2016 ha crecido 3,17 veces, mientras la demanda del SIN solamente ha crecido 1,62 veces, lo cual demuestra que los GCE poseen una dinámica y un crecimiento más pronunciado con relación a la demanda del SIN, la cual muestra un crecimiento moderado, tendencial y con estacionalidad. (Gráfica 54).

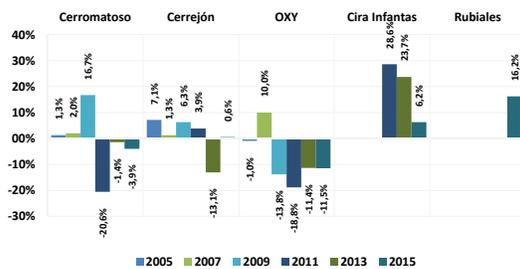
Gráfica 54. Índice de la demanda de energía eléctrica (Base Enero de 2000 = 100)



Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2016.

El crecimiento de los GC Existentes durante los últimos 10 años (Gráfica 55), muestra distintas dinámicas de comportamiento debido a diversos fenómenos socioeconómicos, O&M, entre otros. El crecimiento anual promedio para estos son: Cerrejón (4,36%), Cerromatoso (1,42%), Cira Infantas (17,49%) y OXY (-4,03%).

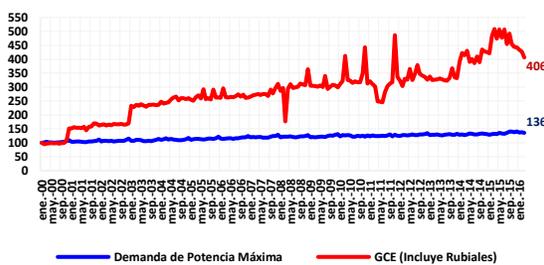
Gráfica 55. Crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica



Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2016.

b. Potencia máxima: Tomando como base enero de 2000, la demanda de los grandes consumidores a marzo de 2016 ha crecido 4,06 veces, mientras la demanda del SIN ha crecido 1,36 veces. (Gráfica 56).

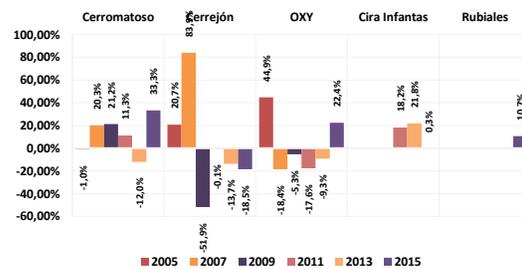
Gráfica 56. Índice de la demanda de potencia máxima (Base Enero de 2000 = 100)



Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2016.

El crecimiento de los GC Existentes durante los últimos 10 años (Gráfica 57), muestran distintas dinámicas de comportamiento debido a diversos fenómenos socioeconómicos, O&M, entre otros. El crecimiento anual promedio para estos son: Cerrejón (10,56%), Cerromatoso (6,53%), Cira Infantas (13,24%) y OXY (2,51%).

Gráfica 57. Crecimiento anual de la demanda de potencia máxima



Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2016.

7.1 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 pronósticos¹ (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.

¹ CASTAÑO V., ELKIN. Revista Lecturas de Economía No. 41. "Combinación de pronósticos y variables predictoras con error".

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 5:

Tabla 5. Variables de la Demanda de EE a largo Plazo

	ABREVIATURA	PERIODICIDAD	FUENTE
Demanda de Energía Eléctrica :	DEE	Mensual (Enero 1991 – Marzo 2016)	XM
PIB Total :	PIBTotal	Trimestral (Marzo 1994 – Diciembre 2015)	DANE
		Trimestral (Marzo 2016 – Diciembre 2050)	UPME
Población :	POB	Anual (1950 – 2100)	ONU (Organización Naciones Unidas)
Temperatura Media Áreas Geográficas del SIN :	TEMP	Mensual (Enero 1971 – Diciembre 2100)	IDEAM

Fuente: UPME, Base de Datos XM, UN, DANE e IDEAM, 2016.

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 variable exógenas (variable simulada de tipo impulso o escalón “Dummy” – 09/2010 a 03/2011 y 09/2015 a 03/2016).

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 (42%), Modelo VAR exógeno (39%) y Modelo VEC (19%).

Por otra parte, los escenarios alto y bajo se calcularon a partir del escenario medio con un ancho de banda del 95% ($Z_{1,96}$), lo que permitirá incorporar la incertidumbre originada por los Grandes Consumidores Especiales (GCE), capturando con un mayor grado de confiabilidad los valores reales futuros asociados a la demanda de energía, tanto en electricidad como en potencia máxima.

A continuación en la Tabla 8, se presentan los supuestos macroeconómicos (PIB), sociales (Población) y climáticos (Temperatura Media Áreas Geográficas del SIN), tanto históricos como proyectados, que son los drivers empleados para la elaboración de los modelos de largo plazo de demanda de energía eléctrica.

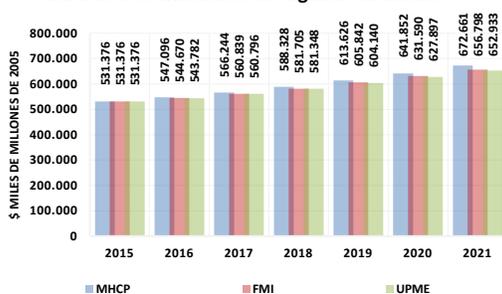
El escenario de crecimiento económico construido por la UPME es consistente con las proyecciones estimadas por el Fondo Monetario Internacional (FMI) y el Ministerio de Hacienda y Crédito Público (MHCP) (Tabla 6 y Tabla 7). La UPME proyecta un escenario de crecimiento económico en Colombia de 2,33% para 2016 y de un 3,13% en 2017, así como un crecimiento a mediano plazo de 3,8% (2020). (Revisión Abril de 2016).

Tabla 6. Principales Supuestos Macroeconómicos

	PIB Interno Real (\$ Miles de Millones de 2005)			Variación porcentual		
	MHCP	FMI	UPME	MHCP	FMI	UPME
	2015	531.376	531.376	531.376	3,1%	3,1%
2016	547.096	544.670	543.782	3,0%	2,5%	2,3%
2017	566.244	560.839	560.796	3,5%	3,0%	3,1%
2018	588.328	581.705	581.348	3,9%	3,7%	3,7%
2019	613.626	605.842	604.140	4,3%	4,1%	3,9%
2020	641.852	631.590	627.897	4,6%	4,3%	3,9%
2021	672.661	656.798	652.933	4,8%	4,0%	4,0%
2022	703.604		679.911	4,6%		4,1%
2023	733.388		707.596	4,2%		4,1%
2024	761.630		736.511	3,9%		4,1%
2025	790.709		766.558	3,8%		4,1%
2026	820.612		798.009	3,8%		4,1%
2027	851.307		830.298	3,7%		4,0%

Fuente: UPME, MHCP, FMI, 2016.

Gráfica 58. Proyección del crecimiento potencial del PIB de acuerdo a estimaciones de algunas entidades



Fuente: UPME, MHCP, FMI, 2016.

Tabla 7. Pronósticos de analistas.

