



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

**Revisión
Julio de 2017**



**Proyección de Demanda de Energía Eléctrica
en Colombia
Revisión Julio 2017**

*“Forecasting future events is often like searching
for a black cat in an unlit room, that may not even be there”.*

Steve Davidson

*“One cannot divine nor forecast the conditions that will make happiness;
one only stumbles upon them by chance, in a lucky hour,
at the world's end somewhere, and hold fast to the days...”.*

Willa Cather

*“As far as the laws of mathematics refer to reality,
they are not certain; and as far as they are certain,
they do not refer to reality”.*

Albert Einstein

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

Ricardo Humberto Ramírez Carrero
Director General (E)

Carlos Arturo García Botero
Subdirector de Demanda

William Alberto Martínez Moreno
Profesional Especializado

Romel Rodríguez Hernández
Profesional Especializado

Revisión
Julio de 2017

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	4
1. ECONOMÍA MUNDIAL 2017: EUROZONA LIDERA RECUPERACIÓN DE ECONOMÍA MUNDIAL. REPUNTE DE LA INFLACIÓN Y CRISIS EMERGENTES, LAS AMENAZAS.....	8
2. MATERIAS PRIMAS: PRECIOS OIL & GAS MEJORAN PERO SE MANTIENE PERSPECTIVA DE TENDENCIA BAJISTA	11
3. COLOMBIA 2017, CRISIS DE ECONOMÍA TOCA FONDO: CRECIMIENTO BAJO, SE CONTRAEN COMERCIO, LA INDUSTRIA Y MINERÍA, CONSUMO DE HOGARES SE FRENA, INVERSION PRIVADA REPUNTA.....	13
4. NIVEL DE PRECIOS, TASAS DE INTERÉS, Y ENERGÍA: INFLACIÓN CEDE Y SE UBICA EN RANGO META BANCO CENTRAL. REDUCCIÓN DRÁSTICA INFLACIÓN GAS NATURAL Y ENERGÍA ELÉCTRICA.....	19
5. ANÁLISIS SECTORIAL Y EVOLUCIÓN DE LA RELACION ECONOMÍA – ENERGÍA ELÉCTRICA: MÁS SENSIBILIDAD ANTE EL PRECIO, ALTA CORRELACIÓN Y MENOS CAUSALIDAD	23
6. PREVISIÓN CRECIMIENTO ECONÓMICO DE COLOMBIA A CORTO Y MEDIANO PLAZO. ROL DE EXPECTATIVAS DE LOS AGENTES Y DEMANDA DE ENERGÍA.....	29
7. SEGUIMIENTO A LAS PROYECCIONES DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA	33
7.1 Análisis de Sesgo Sistemático.....	33
7.2 Análisis y relaciones existentes del de la demanda de energía eléctrica, en el último fenómeno de El Niño	37
8. EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA DE LOS GRANDES CONSUMIDORES ESPECIALES (GCE)	42
8.1 Desarrollo de la demanda de energía eléctrica, durante y después del Fenómeno de El Niño	42
8.2 Indicadores de desempeño de los GCE	45
9. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA EN COLOMBIA	49
9.1 Demanda de Energía Eléctrica a largo plazo (Anual)	49
9.2 Metodología	50
9.3 Demanda de potencia máxima a largo plazo (Anual)	53
9.4 Demanda de Energía Eléctrica a corto plazo (Mensual)	54
9.5 Demanda de Potencia Máxima a corto plazo (Mensual)	55
9.6 Demanda de Energía Eléctrica Total (Anual).....	56
9.7 Demanda de Potencia Máxima Total (Anual)	58
9.8 Demanda de Energía Eléctrica Total (Mensual)	60
9.9 Demanda de Potencia Máxima Total (Mensual).....	61
10. CURVA ROSENFELD PARA COLOMBIA: CONSUMO PER CÁPITA DE ELECTRICIDAD A NIVEL NACIONAL, DEPARTAMENTAL, POR TIPO DE MERCADO Y POR SECTOR.....	62
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	66

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. Además, se retoma el análisis macroeconómico para Colombia, con énfasis en el sector minero energético, así como una aproximación al comportamiento de la demanda interna con relación a los precios (análisis de elasticidad).

En esta revisión, se resaltan los siguientes elementos:

1. Hay una desaceleración mayor a la prevista por el Gobierno, que ha llevado a reducir su previsión de crecimiento para 2017 en 2%. No obstante, este escenario ha sido previsto con anterioridad por la Subdirección de Demanda de la UPME, que mantiene su previsión de 1,5% como crecimiento del PIB nacional en 2017.
2. El precio de las materias primas muestra una recuperación acelerada en el oro y en el carbón, y más lenta en el gas natural y el petróleo. Las estimaciones de precios de crudo se mantienen a mediano plazo en un rango de USD 45 – 50 por barril en la referencia Brent.
3. Los sectores intensivos en energía eléctrica en Colombia, industria y minería, son sectores que vienen bajando su participación en el PIB, afectando la causalidad entre la demanda de energía eléctrica y el PIB.
4. La inflación ha venido descendiendo con alta celeridad, ubicándose ya en 3,4% a julio de 2017, en el rango meta del Emisor. La inflación de energéticos, en particular de gas natural y petróleo, ha descendido drásticamente en respuesta a mejoras en la oferta y la desaceleración del gasto de hogares y firmas.
5. La demanda nacional de energía eléctrica se ha tornado más elástica, en hogares, empresas, comercio e industria, lo que revela mayor sensibilidad a cambio en los precios.
6. La elasticidad precio demanda de la demanda regulada y la demanda no regulada, vienen acentuando una tendencia alcista, ubicándose en 0,91 y 0,85 respectivamente, niveles cercanos a uno, que, de continuar la tendencia, llevarían a hacer una transición de demandas inelásticas de electricidad a demandas elásticas.
7. Las proyecciones hechas a 2020 por la Subdirección de Demanda de la UPME, en materia de crecimiento económico, hacen prever una recuperación lenta donde la economía a mediano plazo crecería alrededor del 3% anual en promedio.
8. Los sectores intensivos en demanda de energía eléctrica, industria y minería, crecerían a 2020 a una tasa promedio anual de 2,5%.
9. Por el lado de la demanda, la mayor expectativa de recuperación estará en la inversión, que volverá a crecer con tasas positivas en 2017, 2,1% el presente año, y 3,8% a 2020.

10. El consumo de hogares tendrá una recuperación lenta, creciendo en 2017 en 1,4% y en promedio hasta 2020, 2,6% anual. A mediano plazo el gobierno será determinante en la recuperación de la demanda interna, creciendo al 3,4% en 2017 (previsión) y al 2,7% entre 2018 y 2010.
11. Estadísticamente, se demostró que la demanda de energía eléctrica del SIN, presenta una alta correlación positiva y significativa entre los fenómenos de El Niño de 1997-1998 y 2015-2016 y su posterior comportamiento en los años venideros. Lo cual, pudiera reflejar una tendencia y un crecimiento esperado en 2017, de forma similar a 1999.
12. La demanda total de demanda de energía eléctrica asociada a los Grandes Consumidores (Cerromatoso, Cerrejón, OXY, La Cira Infanta, Rubiales y Drummond), muestra un crecimiento promedio mensual de 2,89% a lo largo del período julio 2016 a junio 2017.
13. La participación de los Grandes Consumidores en la demanda de energía eléctrica pasa de alrededor de 2,53% de la demanda total desde enero de 2000 y llega hasta 5,26% en junio de 2017.
14. La participación de los Grandes Consumidores en la demanda de potencia máxima pasa de alrededor de 1,62% de la demanda total desde enero de 2000 y llega hasta 5,56% en junio de 2017.
15. El crecimiento semestral promedio de los GC durante los últimos 6 años (2011 – 2017) en la demanda de energía eléctrica fue: Cerromatoso (-0,3%), Cerrejón (-1,4%), OXY (--13,5%), La Cira Infantas (13,5%) y Rubiales (15,6%).
16. El crecimiento semestral promedio de los GC durante los últimos 6 años (2011 – 2017) en la demanda de potencia máxima fue: Cerromatoso (0,2%), Cerrejón (-0,1%), OXY (-10,7%), La Cira Infantas (10,5%) y Rubiales (14,9%).
17. Se evidencia una correlación positiva y significativa entre la demanda de energía eléctrica y el PIB Total (70,0%), Temperatura Media del SIN (60,4%).
18. El valor promedio de diferencia anual entre la presente revisión y las proyecciones de octubre de 2016, se encuentran alrededor del 1,83% a la alza para la demanda de energía eléctrica, y para la demanda de potencia máxima se encuentra alrededor del 1,42% a la baja en el período 2017 - 2031.
19. En esta revisión, se presentan dos demandas que presentarían un cambio estructural en cuanto a la demanda de energía eléctrica y potencia máxima: a) la demanda asociada a la movilidad con vehículos eléctricos, y b), la demanda asociada al metro de Bogotá.

20. De acuerdo a las Directrices de la Unidad, la demanda asociada y el tiempo de entrada de las Exportaciones a Panamá se encuentran en etapa de estudio. Ante lo cual, para esta revisión no se tendrá en cuenta los valores futuros de demanda de energía eléctrica como de demanda de potencia máxima.
21. La proyección de demanda de energía eléctrica total, tendrá un crecimiento promedio anual en el escenario medio del 2,85% durante el período 2017 - 2031.
22. La proyección de demanda de potencia máxima total, tendrá un crecimiento promedio anual en el escenario medio del 2,19% durante el período 2017 - 2031.
23. Con las señales de crecimiento leve o mínimo del consumo per cápita de electricidad y el aplanamiento de la curva de carga de la demanda de energía, se ratifica un comportamiento similar a lo observado por Arthur H. Rosenfeld en el mercado de energía de California.
24. El consumo de energía eléctrica de Colombia es función directa del crecimiento económico; el cual está ligado al nivel de industrialización y de desarrollo de la economía, así como también en cuanto al avance en I+D+i de las tecnologías, como de su progreso productivo y laboral.
25. El consumo de electricidad está fuertemente ligado al crecimiento económico futuro, y tiende a reflejarse en el nivel de la actividad económica en sectores claves de consumo de electricidad. En el total nacional, el consumo per cápita del mercado regulado tiene una participación promedio del 67,61%, lo cual guarda relación directa con el consumo per cápita en el sector residencial que posee una participación promedio del 41,71%.
26. En Colombia, se presenta un fenómeno de consumo per cápita prácticamente estable entre 1998 – 2016, lo cual podría estar asociado a la eficiencia energética, ubicándose aproximadamente en un 2% de crecimiento anual.

- Los resultados de integrar estas demandas a la proyección de la demanda nacional de energía eléctrica se muestran en la Tabla 1.
- Los resultados de los porcentajes de crecimiento de la demanda proyectada nacional de energía eléctrica se muestran en la Tabla 3.

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

PROYECCIÓN GWH			
Año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2017	68.601	67.757	66.920
2018	72.409	70.701	69.009
2019	74.723	72.972	71.236
2020	77.134	75.338	73.558
2021	79.607	77.764	75.937
2022	81.734	79.842	77.967
2023	83.632	81.691	79.767
2024	85.699	83.707	81.732
2025	87.956	85.910	83.881
2026	90.275	88.173	86.089
2027	92.674	90.514	88.371
2028	95.161	92.940	90.737
2029	97.787	95.504	93.239
2030	100.529	98.180	95.851
2031	103.462	101.043	98.644

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

PROYECCIÓN DEE TOTAL NACIONAL%			
Año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2017	3,4%	2,2%	0,9%
2018	5,6%	4,3%	3,1%
2019	3,2%	3,2%	3,2%
2020	3,2%	3,2%	3,3%
2021	3,2%	3,2%	3,2%
2022	2,7%	2,7%	2,7%
2023	2,3%	2,3%	2,3%
2024	2,5%	2,5%	2,5%
2025	2,6%	2,6%	2,6%
2026	2,6%	2,6%	2,6%
2027	2,7%	2,7%	2,7%
2028	2,7%	2,7%	2,7%
2029	2,8%	2,8%	2,8%
2030	2,8%	2,8%	2,8%
2031	2,9%	2,9%	2,9%

- Los resultados de la proyección de potencia máxima total se muestran en la Tabla 2.
- Los resultados de los porcentajes de crecimiento de la demanda proyectada potencia máxima total se muestran en la Tabla 4.

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

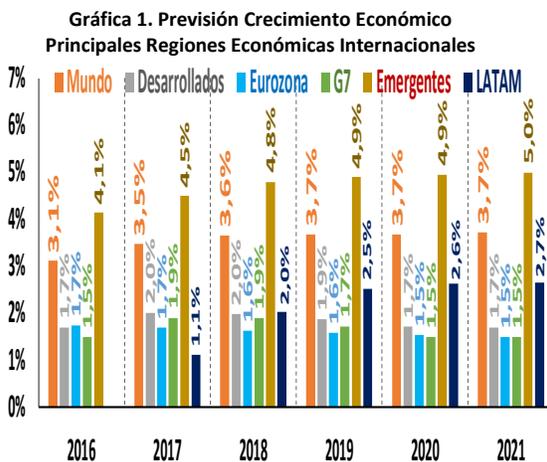
PROYECCIÓN MW			
Año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2017	10.704	10.310	9.931
2018	11.078	10.674	10.286
2019	11.322	10.910	10.514
2020	11.607	11.187	10.784
2021	11.910	11.482	11.071
2022	12.142	11.706	11.286
2023	12.315	11.871	11.444
2024	12.511	12.059	11.624
2025	12.729	12.268	11.824
2026	12.956	12.486	12.033
2027	13.196	12.715	12.253
2028	13.431	12.941	12.469
2029	13.682	13.181	12.700
2030	13.945	13.434	12.942
2031	14.231	13.709	13.207

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

PROYECCIÓN DPMÁX TOTAL NACIONAL %			
Año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2017	8,1%	4,1%	0,3%
2018	3,5%	3,5%	3,6%
2019	2,2%	2,2%	2,2%
2020	2,5%	2,5%	2,6%
2021	2,6%	2,6%	2,7%
2022	1,9%	1,9%	1,9%
2023	1,4%	1,4%	1,4%
2024	1,6%	1,6%	1,6%
2025	1,7%	1,7%	1,7%
2026	1,8%	1,8%	1,8%
2027	1,8%	1,8%	1,8%
2028	1,8%	1,8%	1,8%
2029	1,9%	1,9%	1,9%
2030	1,9%	1,9%	1,9%
2031	2,1%	2,1%	2,0%

1. ECONOMÍA MUNDIAL 2017: EUROZONA LIDERA RECUPERACIÓN DE ECONOMÍA MUNDIAL. REPUNTE DE LA INFLACIÓN Y CRISIS EMERGENTES, LAS AMENAZAS

La economía mundial, que, en 2016, había tenido su crecimiento más bajo desde 2008, al haberlo hecho sólo en 3,1%, proyecta un repunte para 2017, previéndose en este año aumentará en 3,5% (Gráfica 1), nivel que espera mantener en promedio hasta 2021, de acuerdo a la proyección más reciente hecha por el Fondo Monetario Internacional, y en línea con las proyecciones del Banco Mundial y la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE).

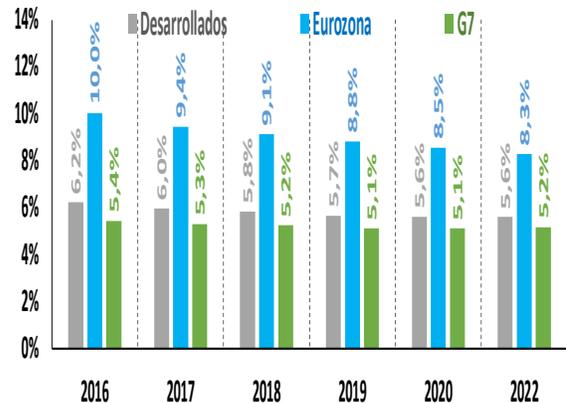


Fuente: FMI – Cálculos UPME

La Unión Europea, liderada por España y Alemania, está solidificando su reactivación, con un crecimiento estimado en 2017 de 1,7% que si bien esta aun distante de la tasa de 3,1% a lo que llegó a crecer la década anterior antes de la crisis financiera, consolida 4 años de recuperación continua, luego que en 2013, la Eurozona se contrajera en 0,3%.

La reducción del desempleo ha sido el efecto principal de esta mejora continua de Europa (Gráfica 2).

Gráfica 2. Previsión Desempleo
Principales Regiones Económicas Internacionales

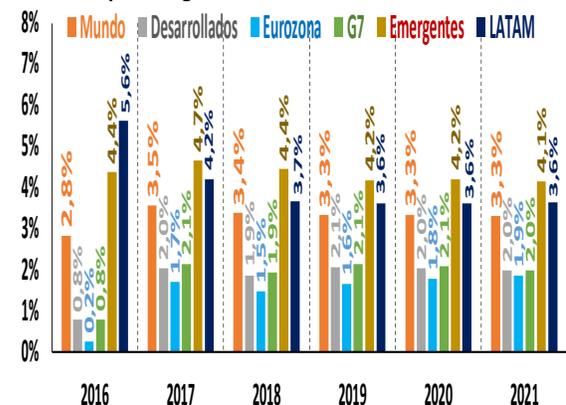


Fuente: FMI – Cálculos UPME

Para 2017, se estima que se ubicará en 9,4% menor en 0,6 puntos porcentuales a la tasa de desempleo del año anterior, y proyecta a 2022, ubicarse alrededor del 8%, una cifra muy cercana a la tasa de desempleo previa a la crisis financiera 2007 – 2009 (7,8%).

La contrapartida, a esta reactivación, ha sido el repunte de la tasa de inflación, que en la Eurozona llegó a bajar a 0,2% en 2016, y para 2017 prevé situarse en 1,7%.

Gráfica 3. Previsión Inflación
Principales Regiones Económicas Internacionales

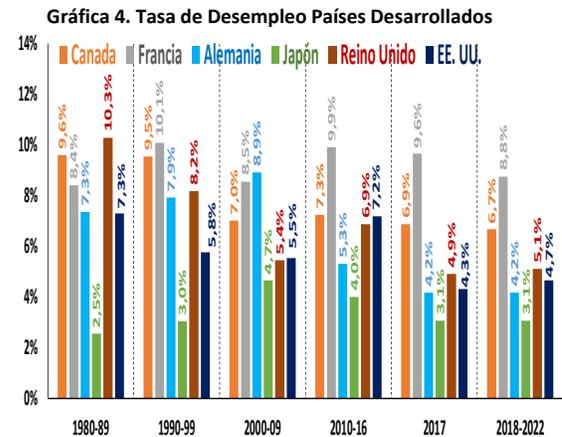


Fuente: FMI – Cálculos UPME

Esto ha llevado al mercado a considerar que el fin de la política monetaria de cero tasas de interés está cerca, y que, por tanto, podría moderarse la recuperación económica, a mediano plazo. Sin embargo, la inflación esta aun controlada, debajo del 2% objetivo del BCE, y el hecho que la tasa de desempleo esté aun en 5,5 puntos porcentuales, llevan a considerar que aún hay margen para mayores niveles de crecimiento económico en la Eurozona sin que por ello la inflación pudiera ubicarse por encima del 2%. Por ello, podría el BCE prolongar al menos dos años más sus tasas de interés en cero, incluso procurando acelerar la tasa de crecimiento de la economía de la región, y así contrarrestar el impacto negativo que, sobre las previsiones económicas, ha tenido la salida de Reino Unido de la Unión Europea luego del triunfo del Brexit en 2015.

El panorama de Estados Unidos muestra igual que Europa, un panorama alentador. El PIB en el segundo trimestre creció 2,6%, duplicando la cifra de 2017Q1, mientras, la tasa de desempleo cayó en julio a 4,3% en Julio, su cifra más baja en 16 años, con lo cual Estados Unidos completa 8 años de reducción continua de su desempleo, que con la crisis financiera e 2007 – 2009 llegó a estar en 10%, y que ahora está muy cerca de la tasa natural, estimada en 4% (Gráfica 4).

Es precisamente, la fuerte recuperación del mercado laboral, y la reducción acelerada de la tasa de desempleo, lo que ha venido llevado a la Reserva Federal de Estados Unidos a subir su tasa de interés, y gradualmente ir endureciendo su política monetaria, controlando niveles de liquidez y mandando señales que hará aún mayores esfuerzos por evitar una nueva burbuja.

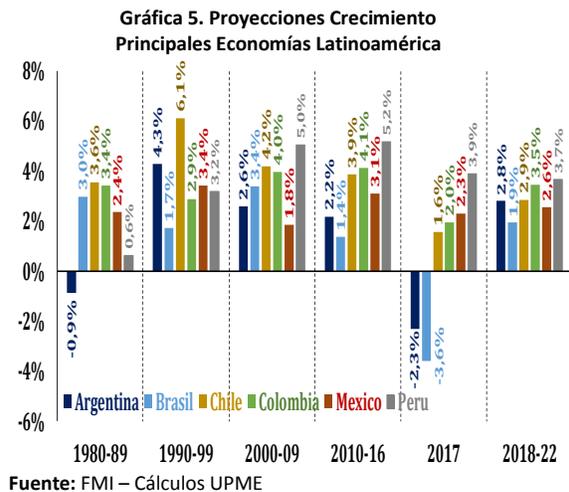


Fuente: FMI – Cálculos UPME

El aumento gradual y con una pausa prolongada entre ajustes, en la tasa de la Reserva Federal, hoy en 1% - 1,25%, ha coadyuvado con la mejora en productividad y un nivel de salarios bajo, para que la inflación a julio se mantenga en 1,7% debajo del 2% objetivo de la FED.

Respecto a las economías emergentes, el crecimiento en 2017, estimado en 4,5%, muestra señales de recuperación frente a la desaceleración en 2015 – 2016. El crecimiento promedio para los próximos 5 años se estima en 4,8% anual, que sigue siendo la más alta entre grupos de países, pero menor a las tasas observadas en la primera mitad de la década actual, reflejando la desaceleración en el crecimiento económico de China.

La situación más preocupante se encuentra por el lado de Latinoamérica. Es la región que menos está creciendo a nivel mundial. Si bien se estima que Latinoamérica crecerá 1,1% en 2017, que representa una recuperación frente al crecimiento negativo de 2016 (-1%) sus perspectivas de crecimiento económico a mediano plazo son bajas, previéndose este en 2,2% en promedio, entre 2017 y 2022. Al interior de Latinoamérica, las mejores previsiones las tienen Perú, Colombia y Chile con estimaciones de crecimiento de 4,4%, 3,1% y 3,1%.



Sin embargo, las previsiones de crecimiento económico promedio de las tres economías más grandes, Argentina, Brasil y México son bajas para 2017 – 2022 (1,3%, 0,8% y 2,5% respectivamente), lo que condicionará las posibilidades de reactivación de la región.

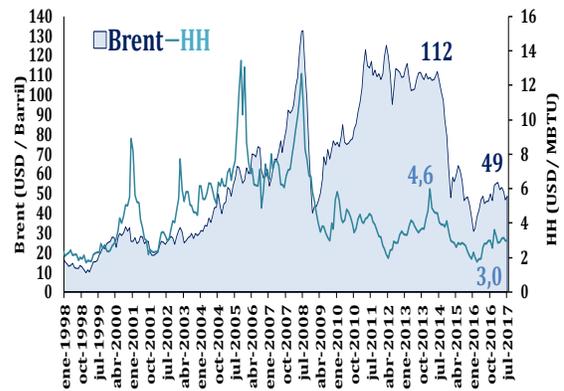
2. MATERIAS PRIMAS: PRECIOS OIL & GAS MEJORAN PERO SE MANTIENE PERSPECTIVA DE TENDENCIA BAJISTA

Aunque el Acuerdo de Viena llevado a cabo en noviembre 2015, estableció que los países miembros de la Organización de países productores de petróleo (OPEP) hicieran recorte de producción para estimular un precio hacia USD 60 por barril, el precio en el primer semestre de 2017 se ha mantenido en el rango USD 45 – USD 50 por barril, en la referencia Brent. El precio del crudo, aunque ha crecido en promedio 35,2% en los primeros siete meses de 2017, no ha podido definir una tendencia al alza que haga prever una recuperación acelerada en los precios como era la intención de la OPEP (Gráfica 6).

En el caso del gas natural, en la referencia Henry Hub, el crecimiento promedio anual ha sido del 21%, no obstante que el precio a julio 2017 se ubica en un nivel de USD 3/MMBTU, 20% menos con relación al precio de cierre de 2016 (USD 3.6/MMBTU).

Lo que si resalta es, la consolidación de una recuperación en el precio, si se mira en una perspectiva de mediano plazo. Luego de haber caído a su nivel más bajo, Mayo 2016, USD 1,6/MMBTU, el gas natural ha tenido una recuperación y se ha estabilizado alrededor de USD 3/MMBTU.

Gráfica 6. Precio Spot
Petróleo USD/ Barril Referencia Brent
Gas Natural USD /MMBTU Referencia HH

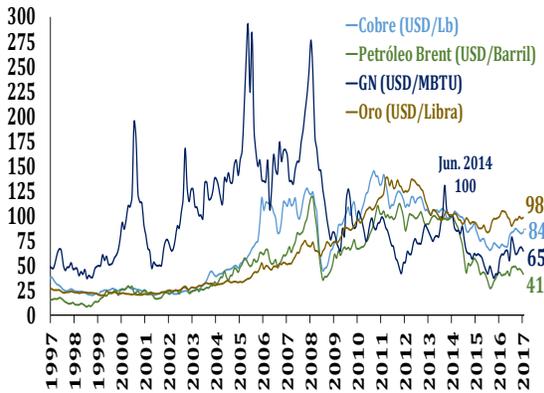


Fuente: Wood Mackenzie – Cálculos UPME

Si se mira en un contexto general, la recuperación en precios de materias primas ha sido muy gradual, pero ha tendido a acelerarse en los doce últimos meses. Tomando como base, los precios en junio 2014, la materia prima que a Julio de 2017 más se ha recuperado es el oro cuyo precio a este corte es 98% el nivel que tenía en junio 2014 cuando comenzó la caída en el nivel de precios, seguida por el cobre con 84%. En el caso del gas natural, su precio a julio 2017, es el 65% del precio de junio 2014, siendo el petróleo el de menor precio relativo, al ser su precio spot julio 2017 el 41% del precio en junio de 2014 (Gráfica 7).