Encuestas Trimestral de Expectativas Banco de la República

Analistas Locales	2016	2017
	Alianza Valores	2,0%
ANIF	2,5%	3,4%
Banco de Bogotá	3,0%	3,5%
Bancolombia	2,6%	2,9%
BBVA Colombia	2,0%	3,0%
BTG Pactual	2,3%	3,1%
Corficolombiana	2,7%	3,2%
Corpbanca	2,5%	3,7%
Corredores Davivienda	2,6%	3,7%
Credicorp Capital	2,3%	3,2%
Davivienda	2,6%	3,7%
Fedesarrollo	2,5%	3,0%
Ultraserfinco	2,8%	3,2%
Promedio	2,5%	3,2%

Analistas Externos	2016	2017
	Citibank-Colombia	2,4%
Deutsche Bank	2,4%	3,1%
Goldman Sachs	2,2%	2,7%
JP Morgan	2,2%	3,2%
Promedio	2,3%	3,0%

Nota: Cierre del análisis Marzo de 2016

Fuente: Banco de la República (encuesta electrónica).

Tabla 8. Principales Supuestos Macroeconómicos, Sociales y Climáticos empleados en las proyecciones

	PIB (Precios Constantes - Millones de Pesos 2005)	Temperatura Media - Áreas Geográficas del SIN (°C)	Población (Millones de Habitantes)
2010	424.599	23,73	45.918
2011	452.578	<u>23,86</u>	46.406
2012	470.880	<u>23,99</u>	46.881
2013	493.831	<u>23,98</u>	47.342
2014	515.489	<u>24,01</u>	47.791
2015	531.376	<u>23,94</u>	<u>48.229</u>
2016	<u>543.782</u>	<u>24,08</u>	<u>48.654</u>
2017	<u>560.796</u>	<u>24,09</u>	<u>49.068</u>
2018	<u>581.348</u>	<u>24,00</u>	<u>49.469</u>
2019	<u>604.140</u>	<u>24,01</u>	<u>49.856</u>
2020	<u>627.897</u>	<u>24,10</u>	<u>50.229</u>
2021	<u>652.933</u>	<u>24,22</u>	<u>50.587</u>
2022	<u>679.911</u>	<u>24,26</u>	<u>50.931</u>
2023	<u>707.596</u>	<u>24,19</u>	<u>51.261</u>
2024	<u>736.511</u>	<u>24,22</u>	<u>51.576</u>
2025	<u>766.558</u>	<u>24,26</u>	<u>51.878</u>
2026	<u>798.009</u>	<u>24,27</u>	<u>52.165</u>
2027	<u>830.298</u>	<u>24,33</u>	<u>52.439</u>
2028	<u>863.021</u>	<u>24,36</u>	<u>52.698</u>
2029	<u>897.761</u>	<u>24,32</u>	<u>52.944</u>
2030	<u>933.774</u>	<u>24,30</u>	<u>53.175</u>

Fuente: DANE - Cálculos UPME IDEAM (ONU)

Revisión: Abril de 2016 2015 Julio de 2015

Tabla 9. Crecimiento anual de las variables empleadas en las proyecciones UPME

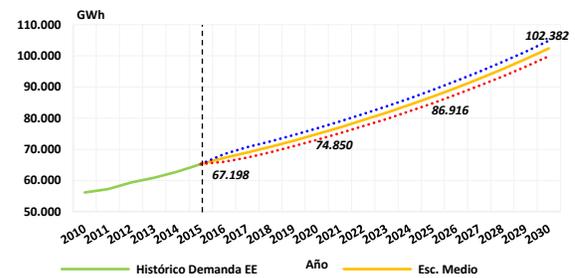
	Crecimiento Anual		
	PIB	Temperatura Media Áreas Geográficas del SIN	Población
2010	3,97%	-0,07%	1,10%
2011	6,59%	<u>0,57%</u>	1,06%
2012	4,04%	<u>0,55%</u>	1,02%
2013	4,87%	<u>-0,03%</u>	0,98%
2014	4,39%	<u>0,12%</u>	0,95%
2015	3,08%	<u>-0,29%</u>	<u>0,92%</u>
2016	<u>2,33%</u>	<u>0,55%</u>	<u>0,88%</u>
2017	<u>3,13%</u>	<u>0,06%</u>	<u>0,85%</u>
2018	<u>3,66%</u>	<u>-0,35%</u>	<u>0,82%</u>

	Crecimiento Anual		
	PIB	Temperatura Media Áreas Geográficas del SIN	Población
2019	3,92%	0,01%	0,78%
2020	3,93%	0,40%	0,75%
2021	3,99%	0,47%	0,71%
2022	4,13%	0,17%	0,68%
2023	4,07%	-0,29%	0,65%
2024	4,09%	0,14%	0,62%
2025	4,08%	0,16%	0,58%
2026	4,10%	0,02%	0,55%
2027	4,05%	0,26%	0,52%
2028	3,94%	0,13%	0,49%
2029	4,03%	-0,14%	0,47%
2030	4,01%	-0,09%	0,44%

Año	PROYECCIÓN GWh		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2025	89.048	86.916	84.795
2026	91.909	89.711	87.524
2027	94.917	92.650	90.393
2028	98.061	95.722	93.393
2029	101.375	98.960	96.555
2030	104.877	102.382	99.897

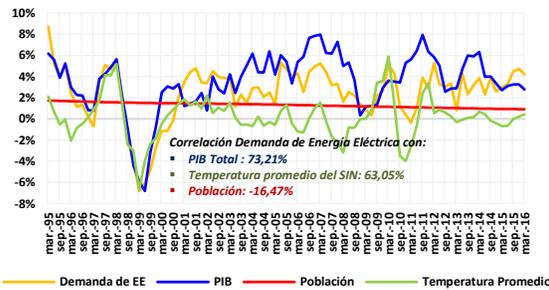
A continuación, en la Gráfica 60 se ilustran los resultados:

Gráfica 60. Proyección Demanda EE Anual (GWh) – Sin GCE ni Panamá



Fuente: UPME, Base de Datos XM, ONU, DANE e IDEAM, 2016.

Gráfica 59. Crecimiento anual de las variables empleadas en las proyecciones UPME



Fuente: UPME, Base de Datos XM, ONU, DANE e IDEAM, 2016.

Se estima que la demanda de energía eléctrica – “sin incluir la demanda de Grandes Consumidores Especiales” - tenga un crecimiento promedio para el período 2016 a 2030 de 3,05% en el escenario medio.

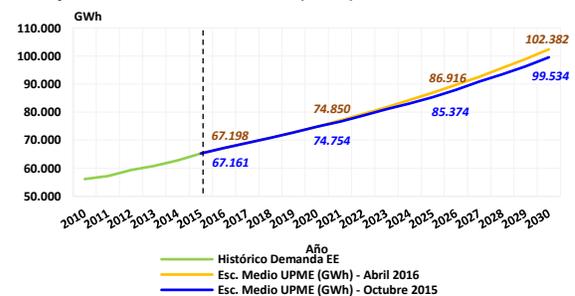
En la Tabla 10, se muestran los resultados de la proyección de demanda de energía eléctrica – sin incluir la demanda de Grandes Consumidores Especiales - con el modelo que mejores ajustes mostró.

En la Gráfica 61 se muestra el cambio entre las proyecciones publicadas por la Unidad en octubre de 2015 y la presente revisión.

Tabla 10. Proyección de la Demanda EE Anual (GWh) – Sin GCE ni Panamá

Año	PROYECCIÓN GWh		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	68.447	67.198	65.956
2017	70.679	68.974	67.279
2018	72.570	70.822	69.082
2019	74.570	72.775	70.989
2020	76.695	74.850	73.015
2021	78.935	77.038	75.151
2022	81.295	79.343	77.401
2023	83.741	81.732	79.733
2024	86.333	84.264	82.206

Gráfica 61. Comparación Octubre 2015 vs Abril 2016 de la Proyección Demanda EE Anual (GWh) – Sin GCE ni Panamá



Fuente: UPME, Base de Datos XM, ONU, DANE e IDEAM, 2016.