A largo plazo, la Subdirección de Demanda de la UPME, ha estimado un rango de precio de petróleo, en un rango entre USD 37 a USD 58, dado el alto nivel de producción en Estados Unidos, que se mantiene cercano a los diez millones de barriles día, y la pérdida de poder de mercado por parte de la OPEP (Gráfica 8).

Gráfica 7. Comparativo Materias Primas

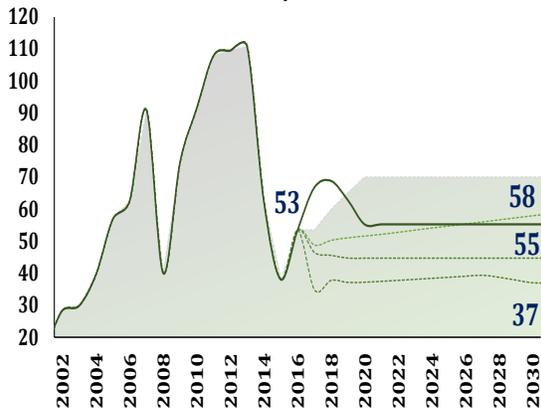


Fuente: Wood Mackenzie – Cálculos UPME

Sin embargo, la persistencia de un exceso en la oferta de crudo, y el crecimiento modesto de la demanda, hacen prever que en 2018 se mantendrá un escenario similar al de los dos últimos años, con un precio de petróleo alrededor de los USD50/barril, y el caso del gas natural, situándose en USD 3/MMBTU.

En el corto plazo, los precios del petróleo y del gas natural tendrían una tendencia al alza, por la temporada de huracanes que se da en el último cuatrimestre del año en Norteamérica, y la pausa prolongada que seguirían teniendo los ajustes en tasas de interés por parte de la FED y el BCE. Es este el caso que ha acontecido con el huracán Harvey, situado en el Golfo de México, que ha interrumpido la operación de refinería en esta zona, y que podría explicar un nuevo repunte de precios de crudo, lo que estará también sujeto a la evolución de reservas e inventario disponible tanto en Estados Unidos, como en los principales países productores.

Gráfica 8. Escenario Proyección Precios Crudo

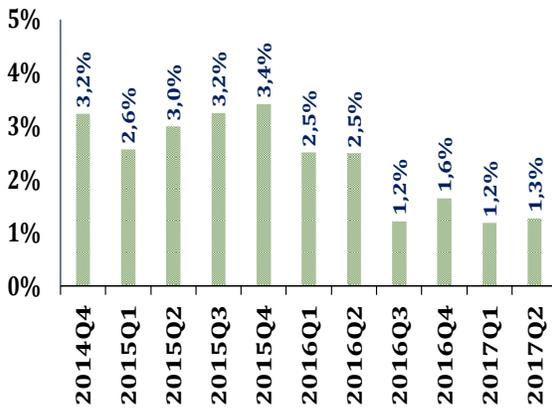


Fuente: Cálculos UPME con base en Datos DANE

3. COLOMBIA 2017, CRISIS DE ECONOMÍA TOCA FONDO: CRECIMIENTO BAJO, SE CONTRAEN COMERCIO, LA INDUSTRIA Y MINERÍA, CONSUMO DE HOGARES SE FRENA, INVERSION PRIVADA REPUNTA.

La economía colombiana tuvo en el segundo trimestre de 2017 un crecimiento de 1,3%, acentuando la tendencia a la baja que caracteriza esta variable desde el primer trimestre de 2014 (Gráfica 9). Además, el crecimiento anual acumulado del primer semestre fue 1,2%, el más bajo desde 2009S1, y uno de los tres primeros semestres con más bajo crecimiento desde 1994 (Gráfica 10).

Gráfica 9. Crecimiento Económico Colombia 2014Q4 – 2017Q2

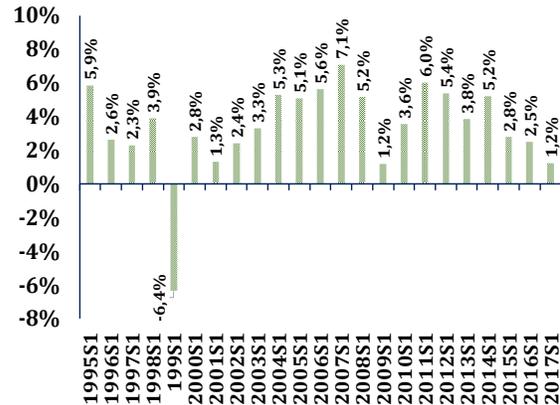


Fuente: DANE

Cabe señalar que históricamente el primer semestre gestiona aproximadamente, el 49,8% del PIB del año, por lo cual, la posibilidad que se cumpla la meta oficial de 2%, implicaría al menos un crecimiento del 3% en el segundo semestre, es decir, triplicar la velocidad a la cual está creciendo la economía hoy, lo que no sería factible por lo incipiente que se encuentra la recuperación de la economía nacional. La economía colombiana está creciendo al término del primer semestre del año, a la quinta parte de lo venía

haciéndolo en 2014, antes del choque petrolero.

Gráfica 10. Crecimiento Económico Colombia Primer Semestre 1995 - 2017



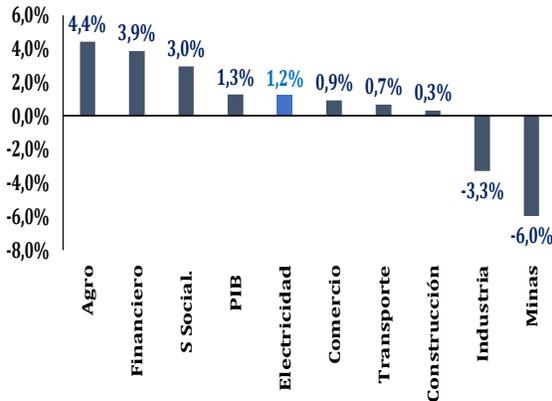
Fuente: DANE – Cálculos UPME

Si bien la economía colombiana no enfrenta el riesgo de recesión (al menos dos trimestres consecutivos con crecimiento negativo y aumento, el deterioro de la economía se ha acentuado, a pesar de la estimación oficial consignada en el Marco Fiscal de Mediano Plazo elaborado por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, consideraba que el piso de la crisis había sido el tercer trimestre de 2016.

Examinando el crecimiento del primer semestre por el lado de la oferta (Gráfica 11), los sectores con mejor desempeño en 2017 han sido la agricultura (6,1%) el sector financiero (4,1%) y servicios sociales (2,9%). A su vez, los sectores con el más bajo desempeño fueron Minería (7,6%), industria (-1,5%) y construcción (0,6%). Aquí se resalta la recuperación de la agricultura, impulsada por el café, como único sector que tienen una tasa de crecimiento al término de 2017Q2 mayor a la que tenía en el año inmediatamente anterior.

Los aspectos preocupantes del dato de crecimiento en cuanto oferta agregada refieren son:

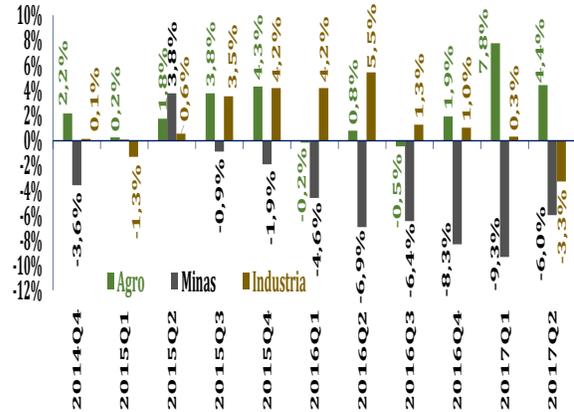
Gráfica 11. Crecimiento Económico Colombia 2017Q2 Discriminado por Sectores Productivos



Fuente: DANE – Cálculos UPME

- a) Eliminación del efecto REFICAR que había impulsado la industria en 2016S1. La industria completa 4 trimestres en forma consecutiva, reduciendo su crecimiento como sector, pero con el agravante que en 2017Q3 la tasa de crecimiento fue negativa, contrayéndose en 3,3%, la más alta desde 2009Q3 (Gráfica 12).
- b) La contracción del sector minero se ha profundizado. En los últimos 6 trimestres, el sector se contrajo en 6,9%, completando, además, ocho semestres consecutivos en los que crece negativamente.

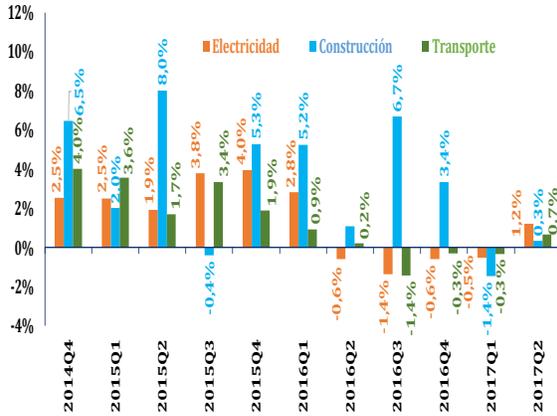
Gráfica 12. Crecimiento Comparativo Anual Colombia Agropecuario – Minas – Industria



Fuente: DANE – Cálculos UPME

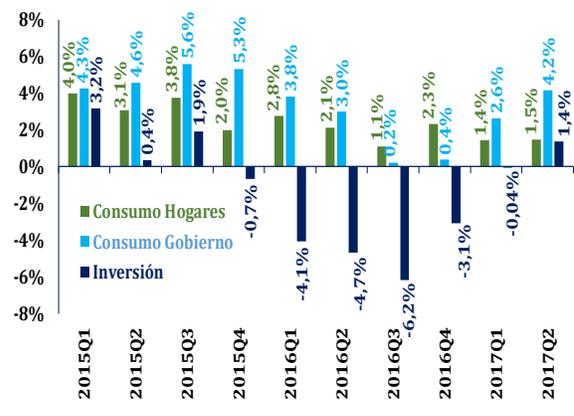
- c) La pérdida de dinamismo en la construcción, que luego de haber sido un impulsor del crecimiento en la primera mitad de la década actual, pasó de crecer al 6,3% en 2016Q3 a contraerse en 1,4% en 2017Q1 (Gráfica 13).
- d) La pérdida de crecimiento en el sector comercio, el cual representa el 12% del PIB. Pasó de crecer 4,6% en 2015S1 a hacerlo en 2,4% en 2016S1 y 0,2% en 2017S1 (Gráfica 14).
- e) El estancamiento del transporte que desde 2015Q4 no crece por encima del 2%.
- f) El sector financiero es el único que ha podido mantener un crecimiento por encima del 4%, luego del choque petrolero de 2014.

**Gráfica 13. Crecimiento Comparativo Anual Colombia
Electricidad – Construcción – Transporte**



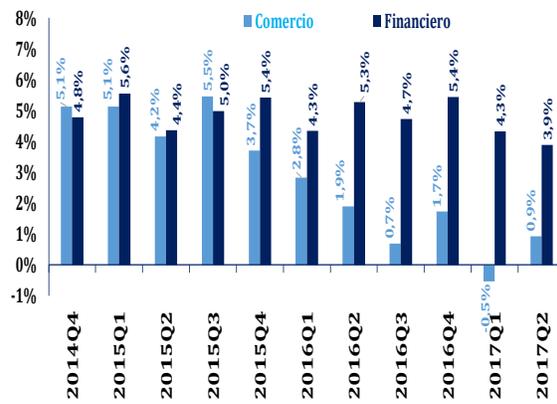
Fuente: DANE – Cálculos UPME

**Gráfica 15. Crecimiento Anual Demanda Interna
Consumo – Inversión**



Fuente: DANE – Cálculos UPME

**Gráfica 14. Crecimiento Comparativo Anual Colombia
Comercio – Financiero**



Fuente: DANE – Cálculos UPME

Por el lado de la demanda, la economía colombiana, de acuerdo, a los datos del primer semestre de 2017 (Gráfica 15), destacan los siguientes aspectos:

a) El consumo de hogares fue el componente del gasto con mayor ajuste: Su crecimiento pasó de 4% en 2014S1, a 3,6% en 2015S1, 2,5% en 2016S1 y 1,5% en 2017 S1.

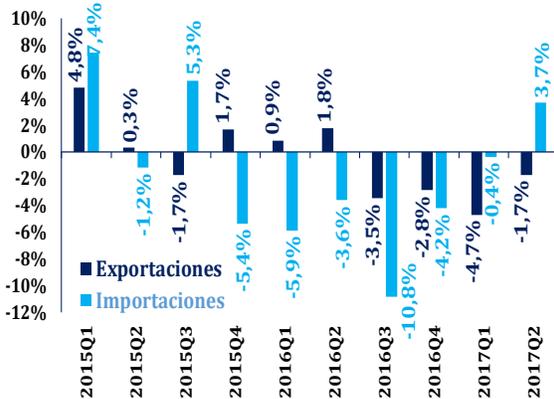
b) El gasto público, a pesar de decisiones de austeridad fiscal, quien está sosteniendo el crecimiento de la demanda interna. Su crecimiento de 2016Q3 a 2017Q2 se aceleró, de 0,2% a 4,2% anual, hecho al que contribuyó el crecimiento en el recaudo que ha generado la reforma tributaria que fue propuesta por el Gobierno y aprobada por el Congreso en la segunda legislatura de 2016.

c) La inversión, aunque creciendo a una baja tasa del 1,4% da señales de recuperación en 2017Q2, después de 6 trimestres consecutivos con tasas de crecimiento negativas (0% en 2017Q1) y 10 trimestres de continua reducción en la inversión. Se espera durante el segundo semestre, que la inversión sea el motor de la demanda interna.

d) A pesar de la depreciación que ha sufrido el peso respecto al dólar, las exportaciones no repuntan, y ya completan cuatro trimestres con tasa de crecimiento negativo, -3,2% tasa promedio en el último año, lo que responde a la fuerte desaceleración de socios comerciales de Colombia en la región.

e) Importaciones volvieron a subir luego de seis trimestres de contracción. Su crecimiento en 2017Q2 3,7% da señales de reactivación en inversión.

Gráfica 16. Crecimiento Anual Demanda Externa Colombia
Exportaciones – Importaciones

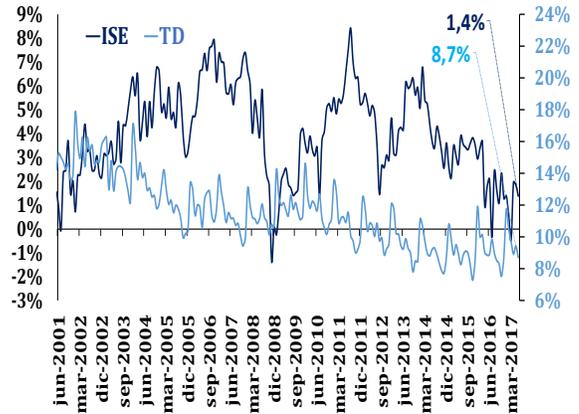


Fuente: DANE – Cálculos UPME

Los indicadores líderes están reflejando un preocupante pesimismo, que incluso es mayor frente a períodos anteriores donde la economía tuvo contracciones más fuertes (1998, 2002, 2009), hecho que puede estar potenciado por la proximidad del ciclo electoral. Dentro del comportamiento de indicadores líderes se destaca:

- La tasa de desempleo se ha logrado estabilizar alrededor del rango 8,5% - 9% (Gráfica 17), luego de haber alcanzado su mínimo histórico de 8,2% en junio de 2012, a pesar de la menor dinámica de la actividad económica, medida por el índice de seguimiento a la economía (ISE).

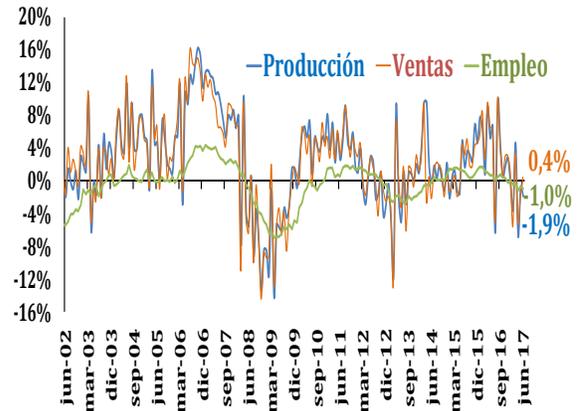
Gráfica 17. Tasa Desempleo Vs ISE Colombia



Fuente: DANE – Cálculos UPME

- La actividad industrial se contrajo en junio 2017 en 1,9% completándose así tres meses donde el Índice de Producción Industrial (IPI) tiene una variación anual negativa. El crecimiento promedio anual en los primeros 7 meses de 2017 fue 1,5% (Gráfica 18).

Gráfica 18. Crecimiento Anual Producción, Ventas y Empleo Industrial en Colombia

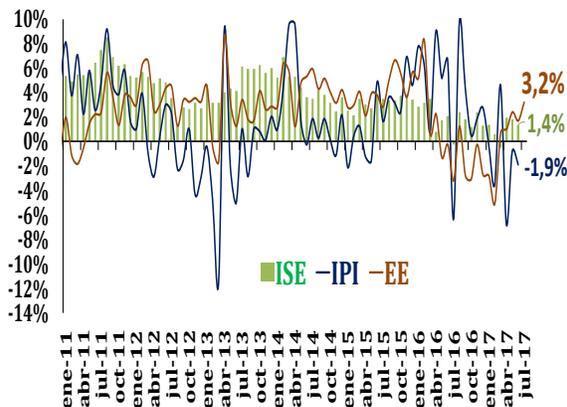


Fuente: DANE – Cálculos UPME

- Las ventas de la industria exhiben una tendencia a la baja desde diciembre de 2016. En el primer semestre del año, se contrajeron en 1,3%, aunque en junio mostraron una leve mejoría y se expandieron en 0,4%.

- El empleo industrial en promedio, en el primer semestre de 2017, ha disminuido a una tasa anual de 0,5%.
- La demanda de energía eléctrica, luego contraerse durante el segundo semestre de 2016, inició en marzo de éste año, una recuperación gradual y relativamente pausada, completando a julio 4 meses seguidos exhibiendo crecimiento positivo. A julio, la demanda de electricidad creció en 3,2% y en promedio, en el año, lo ha hecho al 0,2% (Gráfica 19).

Gráfica 19. Crecimiento Anual Demanda Electricidad (EE)
Versus Actividad Económica /Industrial

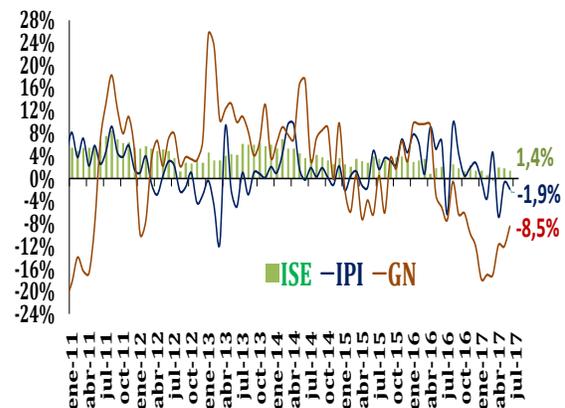


Fuente: DANE – XM – Cálculos UPME

- El indicador de seguimiento de la actividad económica, muestra un crecimiento a lo largo de 2017 de 1,1%, el más bajo para el primer semestre, desde cuando el DANE estima este indicador. No obstante, pasó de un crecimiento de 0,5% en 2017Q1 aún crecimiento de 1,7% en 2017Q2, lo que puede indicar una señal de la economía colombiana, en cuanto haber tocado piso la desaceleración, y ser ya el segundo trimestre, el comienzo de un proceso gradual de recuperación y normalización de la actividad económica.

- La demanda de gas natural ha tenido una fuerte contracción, - 14% que se atribuye al ajuste por la mayor demanda del año pasado en particular, en lo relacionado a generación termoeléctrica para atender la demanda del sistema interconectado nacional, por la reducción en el nivel de agua de la hidroeléctricas, a consecuencia del fenómeno del niño (Gráfica 20).

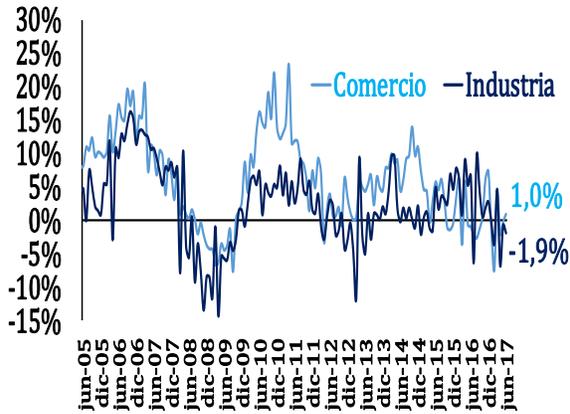
Gráfica 20. Crecimiento Anual Demanda Gas Natural (GN)
Versus Actividad Económica /Industrial



Fuente: DANE – Concentra – Cálculos UPME

- Sector agropecuario, sector eléctrico, servicios sociales y transporte son los cuatro sectores, que, de acuerdo con el ISE, muestran una tendencia al alza en su tasa de crecimiento, con tasas promedio observadas en 2017S1 de 5,4%, 0,8%, 0,2%, 2,4% respectivamente.
- El comercio registra un crecimiento promedio de - 1% promedio en el primer semestre de 2017 (Gráfica 21), aunque mostró en junio un repunte al crecer 1%, recuperándose de 5 meses consecutivos con tasas negativas de crecimiento, que tuvieron su punto más crítico en febrero (- 7,4%).

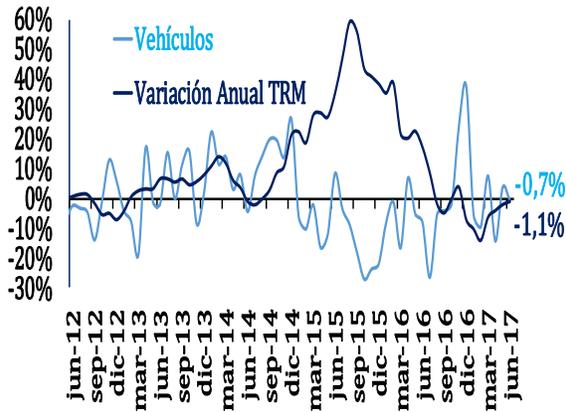
Gráfica 21. Crecimiento Anual
Comercio Vs Industrial



Fuente: DANE – Cálculos UPME

- Los vehículos muestran al primer semestre de 2017, una caída del 3,1%, aunque con una tendencia decreciente en esta dinámica de contracción, al reducirse en junio, a 0,7%, la caída de ventas (Gráfica 22), a pesar de la apreciación que en 2017 ha tenido el tipo de cambio.

Gráfica 22. Crecimiento Anual
Venta Vehículos Colombia Versus TRM (COP /USD)



Fuente: DANE – Cálculos UPME

4. NIVEL DE PRECIOS, TASAS DE INTERÉS, Y ENERGÍA: INFLACIÓN CEDE Y SE UBICA EN RANGO META BANCO CENTRAL. REDUCCIÓN DRÁSTICA INFLACIÓN GAS NATURAL Y ENERGÍA ELÉCTRICA.

La inflación de precios al consumidor fue la variable macroeconómica de Colombia con el comportamiento más crítico en 2015 – 2016. Desde que existe un esquema de inflación objetivo (1999) el país no había tenido, aparte del período febrero 2007 – mayo 2009, un episodio de presión inflacionaria tan fuerte como el que Colombia presentó entre febrero 2015 y mayo 2017 generado por la combinación de varios factores:

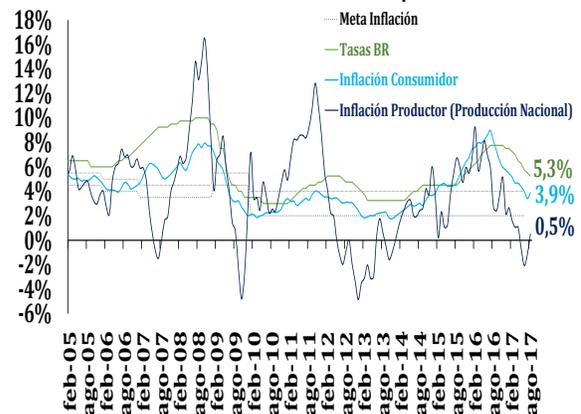
- Acelerada depreciación del COP hasta el primer trimestre de 2016, fenómeno del Niño que encareció el precio de los alimentos
- Efecto combinado de la regulación sobre servicios y reducción de la oferta de gas, que encareció la prestación de los servicios de electricidad y de gas natural.
- Presiones inflacionarias asociadas a la expansión de la demanda interna por encima del 4%, acumuladas durante la primera mitad de la década actual.

La inflación había alcanzado su punto máximo en julio de 2016, cuando se ubicó en 9% anual, el valor más alto en dos décadas de esquema de inflación objetivo en funcionamiento, donde la Junta Directiva del Banco de la República como único órgano de Banca Central, fijo la meta de inflación en el rango de 2% – 4%.