El valor promedio de diferencia anual entre proyecciones en el escenario medio se encuentra alrededor del 1,13% en el período 2016 – 2030, debido en gran parte al fenómeno climático que está viviendo nuestro país, ya que la demanda de energía eléctrica ha aumentado a raíz de éste.

7.2 Demanda de potencia máxima a largo plazo (Anual)

El modelo de largo plazo 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.

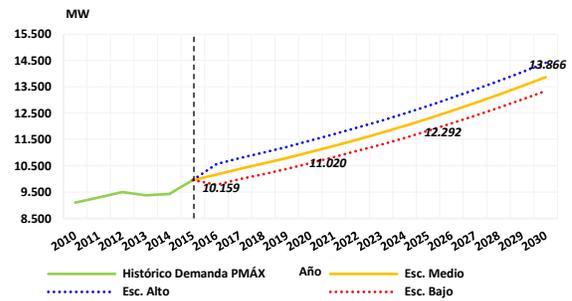
La Tabla 11 muestra estas proyecciones de demanda de potencia máxima, sin incluir la demanda de Grandes Consumidores Especiales ni ventas a Panamá.

Tabla 11. Proyección de la Demanda PMÁX Anual (MW) – Sin GCE ni Panamá

Año	PROYECCIÓN MW		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	10.558	10.159	9.775
2017	10.791	10.383	9.991
2018	10.997	10.581	10.182
2019	11.217	10.794	10.386
2020	11.453	11.020	10.604
2021	11.695	11.253	10.828
2022	11.951	11.499	11.065
2023	12.211	11.749	11.305
2024	12.483	12.012	11.558
2025	12.774	12.292	11.827
2026	13.077	12.583	12.108
2027	13.391	12.885	12.398
2028	13.715	13.197	12.698
2029	14.053	13.523	13.012
2030	14.411	13.866	13.343

La Gráfica 62 muestra los resultados de esta proyección para el período 2016-2030.

Gráfica 62. Proyección Demanda PMÁX Anual (MW) – Sin GCE ni Panamá

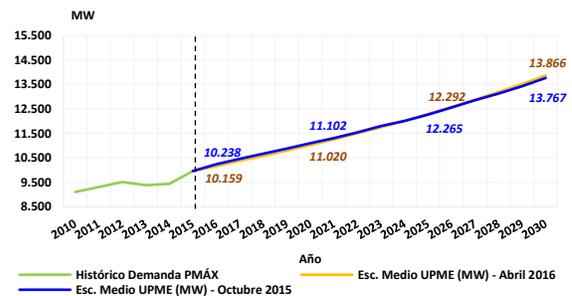


Fuente: UPME, Base de Datos XM, ONU, DANE e IDEAM, 2016.

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 2016 a 2030 de 2,23%.

En la Gráfica 63 se muestra el cambio entre la proyección publicada por la Unidad en octubre de 2015 y esta revisión.

Gráfica 63. Comparación Octubre de 2015 vs Abril de 2016 de la Proyección Demanda PMÁX Anual (MW) – Sin GCE ni Panamá



Fuente: UPME, Base de Datos XM, ONU, DANE e IDEAM, 2016.

El valor promedio de diferencia anual entre proyecciones en el escenario medio, se encuentra alrededor del 0,16% en el período 2016 - 2030.

7.3 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 que la metodología empleada es similar a la de los informes elaborados desde noviembre de 2013 hasta la fecha. La abreviatura y la periodicidad de las variables para el modelo se muestran en la Tabla 12:

Tabla 12. Variables de la Demanda de EE a Corto Plazo

	ABREVIATURA	PERIODICIDAD	FUENTE
Demanda de Energía Eléctrica	DEM_TRIM	Trimestral (Marzo 1991 – Diciembre 2030)	XM UPME
	DEM_MENS	Mensual (Enero 1991 – Marzo 2016)	XM
Efecto Calendario	CALEND	Mensual (Enero 1991 – Diciembre 2030)	Construcción Propia

Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2016.

La Tabla 13 muestra los resultados de esta proyección sin incluir la demanda de Grandes Consumidores Especiales.

Tabla 13. Proyección de la Demanda EE Mensual (GWh) – Sin GCE ni Panamá

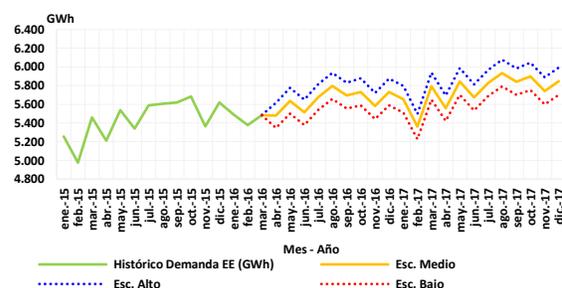
Mes	PROYECCIÓN GWh		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
abr-16	5.616	5.482	5.348
may-16	5.775	5.637	5.500
jun-16	5.649	5.514	5.379
jul-16	5.815	5.678	5.542
ago-16	5.936	5.796	5.656
sep-16	5.831	5.693	5.556
oct-16	5.876	5.733	5.590
nov-16	5.722	5.582	5.443
dic-16	5.874	5.731	5.588
ene-17	5.796	5.653	5.512
feb-17	5.496	5.361	5.227
mar-17	5.940	5.794	5.649
abr-17	5.694	5.558	5.423
may-17	5.986	5.843	5.700

² SIEL. Sistema de Información Eléctrico Colombia. Demanda de Energía. Escenarios de Proyección de Demanda. En línea:

Mes	PROYECCIÓN GWh		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
jun-17	5.813	5.674	5.536
jul-17	5.967	5.826	5.686
ago-17	6.077	5.934	5.791
sep-17	5.982	5.841	5.701
oct-17	6.046	5.899	5.752
nov-17	5.887	5.743	5.600
dic-17	5.993	5.847	5.702

La Gráfica 64 muestra los valores proyectados entre abril de 2016 a diciembre 2017:

Gráfica 64. Proyección Demanda EE Mensual (GWh) – Sin GCE ni Panamá



Fuente: UPME, Base de Datos XM, ONU, DANE e IDEAM, 2016.

Las proyecciones mensuales entre 2016 y 2030 se presentan en los archivos Excel disponibles en la página web de la Unidad².

7.4 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 14:

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

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

	ABREVIATURA	PERIODICIDAD	FUENTE
Demanda de Potencia Máxima :	DPMÁX	Mensual (Enero 1991 – Marzo 2016)	XM
Demanda de Energía Eléctrica:	DEE	Mensual (Enero 1991 – Diciembre 2030)	XM
			UPME
Dummy :	DUMMY	Mensual (05/1992 – 02/1993)	Construcción Propia

Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2016.

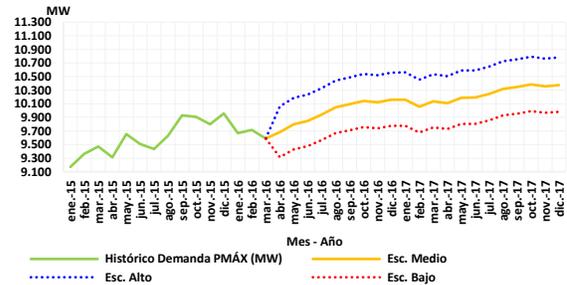
A continuación, en la Tabla 15 se presentan los resultados de la proyección de potencia máxima mensual sin incluir la demanda de potencia de Grandes Consumidores Especiales para el período abril 2016 - diciembre 2017.