Las fuertes presiones inflacionarias que han provenido tanto de la oferta como la demanda, llevaron a la Junta Directiva del Banco Central a incrementar su tasa de intervención de 4,5% en agosto de 2015, hasta 7,5% en enero de 2017. Esta política monetaria que no fue en dirección anticíclica, por cuanto subió el nivel de las tasas, habiendo ya iniciado el ajuste en la economía por cuenta del choque petrolero iniciado en 2014, demoró en transmitirse en el mercado, para moderar las presiones, en particular en la demanda.

Luego de dos años de haber comenzado el ciclo alcista en tasas de interés, la inflación anual al consumidor en agosto de 2017, se ubicó en 3,9% (Gráfica 23) dentro del rango meta de inflación objetivo y solo 0,1 puntos porcentuales por debajo del límite superior del rango meta del Banco de la República (2% – 4%). Así mismo, la inflación al productor (producción nacional) ha confirmado una tendencia descendente ubicándose en Agosto de 2017 en 0,5%.

Gráfica 23. Inflación Anual Precios al Consumidor y al Productor Vs Tasas Banco de la República



Fuente: DANE – Banco de la República – Cálculos UPME

La aceleración en el deterioro de la actividad económica, y la tendencia a corto plazo bajista e irreversible en el nivel de precios, posibilitaron que desde diciembre de 2016, aun con la inflación por encima del 4% la Junta Directiva del Banco de la República, decidiera reducir gradualmente el nivel en las tasas de interés, ubicándose en agosto de 2017 en 5,25%, nivel que el actual gerente del Banco Central, Juan José Echavarría, considera muy cercano al nivel de equilibrio en tasas de interés, que no compromete la inflación objetivo ni estimula sobre endeudamiento en los hogares.

El impacto del aumento en las tasas de interés se ha sentido con fuerza en la dinámica de la colocación de créditos (Gráfica 24). De agosto de 2015, cuando comenzaron a subir las tasas del Banco Central, a junio de 2017, la tasa de crecimiento anual de la cartera bruta de entidades financieras bajó de 13,8% a 6,7%.

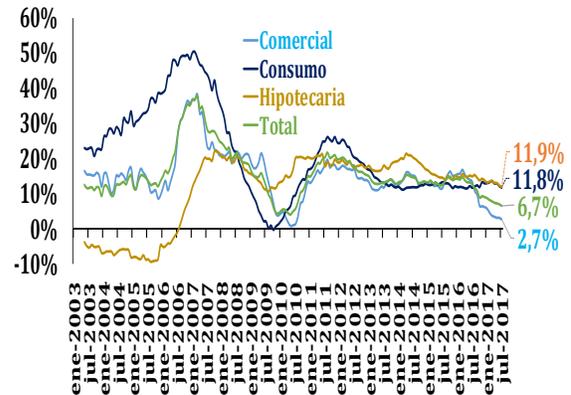
El crédito empresarial entre agosto de 2015 y junio de 2016 redujo su tasa de crecimiento de 12,6% a 2,7%, lo que explica la caída en la inversión privada y genera preocupaciones sobre el rezago que tendría la tasa de desempleo frente al ciclo económico actual.

Por su parte, el crédito consumo, durante el mismo período, descendió de 13% a 11,8% anual, no obstante ser el crédito con menor respaldo o colateral.

Con una inflación bajo control, que por efecto base repuntará en el segundo semestre, pero que en todo caso se mantendría alrededor del 4%, a pesar del impacto negativo que sobre el control de precios ha tenido a corto plazo la reforma tributaria, por el incremento del IVA, la expectativa en política monetaria es poder establecer hasta donde bajaría el Banco de la

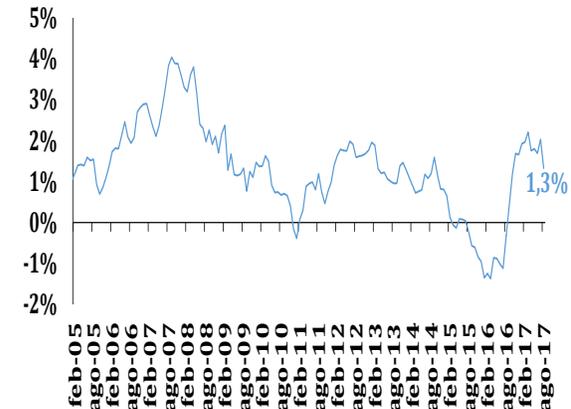
República las tasas de interés, considerando que la tasa de intervención, en términos reales, lleva once meses consecutivos subiendo, siendo a julio, de 1,3% (Gráfica 25).

Gráfica 24. Crecimiento Anual Cartera Bancaria Sector Financiero Colombiano



Fuente: DANE – Banco de la República – Cálculos UPME

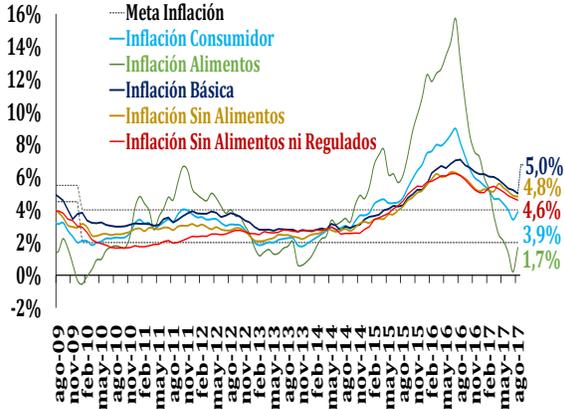
Gráfica 25. Tasa Real de Interés de Intervención Banco de la República



Fuente: DANE – Banco de la República – Cálculos UPME

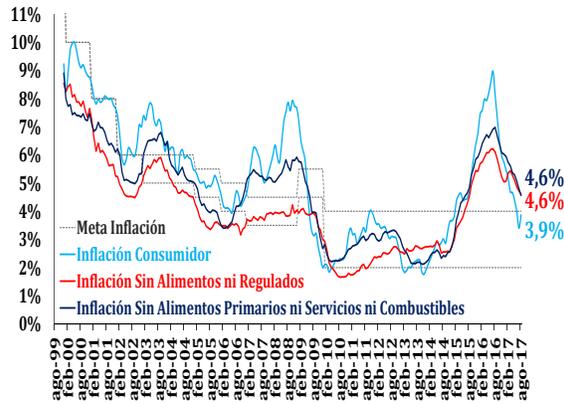
La principal restricción para futuros recortes adicionales en las tasas de interés, es la persistencia de los indicadores de inflación básica en niveles por encima del 4%. La inflación básica (Núcleo 20) aunque ha bajado a la par de la inflación total, se ubica en agosto de 2017 en 5%, es decir, un punto porcentual (1%) por encima del rango meta de inflación total al consumidor (Gráfica 26).

Gráfica 26. Indicadores de Inflación Básica Colombia I



Fuente: DANE – Banco de la República – Cálculos UPME

Gráfica 27. Indicadores de Inflación Básica Colombia II



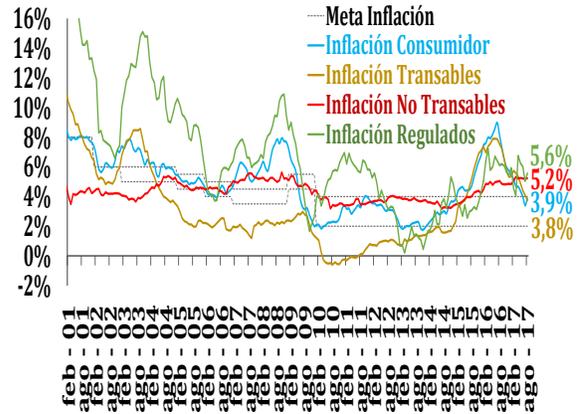
Fuente: DANE – Banco de la República – Cálculos UPME

La inflación de alimentos en agosto de 2017 ha caído a su nivel más bajo en 4 años, 1,7% pero la inflación sin alimentos y sin alimentos ni regulados, se ubican en 4,8% y 4,6% anual respectivamente, mostrando resistencia para bajar del 4%. Por su parte, la inflación sin la inclusión de alimentos primarios, ni servicios ni combustibles se ubica en 3,9% (Gráfica 27). Ello evidencia que las presiones inflacionarias 2015 – 2016 no eran sólo explicadas por alimentos.

La inflación de regulados en 5,2% y la inflación de no transables en 5,2% (Gráfica 28), ponen en evidencia que aún falta camino por recorrer en procura de la estabilidad de precios, y que será a corto plazo difícil observar un recorte adicional y considerable en las tasas de intervención del Emisor.

La Subdirección de Demanda prevé un recorte adicional de 50 Pbs. entre septiembre y diciembre en la tasa de intervención del Emisor, como mecanismo para agilizar la recuperación del consumo y la inversión.

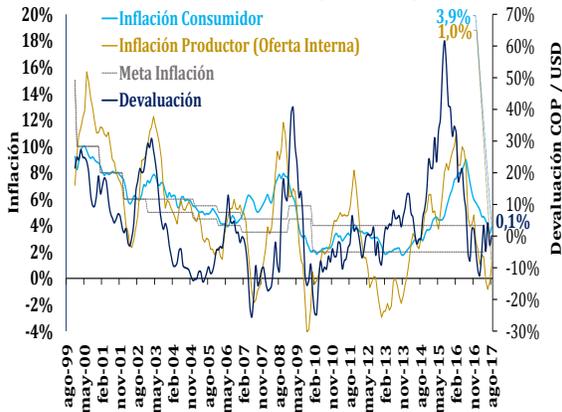
Gráfica 28. Inflación Colombia Bienes Transable, No Transables y Regulados



Fuente: DANE – Banco de la República – Cálculos UPME

Recortes adicionales solo se darían si la economía colombiana se mantiene en un crecimiento menor al 2% en 2017Q3, y se mantiene la tendencia de apreciación del peso observada en el último año (Gráfica 29).

Gráfica 29. Inflación Anual al Consumidor Colombia Versus Variación Anual TRM (COP/ USD)



Fuente: DANE – Banco de la República – Cálculos UPME

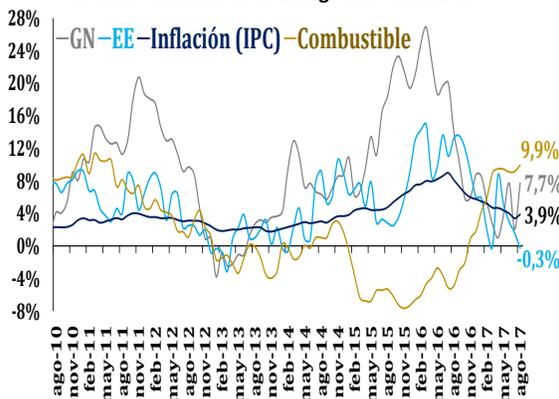
En cuanto al comportamiento del gas natural, su inflación que alcanzó un máximo de 26,9% en marzo de 2016, en agosto de 2017 se ubica en 7,7% anual, no obstante, la apreciación del peso en este año reflejada en la variación negativa del precio del dólar, que en promedio ha sido -3,5% entre enero y agosto de 2017.

La inflación promedio anual observada en energía eléctrica en 2017, con corte a agosto, ha sido 3,2%, cifra inferior en 72% a la inflación promedio en este servicio público, observada en 2016 (11,6%)

Con relación a los energéticos, el repunte más fuerte en inflación en 2017, se presenta en combustibles, los cuales incrementaron su inflación de 1,8% en diciembre 2016 a 9,9% en agosto 2017, en respuesta al aumento de la tasa impositiva por consumo de combustibles fósiles, establecida con la reforma tributaria aprobada el pasado año, en línea con los requerimientos de la OCDE en cuanto dinamizar los impuestos verdes, y los acuerdos suscritos por Colombia en el marco del COP 21 (Gráfica 30).

En general, el nivel de precios en la economía colombiana ha cedido, y de parte de los energéticos, la corrección de precios hacia abajo, se ha dado con alta celeridad, sólo en la electricidad gracias a la depreciación del dólar, el mayor nivel de lluvias que ha incrementado la oferta disponible y el bajo crecimiento de la demanda.

Gráfica 30. Inflación de Energéticos Colombia

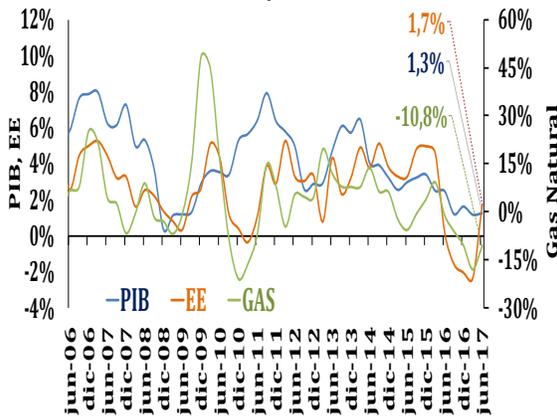


Fuente: DANE – Banco de la República – Cálculos UPME

5. ANÁLISIS SECTORIAL Y EVOLUCIÓN DE LA RELACION ECONOMÍA – ENERGÍA ELÉCTRICA: MÁS SENSIBILIDAD ANTE EL PRECIO, ALTA CORRELACIÓN Y MENOS CAUSALIDAD

La comparación entre las tasas de crecimiento del PIB, la energía eléctrica y el gas natural, muestra una convergencia en las tres series, a reducir su nivel de crecimiento a largo plazo. La demanda de energía eléctrica en los dos últimos trimestres ha procurado apartarse de la tendencia a la baja en la demanda de gas natural y del PIB, creciendo los últimos 4 meses, ubicando su crecimiento actual en 1,7% (Gráfica 31).

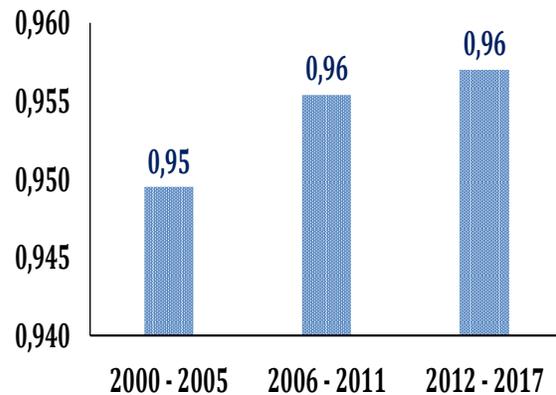
Gráfica 31. Crecimiento Económico Versus Variación Anual Demanda EE y Demanda GN



Fuente: DANE – Banco de la República – Cálculos UPME

La correlación entre PIB y la demanda de energía eléctrica, en niveles, no muestra cambios significativos. Las series en niveles, evidencian entre sí, una alta correlación: 0,96 (Gráfica 32).

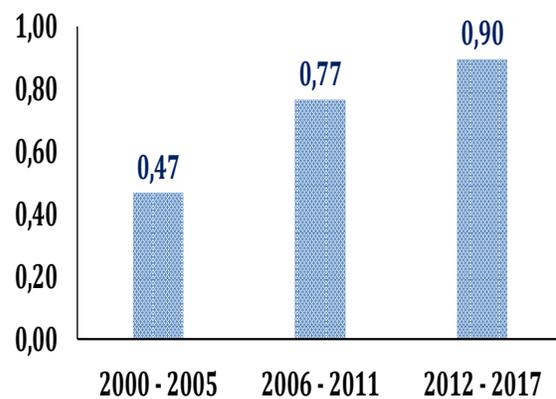
Gráfica 32. Correlación PIB – Demanda EE



Fuente: Cálculos UPME con base en Datos XM – DANE

La correlación entre las demandas de gas natural (GN) y energía eléctrica (EE) se viene incrementando, lo que muestra que son dos insumos que no se portan como sustitutos brutos; son demandas complementarias, con una correlación para los últimos 5 años estimada en 0,9 (Gráfica 33).

Gráfica 33. Correlación Demanda EE – Demanda GN



Fuente: Cálculos UPME con base en Datos XM – DANE

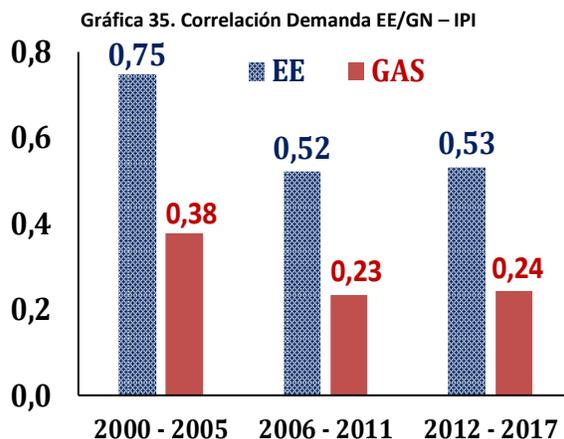
Las correlaciones de la demanda de energía eléctrica en niveles, con el ISE se mantienen alrededor de 0,85 (Gráfica 34); con relación al índice ISE industrial, la correlación con la demanda de energía eléctrica es menor, siendo para el período 2012 – 2017, de 0,65.

Con respecto a la actividad industrial que mide el IPI, la correlación de la demanda de EE con industria, se ha mantenido en los últimos diez años en 0,53 (Gráfica 35).

Esta discrepancia entre los altos niveles de correlación de demanda de energía eléctrica con PIB, y la menor correlación ente demanda de energía eléctrica e índices de actividad económica e industrial, están evidenciando que. Aunque la correlación sea alta, la causalidad entre demanda de energía y actividad económica, no lo es.



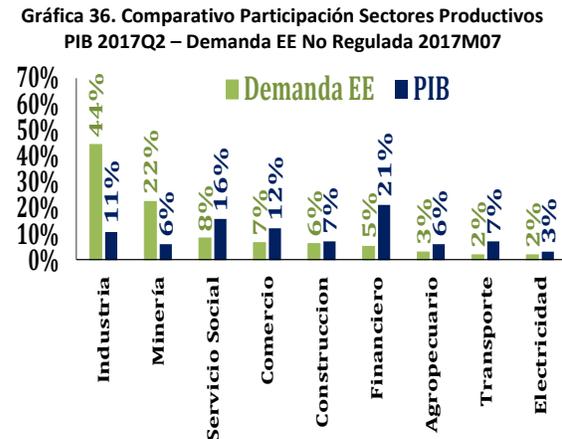
Fuente: Cálculos UPME con base en Datos XM – DANE



Fuente: Cálculos UPME con base en Datos XM – Concentra – DANE.

Si se compara el peso de los nueve sectores económicos en la demanda no regulada de energía eléctrica, y se contrasta con su peso en el PIB, se encuentra una discrepancia significativa en la composición de la demanda de electricidad respecto a la composición del PIB.

Mientras la industria, la minería y los servicios sociales son quienes más aportan en la demanda de energía eléctrica no regulada con 44%, 22% y 8% respectivamente, su contribución en el PIB es 11%, 6% y 16% respectivamente (Gráfica 36).



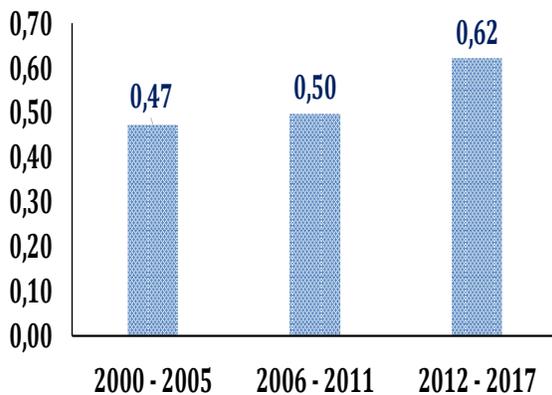
Fuente: Cálculos UPME con base en Datos XM – DANE

Los sectores que tienen mayor participación en el PIB, sector financiero y comercio, con 21% y 12%, constituyen solo el 5% y 7% respectivamente de la demanda actual de electricidad regulada.

Cuando se examina la correlación entre tasas de crecimiento, la correlación entre PIB y demanda de energía eléctrica pierde fuerza, Mientras en niveles es de 0,96, en términos de tasa de crecimiento, se reduce a 0,62 (Gráfica 37), o que corrobora que más tiene la correlación alta en niveles entre demanda de energía eléctrica y PIB, a revelar una relación espúrea que una relación estructural que permitiese a partir de la demanda de energía eléctrica, ayudar a estimar el PIB en el largo plazo.

El comportamiento observado de grandes consumidores entre enero y julio de 2017, confirma una tendencia a la baja en su tasa de crecimiento, así como en su participación en el total de la demanda de energía eléctrica.

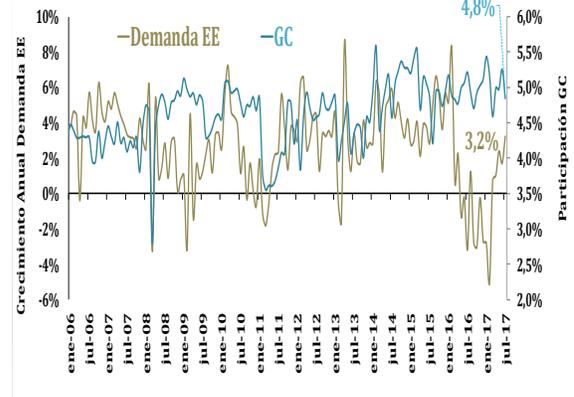
Gráfica 37. Correlación Tasas de Crecimiento Anual Demanda EE – PIB Trimestral



Fuente: Cálculos UPME con base en Datos XM – DANE

Mientras, en febrero de 2014, la participación de los grandes consumidores (GC) de energía eléctrica, alcanzaba su máximo 5,6%, en julio de 2017 llegó a 4,8%, en respuesta a una menor dinámica en la actividad exploratoria por la caída en los precios externos de hidrocarburos, que ha llevado a la menor actividad económica de las empresas petroleras, y las del sector de gas natural, y carbón (Gráfica 38).

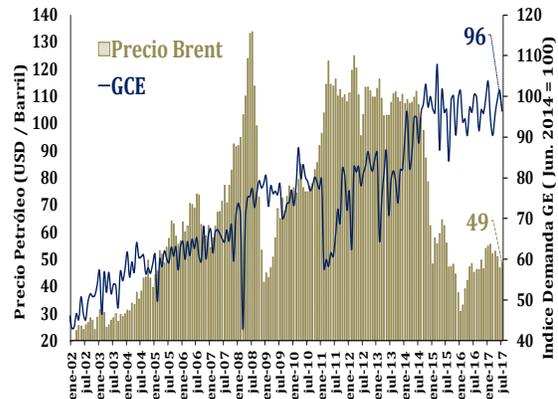
Gráfica 38. Participación GC Versus Crecimiento Demanda EE



Fuente: Cálculos UPME con base en Datos XM – DANE

Al comparar el comportamiento del precio del crudo con la demanda de energía eléctrica de GC (Gráfica 39), ésta no ha vuelto a sus niveles de máximo consumo mensual (Marzo 2015, 307 KWh), y aunque este nivel sigue por encima de su promedio histórico, su contracción de -4.1% a julio de 2017, acentúa en general, una tendencia a largo plazo decreciente, que comenzó a observarse desde agosto de 2016.

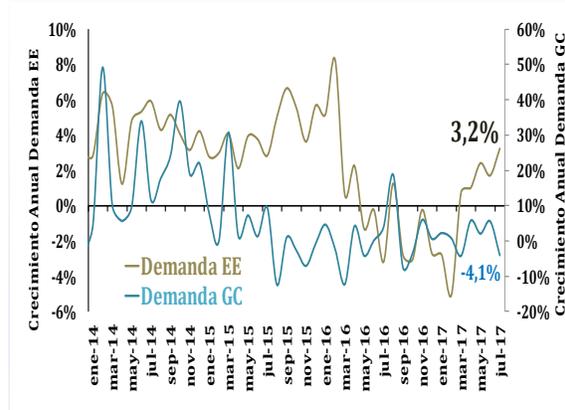
Gráfica 39. Precio Petróleo (Brent, USD/ Barril) Versus Demanda GC (Indice Base 100 Jun. 2014)



Fuente: Cálculos UPME con base en Datos XM – EIA

Si se comparan las tasas de crecimiento de la demanda de energía eléctrica, con las tasas de crecimiento específicas de demanda de electricidad de GC (Gráfica 40), evidencian tendencia a corto plazo distintas: mientras la demanda de energía eléctrica viene repuntando desde febrero de este año, completando seis meses alza, los grandes consumidores exhiben una alternancia de tasas de crecimiento positivas sin exceder el 6%, con tasas negativas, donde el dato actual de -4,1% es el más bajo desde septiembre de 2016.

Gráfica 40. Crecimiento Anual Demanda EE Versus GC Colombia



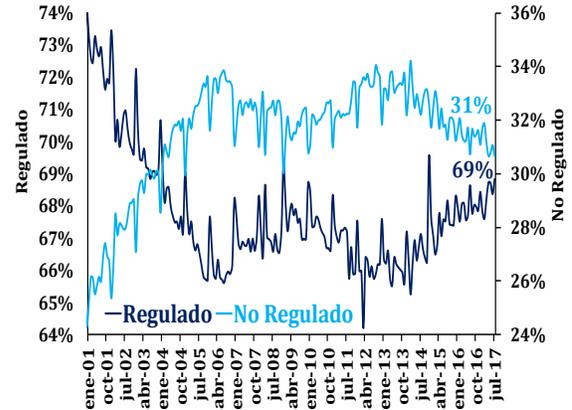
Fuente: Cálculos UPME con base en Datos XM

Se evidencia la mayor volatilidad de consumo que se infiere, se ajusta a las variaciones de precios de materias primas, y la incertidumbre bajo la cual las firmas del sector minero energético enfrentan ahora su actividad, con la reducción de márgenes de rentabilidad.