Tabla 15. Proyección de la Demanda PMÁX Mensual (MW) – Sin GCE ni Panamá

Mes	PROYECCIÓN MW		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
abr-16	10.060	9.680	9.314
may-16	10.185	9.800	9.430
jun-16	10.233	9.846	9.474
jul-16	10.328	9.938	9.562
ago-16	10.441	10.046	9.667
sep-16	10.487	10.091	9.710
oct-16	10.536	10.138	9.755
nov-16	10.517	10.120	9.738
dic-16	10.558	10.159	9.775
ene-17	10.559	10.160	9.776
feb-17	10.451	10.056	9.676
mar-17	10.531	10.134	9.751
abr-17	10.505	10.108	9.726
may-17	10.589	10.188	9.804
jun-17	10.590	10.190	9.805
jul-17	10.645	10.243	9.856
ago-17	10.725	10.320	9.930
sep-17	10.751	10.345	9.954
oct-17	10.791	10.383	9.991
nov-17	10.764	10.357	9.966
dic-17	10.782	10.374	9.982

Estos valores se ilustran en la Gráfica 65.

Gráfica 65. Proyección Demanda PMÁX Mensual (MW) – Sin GCE ni Panamá



Fuente: UPME, Base de Datos XM, ONU, DANE e IDEAM, 2016.

7.5 Demanda de Energía Eléctrica Total (Anual)

Las proyecciones de energía a largo plazo de las demandas de GCE se revisaron y se ajustaron, de acuerdo a una reunión realizada en las instalaciones de la UPME el día 26 de enero del presente año con la empresa Ecopetrol.

En donde, Ecopetrol manifiesta:

- Proyecto Subestación San Fernando 230 kV: presenta un atraso y entraría en operación en el segundo semestre del 2017 con la demanda solicitada en el estudio de conexión para el año 2016.
- Conexión en Chivor II: presentaría una duplicidad en la carga, específicamente la demanda asociada a los campos Quifa y Rubiales que revierten a Ecopetrol en el segundo semestre de año en curso. En esta reunión, se propone realizar una reunión en conjunto Ecopetrol y PEL con el fin de identificar las cargas traslapadas.
- Conexión Demanda REFICAR en Bolívar 230 kV: la demanda del año 2016 a 2020 será de 30 MW, y del año 2020 en adelante sería de 70 MW.

- Refinería de BARRANCA – Comuneros, la capacidad inicial era de 120 MW, y pasaría a estar entre 15 MW a 35 MW, esto debido a la no modernización de la Refinería. Ecopetrol, hará llegar a la UPME la información de acuerdo a la probabilidad de ocurrencia de la demanda asociada a esta capacidad.

Las demandas asociadas al GCE Drummond (Proyecto La Loma 500 kV y Proyecto Río Córdoba 220 kV), se ajustaron de acuerdo a la solicitud de constitución de garantías y parámetros de las mismas, presentadas a la UPME.

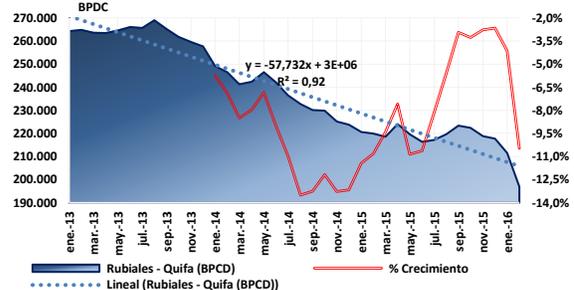
Según Portafolio (2016) en su artículo “Castilla, el único gran campo donde la producción de crudo ha mejorado”, afirman que en julio próximo Ecopetrol tendrá los dos principales campos productores del país y “Lo perjudicial de la situación es que hoy dependemos de campos maduros (viejos)”. (PORTAFOLIO, 2016)

Dicho artículo expresa que “Ecopetrol basa su producción a corto y mediano plazo en el incremento del factor de recobro en campos maduros (Quifa y Rubiales), ante la ausencia de exploración por falta de recursos”. (PORTAFOLIO, 2016)

Por otra parte, Camilo Silva de Valora Inversiones, destaca en el artículo de Portafolio que “PacifiC E&P, por su parte, ha venido disminuyendo su producción a partir de mediados del año pasado, cuando los precios del crudo presentaron un mayor descenso y “no se ve repunte en ninguno de sus campos principales de explotación, ya que Rubiales tuvo su punto máximo de producción en junio de 2013 con 212.115 barriles”. (PORTAFOLIO, 2016).

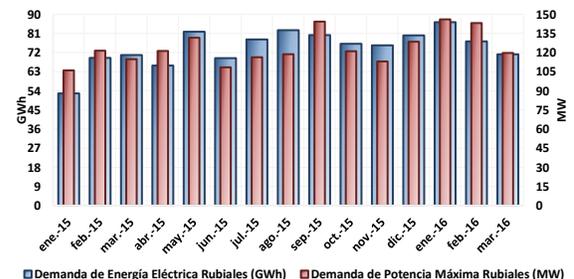
También se expresa en éste que “el campo Quifa, a su vez, presentó durante todo el año pasado una disminución hasta cerrar diciembre en 54.800 barriles, los cuales descendieron en febrero a 51.171 barriles diarios, un descenso de 10,65 frente a febrero del año pasado”. (PORTAFOLIO, 2016)

Gráfica 66. Producción Fiscalizada de Petróleo – Campo Rubiales (BPCD)



Fuente: UPME, Base de Datos ANH, 2016.

Gráfica 67. Histórico de la demanda en electricidad y potencia para el GCE Rubiales

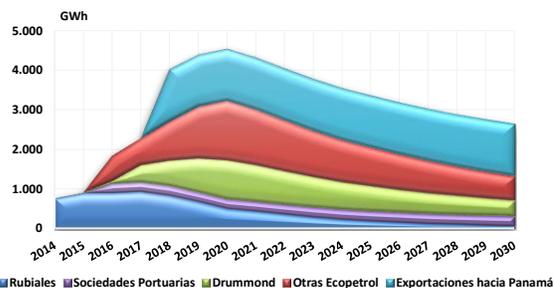


Fuente: UPME, Base de Datos ANH, 2016.

La capacidad de producción durante el período septiembre 2015 – febrero de 2016 con respecto al mismo período del año anterior, se aumentó en 8,03 puntos porcentuales (pasando de un crecimiento del -12,37% a -4,34% en el período de estudio. Sin embargo su crecimiento sigue siendo negativo, esto corrobora lo expresado en Portafolio. (Datos calculados de los reportes de la ANH, 2016 - Gráfica 66).

En la Tabla 16 y la Gráfica 68 se presentan 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.

Gráfica 68. Proyección de la Demanda EE de GCE (GWh)



Fuente: Pacific Rubiales, Ecopetrol, Drummond, Sociedades Portuarias, 2016.

Tabla 16. Proyección de la Demanda EE de GCE (GWh)

AÑO	RUBIALES	ECOPETROL	DRUMMOND	SOCIEDADES PORTUARIAS	EXPORTACIONES PANAMÁ
2014	759				
2015	882		31		
2016	882	633	71	247	
2017	915	667	438	247	
2018	821	985	647	247	1.313
2019	666	1.304	856	247	1.313
2020	496	1.496	982	247	1.313
2021	433	1.401	919	247	1.313
2022	359	1.281	841	247	1.313
2023	292	1.161	762	247	1.313
2024	237	1.053	691	247	1.313
2025	197	965	633	247	1.313
2026	162	879	577	247	1.313
2027	133	800	525	247	1.313
2028	109	728	478	247	1.313
2029	90	664	436	247	1.313
2030	74	605	397	247	1.313

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

Fuente: Pacific Rubiales, Ecopetrol, Drummond, Sociedades Portuarias, 2016.

Los resultados de integrar estas demandas a la proyección de la demanda nacional de energía eléctrica se muestran en la Tabla 17:

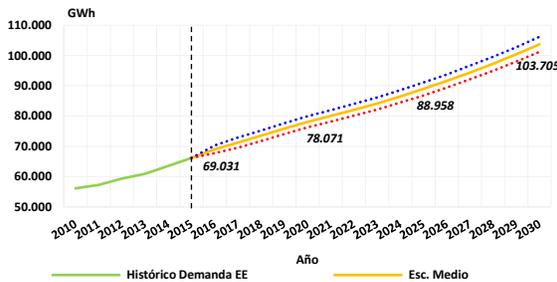
Tabla 17. Proyección de la Demanda EE Anual (GWh) – Con GCE y Panamá

PROYECCIÓN GWH			
Año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	70.280	69.031	67.788
2017	72.945	71.241	69.546
2018	76.583	74.835	73.095
2019	78.955	77.160	75.375
2020	81.229	79.384	77.549
2021	83.248	81.351	79.464
2022	85.336	83.384	81.442
2023	87.516	85.508	83.509
2024	89.875	87.806	85.747

PROYECCIÓN GWH			
Año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2025	92.403	90.271	88.150
2026	95.086	92.889	90.701
2027	97.934	95.667	93.411
2028	100.937	98.597	96.269
2029	104.125	101.710	99.305
2030	107.514	105.018	102.533

La Gráfica 69 ilustra la proyección nacional más los GCE la cual presenta un crecimiento promedio anual del 3,04% entre 2016 a 2030 para el escenario medio de proyección.

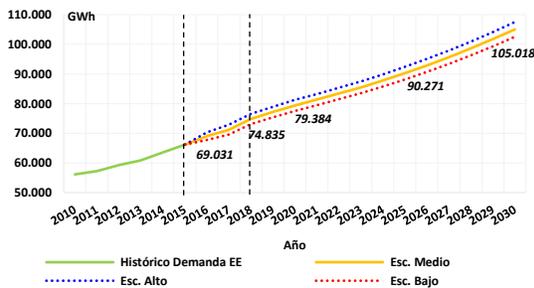
Gráfica 69. Proyección Demanda EE (GWh) – Con GCE



Fuente: UPME, Base de Datos XM, ONU, DANE e IDEAM, 2016.

En la Gráfica 70 se muestra la proyección conjunta nacional más GCE y Panamá, la cual tiene un crecimiento promedio anual en el escenario medio del 3,13% durante el período proyectado.

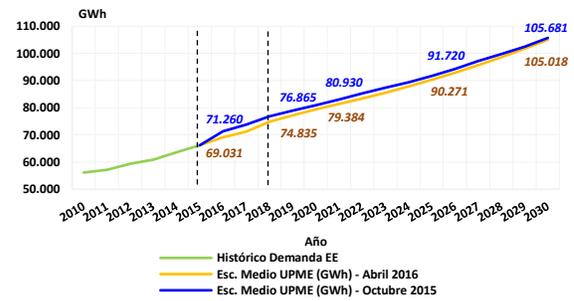
Gráfica 70. Proyección Demanda PMÁX (MW) – Con GCE y Panamá



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

La Gráfica 71 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 1,95% en el período 2016 - 2030.

Gráfica 71. Comparación Julio vs Noviembre de la Proyección Demanda EE (GWH) – Con GCE y Panamá



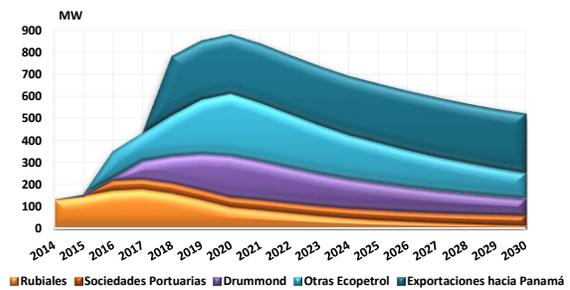
Fuente: UPME, Base de Datos XM, ONU, DANE e IDEAM, 2016.

7.6 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.

En la Tabla 18 y Gráfica 72 se presentan 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.

Gráfica 72. Proyección de la Demanda Potencia Máxima de GCE (MW)



Fuente: Pacific Rubiales, Ecopetrol, Drummond, Sociedades Portuarias, 2016.

Tabla 18. Proyección de la Demanda PMÁX de GCE (MW)

AÑO	RUBIALES	ECOPETROL	DRUMMOND	SOCIEDADES PORTUARIAS	EXPORTACIONES PANAMÁ
2014	130				
2015	144		10		
2016	168	120	13	47	
2017	174	127	83	47	
2018	156	187	123	47	270
2019	127	248	163	47	270
2020	94	285	187	47	270
2021	82	267	175	47	270
2022	68	244	160	47	270
2023	56	221	145	47	270
2024	45	200	132	47	270
2025	38	184	120	47	270
2026	31	167	110	47	270
2027	25	152	100	47	270
2028	21	139	91	47	270
2029	17	126	83	47	270
2030	14	115	76	47	270

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

Fuente: Pacific Rubiales, Ecopetrol, Drummond, Sociedades Portuarias, 2016.

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 19 y en la Gráfica 74.

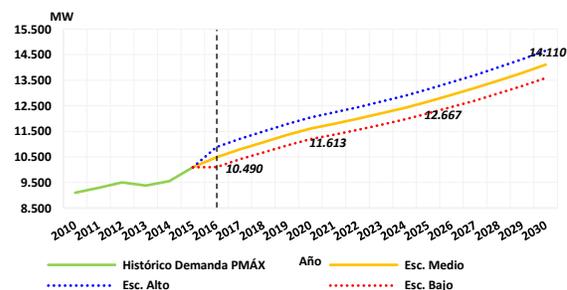
Tabla 19. Proyección de la Demanda PMÁX Anual (MW) – Con GCE y Panamá

Año	PROYECCIÓN MW		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	10.889	10.490	10.107
2017	11.208	10.800	10.408
2018	11.753	11.337	10.937
2019	12.041	11.618	11.210
2020	12.304	11.871	11.455
2021	12.507	12.065	11.640
2022	12.714	12.263	11.828
2023	12.924	12.463	12.019
2024	13.155	12.683	12.229
2025	13.409	12.926	12.462
2026	13.680	13.186	12.711
2027	13.969	13.463	12.977
2028	14.268	13.750	13.251
2029	14.583	14.052	13.541
2030	14.917	14.372	13.849

El crecimiento promedio anual de la proyección nacional más los GCE sería 2,26%, y si se adiciona a está la proyección de

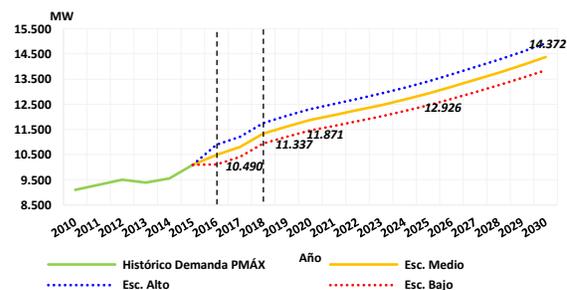
Panamá aumentaría en 0,13% entre 2016 a 2030.