La mayor dinámica de la demanda de energía eléctrica en no regulado, y su mayor peso en la distribución del total de la demanda nacional, reflejan una mayor preocupación por los precios, procurando evitar una menor volatilidad, y vía costos, ajustarse a un mercado donde los precios de venta de la

energía eléctrica, en perspectiva, deben caer, a medida que el país incrementa, a través de las energías renovables, su oferta de energía.

Gráfica 41. Evolución Peso Relativo Demanda Regulada y No Regulada en Demanda Total



Fuente: Cálculos UPME con base en Datos XM

La última parte del análisis sectorial, refiere a la estimación actualizada de la elasticidad precio – demanda de electricidad, para determinar la sensibilidad de la demanda de electricidad de los consumidores, con relación al precio.

El análisis de elasticidad precio – demanda se desagregó en dos: a) la demanda que accede a través de subasta; b) aquella demanda atendida que accede al servicio a través de contratos.

Aplicando un modelo de cointegración (vector de corrección de errores) para identificar patrones de largo plazo en la dinámica de las series, se evidencia, para el total de la demanda por subastas, una demanda altamente elástica entre octubre de 2015 y marzo de 2016.

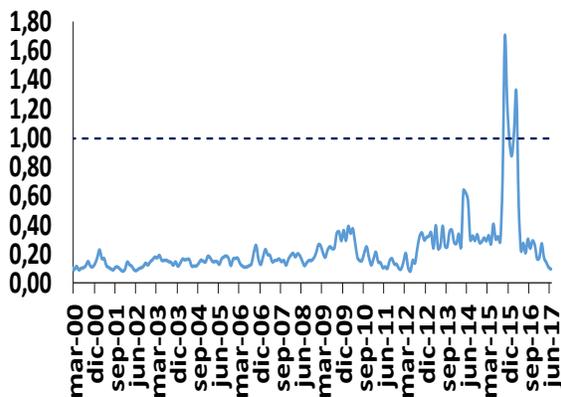
Los resultados evidencian los efectos del Fenómeno del Niño, que incrementaron el costo del servicio, y la absorción del mayor precio, en respuesta a la campaña Apagar Paga del Gobierno Nacional, lo que llevó a una mayor sensibilidad del consumo ante los precios, siendo su máximo en 2016 de 1,3 (Gráfica 42)

En cuanto a la demanda atendida por contratos, si bien se mantiene inelástica, el valor de la elasticidad ha aumentado en los últimos diez años de 0,3 a 0,5(Gráfica 43).

El análisis de la elasticidad precio – demanda discriminado por mercado regulado y no regulado, se resume en las siguientes:

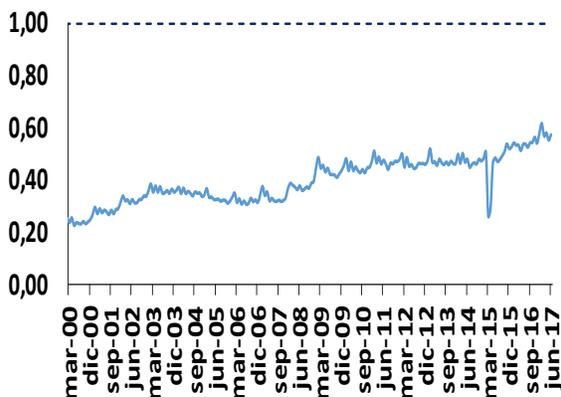
- En general, la demanda no regulada incrementó su elasticidad de 0,36 promedio en 2016, a 0,85 promedio entre enero y julio de 2017 (Gráfica 44).
- El comercio en el sector no regulado ha tenido en 2017 una elasticidad similar a la de 2016, de 0,7, es decir, sin afectarse de modo significativo su sensibilidad a ajustes en los precios.

Gráfica 42. Elasticidad Precio – Demanda EE.
Demanda atendida por Subasta



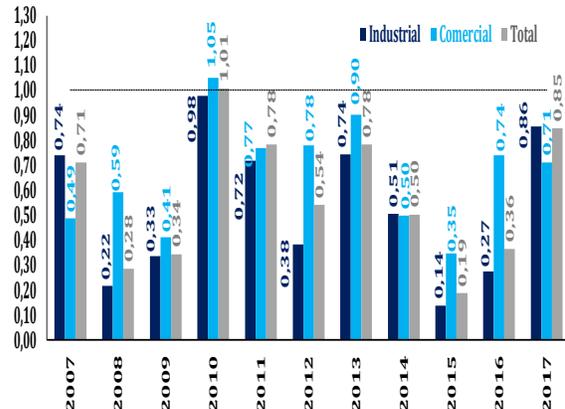
Fuente: Cálculos UPME con base en Datos XM

Gráfica 43. Elasticidad Precio – Demanda EE.
Demanda atendida por Contratos



Fuente: Cálculos UPME con base en Datos XM

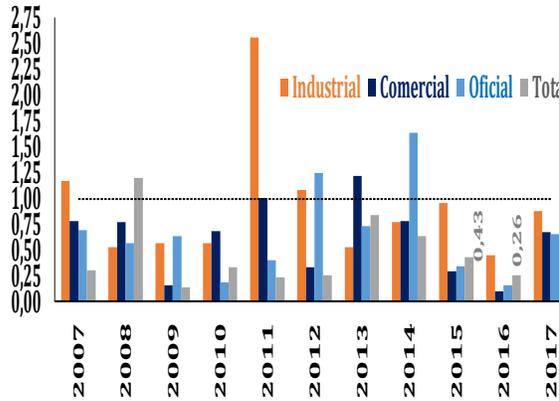
Gráfica 44. Elasticidad Precio Demanda EE
Demanda No Regulada



Fuente: Cálculos UPME con base en Datos XM

- La elasticidad precio – demanda del sector regulado, se ubica a julio de 2017, en 0,91, (Gráfica 45), demanda aún inelástica, pero que equivale a 3,5 veces la elasticidad precio – demanda de 2016 (0,26).

Gráfica 45. Elasticidad Precio Demanda EE
Demanda Regulada

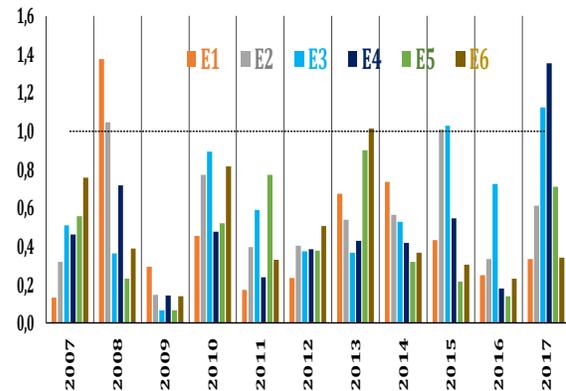


Fuente: Cálculos UPME con base en Datos XM

- En la demanda regulada, los hogares incrementaron de enero a julio de 2017, su elasticidad precio – demanda a 0,76, luego de haberse está ubicado, en 0,22.
- El comercio dentro de la demanda regulada, incrementó de 0,1 en 2016 a 0,6, en promedio de enero a julio de 2017, su elasticidad precio demanda.
- La industria dentro de la demanda regulada, incrementó en 2017 hasta julio, su elasticidad precio – demanda de 0,45 a 0,88.
- Al interior de los hogares, los mayores niveles de elasticidad los presentan hogares de estratos 3 y 4, ubicándose en 2017, con corte a julio, en 1,12 y 1,35 respectivamente, siendo estas demandas elásticas, es decir, las más sensibles a cambios en precios (Gráfica 46).
- Los estratos con más baja elasticidad precio – demanda son el uno y el seis, con valores de 0,33 y 0,34 respectivamente.

- La elasticidad precio demanda del sector oficial se incrementó de 0,6 en 2016, a 0,66 entre enero y julio de 2017.

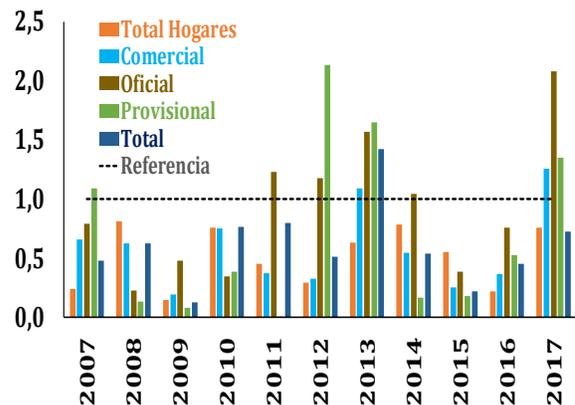
Gráfica 46. Elasticidad Precio Demanda EE
Demanda EE Hogares Según Estrato



Fuente: Cálculos UPME con base en Datos XM

- En forma global, sumando demanda regulada y no regulada, la elasticidad total de la demanda de EE, con corte a Julio 2017, muestra en el último año, un aumento de 0,45 a 0,72, donde comercio y hogares han sido determinantes en el aumento de la elasticidad observada en los dos últimos años (Gráfica 47).

Gráfica 47. Elasticidad Global Precio Demanda EE



Fuente: Cálculos UPME con base en Datos XM

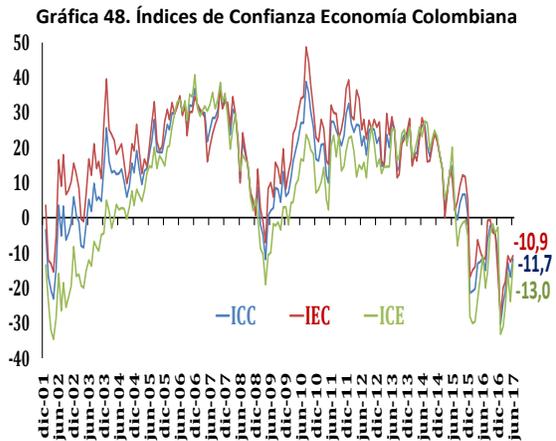
6. PREVISIÓN CRECIMIENTO ECONÓMICO DE COLOMBIA A CORTO Y MEDIANO PLAZO. ROL DE EXPECTATIVAS DE LOS AGENTES Y DEMANDA DE ENERGÍA

Las expectativas económicas en 2017, de los colombianos, empresas y hogares, han tenido un deterioro y han contribuido a retrasar el repunte esperado en la economía nacional.

Al contrastar los índices de expectativas de hogares y empresas, con los crecimientos que se han observado en las demandas de gas natural y energía eléctrica, ayudan a explicar, porque éstas demandas están teniendo o bien bajos crecimientos o contracciones como es el caso del Gas Natural.

El índice de confianza del consumidor (ICC), el índice de expectativa de los consumidores (IEC) y el índice de condiciones económicas (ICE) estimados por Fedesarrollo (Gráfica 48), se ubican en niveles históricamente bajos, hecho que si se relaciona con la incidencia significativa que las expectativas tienen en el consumo presente, hace prever la dificultad para que la economía pueda rápidamente recuperarse y retornar a mediano plazo a sendas de crecimiento mayores al 4% como aconteció entre 2006 y 2014, antes del choque de caída en precios del petróleo.

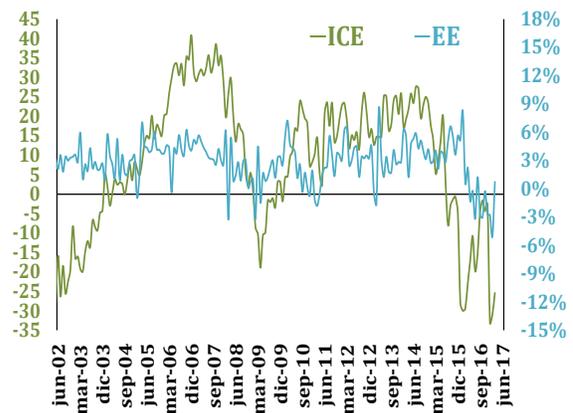
Además, la baja confianza en la economía colombiana se ha correlacionado en forma positiva con la demanda de energía eléctrica, lo que infiere, que la recuperación de esta demanda, seguirá siendo lenta y gradual y condicionada a la evolución mensual de las expectativas de consumidores e industriales sobre la economía a mediano plazo.



Fuente: Fedesarrollo

Los datos publicados por el DANE, con relación al crecimiento económico 2017Q2, tanto por el lado de la oferta como por el lado de la demanda, estuvieron en línea con las proyecciones de la subdirección de Demanda de la UPME.

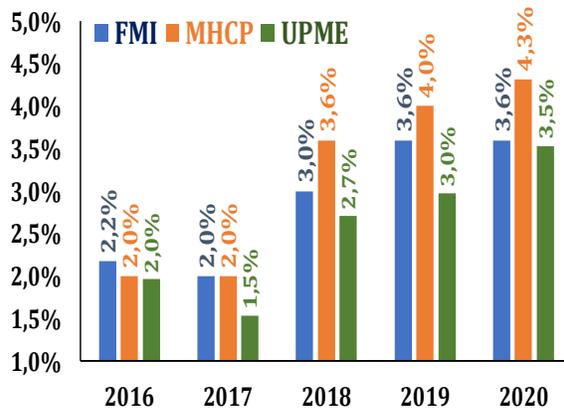
Gráfica 49. Confianza Económica Versus Crecimiento Anual Demanda EE Colombia



Fuente: XM – Fedesarrollo – Cálculos UPME

Así las cosas, la Subdirección de Demanda de la UPME, mantiene para Colombia, un escenario de crecimiento en 2017 de 1,5%. Para 2018 se prevé una recuperación de la economía, apuntando a un crecimiento de 2,7%. A 2019 y 2020 se consideran escenarios de crecimiento económico de 3% y 3,5%, con unas perspectivas de crecimiento potencial de la economía de 3,1% anual (Gráfica 50).

Gráfica 50. Escenario UPME Crecimiento Económico Comparativo con FMI – MHCP Colombia 2017 – 2020

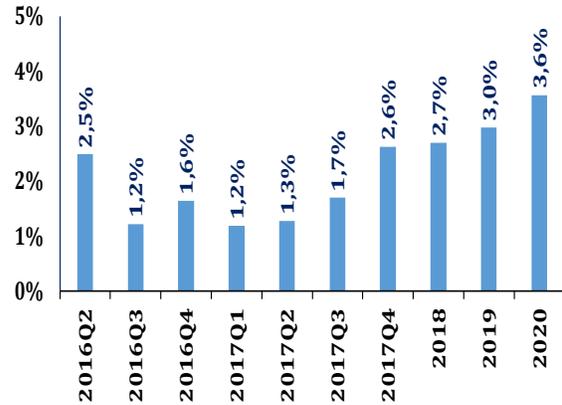


Fuente: Cálculos UPME con base en Datos DANE

Las previsiones de FMI están en línea con la UPME con relación a un crecimiento a mediano plazo no superior al 3,5%. Las previsiones del Ministerio de Hacienda y Crédito Público (MHCP) son más optimistas en razón de una aceleración de la inversión por cuenta de las 4G y del consumo por la reducción de tasas de interés hecha por la Junta Directiva del Banco de la República.

Para el cumplimiento de la proyección de 2018, es determinante que la economía colombiana durante el segundo semestre de 2017, crezca según la previsión UPME, en 2,2%, con una aceleración significativa en el cuarto trimestre.

Gráfica 51. Proyección UPME Crecimiento Económico Colombia 2017 – 2020

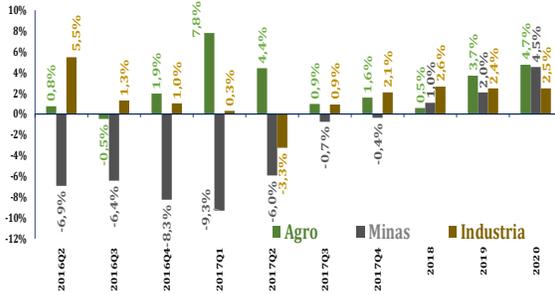


Fuente: Cálculos UPME con base en Datos DANE

El análisis de las proyecciones económicas, por sector productivo, es decir, desde el lado de la oferta (Gráfica 52, Gráfica 53, Gráfica 54) permiten obtener las siguientes conclusiones:

- El crecimiento de la agricultura va a moderar su crecimiento por efecto base y por los efectos rezagados que sobre la ganadería tuvo la reaparición de la fiebre aftosa. Para 2017 la UPME prevé un crecimiento de 3,7% y para 2018 – 2020 lo prevé en 3%.
- La minería habría ya tocado el piso de contracción con el dato de 2017Q2. Este Año se contraería en 4,2%; se expandirá en promedio 2,5% de 2018 hasta 2020.
- La industria tendría un crecimiento neutral (0%) en 2017, recuperándose en el segundo semestre con tasas de 0,9% y 2.1% en 2017Q3 y 2017Q4.

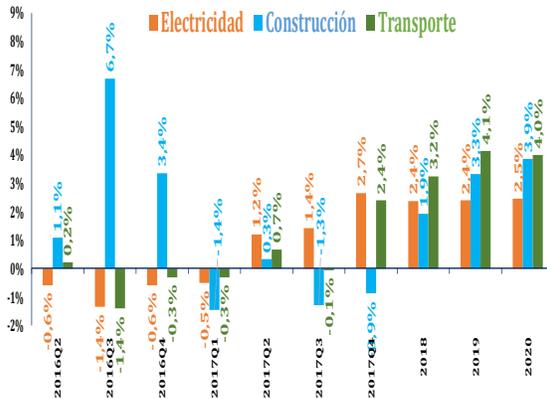
Gráfica 52. Proyección Crecimiento Económico Agricultura, Minas e Industria Colombia 2017 – 2020



Fuente: Cálculos UPME con base en Datos DANE

- El crecimiento a mediano plazo de la industria 2018 – 2020 estaría en el 2,5% anual.

Gráfica 53. Proyección Crecimiento Económico Electricidad, Construcción y Transporte 2017 – 2020



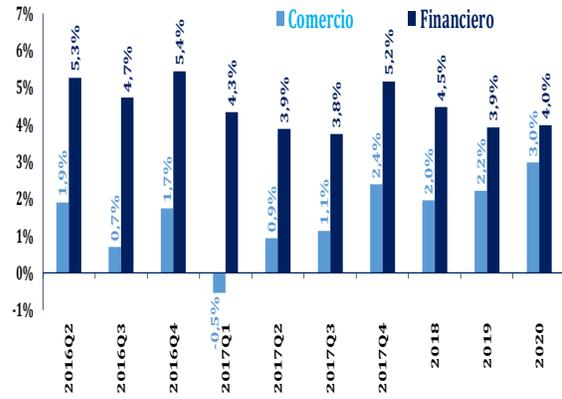
Fuente: Cálculos UPME con base en Datos DANE

- El sector eléctrico crecería durante el segundo semestre alrededor del 2%. Su crecimiento 2018 – 2020 se proyecta en 2,5%.
- La construcción se contraería en 2017, con una tasa anual – 0,8%. Su crecimiento 2018 – 2020 se proyecta en 3% promedio anual.
- El transporte tendría un crecimiento de 1,2% en el segundo semestre Su

crecimiento 2018 – 2020 se proyecta en 3,8%.

- El comercio crecería en 1,8% en el segundo semestre de 2017. Su crecimiento anual 2018 – 2020 se proyecta en 2,4% anual.
- El sector financiero crecería en 2017, en un 4,3% anual. Su crecimiento 2018 – 2020 se proyecta en 4,1%.
- Servicio Social se proyecta que crezca 3.1% anual en 2017. Su crecimiento 2018 – 2020 se proyecta en 3,1%.

Gráfica 54. Proyección Crecimiento Económico Comercio y Sector Financiero 2017 – 2020



Fuente: Cálculos UPME con base en Datos DANE

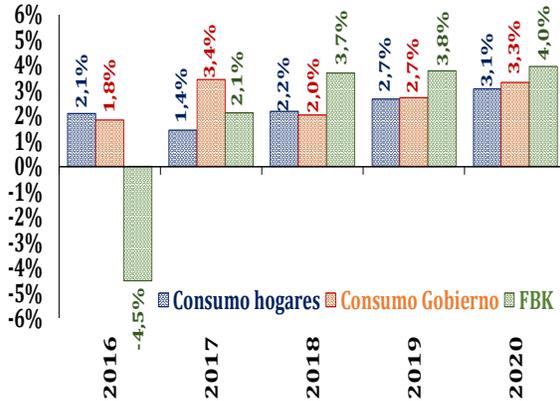
Con relación a la demanda agregada, los datos de 2017Q2 evidencian un mayor deterioro del consumo, una recuperación incipiente en la inversión y un repunte notable del gasto público (Gráfica 55, Gráfica 56).

Las proyecciones de la Subdirección de Demanda de la UPME para la Demanda Agregada (Enfoque del Gasto en la Economía Colombiana) permiten concluir al respecto:

- El consumo de hogares crecería en 1,7% en 2017. Para el período 2018 – 2020 se proyecta en 2.6% anual.

- El gasto del gobierno se expandiría al finalizar 2017 en 3,4%. Para el periodo 2018 – 2020 se proyecta una expansión de 2,7% promedio anual.

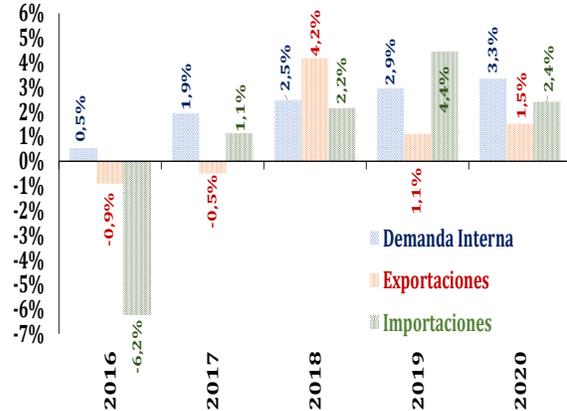
Gráfica 55. Proyección Crecimiento Anual Colombia
Consumo Hogares – Gobierno, Inversión Privada (FBKF)



Fuente: Cálculos UPME con base en Datos DANE

- La inversión privada sería el componente de la demanda agregada que mejor se recuperaría en 2017, expandiéndose en 2,1% en 2017 y en 3,8% por año entre 2018 y 2020.
- El consumo total se expandiría a una tasa de 1,4% en 2017 completando seis años consecutivos descendiendo, pero sería el piso del ajuste, por cuanto se estima un crecimiento del gasto conjunto de hogares y gobierno de 2,6% promedio por año entre 2018 y 2020.
- La demanda interna se expandiría en 1,9% en 2017, previéndose luego una expansión de 2,6% entre 2018 y 2020.

Gráfica 56. Proyección Crecimiento Anual Colombia
Demanda Interna y Sector Externo
(Exportaciones – Importaciones)



Fuente: Cálculos UPME con base en Datos DANE

- Las exportaciones se contraerían en 2017 en 0,5% proyectando una recuperación desde 2018, con un crecimiento promedio de 2,3% por año, entre 2018 y 2020.
- Las importaciones se expandirían en 1,1% en 2017, una mejora respecto a la contracción de 6,2% en 2016, lo que indicaría una mejora en la capacidad de gasto de empresas y hogares a nivel doméstico. Para el período 2018 – 2020 se espera un crecimiento promedio de 3% anual.

La inversión seguiría incrementando su participación en el PIB, la cual en 2017 se ubicaría en 27,7% y a 2020 se proyecta en 28,5%.

7. SEGUIMIENTO A LAS PROYECCIONES DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA

“The (Rather Happy) Disorder Family”¹

One technical comment. We keep saying that fragility and antifragility mean potential gain or harm from exposure to something related to volatility. What is that something? Simply, membership in the extended disorder family.

The Extended Disorder Family (or Cluster): (i) uncertainty, (ii) variability, (iii) imperfect, incomplete knowledge, (iv) chance, (v) chaos, (vi) volatility, (vii) disorder, (viii) entropy, (ix) time, (x) the unknown, (xi) randomness, (xii) turmoil, (xiii) stressor, (xiv) error, (xv) dispersion of outcomes, (xvi) unknowledge.

It happens that uncertainty, disorder, and the unknown are completely equivalent in their effect: antifragile systems benefit (to some degree) from, and the fragile is penalized by, almost all of them—even if you have to find them in separate buildings of the university campuses and some philosopher who has never taken real risks in his life, or, worse, never had a life, would inform you that <<they are clearly not the same thing>>.

Why item (ix), time? Time is functionally similar to volatility: the more time, the more events, the more disorder. Consider that if you can suffer limited harm and are antifragile to small errors, time brings the kind of errors or reverse errors that end up benefiting you. This is simply what your grandmother calls experience. The fragile breaks with time.”

7.1 Análisis de Sesgo Sistemático

En las revisiones publicadas desde noviembre de 2013, se ha definido una mayor calidad de las proyecciones, reflejado en la reducción de los errores, por lo menos en el corto plazo. Cabe anotar que en este análisis incluye la demanda de los Grandes Consumidores Especiales.

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

Los resultados son los siguientes:

- a. Se analizó el comportamiento del total histórico de las proyecciones realizadas en la Unidad desde noviembre 2013 a junio de 2017, con respecto a los valores realmente demandados. Empleando el Error Promedio Porcentual (APE), el Error Promedio Absoluto (AAE), y el Error Cuadrático Medio (MSE) (Gráfica 57 y Tabla 5).