Gráfica 73. Proyección Demanda PMÁX (MW) – Con GCE



Fuente: UPME, Base de Datos XM, ONU, DANE e IDEAM, 2016.

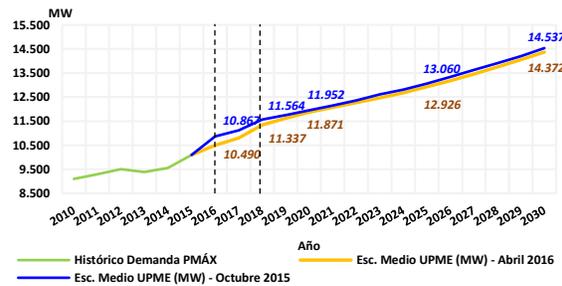
Gráfica 74. Proyección Demanda PMÁX (MW) – Con GCE Y Panamá



Fuente: UPME, Base de Datos XM, ONU, DANE e IDEAM, 2016.

La Gráfica 75 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 1,39% en el período 2016 - 2030.

Gráfica 75. Comparación Julio vs Noviembre de la Proyección Demanda PMÁX (MW) – Con GCE y Panamá



Fuente: UPME, Base de Datos XM, ONU, DANE e IDEAM, 2016.

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 anteriores.

7.7 Demanda de Energía Eléctrica Total (Mensual)

A continuación, en la Tabla 20 y en la Gráfica 76 se presentan los resultados de la proyección de energía eléctrica mensual para el período Abril 2016 - Diciembre 2017, en donde se incluye la proyección de la demanda de GCE.

Tabla 20. Proyección de la Demanda EE Mensual (GWh) – Con GCE

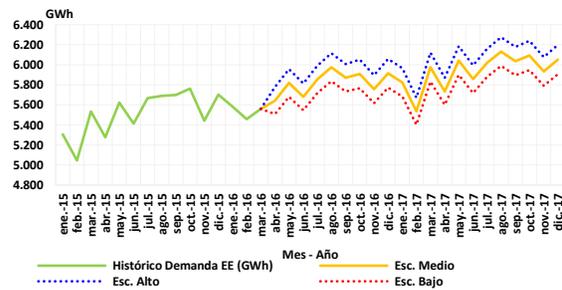
PROYECCIÓN GWh			
Mes	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
abr-16	5.778	5.643	5.510
may-16	5.958	5.819	5.682
jun-16	5.816	5.680	5.546
jul-16	5.991	5.854	5.718
ago-16	6.117	5.977	5.837
sep-16	6.009	5.871	5.735
oct-16	6.053	5.910	5.767

Avenida calle 26 No 69 D – 91 Torre 1, Oficina 901
PBX (57) 1 222 06 01 FAX: 221 95 37
Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co



PROYECCIÓN GWh			
Mes	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
nov-16	5.896	5.757	5.618
dic-16	6.060	5.916	5.774
ene-17	5.967	5.824	5.683
feb-17	5.671	5.537	5.402
mar-17	6.123	5.977	5.832
abr-17	5.872	5.736	5.600
may-17	6.186	6.043	5.900
jun-17	5.996	5.857	5.719
jul-17	6.160	6.019	5.879
ago-17	6.276	6.132	5.990
sep-17	6.178	6.037	5.897
oct-17	6.240	6.093	5.946
nov-17	6.078	5.935	5.792
dic-17	6.197	6.051	5.906

Gráfica 76. Proyección Demanda Mensual EE (GWh) – Con GCE



Fuente: UPME, Base de Datos XM, ONU, DANE e IDEAM, 2016.

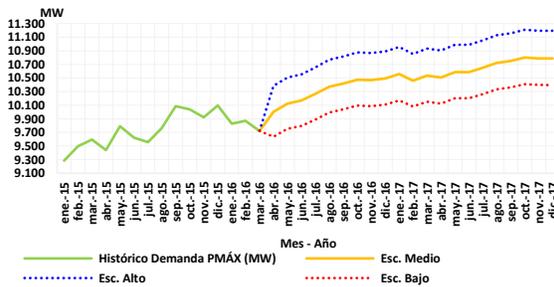
7.8 Demanda de Potencia Máxima Total (Mensual)

En la Tabla 21 y en la Gráfica 77 se presentan los resultados de la proyección de potencia máxima mensual para el período Abril 2016 - Diciembre 2017, en donde se incluye la proyección de la demanda de GCE.

Tabla 21. Proyección de la Demanda PMÁX Mensual (MW) –
Con GCE

PROYECCIÓN MW			
Mes	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
abr-16	10.382	10.002	9.636
may-16	10.507	10.123	9.752
jun-16	10.554	10.168	9.796
jul-16	10.657	10.266	9.891
ago-16	10.767	10.372	9.993
sep-16	10.814	10.418	10.037
oct-16	10.873	10.475	10.092
nov-16	10.866	10.469	10.086
dic-16	10.889	10.490	10.107
ene-17	10.954	10.555	10.171
feb-17	10.853	10.458	10.078
mar-17	10.930	10.532	10.149
abr-17	10.903	10.506	10.125
may-17	10.988	10.588	10.203
jun-17	10.987	10.587	10.202
jul-17	11.052	10.649	10.262
ago-17	11.128	10.723	10.333
sep-17	11.156	10.749	10.359
oct-17	11.208	10.800	10.408
nov-17	11.195	10.788	10.397
dic-17	11.192	10.784	10.392

Gráfica 77. Proyección Demanda Mensual PMÁX (MW) – Con
GCE



Fuente: UPME, Base de Datos XM, ONU, DANE e IDEAM, 2016.

8. DEMANDA COMERCIAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR TIPO DE MERCADO

Inicialmente se realizó un ejercicio interno en febrero del año anterior de las proyecciones de las demandas comerciales por tipo de mercado, las cuales se contrastaron con los valores reales, dando como resultado valores cercanos a los proyectados para los meses de abril de 2015 a marzo de 2016, encontrándose errores cuadráticos medios entre 0,024% y 0,038%.

Los resultados son los siguientes:

- a. Se analizó el comportamiento de las proyecciones realizadas en la Unidad desde abril de 2015 a marzo de 2016, 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 22).

Tabla 22. Errores de las proyecciones por tipo de mercado

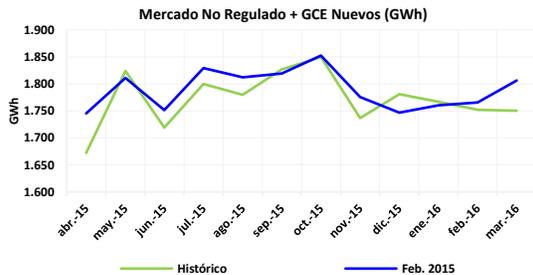
	No Regulado con GCE Nuevos	No Regulado Sin GCE Nuevos	Regulado
APE	1,05%	1,31%	0,33%
AAE	28,27	26,72	46,53
MSE	0,038%	0,038%	0,024%

- b. Se realizó una descomposición del Error Medio Cuadrático para determinar si los errores presentan 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 23 se muestran los resultados obtenidos:

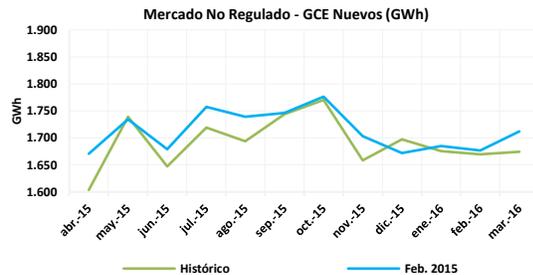
Tabla 23. Composición del Error Cuadrático Medio de las proyecciones por tipo de mercado

MSE	No Regulado con GCE Nuevos	No Regulado Sin GCE Nuevos	Regulado
Sesgo (B)	26,36%	42,07%	4,16%
Modelo (M)	8,37%	8,24%	1,00%
Aleatorio (R)	65,27%	49,69%	94,84%

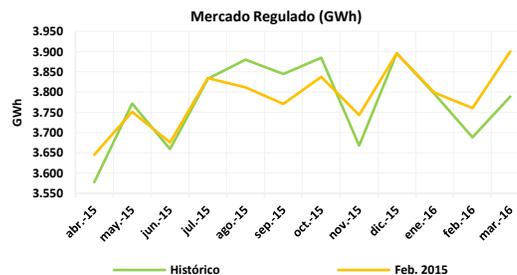
Gráfica 78. Proyecciones Históricas de Demanda Comercial de Energía Eléctrica (GWh)



Nota: Incluye GC Existentes y Nuevos (Rubiales y Drummond).

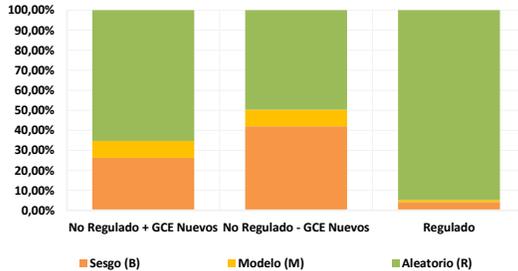


Nota: Incluye GC Existentes



Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2016.

Gráfica 79. Porcentaje de Participación de las Componente del Error Medio Cuadrático



Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2016.

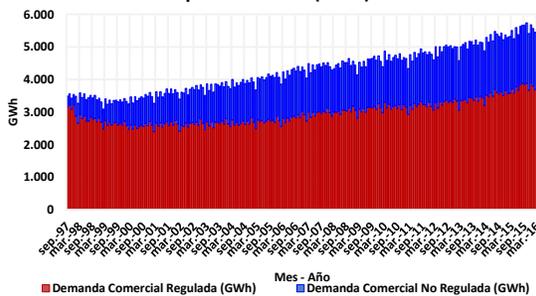
La metodología para la elaboración de las proyecciones es similar a la revisión de marzo de 2015. La abreviatura y la periodicidad de las variables se muestran en la Tabla 24:

Tabla 24. Variables de la Demanda de Energía Eléctrica por Tipo de Usuario

	ABREVIATURA	PERIODICIDAD
Demanda por Tipo de Usuario :	DEM_REG, DEM_NOREG	Mensual (Septiembre 1997 – Marzo 2016)
Efecto Calendario	CALEND	Mensual (Septiembre 1997 – Diciembre 2016)

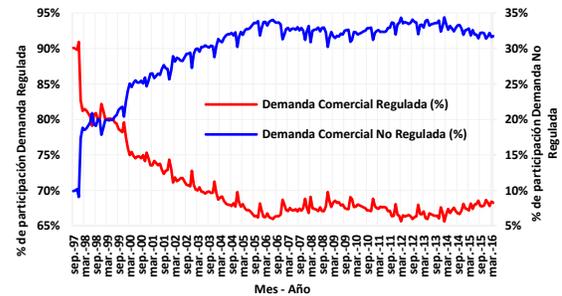
Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2016.

Gráfica 80. Relación de la Demanda de Energía Eléctrica por Tipo de Usuario (GWh)



Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2016.

Gráfica 81. Relación de la Demanda de Energía Eléctrica por Tipo de Usuario (%)



Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2016.

8.1 Demanda de Energía Eléctrica Regulada y No Regulada (Con y Sin GCE)

La Tabla 25 muestra los valores mensuales proyectados de la demanda de energía eléctrica por tipo de mercado.

Tabla 25. Proyección de la Demanda comercial Energía Eléctrica por Tipo de Mercado - Mensual (GWh)

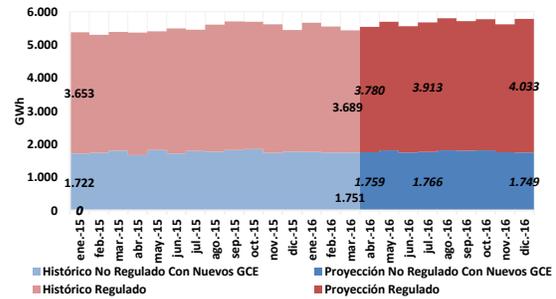
Mes	PROYECCIÓN GWh		Regulado
	No Regulado Con GCE	Sin GCE	
abr-16	1.759	1.676	3.780
may-16	1.813	1.724	3.882
jun-16	1.743	1.663	3.814
jul-16	1.766	1.682	3.913
ago-16	1.819	1.733	3.983
sep-16	1.803	1.717	3.910
oct-16	1.814	1.728	3.961
nov-16	1.758	1.676	3.860
dic-16	1.749	1.662	4.033

Notas: Periodo de Marzo de 2016 reportado por XM. La Demanda eléctrica proyectada por la UPME solo contempla la Demanda de Energía del SIN, la cual corresponde a la Demanda Comercial Nacional más la demanda no atendida por causas programadas y no programadas. Cabe anotar que esta proyección no contempla las transacciones eléctricas con los países vecinos de Ecuador y Venezuela; ni la entrada de GCE ni de Panamá.

Tanto en la Gráfica 82 como en la Gráfica 83, la demanda comercial trimestral ha disminuido levemente para el mercado no regulado desde 2015 debido probablemente a que algunas de estas demandas se han pasado al mercado regulado por los altos precios en bolsa como consecuencia de la situación energética que afronto el país desde mediados de 2015 hasta principios de 2016.

Adicionalmente, las empresas que producen gas tuvieron que ejercer las OCG (Contrato de Opción de Compra de Gas) con las empresas del sector industrial, y parte de este gas se entregó al sector termoeléctrico como prioridad de poder sostener el sistema eléctrico del país. Otra posible causa, del decrecimiento de la demanda en éste mercado se dio probablemente por el aumento de los precios de los contratos de gas natural y de otra parte la devaluación de la moneda (peso colombiano).

Gráfica 83. Demanda Comercial de Energía Eléctrica Con Nuevos GCE por Tipo de Mercado (GWh)



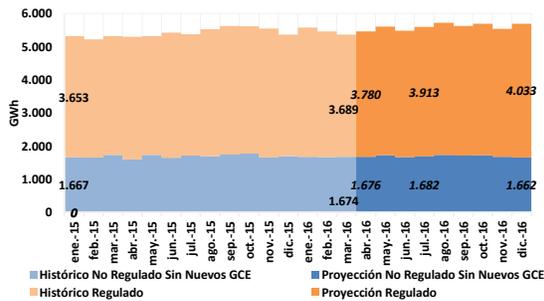
Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2016.

Gráfica 84. Demanda Comercial de Energía Eléctrica Con y Sin Nuevos GCE (GWh)



Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2016.

Gráfica 82. Demanda Comercial de Energía Eléctrica Sin Nuevos GCE por Tipo de Usuario (GWh)

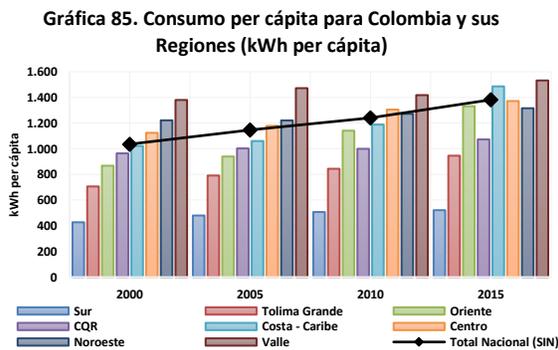


Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2016.