¹ TALEB, NASSIM NICHOLAS. “Antifragile: Things That Gain from Disorder”, Random House, November 27th 2012, ISBN 978-1-4000-6782-4, eISBN: 978-0-679-64527-6. En línea:

https://cpor.org/af/Taleb_Antifragile.pdf (Consulta Mayo de 2017)

Tabla 5. Errores de las proyecciones

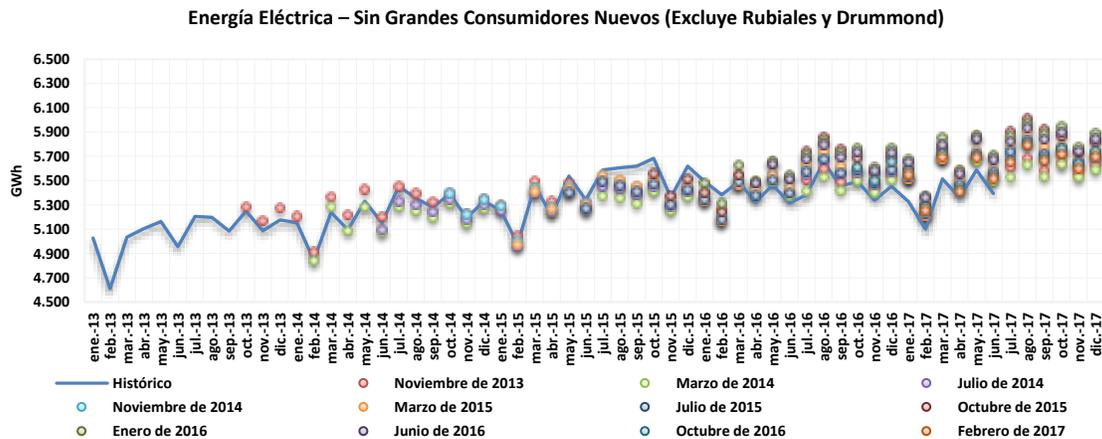
	ENERGÍA ELÉCTRICA					
	Con Grandes Consumidores Nuevos (Incluye Rubiales y Drummond)			Sin Grandes Consumidores Nuevos (Excluye Rubiales y Drummond)		
	APE	AAE	MSE	APE	AAE	MSE
Nov. 2013	1,36%	128	0,09%	0,71%	93	0,04%
Mar. 2014	0,09%	155	0,11%	-0,64%	98	0,05%
Jul. 2014	2,57%	167	0,15%	-0,13%	105	0,05%
Nov. 2014	3,46%	202	0,19%	0,67%	106	0,05%
Mar. 2015	1,94%	180	0,14%	0,66%	122	0,06%
Jul. 2015	4,27%	314	0,40%	0,40%	126	0,07%
Oct. 2015	6,98%	402	0,64%	2,85%	197	0,16%
Ene. 2016	5,35%	295	0,33%	4,17%	234	0,22%
Jun. 2016	5,88%	323	0,35%	4,41%	238	0,20%
Oct. 2016	4,45%	244	0,21%	3,02%	163	0,10%
Feb. 2017	2,53%	138	0,07%	2,60%	139	0,08%

Nota: No incluye Panamá

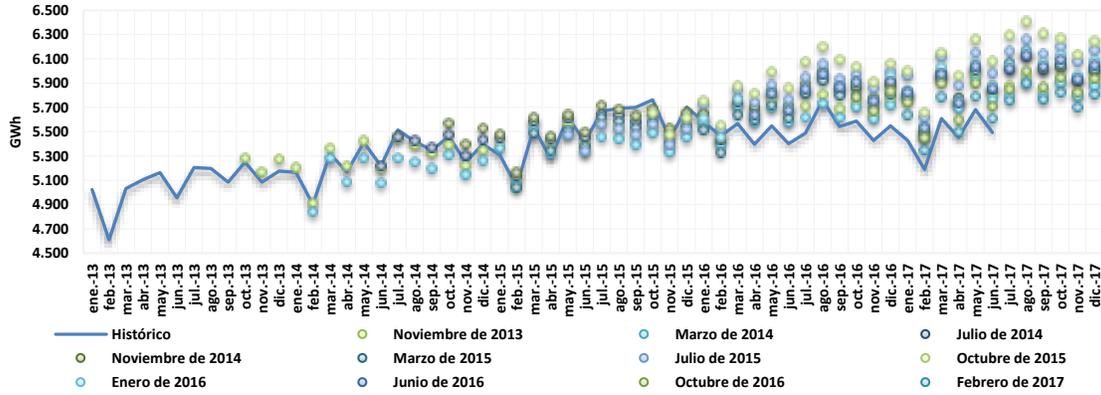
	POTENCIA MÁXIMA					
	Con Grandes Consumidores Nuevos (Incluye Rubiales y Drummond)			Sin Grandes Consumidores Nuevos (Excluye Rubiales y Drummond)		
	APE	AAE	MSE	APE	AAE	MSE
Nov. 2013	6,42%	616	0,48%	5,99%	566	0,40%
Mar. 2014	3,91%	401	0,25%	3,39%	332	0,16%
Jul. 2014	5,83%	562	0,39%	3,80%	365	0,19%
Nov. 2014	6,24%	603	0,43%	4,16%	395	0,21%
Mar. 2015	4,15%	439	0,28%	2,87%	310	0,15%
Jul. 2015	6,72%	681	0,64%	2,90%	310	0,14%
Oct. 2015	8,90%	864	0,91%	4,90%	468	0,29%
Ene. 2016	7,29%	707	0,57%	5,97%	569	0,38%
Jun. 2016	7,18%	696	0,54%	5,21%	497	0,29%
Oct. 2016	6,37%	619	0,42%	4,20%	401	0,19%
Feb. 2017	4,25%	411	0,19%	3,43%	326	0,13%

Nota: No incluye Panamá

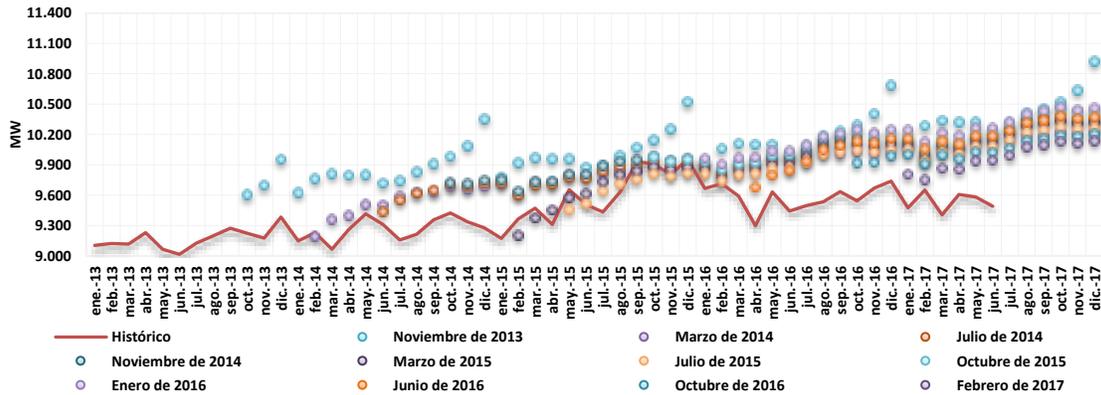
Gráfica 57. Histórico de las proyecciones – Revisión Noviembre de 2013 a Revisión Febrero de 2017



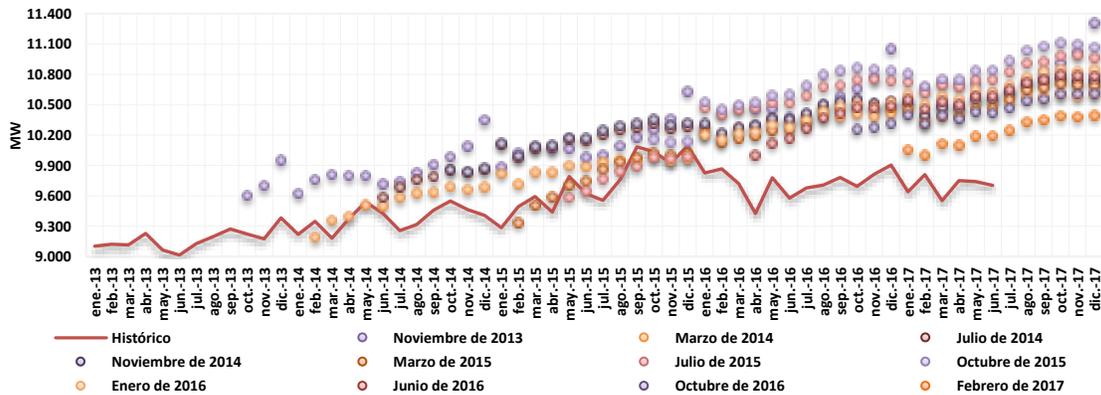
Energía Eléctrica – Con Grandes Consumidores Nuevos (Incluye Rubiales y Drummond)



Potencia Máxima – Sin Grandes Consumidores Nuevos (Excluye Rubiales y Drummond)



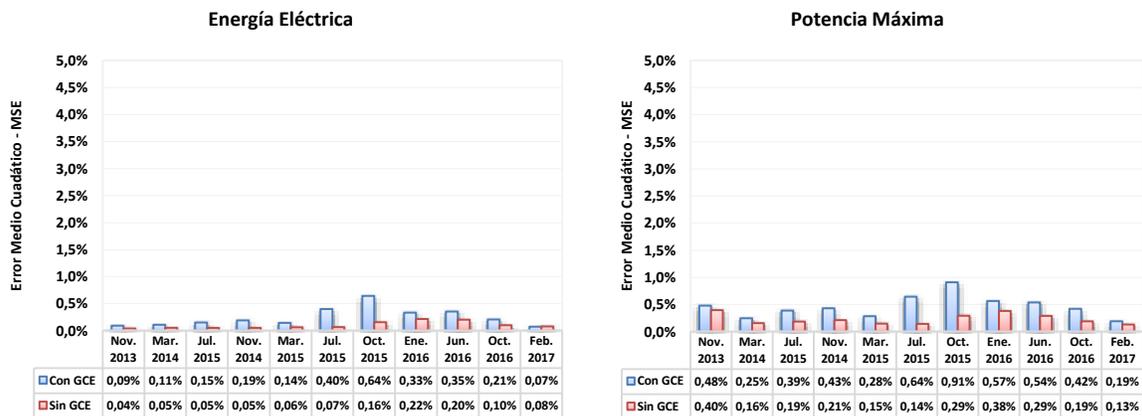
Potencia Máxima – Con Grandes Consumidores Nuevos (Incluye Rubiales y Drummond)



Fuente: UPME, Base de Datos XM (08 de Mayo), 2017.

- b. El desempeño de los modelos de noviembre de 2013 hasta junio de 2017 son modelos: a) VAR Endógeno y Exógeno y, b) VEC combinado respectivamente. Los cuales han mostrado un alto grado de precisión. Para los modelos de demanda de energía eléctrica (incluyendo y excluyendo los “GCE” Rubiales y Drummond), se han obtenido reducciones del 0,64% y 0,04%
- c. Por otra parte, en cuanto a los modelos de demanda de potencia máxima (incluyendo y excluyendo los “GCE” Rubiales y Drummond), se obtuvieron reducciones del 0,91% y 0,13% en el MSE de las proyecciones.

Gráfica 58. Seguimiento al Error Medio Cuadrático de las Revisiones Publicadas por la Unidad



Fuente: UPME, Base de Datos XM (26 de Julio), 2017.

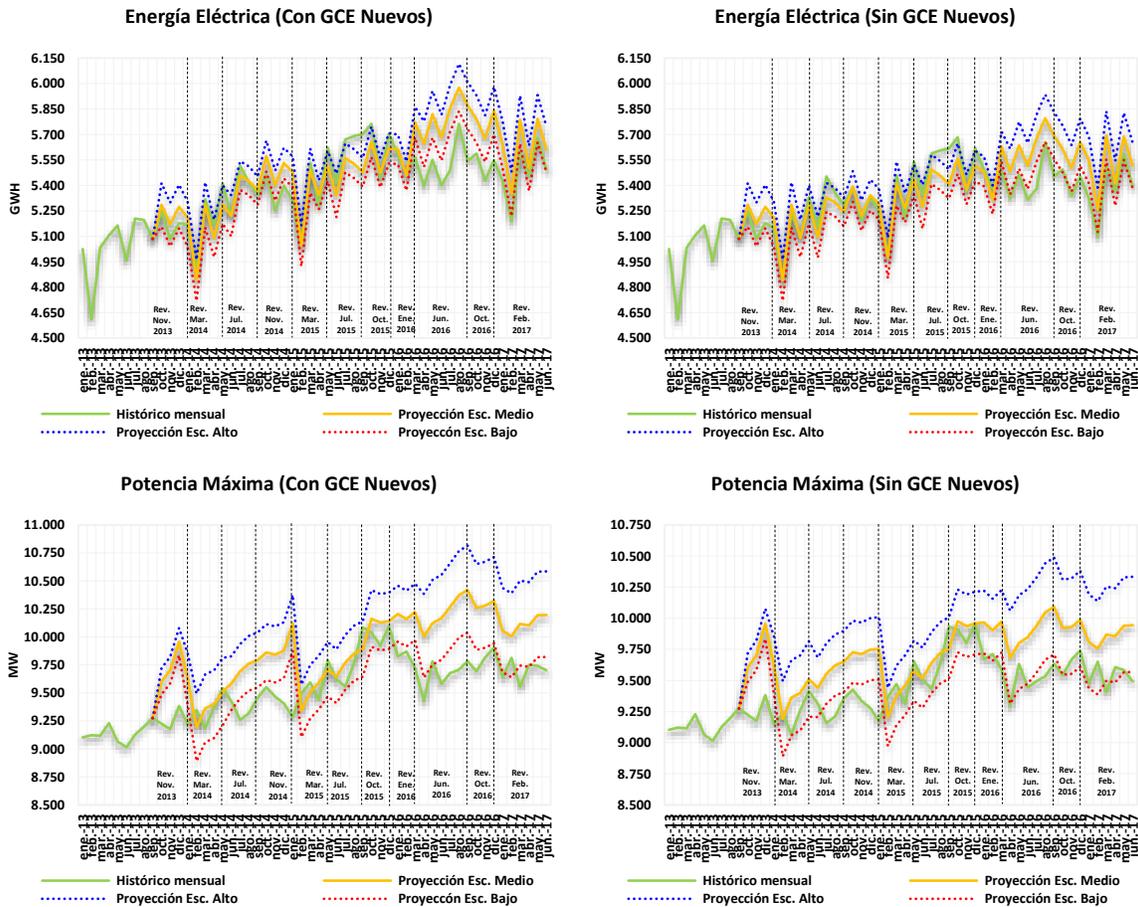
Los informes de proyección de demanda de energía eléctrica y potencia máxima para Colombia presentados cuatrimestralmente por la entidad, han mostrado una alto grado de correlación entre las variables empleadas (PIB, Población y Temperatura de las áreas geográficas del SIN).

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

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

Los modelos empleados para este seguimiento de la demanda se han ajustado y han reflejado el comportamiento de la demanda real del SIN (Gráfica 59).

Gráfica 59. Seguimiento a las Proyecciones de Demanda de EE



Fuente: UPME, Base de Datos XM (26 de Julio), 2017.

7.2 Análisis y relaciones existentes del de la demanda de energía eléctrica, en el último fenómeno de El Niño

En cuanto a la demanda total de energía eléctrica del SIN, se presenta a continuación un análisis gráfico comparativo en cuanto a crecimiento y tendencia, durante y después de un fenómeno de El Niño.

a. Gráficamente los comportamientos que ha tenido la demanda de energía del SIN, durante y después de un fenómeno de El Niño; muestran una relación muy similar entre fenómenos históricos ocurridos (1998-1999, 2009-2010 y 2015-2016) (ver Gráfica 60). Para poder brindar un soporte estadístico, se procedió a realizar un análisis de correlaciones.

b. De acuerdo al Análisis inferencial para el coeficiente de correlación r de Pearson, se tiene lo siguiente:

i. El modelo estadístico (correlación lineal) de Dos Colas:

$$\text{con } gl = n - 2$$

$$H_0: \rho = 0$$

$$H_1: \rho \neq 0$$

En resumen, se calcula el valor de t con los datos muestrales usando la ecuación anterior, obteniéndose el valor observado t_0 .

ii. Elección del estadístico de prueba: En este caso lo proporciona una conversión de la distribución de los valores muestrales r a una distribución T-Student mediante su estandarización:

$$t = r / s_r$$

donde S_r es la desviación estándar muestral de los valores de r , calculada de la siguiente manera:

$$s_r = ((1-r^2)/(n-2))^{1/2}$$

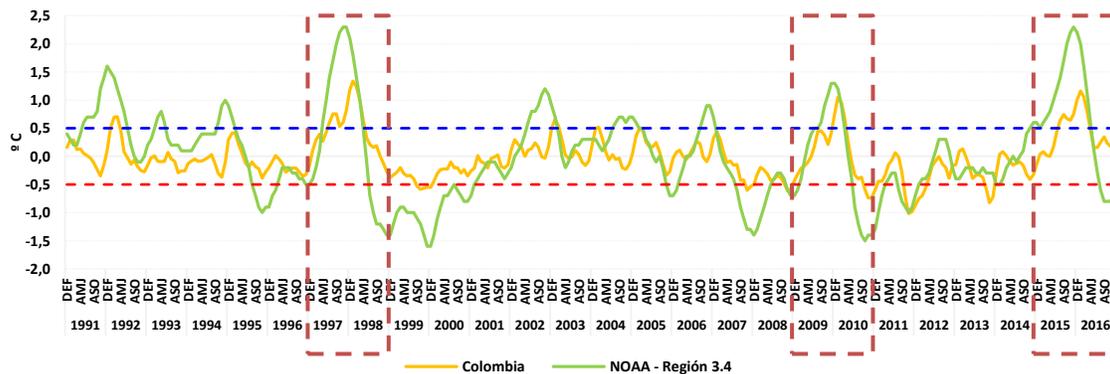
Sustituyendo se tiene

$$t = r / (((1-r^2)/(n-2))^{1/2})$$

iii. Se fija un valor de α y se calculan los valores de la distribución T-Student con $n-2$ grados de libertad. Con esto quedan establecidos los intervalos de rechazo y aceptación de acuerdo al modelo estadístico.

iv. Enfoque tradicional: Si el valor observado t_0 cae en la región de rechazo, se rechaza H_0 teniendo una correlación lineal, si por el contrario el valor observado t_0 cae en la región de aceptación, se acepta H_0 y no hay una correlación lineal.

Gráfica 60. Variación de la temperatura en temporadas frías y cálidas (°C) – Colombia vs NOAA (Región 3.4)



Fuente: UPME, Bases de Datos IDEAM, NOAA, 2017.

Prueba de hipótesis:

$H_0: \rho = 0$ (No existe Correlación lineal entre la demanda de energía eléctrica entre períodos).

Dando como resultado la

$H_1: \rho \neq 0$ (Existe Correlación lineal entre la demanda de energía eléctrica entre períodos).

Tabla 6:

Tabla 6. Análisis inferencial para el coeficiente de correlación r de Pearson – Demanda de Energía Eléctrica del SIN

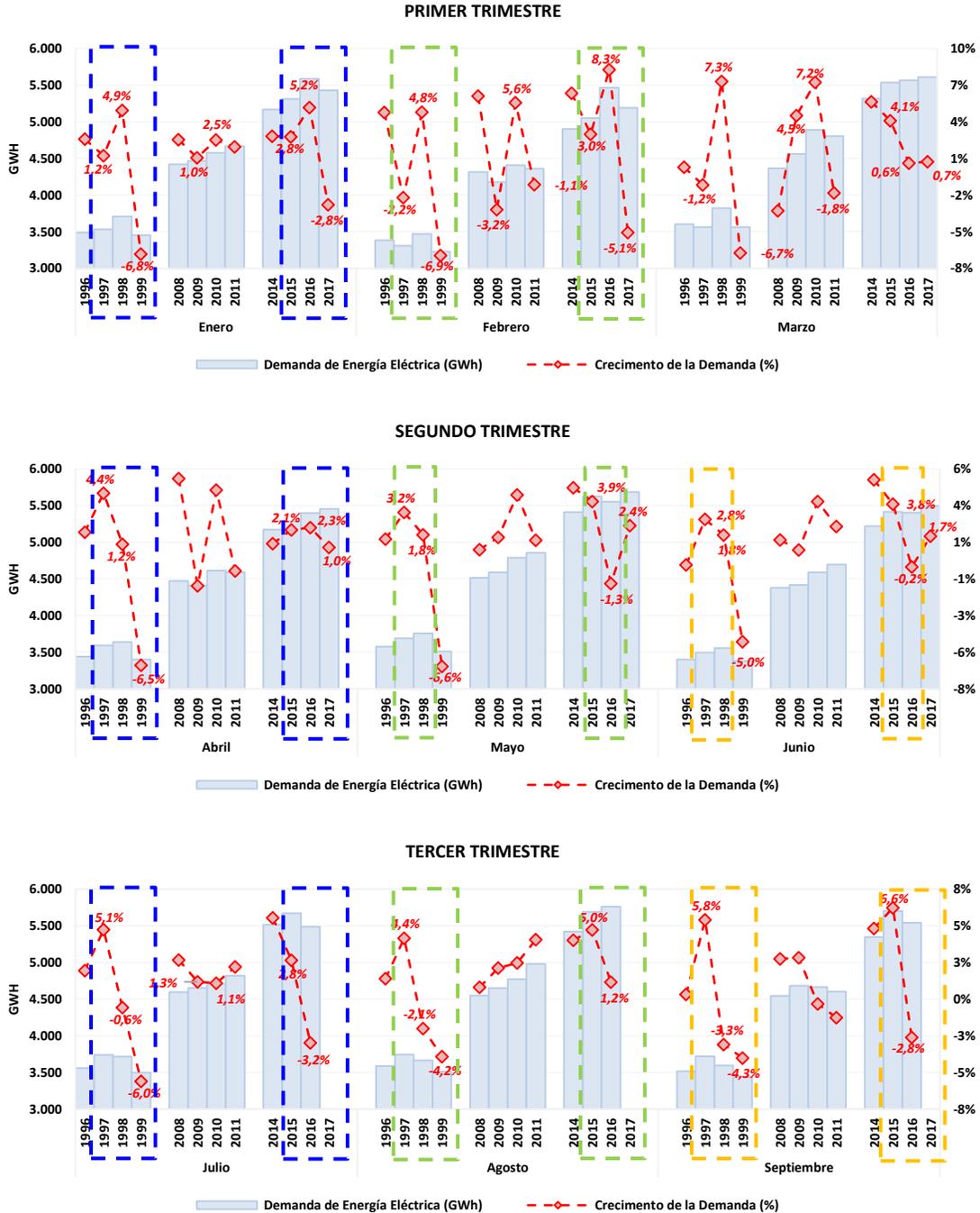
	Pre – El Niño		El Niño		Post – El Niño	
	1996 / 2014	2008 / 2014	1997-1998 / 2015-2016	2009-2010 / 2015-2016	1999 / 2017	2011 / 2017
Correlación R de Pearson.	0,1212	-0,1791	0,6832	0,2495	0,9938	-0,2870
n	12	12	24	24	4	4
t_0	0,3860	-0,5755	4,3883	1,2085	12,6442	-0,4237
Grados de Libertad (gl)	10	10	22	22	2	2
α	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
T-Student (gl, $\alpha/2$)	2,2281	2,2281	2,0739	2,0739	4,3027	4,3027
Conclusión	Se acepta H_0	Se acepta H_0	No se acepta H_0	Se acepta H_0	No se acepta H_0	Se acepta H_0

Fuente: UPME, Base de Datos XM (26 de Junio), 2017.

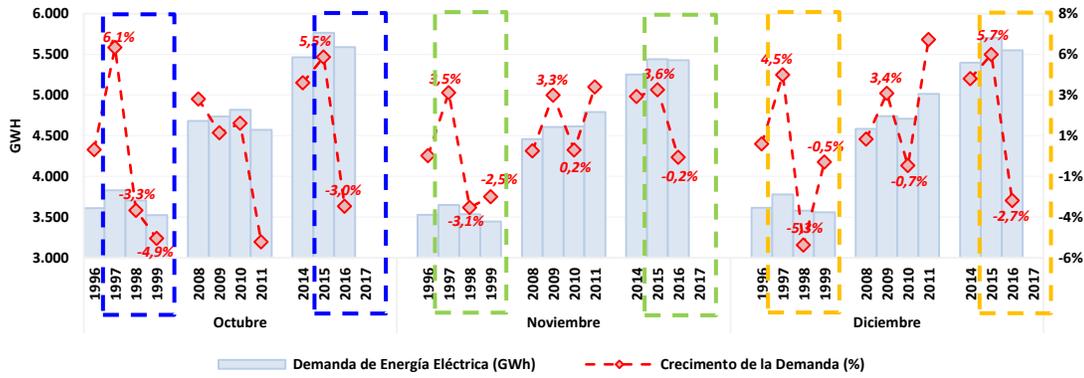
c. Estadísticamente, se demostró que la demanda de energía eléctrica del SIN, presenta una alta correlación positiva y significativa entre los fenómenos de El Niño de 1997-1998 y 2015-2016 y su posterior comportamiento en los años venideros. Lo cual, pudiera reflejar una tendencia y un crecimiento esperado en 2017, de forma similar a 1999.

d. Adicionalmente, en la Gráfica 61 se muestran los comportamientos y sus crecimientos mensuales de la demanda de energía del SIN, durante y después de un fenómeno de El Niño; para los períodos 1998-1999, 2009-2010 y 2015-2016. En donde se ratifica el comportamiento análogo entre los períodos 1997-1998 y 2015-2016.

Gráfica 61. Seguimiento a la Demanda Total del SIN de Energía Eléctrica en Períodos de Fenómeno de El Niño



CUARTO TRIMESTRE



Fuente: UPME, Base de Datos XM (26 de Julio), 2017.

8. EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA DE LOS GRANDES CONSUMIDORES ESPECIALES (GCE)

4,43 %), Cerrejón (2,75%), La Cira Infantas (3,54%), Rubiales (16,35%) y Drummond (32,83%).

8.1 Desarrollo de la demanda de energía eléctrica, durante y después del Fenómeno de El Niño

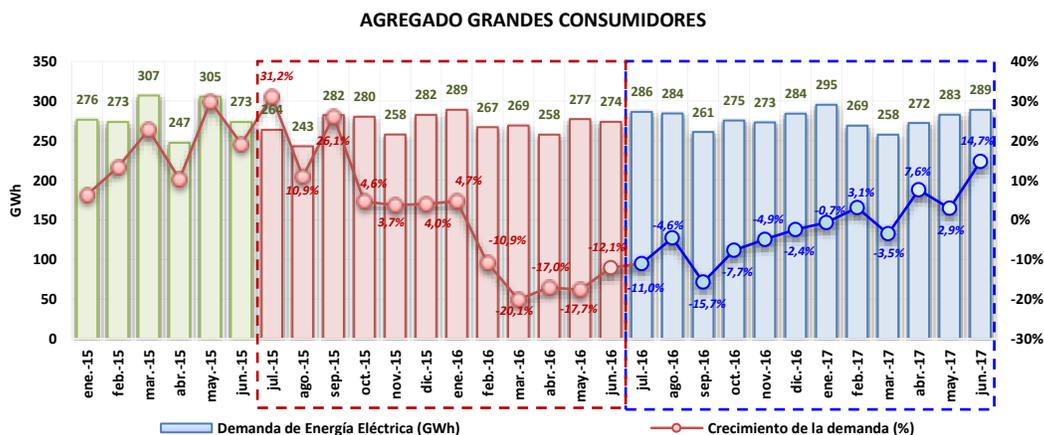
Para la demanda de los GC de energía eléctrica, se presenta un análisis gráfico del primer año siguiente al último fenómeno de “El Niño”, en los cuales se muestra:

- I. La demanda total de demanda de energía eléctrica asociada a los Grandes Consumidores (Cerromatoso, Cerrejón, OXY, La Cira Infanta, Rubiales y Drummond), muestra un crecimiento promedio mensual de 2,89% a lo largo del período julio 2016 a junio 2017.
- II. Los Grandes Consumidores Existentes han presentado crecimientos promedio mensuales durante el período de análisis, tales como: OXY (29,38%), Cerromatoso (-

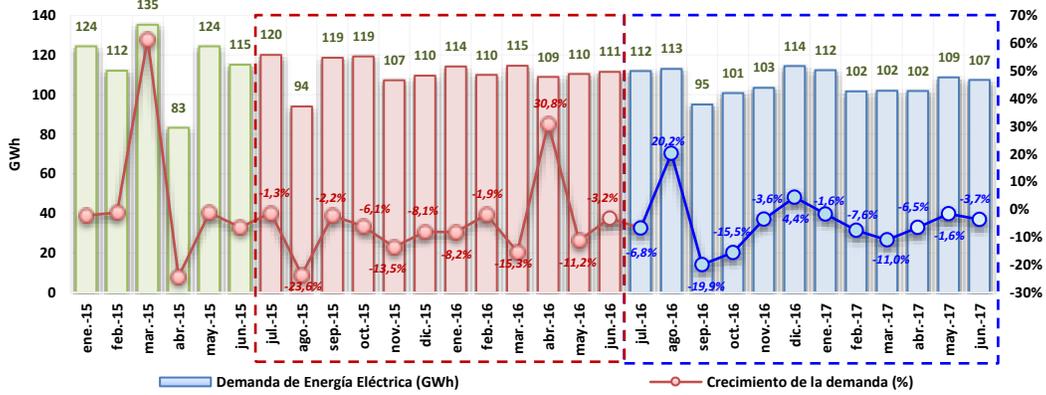
III. Respecto a los Grandes Consumidores Especiales Nuevos (Rubiales y Drummond), han mostrado una desaceleración en su crecimiento. Esto se debe en gran medida a que: a) Rubiales revierte hacia Ecopetrol, lo que ha hecho que su tasa de crecimiento promedio mensual se desacelere en un 5,43%; y por otra parte, b) Drummond presenta un crecimiento casi nulo para el primer trimestre del presente año, alcanzando una diferencia del -85,01%; con respecto al primer semestre del año anterior.

IV. Cabe resaltar que el GC OXY, ha venido presentado tasas de crecimiento negativas, debido a que ha disminuido su demanda, ya que su actividad se encuentra de hecho en una fase decreciente, y se espera que esta culmine en 2023.

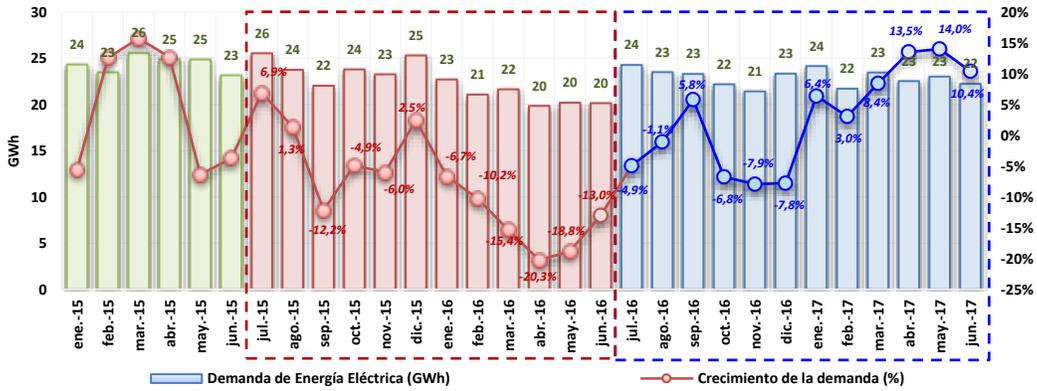
Gráfica 62. Seguimiento a la Demanda de Grandes Consumidores de Energía Eléctrica 2015 - 2017



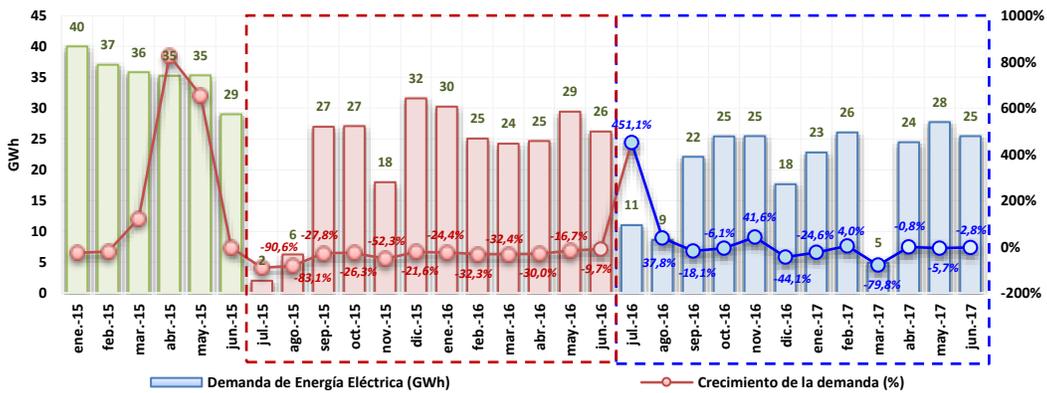
CERROMATOSO



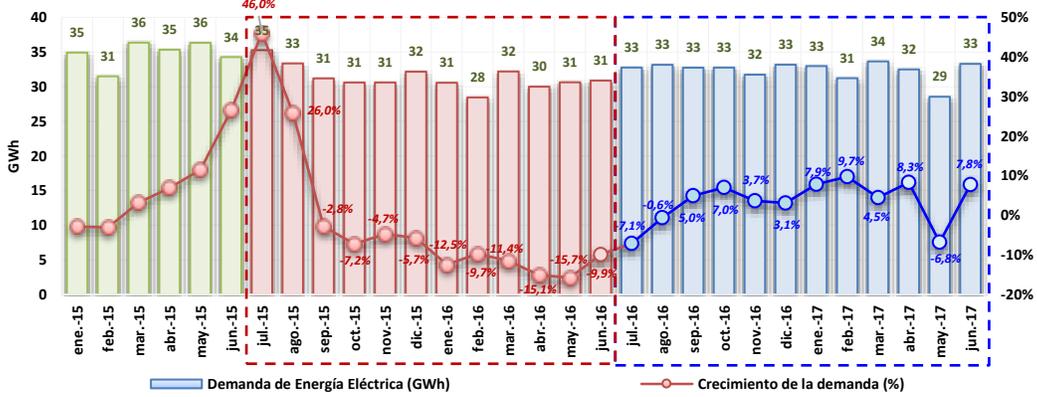
CERREJÓN



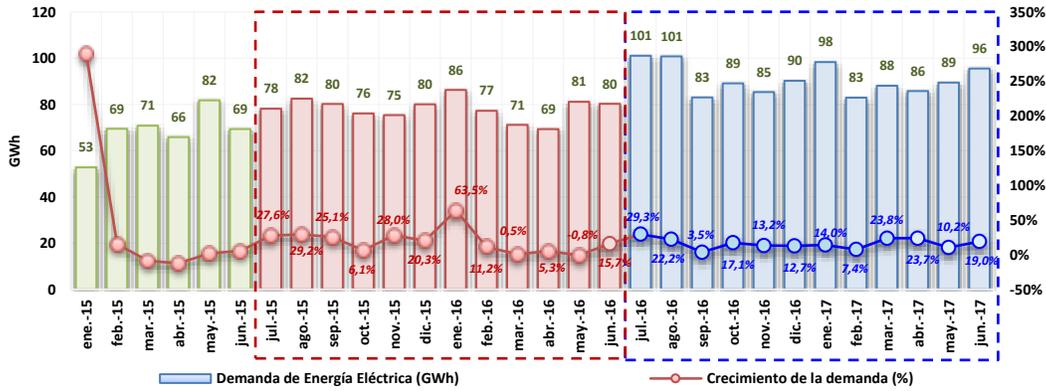
OXY



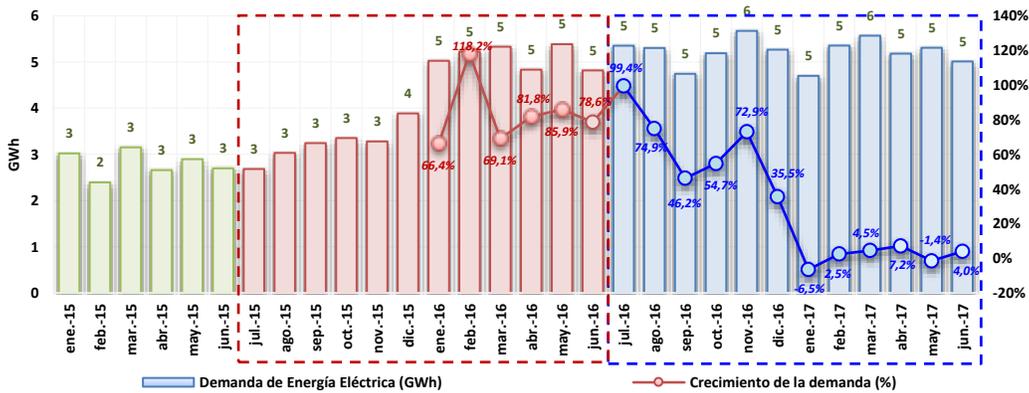
LA CIRA INFANTAS



RUBIALES



DRUMMOND



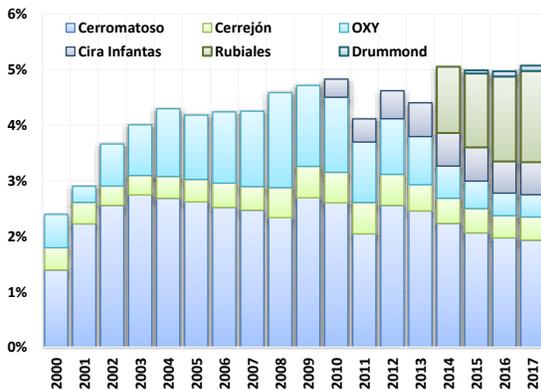
Fuente: UPME, Base de Datos XM (26 de Julio), 2017.

8.2 Indicadores de desempeño de los GCE

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 5,26% en junio de 2017. La participación promedio mensual de los GCE en la demanda total de energía eléctrica para el período enero de 2000 a junio de 2017, se encuentra en 4,27%; y alcanza un máximo de 5,59% en febrero de 2014 y un mínimo de 1,79% en octubre de 2000.

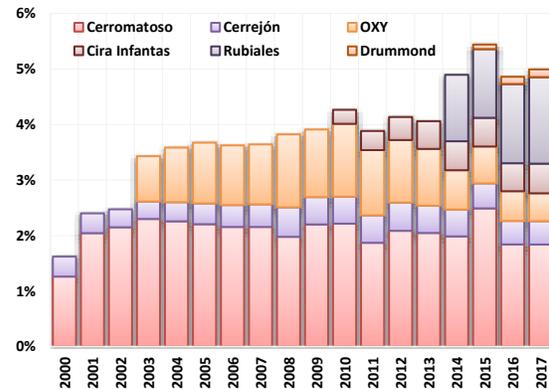
Gráfica 63. Evolución de la Participación Promedio Anual de los GCE en la Demanda de Energía Eléctrica



Fuente: UPME, Base de Datos XM (26 de Julio), 2017.

- **Potencia máxima:** pasa de alrededor de 1,62% de la demanda total desde enero de 2000 y llega hasta 5,56% en junio de 2017. La participación promedio mensual de los GCE en la demanda máxima de potencia para el período enero de 2000 a marzo de 2017, encuentra en 3,78%; y alcanza un máximo de 5,94% en julio de 2015 y un mínimo de 1,50% en marzo de 2000.

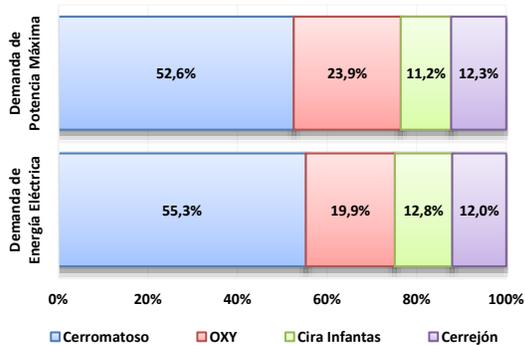
Gráfica 64. Evolución de la Participación Promedio Anual de los GCE en la Demanda de Potencia Máxima



Fuente: UPME, Base de Datos XM (26 de Julio), 2017.

Lo anterior, permite evidenciar que los GC Existentes han ido disminuyendo a través del tiempo su participación dentro de la demanda total del SIN. Pero, si le adicionamos los GC Nuevos (Rubiales y Drummond), esta participación aumentará levemente, mostrando un crecimiento casi vegetativo de la demanda total que integra éstos.

Gráfica 65. Participación Promedio mensual de los GC Existentes (2010-2017)

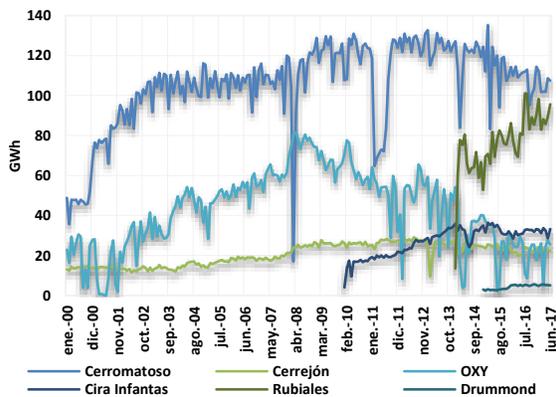


Fuente: UPME, Base de Datos XM (26 de Julio), 2017.

Además, se puede observar que Cerromatoso y OXY poseen más del 70% en la participación de los Grandes Consumidores Existentes.

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:

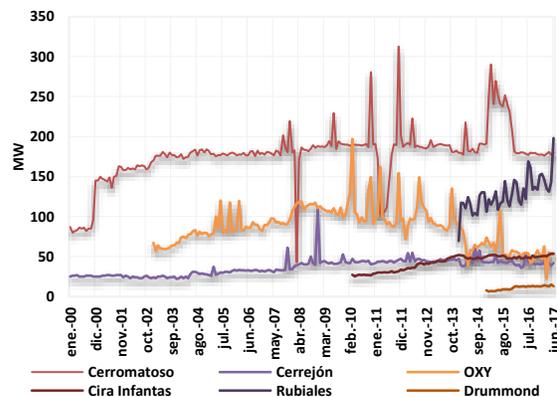
Gráfica 66. Histórico de la demanda de energía eléctrica de los Grandes Consumidores Existentes (GWh)



Fuente: UPME, Base de Datos XM (26 de Julio), 2017.

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

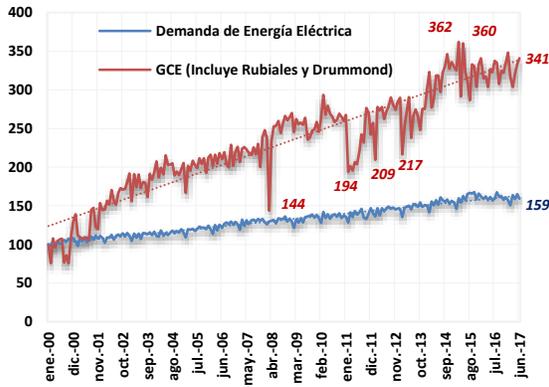


Fuente: UPME, Base de Datos XM (26 de Julio), 2017.

Por otra parte, se realizó el ejercicio de mostrar en un índice la relación de los grandes consumidores versus la demanda nacional del SIN. El índice de los GCE, se ve afectado en gran medida por el comportamiento de la demanda de energía eléctrica como de potencia máxima a razón del GC Cerromatoso. 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 junio de 2017 ha crecido 3,41 veces, mientras la demanda del SIN solamente ha crecido 1,59 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 68).

Gráfica 68. Índice de la demanda de energía eléctrica (Base Enero de 2000 = 100)

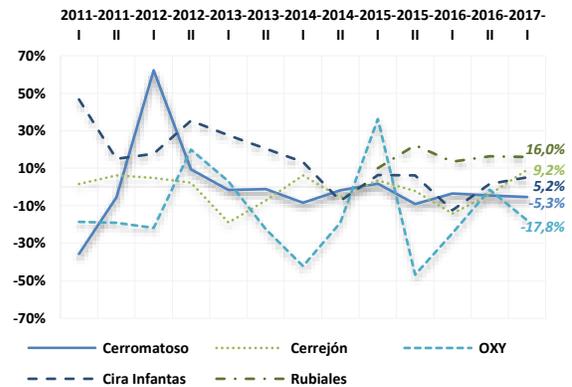


Fuente: UPME, Base de Datos XM (26 de Julio), 2017.

El índice para la Demanda de energía eléctrica del SIN, alcanza un máximo de 1,68 veces en octubre de 2015, y un mínimo de 0,98 veces en febrero de 2000. Mientras que los GCE, alcanzan un máximo de 3,62 veces en marzo de 2015, y un mínimo de 0,76 veces en febrero de 2000.

El crecimiento de los GC durante los últimos 6 años (Gráfica 69), muestra distintas dinámicas de comportamiento debido a diversos fenómenos socioeconómicos, climáticos, O&M, entre otros. El crecimiento semestral promedio para estos son: Cerromatoso (-0,3%), Cerrejón (-1,4%), OXY (-13,5%), La Cira Infantas (13,5%) y Rubiales (15,6%).

Gráfica 69. Crecimiento semestral de la demanda de energía eléctrica de los GCE en los últimos 6 años

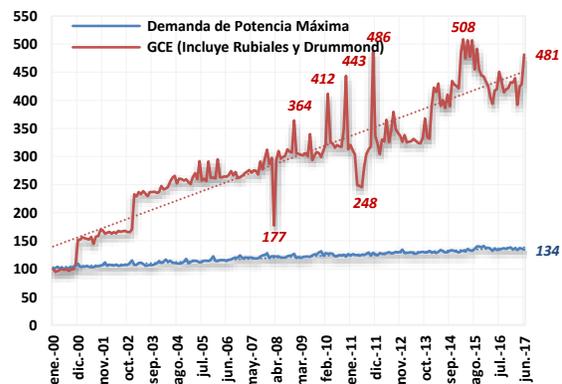


Fuente: UPME, Base de Datos XM (26 de Julio), 2017.

b. Potencia máxima: Tomando como base enero de 2000, la demanda de los grandes consumidores a junio de 2017 ha crecido 4,81 veces, mientras la demanda del SIN ha crecido 1,34 veces. (Gráfica 70).

El índice para la Demanda de potencia máxima del SIN, alcanza un máximo de 1,41 veces en diciembre de 2015, y un mínimo de 1,00 veces en enero de 2000. Mientras que los GCE, alcanzan un máximo de 5,08 veces en marzo de 2015, y un mínimo de 0,95 veces en febrero de 2000.

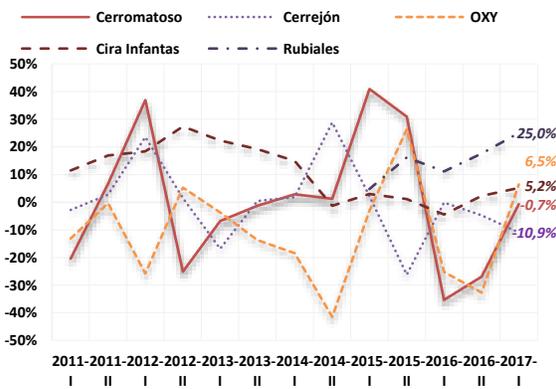
Gráfica 70. Índice de la demanda de potencia máxima (Base Enero de 2000 = 100)



Fuente: UPME, Base de Datos XM (26 de Julio), 2017.

El crecimiento de los GC durante los últimos 6 años (Gráfica 71), muestra distintas dinámicas de comportamiento debido a diversos fenómenos socioeconómicos, climáticos, O&M, entre otros. El crecimiento semestral promedio para estos son: Cerromatoso (0,2%), Cerrejón (-0,1%), OXY (-10,7%), La Cira Infantas (10,5%) y Rubiales (14,9%).

Gráfica 71. Crecimiento anual de la demanda de potencia máxima de los GCE en los últimos 6 años



Fuente: UPME, Base de Datos XM (26 de Julio), 2017.

9. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA EN COLOMBIA

9.1 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 pronósticos² (explicado en los informes de julio y noviembre de 2014), empleando modelos multivariados como los VAR (Modelo de Vectores Autorregresivos) y los VEC (Modelo de Vectores de Corrección de Error), los cuales proponen un sistema de ecuaciones, con tantas ecuaciones como series a analizar o predecir.

Los datos introducidos en el modelo de esta revisión son: las series históricas de la Demanda de Energía Eléctrica de Colombia obtenidas del Operador del Sistema (XM), los datos económicos (PIB Total) del Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE), los datos demográficos (Población) de la Organización de las Naciones Unidas (UN) y el dato climático (Temperatura) obtenido del Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM). La abreviatura y la periodicidad de las variables se muestran en la Tabla 7:

Tabla 7. Variables de la Demanda de EE a largo Plazo

	ABREVIATURA	PERIODICIDAD	FUENTE
Demanda de Energía Eléctrica :	DEE	Mensual (Enero 1991 – Junio 2017)	XM
PIB Total :	PIBTotal	Trimestral (Marzo 1994 – Marzo 2017)	DANE
		Trimestral (Junio 2017 – 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 (26 de Julio), ONU, DANE e IDEAM, 2017.

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 06/2013 a 09/2013).

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.

² CASTAÑO V., ELKIN. *Revista Lecturas de Economía* No. 41. “Combinación de pronósticos y variables predictoras con error”.

9.2 Metodología

Desde el pasado informe de octubre de 2016, se ha replicado la metodología que incorpora el efecto de la Campaña Apagar Paga versus el efecto sin la Campaña Apagar Paga. Ante lo cual, permitirá minimizar el impacto que pueda generar a partir de éste cambio estructural en la proyección de la demanda de energía eléctrica como en la demanda de potencia máxima.

Inicialmente, se elaboró un modelo combinado, el cual se definió como “*Modelo Con Campaña Apagar Paga*”, que integraba las demandas de abril de 2016 a junio de 2017, la composición de éste es: VAR Endógeno (22%), VAR Exógeno (25%) y VEC (53%).

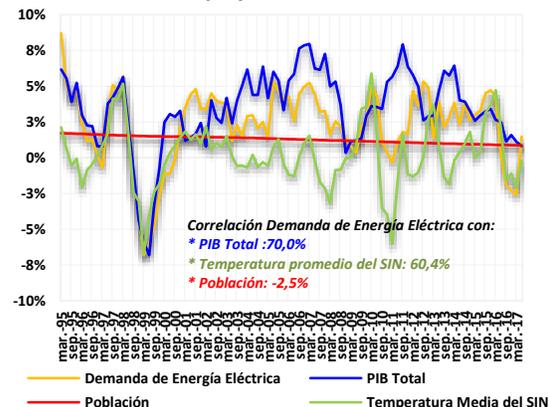
Luego, se procedió a realizar otro modelo combinado, el cual se definió como “*Modelo Sin Campaña Apagar Paga*”, y en éste no se tenía en cuenta las demandas de abril de 2016 a junio de 2017, la composición del modelo es: VAR Endógeno (42%), VAR Exógeno (39%) y VEC (19%), dando como resultado valores muy cercanos y similares a los reportados en el informe de junio de 2016, y con una diferencia menor al 1,05% a lo largo del horizonte de pronóstico.

De lo anterior, se expone un modelo combinado entre los valores del Informe de Junio de 2016 y el “*Modelo Con Campaña Apagar Paga*”, el cual permite reflejar de manera más confiable los valores futuros y no incurrir en una sobrestimación (No incluyendo valores de la Campaña Apagar Paga) o subestimando (Incluyendo valores de la Campaña Apagar Paga) de los valores de la demanda de energía eléctrica como de potencia máxima, para el período 2017 a 2031.