9. CONSUMO PER CÁPITA DE ENERGÍA ELÉCTRICA: MUNDIAL, REGIONAL Y COLOMBIA

En línea con el análisis de la coyuntura económica nacional presentada en la parte inicial del documento, se ha explorado para esta revisión, el comportamiento de la consumo per cápita a nivel Mundial, para Latinoamérica y el Caribe y Colombia.

Para Colombia en la Gráfica 85, se evidencia un fuerte acople entre estos consumos y el comportamiento de la demanda general de energía eléctrica conectada al STN.



Fuente: UPME, Base de Datos XM y DANE, 2016.

Siendo la región del Valle del Cauca, la región que posee un consumo per cápita eléctrico más alto del país, seguido de Noroeste, Centro y Costa – Caribe, las cuales están reflejadas primordialmente por el nivel de la actividad económica en sectores claves de consumo de electricidad (Industria y Servicios).

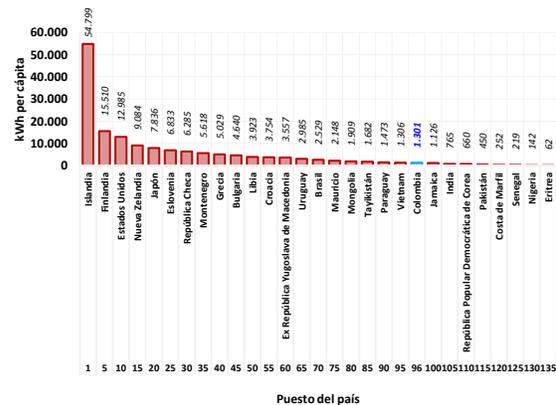
La tasa de crecimiento del consumo per cápita de electricidad de cada una de las regiones, ha dependido principalmente de la naturaleza y el alcance de las intervenciones del gobierno, en particular las políticas relacionadas con la eficiencia energética, lo medioambiental y de

seguridad energética. En primer lugar, se sitúa la región del Oriente con un crecimiento promedio anual del 2,93%, seguida de Costa – Caribe (2,55%), Tolima Grande (1,98%), Sur (1,39%), Centro (1,35%), CQR (0,73%), Valle (0,72%) y Noroeste (0,50%) para el período 2001 a 2015.

Algunas de estas políticas influyen en la demanda de electricidad directamente, como medidas para mejorar la eficiencia en el uso final y para estimular la sustitución de combustibles. Para el consumo per cápita nacional (el Sistema Interconectado Nacional - SIN), se ha evidenciado un crecimiento promedio anual del 1,94%, estando por debajo del consumo de la región de Tolima Grande entre 2001 a 2015.

A continuación, se muestran algunas gráficas de los consumos per cápita de electricidad a nivel Mundial y a nivel de Latinoamérica y el Caribe. Colombia se ubica en el puesto 96 del ranking mundial para 2013 con un consumo per cápita de 1.301 kWh, estando en magnitud cercano a países como Vietnam (1.306 kWh) y Argelia (1.277 kWh).

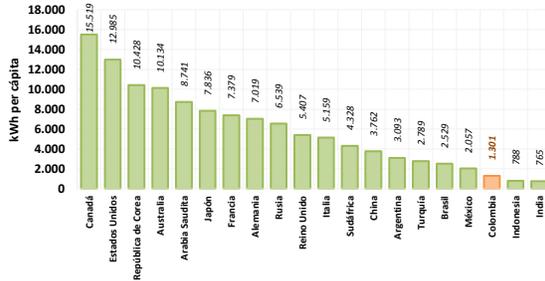
Gráfica 86. Consumo per cápita de los países del mundo (kWh per cápita) - 2013



Fuente: UPME, Base de Datos: Banco Mundial, XM y DANE, 2016.

Para cualquier país, la medición de la eficiencia energética es un reto ya que requiere una amplia recopilación y análisis de datos.

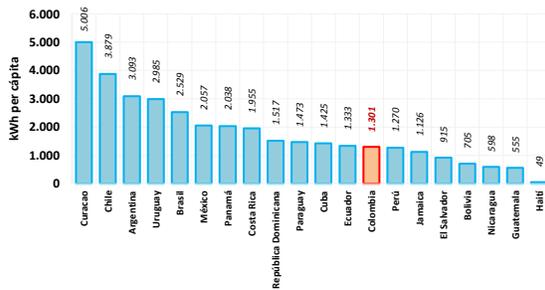
Gráfica 87. Consumo per cápita de los países del G20 + Colombia (kWh per cápita) - 2013



Fuente: UPME, Base de Datos: Banco Mundial, XM y DANE, 2016.

Como una aproximación, la intensidad de la electricidad da un indicio general de los avances hacia la mejora de la Eficiencia energética, pero es importante tener en cuenta que cada país posee diferentes intensidades de electricidad en base a factores tales como el nivel de industrialización y el clima.

Gráfica 88. Consumo per cápita de los países de Latinoamérica y el Caribe (kWh per cápita) - 2013



Fuente: UPME, Base de Datos: Banco Mundial, XM y DANE, 2016.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- **ANH. Agencia Nacional de Hidrocarburos (2016).** “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, Abril de 2016).
- **BANREP. Banco de la República. Banco Central de Colombia. (2016).** “Proyecciones macroeconómicas de analistas locales y extranjeros”. Banco de la República. Colombia. En línea: <http://www.banrep.gov.co/es/encuesta-proyecciones-macroeconomicas> (Consulta: Mayo 12 de 2016).
- **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. (2016).** “PIB. Cuentas Trimestrales”. En línea: <http://www.dane.gov.co/index.php/cuentas-economicas/cuentas-trimestrales> (Consulta, Abril de 2016).
- **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).
- **FMI. FONDO MONETARIO INTERNACIONAL. (2016).** Data and Statistics. “World Economic Outlook Database April 2016”. En línea: https://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2016/01/weodata/weorept.aspx?pr.x=67&pr.y=10&sy=2013&ey=2021&scsm=1&ssd=1&sort=country&ds=.&br=1&c=233&s=NGDP_R%2CNGDP_RPCH&grp=0&a= (Consulta, Mayo 12 de 2016).
- **IDEAM. Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales. (2015).** Bases de Datos de Temperaturas. Bogotá, Colombia. (Consulta: Noviembre de 2015).
- **MHCP. Ministerio de Hacienda y Crédito Público. (2016).** “Supuestos macroeconómicos”. Ministerio de Hacienda y Crédito Público. Colombia. (Consulta: Mayo 12 de 2016).
- **PORTAFOLIO. (2016).** “Castilla, el único gran campo donde la producción de crudo ha mejorado”. Portafolio.co. Negocios. Mayo 09 de 2016. Colombia. En línea: <http://www.portafolio.co/negocios/empresas/unico-campo-colombia-produccion-crudo-mejorado-495497> (Consulta: Mayo 09 de 2016).

- **UN. UNITED NATIONS. (2016).** *“Population Division, Population Estimates and Projections Section. World Population Prospects: The 2015 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/DVD/> (Consulta, Abril de 2016).

- **XM. COMPAÑÍA DE EXPERTOS EN MERCADOS S.A. ESP. (2016).** *“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: Abril de 2016).

- **-----. COMPAÑÍA DE EXPERTOS EN MERCADOS S.A. ESP. (2016).** *“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: Abril de 2016).

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

Síguenos en: @UPMEOFICIAL