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.

Se evidencia una correlación positiva y significativa a lo largo del tiempo entre la demanda de energía eléctrica, el PIB Total y la Temperatura Media Áreas Geográficas del SIN (Ver Gráfica 72).

Gráfica 72. Crecimiento anual de las variables empleadas en las proyecciones UPME



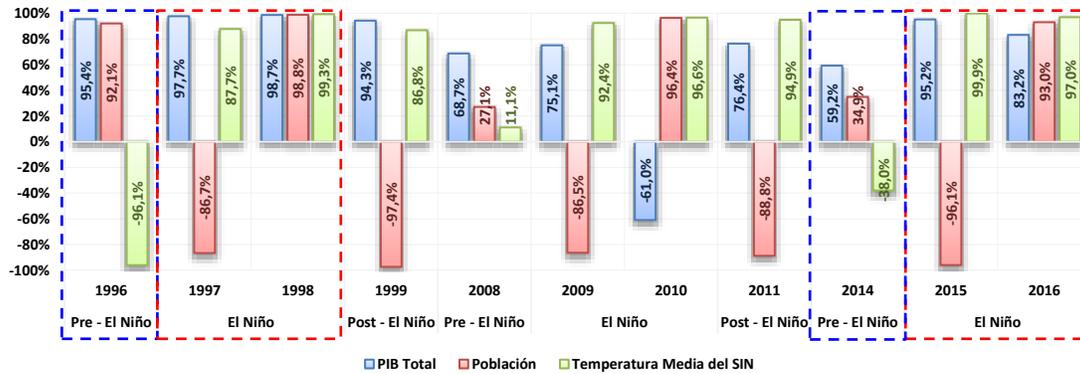
Fuente: UPME, Base de Datos XM (26 de Julio), ONU, DANE y IDEAM, 2017.

Nuevamente se ratifica lo analizado en el numeral 7.2 de acuerdo a las variables empleadas en el modelo de proyección de demanda de energía eléctrica. (Ver Gráfica 73).

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.

Gráfica 73. Correlaciones históricas de la Demanda de Energía Eléctrica respecto a las variables empleadas



Fuente: UPME, Base de Datos XM (26 de Julio), ONU, DANE e IDEAM, 2017.

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

	PIB (Precios Constantes – Miles de Millones de Pesos 2005)	Temperatura Media - Áreas Geográficas del SIN (°C)	Población (Millones de Habitantes)
2011	452.578	23,29	46.407
2012	470.880	23,31	46.881
2013	493.831	23,38	47.343
2014	515.528	23,55	47.792
2015	531.262	23,98	48.229
2016	541.675	24,21	48.653
2017	549.963	24,09	49.066
2018	564.861	24,00	49.465
2019	581.659	24,01	49.850
2020	602.214	24,10	50.220
2021	620.990	24,22	50.576
2022	641.724	24,26	50.917
2023	660.722	24,19	51.244
2024	680.429	24,22	51.556
2025	699.659	24,26	51.854
2026	721.744	24,27	52.139
2027	743.740	24,33	52.409
2028	766.963	24,36	52.665
2029	791.003	24,32	52.907
2030	815.424	24,30	53.134
2031	840.697	24,39	53.347

Fuente: DANE - Cálculos UPME (ONU) IDEAM (ONU)
Revisión: Junio de 2017 2015 Junio de 2017

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

	Crecimiento Anual		
	PIB	Temperatura Media Áreas Geográficas del SIN	Población
2011	6,59%	-1,84%	1,06%
2012	4,04%	0,10%	1,02%
2013	4,87%	0,29%	0,98%
2014	4,39%	0,74%	0,95%
2015	3,05%	1,80%	0,91%
2016	1,96%	0,96%	0,88%
2017	1,53%	-0,48%	0,85%
2018	2,71%	-0,35%	0,81%
2019	2,97%	0,01%	0,78%
2020	3,53%	0,40%	0,74%
2021	3,12%	0,47%	0,71%
2022	3,34%	0,17%	0,67%
2023	2,96%	-0,29%	0,64%
2024	2,98%	0,14%	0,61%
2025	2,83%	0,16%	0,58%
2026	3,16%	0,02%	0,55%
2027	3,05%	0,26%	0,52%
2028	3,12%	0,13%	0,49%
2029	3,13%	-0,14%	0,46%
2030	3,09%	-0,09%	0,43%
2031	3,10%	0,36%	0,40%

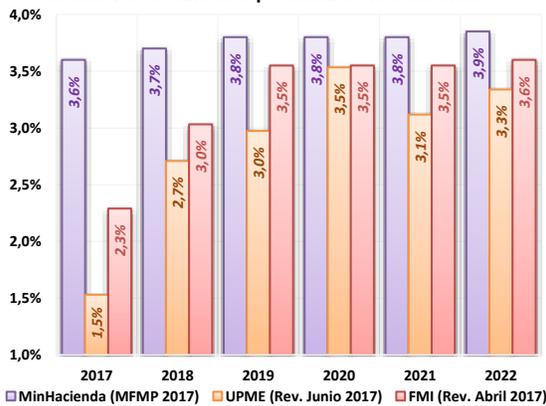
Tabla 10. Pronósticos de analistas. Encuestas Trimestral de Expectativas Banco de la República

	2014	2015	2016	2017
Analistas Locales				
Alianza Valores	4,3%	3,5%	2,0%	1,5%
Anif	4,8%	3,8%	2,5%	2,2%
Banco de Bogotá	4,5%	4,0%	3,2%	2,8%
Bancolombia	4,4%	3,9%	2,6%	2,6%
BBVA Colombia	0,0%	3,6%	2,0%	2,4%
BTG Pactual	4,7%	3,9%	2,3%	2,6%
Corficolombiana	5,0%	4,8%	2,8%	2,8%
Corpbanca	4,5%	4,3%	2,9%	2,3%
Corredores Asociados	4,5%	3,0%	2,6%	2,4%
Correval	4,6%	3,7%	2,3%	2,1%
Davivienda	4,5%	3,5%	2,6%	2,4%
Fedesarrollo	4,6%	3,9%	2,5%	2,6%
Ultrabursátiles	4,2%	4,0%	3,2%	2,4%
Promedio	4,6%	3,8%	2,6%	2,4%
Analistas Externos				
Citibank-Colombia	4,6%	3,8%	2,4%	2,3%
Deutsche Bank	4,3%	3,8%	2,8%	2,5%
Goldman Sachs	4,7%	3,2%	2,8%	2,1%
JP Morgan	4,8%	3,3%	2,2%	2,2%
Promedio	4,6%	3,5%	2,6%	2,3%

Fuente: Banco de la República (encuesta electrónica), 2017.

Como se puede observar en la Gráfica 73, el escenario de crecimiento económico construido por la UPME es consistente con las proyecciones de largo plazo estimadas por: el Fondo Monetario Internacional (FMI) y el Ministerio de Hacienda y Crédito Público (MHCP).

Gráfica 74. Crecimiento potencial de la economía



Fuente: UPME, BANREP, FMI, 2017.

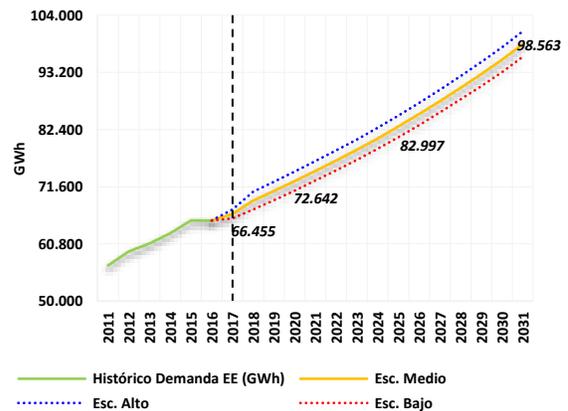
Cabe resaltar que en 2017, las expectativas de crecimiento potencial por parte de la UPME, se encuentran por debajo respecto a las demás entidades.

En la Tabla 11, 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. A continuación, en la Gráfica 75 se ilustran los resultados:

Tabla 11. Proyección de la Demanda EE Anual (GWh) – Sin GCE ni Panamá

Año	PROYECCIÓN GWh		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2017	67.299	66.455	65.619
2018	70.691	68.984	67.291
2019	72.546	70.795	69.059
2020	74.437	72.642	70.861
2021	76.428	74.585	72.758
2022	78.489	76.598	74.722
2023	80.555	78.614	76.690
2024	82.733	80.742	78.767
2025	85.044	82.997	80.968
2026	87.424	85.323	83.238
2027	89.924	87.764	85.621
2028	92.520	90.299	88.096
2029	95.190	92.906	90.641
2030	97.983	95.635	93.305
2031	100.981	98.563	96.163

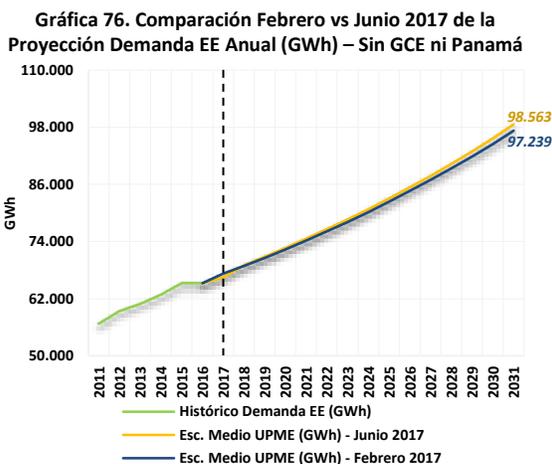
Gráfica 75. Proyección Demanda EE Anual (GWh) – Sin GCE ni Panamá



Fuente: UPME, Base de Datos XM (26 de Julio), ONU, DANE e IDEAM, 2017.

Se estima que la demanda de energía eléctrica – “sin incluir la demanda de Grandes Consumidores Especiales” - tenga un crecimiento promedio para el período 2017 a 2031 de 2,79% en el escenario medio.

En la Gráfica 76 se muestra el cambio entre las proyecciones publicadas por la Unidad en Febrero 2017 y la presente revisión.



Fuente: UPME, Base de Datos XM (26 de Julio), ONU, DANE e IDEAM, 2017.

El valor promedio de diferencia anual entre proyecciones en el escenario medio se encuentra alrededor del 0,81% en el período 2017 – 2031.

9.3 Demanda de potencia máxima a largo plazo (Anual)

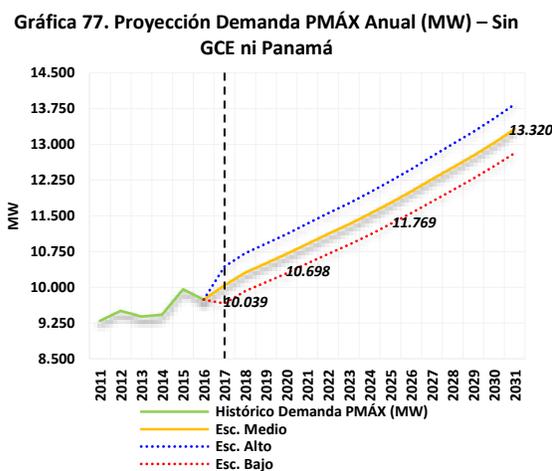
El modelo de largo plazo emplea los datos obtenidos de la proyección del modelo de corto plazo de potencia máxima. La periodicidad de los datos es mensual, para lo cual se deben anualizar tomando el máximo valor presentado durante los doce meses de cada año.

La Tabla 12 muestra estas proyecciones de demanda de potencia máxima, sin incluir la demanda de Grandes Consumidores Especiales ni ventas a Panamá.

Tabla 12. Proyección de la Demanda PMÁX Anual (MW) – Sin GCE ni Panamá

Año	PROYECCIÓN MW		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2017	10.433	10.039	9.660
2018	10.711	10.307	9.918
2019	10.912	10.500	10.104
2020	11.117	10.698	10.294
2021	11.337	10.909	10.497
2022	11.556	11.120	10.700
2023	11.765	11.321	10.894
2024	11.992	11.540	11.104
2025	12.231	11.769	11.325
2026	12.479	12.008	11.555
2027	12.742	12.261	11.798
2028	13.001	12.511	12.039
2029	13.266	12.765	12.284
2030	13.544	13.033	12.541
2031	13.842	13.320	12.818

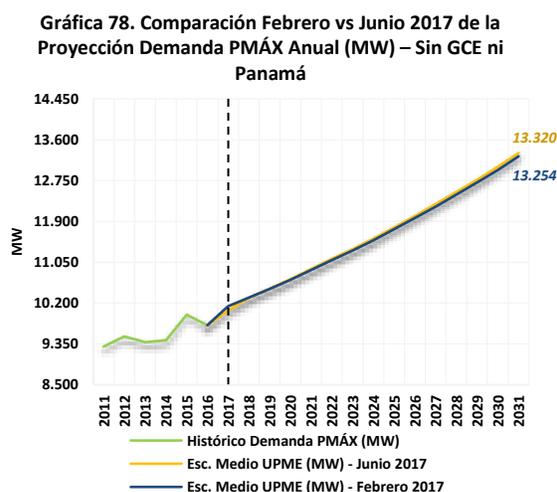
La Gráfica 77 muestra los resultados de esta proyección para el período 2017-2031.



Fuente: UPME, Base de Datos XM (26 de Julio), ONU, DANE e IDEAM, 2017.

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 2017 a 2031 de 2,11%.

En la Gráfica 78 se muestra el cambio entre las proyecciones publicadas por la Unidad en Febrero 2017 y la presente revisión.



Fuente: UPME, Base de Datos XM (26 de Julio), ONU, DANE e IDEAM, 2017.

El valor promedio de diferencia anual entre proyecciones en el escenario medio, se encuentra alrededor del 0,34% en el período 2017 - 2031.

9.4 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 13:

Tabla 13. Variables de la Demanda de EE a Corto Plazo

	ABREVIATURA	PERIODICIDAD	FUENTE
Demanda de Energía Eléctrica	DEM_TRIM	Trimestral (Marzo 1991 – Diciembre 2031)	XM
			UPME
	DEM_MENS	Mensual (Enero 1991 – Junio 2017)	XM
Efecto Calendario	CALEND	Mensual (Enero 1991 – Diciembre 2031)	Construcción Propia

Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2017.

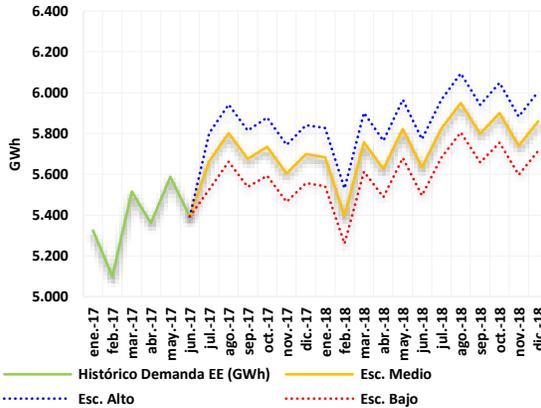
La Tabla 14 muestra los resultados de esta proyección sin incluir la demanda de Grandes Consumidores Especiales.

Tabla 14. Proyección de la Demanda EE Mensual (GWh) – Sin GCE ni Panamá

Mes	PROYECCIÓN GWh		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
jul-17	5.801	5.663	5.526
ago-17	5.942	5.801	5.661
sep-17	5.813	5.675	5.538
oct-17	5.878	5.735	5.593
nov-17	5.743	5.603	5.464
dic-17	5.841	5.698	5.557
ene-18	5.826	5.683	5.542
feb-18	5.530	5.395	5.260
mar-18	5.902	5.757	5.614
abr-18	5.764	5.625	5.488
may-18	5.965	5.821	5.679
jun-18	5.772	5.633	5.496
jul-18	5.965	5.823	5.682
ago-18	6.094	5.949	5.805
sep-18	5.940	5.799	5.658
oct-18	6.047	5.900	5.754
nov-18	5.882	5.739	5.597
dic-18	6.005	5.859	5.714

La Gráfica 79 muestra los valores proyectados entre julio de 2017 a diciembre 2018:

Gráfica 79. Proyección Demanda EE Mensual (GWh) – Sin GCE ni Panamá



Fuente: UPME, Base de Datos XM (26 de Julio), ONU, DANE e IDEAM, 2017.

Las proyecciones mensuales entre 2017 y 2031 se presentan en los archivos Excel disponibles en la página web de la Unidad³.

9.5 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 15:

Tabla 15. Variables de la Demanda de PMÁX a Corto Plazo

	ABREVIATURA	PERIODICIDAD	FUENTE
Demanda de Potencia Máxima :	DPMÁX	Mensual (Enero 1991 – Junio 2017)	XM
Demanda de Energía Eléctrica:	DEE	Mensual (Enero 1991 – Diciembre 2031)	XM
			UPME
Dummy :	DUMMY	Mensual (05/1992 – 02/1993)	Construcción Propia

Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2017.

A continuación, en la Tabla 16 se presentan los resultados de la proyección de potencia máxima mensual sin incluir la demanda de potencia de Grandes Consumidores Especiales para el período julio 2017 - diciembre 2018.

Tabla 16. Proyección de la Demanda PMÁX Mensual (MW) – Sin GCE ni Panamá

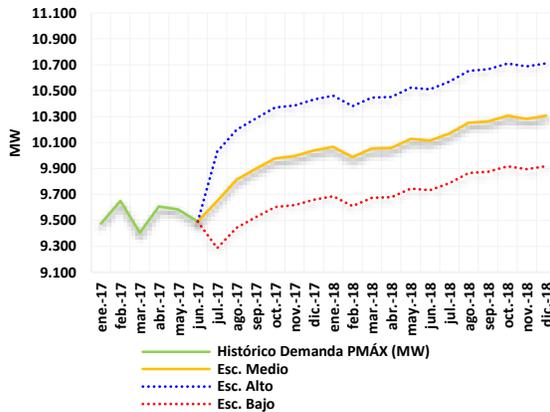
Mes	PROYECCIÓN MW		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
jul-17	10.029	9.650	9.286
ago-17	10.200	9.815	9.445
sep-17	10.285	9.897	9.524
oct-17	10.370	9.979	9.602
nov-17	10.387	9.995	9.618
dic-17	10.433	10.039	9.660
ene-18	10.462	10.067	9.687
feb-18	10.380	9.988	9.612
mar-18	10.448	10.054	9.674
abr-18	10.453	10.058	9.679
may-18	10.524	10.127	9.745
jun-18	10.512	10.115	9.734
jul-18	10.569	10.170	9.786
ago-18	10.654	10.252	9.865
sep-18	10.666	10.264	9.876
oct-18	10.710	10.306	9.917
nov-18	10.687	10.283	9.895
dic-18	10.711	10.307	9.918

Estos valores se ilustran en la Gráfica 80.

³ SIEL. Sistema de Información Eléctrico Colombia. Demanda de Energía. Escenarios de Proyección de Demanda. En línea:

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

Gráfica 80. Proyección Demanda PMÁX Mensual (MW) – Sin GCE ni Panamá



Fuente: UPME, Base de Datos XM (26 de Mayo), ONU, DANE e IDEAM, 2017.

9.6 Demanda de Energía Eléctrica Total (Anual)

En el informe anterior, se presentan los valores actualizados y los tiempos de entrada de algunos de los Grandes Consumidores Especiales como:

- Datos actualizados y ajustados del GCE Otras Ecopetrol,
- Entrada de Sociedades Portuarias para el año 2018,
- Entrada de la conexión de Drummond “La Loma” para 2019, y
- Entrada de la conexión de las Exportaciones a Panamá a partir de 2021.

De otra parte, se exponen dos demandas que presentarían un cambio estructural en cuanto a la demanda de energía eléctrica y potencia máxima:

A. La demanda asociada a la movilidad con vehículos eléctricos, la cual es una realidad en nuestro país y que cada día ha tomado más fuerza, y

B. La demanda asociada al Metro de Bogotá, la cual el gobierno nacional ha manifestado su apoyo para el desarrollo de éste.

Según estadísticas del RUNT, en Colombia se cuenta con un parque automotor de aproximadamente 1.500 Vehículos eléctricos (incluyendo motos) matriculados a 2015. Partiendo de esta premisa, se incorporó el consumo de electricidad del transporte en la proyección de la demanda de energía eléctrica teniendo en cuenta el cumplimiento de las metas para este sector establecidas en el PAI PROURE⁴ hasta el 2022 y se asumió una inercia en la entrada de vehículos eléctricos al país.

Se espera que a 2030 se cuente con 78 mil vehículos eléctricos de la siguiente manera:

- Taxis: 49 mil vehículos.
- Motos: 10 mil motos.
- Buses: 250 articulados y biarticulados eléctricos.
- Automóviles: 7 mil vehículos.
- Vehículos oficiales: 9 mil vehículos.

Las capitales del mundo cuentan con un sistema integrado de transporte masivo que permite movilizar grandes volúmenes de pasajeros. Bogotá, D.C. no es la excepción, en los CONPES 3677 y 3882 el Gobierno Nacional manifiesta su apoyo a la política de movilidad de la región Capital Bogotá - Cundinamarca y declara la importancia estratégica del proyecto Sistema Integrado de Transporte Masivo – Soacha fases II y III.

⁴ UPME. Unidad de Planeación Minero Energética. Plan de Acción Indicativo de Eficiencia Energética PAI PROURE 2017 - 2022. En línea: <http://www1.upme.gov.co/Paginas/Plan-de->

[Acci%C3%B3n-Indicativo-de-Eficiencia-Energ%C3%A9tica-PAI-PROURE-2017---2022.aspx](http://www1.upme.gov.co/Paginas/Plan-de-Accion-Indicativo-de-Eficiencia-Energ-Pai-Proure-2017-2022.aspx)

Además, en la página web del metro⁵ de la Alcaldía Mayor de Bogotá D.C., presenta algunos datos técnicos de interés y se establece el año de operación de la primera línea.

Cabe resaltar, que SYSTRA S.A. presentó ante el Metro de Bogotá el “*Estudio comparativo de alternativas de ejecución por tramos y tipologías de la primera línea de metro para la ciudad de Bogotá (PLMB), con identificación y cuantificación de ahorros que optimicen el beneficio - Entregable N° 10: Recomendaciones para material rodante y sistemas electromecánicos*”, en donde se define la potencia eléctrica total necesaria para los trenes y para las estaciones.

De lo anterior, para el presente informe se presenta la demanda asociada al Metro de Bogotá a partir de 2022 hasta 2031, la cual contara con:

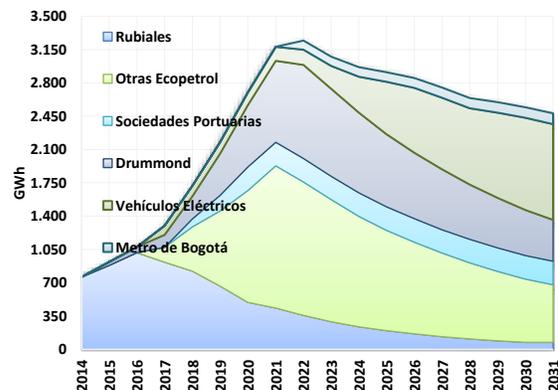
- “ ...
- 52 trenes circulando.
 - 2 trenes de maniobras en las estaciones terminales.
 - 1 tren de reserva <<caliente>>.
 - 4 trenes en mantenimiento.

La potencia eléctrica total necesaria será de 100 MW para los trenes y por lo menos de 20 MW para las estaciones, sea una potencia mínima total de 120 MW”.

De acuerdo a las Directrices de la Unidad, la demanda asociada y el tiempo de entrada de las Exportaciones a Panamá se encuentran en etapa de estudio. Ante lo cual, para esta revisión no se tendrá en cuenta los valores futuros de demanda de energía eléctrica como de demanda de potencia máxima.

En la Tabla 17 y la Gráfica 81 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 81. Proyección de la Demanda EE de GCE (GWh)



Fuente: Pacific Rubiales, Ecopetrol, Drummond, Sociedades Portuarias, 2017.

⁵ Metro de Bogotá. Proyecto Primera Línea del Metro de Bogotá. En línea: <http://www.metrodebogota.gov.co/ques-metro>

Tabla 17. Proyección de la Demanda EE de GCE (GWh)

AÑO	RUBIALES	OTRAS ECOPETROL	SOCIEDADES PORTUARIAS	DRUMMOND	VEHÍCULOS ELÉCTRICOS	METRO DE BOGOTÁ
2014	759					
2015	882			36		
2016	1.015			62		
2017	915	158		130	99	
2018	821	467	82	238	110	
2019	666	788	165	438	121	
2020	496	1.173	247	647	134	
2021	433	1.496	247	856	148	
2022	359	1.401	247	982	161	95
2023	292	1.281	247	919	241	97
2024	237	1.161	247	841	380	99
2025	197	1.053	247	762	552	101
2026	162	965	247	691	683	103
2027	133	879	247	633	754	105
2028	109	800	247	577	801	107
2029	90	728	247	525	899	109
2030	74	664	247	478	971	112
2031	74	605	247	436	1.005	114

Nota: Los valores y el tiempo estimado de entrada en operación se revisa en cada proyección
Fuente: Pacific Rubiales, Ecopetrol, Drummond, Sociedades Portuarias, 2017.

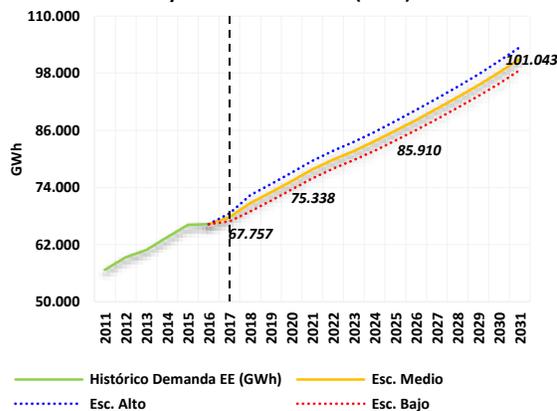
Los resultados de integrar estas demandas a la proyección de la demanda nacional de energía eléctrica se muestran en la Tabla 18:

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

Año	PROYECCIÓN GWH		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2017	68.601	67.757	66.920
2018	72.409	70.701	69.009
2019	74.723	72.972	71.236
2020	77.134	75.338	73.558
2021	79.607	77.764	75.937
2022	81.734	79.842	77.967
2023	83.632	81.691	79.767
2024	85.699	83.707	81.732
2025	87.956	85.910	83.881
2026	90.275	88.173	86.089
2027	92.674	90.514	88.371
2028	95.161	92.940	90.737
2029	97.787	95.504	93.239
2030	100.529	98.180	95.851
2031	103.462	101.043	98.644

La Gráfica 82 ilustra la proyección nacional más los GCE la cual presenta un crecimiento promedio anual del 2,85% entre 2017 a 2031 para el escenario medio de proyección.

Gráfica 82. Proyección Demanda EE (GWh) – Con GCE



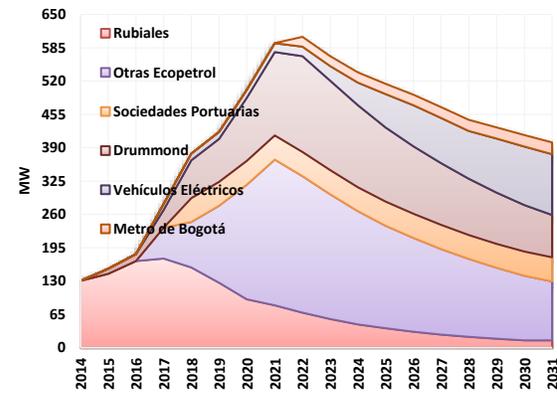
Fuente: UPME, Base de Datos XM (26 de Julio), ONU, DANE e IDEAM, 2017.

9.7 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.

En la Tabla 19 y Gráfica 83 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 83. Proyección de la Demanda Potencia Máxima de GCE (MW)



Fuente: Pacífic Rubiales, Ecopetrol, Drummond, Sociedades Portuarias, 2017.

Tabla 19. Proyección de la Demanda PMÁX de GCE (MW)

AÑO	RUBIALES	OTRAS ECOPETROL	SOCIEDADES PORTUARIAS	DRUMMOND	VEHÍCULOS ELÉCTRICOS	METRO DE BOGOTÁ
2014	130					
2015	144			10		
2016	169			14		
2017	174	60		35	12	
2018	156	89	47	74	13	
2019	127	150	47	83	14	
2020	94	223	47	123	16	
2021	82	285	47	163	17	
2022	68	267	47	187	19	19
2023	56	244	47	175	28	19
2024	45	221	47	160	44	20
2025	38	200	47	145	65	20
2026	31	184	47	132	80	21
2027	25	167	47	120	88	21
2028	21	152	47	110	93	21
2029	17	139	47	100	106	22
2030	14	126	47	91	114	22
2031	14	115	47	83	118	23

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

Fuente: Pacífic Rubiales, Ecopetrol, Drummond, Sociedades Portuarias, 2017.

Los valores resultantes de la proyección de la potencia eléctrica máxima nacional, con los valores integrados de las potencias de

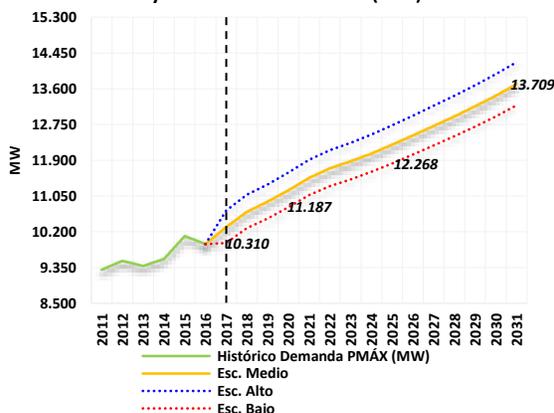
Grandes Consumidores Especiales, se presentan en la Tabla 20 y en la Gráfica 84.

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

PROYECCIÓN MW			
Año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2017	10.704	10.310	9.931
2018	11.078	10.674	10.286
2019	11.322	10.910	10.514
2020	11.607	11.187	10.784
2021	11.910	11.482	11.071
2022	12.142	11.706	11.286
2023	12.315	11.871	11.444
2024	12.511	12.059	11.624
2025	12.729	12.268	11.824
2026	12.956	12.486	12.033
2027	13.196	12.715	12.253
2028	13.431	12.941	12.469
2029	13.682	13.181	12.700
2030	13.945	13.434	12.942
2031	14.231	13.709	13.207

El crecimiento promedio anual en el escenario medio de la proyección nacional más los GCE sería 2,19% entre 2017 a 2031.

Gráfica 84. Proyección Demanda PMÁX (MW) – Con GCE



Fuente: UPME, Base de Datos XM (26 de Julio), ONU, DANE e IDEAM, 2017.

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.

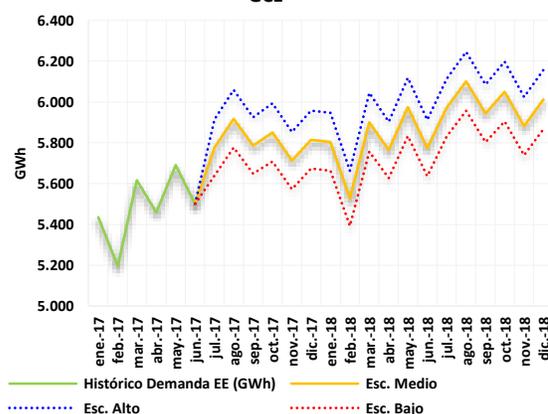
9.8 Demanda de Energía Eléctrica Total (Mensual)

A continuación, en la Tabla 21 y en la Gráfica 85 se presentan los resultados de la proyección de energía eléctrica mensual para el período Julio 2017 - Diciembre 2018, en donde se incluye la proyección de la demanda de GCE.

Tabla 21. Proyección de la Demanda EE Mensual (GWh) – Con GCE

PROYECCIÓN GWh			
Mes	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
jul-17	5.915	5.777	5.640
ago-17	6.059	5.917	5.777
sep-17	5.925	5.786	5.649
oct-17	5.993	5.850	5.708
nov-17	5.852	5.712	5.573
dic-17	5.957	5.815	5.674
ene-18	5.946	5.804	5.662
feb-18	5.663	5.527	5.393
mar-18	6.044	5.899	5.756
abr-18	5.903	5.764	5.627
may-18	6.117	5.974	5.832
jun-18	5.913	5.774	5.637
jul-18	6.113	5.971	5.830
ago-18	6.245	6.100	5.957
sep-18	6.085	5.944	5.804
oct-18	6.197	6.050	5.904
nov-18	6.025	5.882	5.740
dic-18	6.158	6.011	5.867

Gráfica 85. Proyección Demanda Mensual EE (GWh) – Con GCE



Fuente: UPME, Base de Datos XM (26 de Julio), ONU, DANE e IDEAM, 2017.

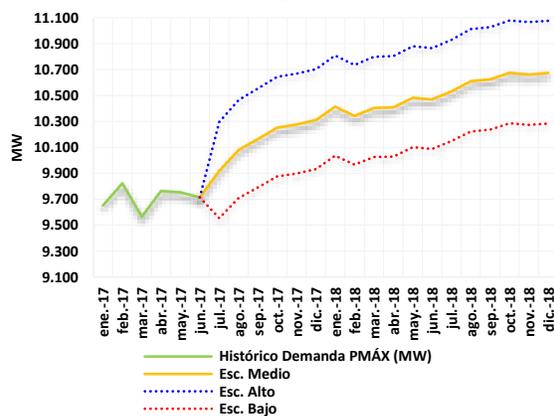
9.9 Demanda de Potencia Máxima Total (Mensual)

En la Tabla 22 y en la Gráfica 86 se presentan los resultados de la proyección de potencia máxima mensual para el período Julio 2017 - Diciembre 2018, en donde se incluye la proyección de la demanda de GCE.

Tabla 22. Proyección de la Demanda PMÁX Mensual (MW) – Con GCE

Mes	PROYECCIÓN MW		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
jul-17	10.296	9.918	9.554
ago-17	10.465	10.080	9.710
sep-17	10.552	10.164	9.791
oct-17	10.643	10.252	9.875
nov-17	10.667	10.275	9.898
dic-17	10.704	10.310	9.931
ene-18	10.809	10.414	10.034
feb-18	10.735	10.343	9.966
mar-18	10.798	10.404	10.025
abr-18	10.803	10.408	10.029
may-18	10.879	10.482	10.100
jun-18	10.865	10.468	10.087
jul-18	10.929	10.531	10.147
ago-18	11.011	10.610	10.223
sep-18	11.025	10.623	10.236
oct-18	11.078	10.674	10.286
nov-18	11.065	10.662	10.274
dic-18	11.076	10.672	10.283

Gráfica 86. Proyección Demanda Mensual PMÁX (MW) – Con GCE

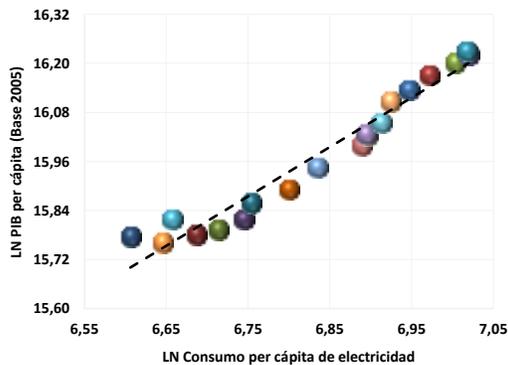


Fuente: UPME, Base de Datos XM (26 de Julio), ONU, DANE e IDEAM, 2017.

10. CURVA ROSENFELD PARA COLOMBIA: CONSUMO PER CÁPITA DE ELECTRICIDAD A NIVEL NACIONAL, DEPARTAMENTAL, POR TIPO DE MERCADO Y POR SECTOR

Guardando relación con los análisis económicos presentados en los capítulos iniciales del presente documento, se muestra a continuación un breve análisis del comportamiento de los consumos per cápita en Colombia. Para ello, se ha empleado las bases de datos del Reporteador O3 de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, las Demandas Comerciales de las vistas del Cubo de XM – UPME; las estimaciones de población 1985 – 2005 y las proyecciones de población 2005 – 2020 del total departamental por área reportadas por el DANE.

Gráfica 87. Relación entre el PIB per cápita y el consumo de electricidad per cápita para el período 1998 - 2016

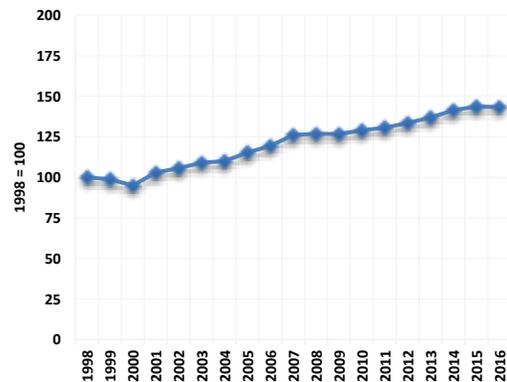


Fuente: UPME, Base de Datos UPME - SUI y DANE, 2017.

El consumo de energía eléctrica de Colombia es función directa del crecimiento económico; el cual está ligado al nivel de industrialización y de desarrollo de la economía, así como también en cuanto al avance en I+D+i de las tecnologías, como de su progreso productivo y laboral (Gráfica 87).

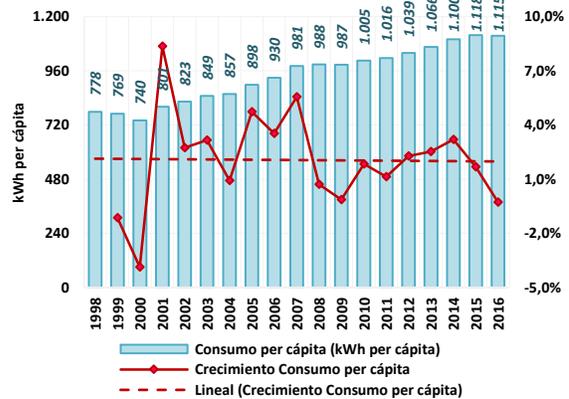
Durante el período de análisis 2006 – 2016, el consumo per cápita ha crecido 19,97%. Sin embargo, para este mismo lapso de tiempo los sectores Comercial - Público y Otros sectores han crecido a un ritmo mayor que el crecimiento del PIB Nacional. En Colombia, se presenta un fenómeno de consumo per cápita prácticamente estable entre 1998 – 2016, lo cual podría estar asociado a la eficiencia energética, ubicándose aproximadamente en un 2% de crecimiento anual. (Ver Gráfica 88 y Gráfica 89)

Gráfica 88. Índice del Consumo per cápita de electricidad (Base Enero de 1998 = 100)



Fuente: UPME, Base de Datos UPME - SUI y DANE, 2017.

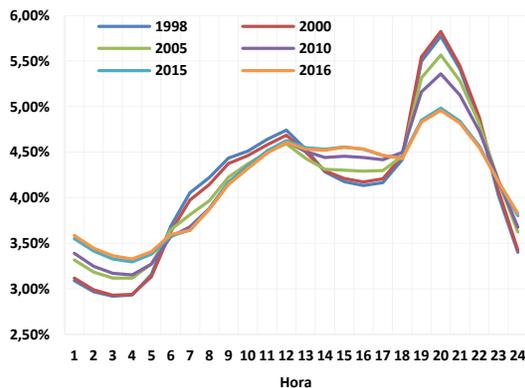
Gráfica 89. Consumo histórico per cápita en kWh para el período 1998 - 2016



Fuente: UPME, Base de Datos UPME - SUI y DANE, 2017.

De otra parte en la Gráfica 90, se muestra el comportamiento que ha tenido la curva de carga de la demanda de energía, evidenciando un comportamiento hacia la eficiencia energética de acuerdo al aplanamiento de ésta a través del tiempo.

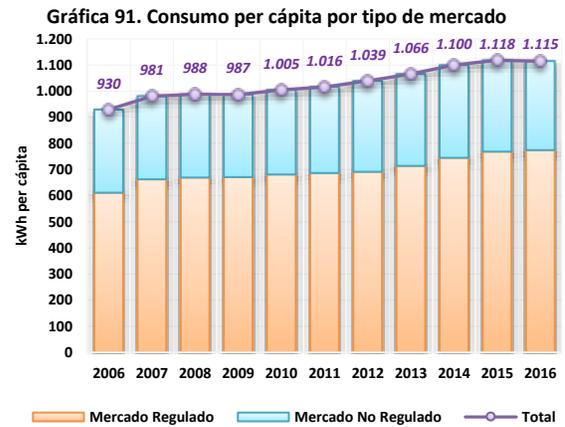
Gráfica 90. Participación horaria de la curva de carga para el período 1998 - 2016



Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2017.

Con las señales de crecimiento leve o mínimo del consumo per cápita de electricidad y el aplanamiento de la curva de carga de la demanda de energía, se ratifica un comportamiento similar a lo observado por Arthur H. Rosenfeld en el mercado de energía de California.

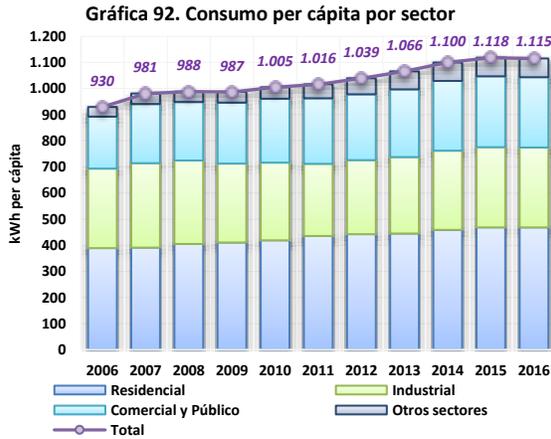
El consumo de electricidad está fuertemente ligado al crecimiento económico futuro, y tiende a reflejarse en el nivel de la actividad económica en sectores claves de consumo de electricidad. En el total nacional, el consumo per cápita del mercado regulado tiene una participación promedio del 67,61% (ver Gráfica 91), lo cual guarda relación directa con el consumo per cápita en el sector residencial que posee una participación promedio del 41,71%.



Fuente: UPME, Base de Datos Cubo UPME – SUI (04 de Agosto), 2017.

A partir de 2011, el consumo per cápita del sector industrial ha venido perdiendo participación, lo que puede ser explicado en gran medida por uso eficiente de la energía y el cambio tecnológico, siendo estos uno de los motores para el desarrollo dinámico y competitivo del sector.

De otra parte, el sector clasificado como “Otros sectores” (Provisional, Alumbrado Público, Especial Asistencial, Especial Educativo, Áreas Comunes, Industrial Bombeo y Distrito Riego) ha ganado participación pasando de un 4,12% (2006 – 2010) a un 6,14% (2011- 2016), explicado por la gran participación que posee el Alumbrado Público (61,67% en promedio) dentro de éste. (Ver Gráfica 92)

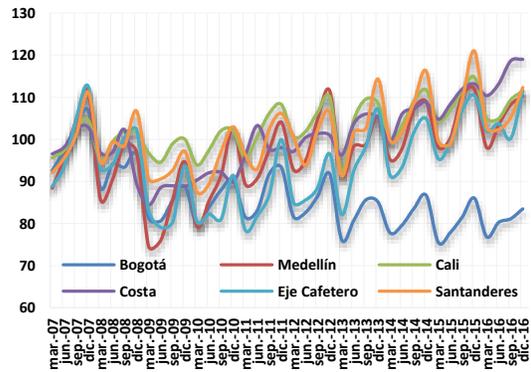


Fuente: UPME, Base de Datos Cubo UPME – SUI (04 de Agosto), 2017.

En la mayoría de los departamentos más representativos del “Índice Departamental de Competitividad”⁶, se muestra que el consumo per cápita de 2011 – 2016 ha crecido en los sectores residencial, comercial – público y otros sectores. Cabe resaltar que en aquellos departamentos que se encuentran más cerca del nivel del mar, presentan mayor crecimiento en su consumo per cápita de electricidad.

Por otra parte, en el sector industrial la gran mayoría de los departamentos con excepción de Antioquia, Boyacá y Cundinamarca, han disminuido su consumo per cápita de electricidad en el periodo 2011 – 2016. Lo anterior, se podría atribuir en gran medida a la implementación de equipos más eficientes, que se han reflejado en un consumo similar o menor al del período 2006 – 2010 (Ver Gráfica 93 y Gráfica 94 - b). Como por ejemplo, la implementación del decreto 3450 de 2008 en cuanto a fuentes lumínicas eficientes, o sustitución hacia motores de alta eficiencia.

Gráfica 93. Índice Trimestral de Producción Real – DANE
(Base promedio anual 2007 = 100)

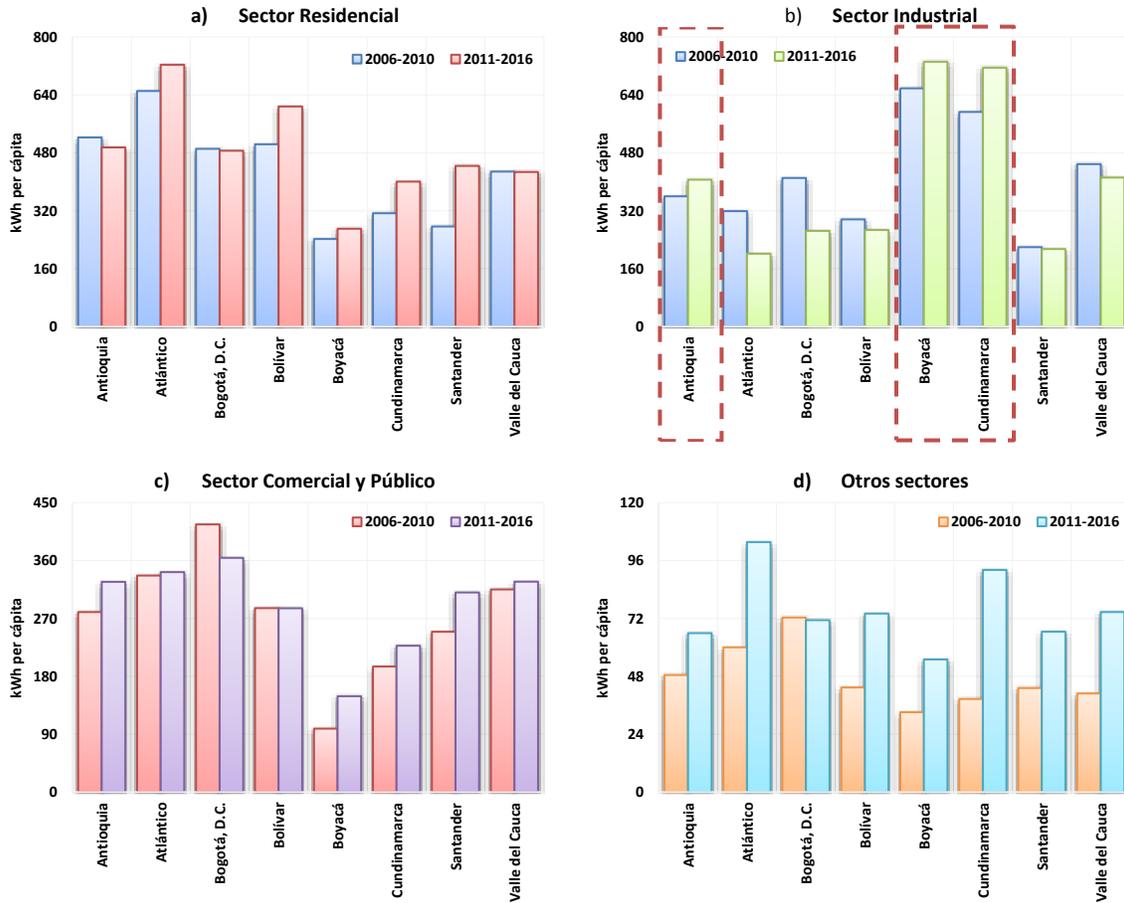


Fuente: UPME, DANE, 2017.

⁶ Índice departamental de competitividad - 2016. Puntaje general y posición en el IDC 2016.

En línea: https://compite.com.co/wp-content/uploads/2016/07/CPC_IDC-2016.pdf (Consulta Julio de 2017)

Gráfica 94. Consumo promedio per cápita por sector y por departamento



Fuente: UPME, Base de Datos Cubo UPME – SUI (04 de Agosto), 2017.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- **BANREP. Banco de la República, Colombia. (2017).** Proyecciones macroeconómicas de analistas locales y extranjeros - Informe sobre inflación. En línea:
<http://www.banrep.gov.co/es/encuesta-proyecciones-macroeconomicas>
(Consulta: Julio 17 de 2017).
- **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. (2017).** “Muestra Trimestral Manufacturera Regional - MTMR- I trimestre de 2017”. En línea:
<http://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/informacion-regional/muestra-trimestral-manufacturera-regional/mtmr-historicos/anexos-muestra-trimestral-manufacturera-regional-mtmer-i-trimestre-de-2017> (Consulta, Agosto 03 de 2017).
- -----. **Departamento Administrativo Nacional de Estadística. (2017).** “PIB. Cuentas Trimestrales”. En línea:
<http://www.dane.gov.co/index.php/cuentas-economicas/cuentas-trimestrales>
(Consulta, Julio 08 de 2017).
- **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).
- **IDEAM. Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales. (2015).** Bases de Datos de Temperaturas. Bogotá, Colombia. (Consulta: Noviembre de 2015).
- **IMF. International Monetary Fund. (2017).** World Economic Outlook Database, April 2017. En línea:
http://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2017/01/weodata/weorept.aspx?pr.x=59&pr.y=6&sy=1980&ey=2022&scsm=1&ssd=1&sort=country&ds=.&br=1&c=233&s=NGDP_R%2CNGDP_RPCH&grp=0&a=
(Consulta: Julio 17 de 2017).
- **MINHACIENDA. Ministerio de Hacienda y Crédito Público. (2017).** Marco Fiscal de Mediano Plazo 2017, 21 de junio de 2017. En línea:
http://www.minhacienda.gov.co/HomeMinhacienda/ShowProperty?nodeId=%2F0CS%2FP_MHCP_WCC-078748%2F%2FidcPrimaryFile&revision=latestreleased (Consulta: Julio 26 de 2017).
- **NOAA. National Oceanic and Atmospheric Administration. (2016).** Climate Prediction Center, Cold & Warm Episodes by Season. En línea:
http://www.cpc.ncep.noaa.gov/products/analysis_monitoring/ensostuff/ensoyears.shtml (Consulta: Mayo 08 de 2017).

- **UN. UNITED NATIONS. (2017).** *“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: Julio 26 de 2017).

- **XM. COMPAÑÍA DE EXPERTOS EN MERCADOS S.A. ESP. (2017).** *“Demanda de energía. Indicadores de Pronósticos Oficiales de Demanda”.* <http://www.xm.com.co/Pages/IndicadoresdePronosticosOficialesdeDemanda.aspx> En línea: Consulta: Julio 26 de 2017).

- -----, **COMPAÑÍA DE EXPERTOS EN MERCADOS S.A. ESP. (2017).** *“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: Julio 26 de 2017).

- -----, **COMPAÑÍA DE EXPERTOS EN MERCADOS S.A. ESP. (2017).** *“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: Julio 26 de 2017).



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
Síganos en: @UPMEOFICIAL

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

