



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

**Revisión
Abril de 2018**



**Proyección de Demanda de Energía Eléctrica
en Colombia
Revisión Abril de 2018**

*“The future has many names: For the weak, it means the unattainable.
For the fearful, it means the unknown.
For the courageous, it means opportunity”.*

Victor Hugo

*“..., now it would be right to say that only he who constructs the future
has a right to judge the past”.*

Friedrich Nietzsche

*“The future tortures us, and the past chains us.
Here's why the present escapes us”.*

Gustave Flaubert

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

Ricardo Humberto Ramírez Carrero
Director General

Carlos Arturo García Botero
Subdirector de Demanda

William Alberto Martínez Moreno
Profesional Especializado

Romel Rodríguez Hernández
Profesional Especializado

Revisión
Abril de 2018

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	4
1. ANÁLISIS DEL ENTORNO ECONÓMICO Y SECTORIAL.....	7
1.1 Panorama Internacional: sube el crecimiento económico en medio de tensiones geopolíticas	7
1.2 Economía Colombiana: Recuperación Lenta e Incertidumbre por Elecciones Presidenciales	9
1.3 Análisis Microeconómico. Estimación Actualizada de la Elasticidad Precio – Demanda de Energía Eléctrica	13
1.4 Previsiones Económicas	15
2. SEGUIMIENTO A LAS PROYECCIONES DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA	18
2.1 Análisis de Sesgo Sistemático.....	18
3. SEGUIMIENTO A LA DEMANDA COMERCIAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR TIPO DE MERCADO	23
3.1 Composición de la Demanda del Mercado Regulado	23
3.2 Composición de la Demanda del Mercado No Regulado.....	24
4. EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA DE LOS GRANDES CONSUMIDORES ESPECIALES (GCE)	27
4.1 Indicadores de desempeño de los GCE	27
5. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA EN COLOMBIA	33
5.1 Demanda de Energía Eléctrica a largo plazo (Anual)	33
5.2 Metodología	34
5.3 Demanda de potencia máxima a largo plazo (Anual)	38
5.4 Demanda de Energía Eléctrica a corto plazo (Mensual)	39
5.5 Demanda de Potencia Máxima a corto plazo (Mensual)	40
5.6 Demanda de Energía Eléctrica Total (Anual).....	41
5.7 Demanda de Potencia Máxima Total (Anual)	46
5.8 Demanda de Energía Eléctrica Total (Mensual)	48
5.9 Demanda de Potencia Máxima Total (Mensual).....	49
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	52

INTRODUCCIÓN

En el presente informe se realiza la revisión cuatrimestral de las proyecciones de la demanda de energía eléctrica y potencia máxima, continuando con la combinación de los modelos de demanda que genera una proyección más precisa.

En esta revisión, se resaltan los siguientes elementos:

1. Se prevé una recuperación económica más lenta de lo previsto. El crecimiento por encima del 3% no va a ser rápido y es hoy una tasa alta para el potencial de crecimiento que exhibe Colombia y el comportamiento de sus indicadores líderes. Esta perspectiva es ajena e independiente a los resultados de elecciones presidenciales de mayo.
2. Hay una tendencia a corto plazo irreversible hacia una demanda en EE y GN elástica, que se acentuaría con una mayor diversificación de la matriz energética nacional.
3. Las previsiones indican un crecimiento moderado en todos los sectores económicos, particularmente en Industria. Esto invita a la prudencia en la estimación del crecimiento potencial de la demanda de electricidad y gas natural a mediano plazo.
4. La construcción y el transporte serán los impulsores del mejor desempeño de la economía y de su proceso de recuperación.
5. A mediano plazo, el principal riesgo para Colombia, es la posibilidad de una contracción de la Economía en EE. UU. tras un ciclo expansivo que completará 10 años en 2019 (el mayor en su historia), lo que podría bajar el precio del petróleo por debajo de los USD 50/ barril y producir una fuerte devaluación.
6. En cuanto al mercado regulado, el sector que muestra un mayor consumo promedio al mes es el sector “Sin Clasificar” que integra Residencial, y una parte de Comercial e Industrial Regulado de menor escala con 3.537 GWh, seguido de Otros Sectores (137 GWh); y Suministro de electricidad, gas y agua (119 GWh), para el periodo enero de 2016 a diciembre 2017.
7. En cuanto a la desagregación en el mercado No Regulado, el sector que se ha aumentado levemente su consumo en GWh y su participación ha sido: Explotación de minas y canteras. En donde la explotación de minas y canteras, se ve explicada en su gran totalidad por la Extracción de Petróleo Crudo (58%), Extracción de Minerales de Níquel (28,45%) y Extracción de Hulla – Carbón de Piedra – (8,25%).
8. Dichas extracciones, se vieron afectadas tanto en su participación como en su crecimiento durante el año 2016, tendiendo a la baja. La Extracción de Hulla, presentó una desaceleración en 7,91% con respecto a al año anterior, seguido de la Extracción de Petróleo Crudo con 6,95% y por último la Extracción de Minerales de Níquel con un 2,89%.

9. Para 2017, tanto la Extracción de Hulla como de Petróleo Crudo, presentaron una recuperación en su crecimiento del 14,05% y 0,72% respecto al año anterior. Solo la Extracción de Mineral de Níquel, sigue desacelerándose en su crecimiento en 4,49% respecto al año anterior, viéndose afectado por dos periodos consecutivos.
10. Se evidencia a primera instancia, que ya sea en cuanto a la producción fiscalizada de crudo y la producción de Carbón y Níquel, la TRM se comporta inversamente a la producción de estos GCE. Lo cual afecta el crecimiento de la demanda de electricidad y/o de potencia máxima de éstos.
11. La presente revisión ha empleado la modelación dinámica - estocástica mediante métodos numéricos, la cual pueden dar solución a este tipo de problemas y brindar una solución aproximada y el cálculo del error asociado, el cual se espera que sea lo suficientemente pequeño.
12. La aplicación de éste método permite establecer puntos críticos y explorar posibles mejoras a los diseños con baja inversión (económica), permitiendo establecer modelos eficientes y con mejor probabilidad de ocurrencia en el tiempo. Además, ofrecen los niveles de precisión requeridos tanto espacial como temporalmente, y permiten aprovechar la potencia de cálculo de los sistemas modernos de cómputo.
13. Se presentan los valores y los tiempos de entrada de algunos de los Grandes Consumidores Especiales como: a) Entrada de la conexión de Ternium Sabanalarga para 2019, b) Entrada de la conexión de las Exportaciones a Panamá a partir de 2023, c) La demanda asociada a la movilidad con vehículos eléctricos, y d) Actualización de la fecha de entrada, para la demanda asociada al Metro de Bogotá a partir de 2024, según el Documento CONPES 3900 "Apoyo del gobierno nacional al sistema de transporte público de Bogotá y declaratoria de importancia estratégica del proyecto primera línea de metro-tramo 1"; expedido el día 25 de septiembre de 2017.
14. En cuanto a la Generación Distribuida, se empleó la metodología utilizada por Staffell & Stefan, en donde modela la generación de los generadores eólicos y solares, utilizando datos reportados y series de tiempo de variables climáticas (manteniendo constantes factores técnicos tales como capacidad instalada, ubicación y antigüedad). Para nuestro caso particular, se empleó los datos reportados por los autogeneradores (hidroelectricidad, carbón, gas, bagazo, solar, biogás y biomasa – Relleno Sanitario Doña Juana –).
15. Es importante resaltar, que los valores presentados en éste informe en cuanto a la conexión con Panamá, son simplemente un escenario, que permite visualizar los posibles cambios estructurales en el SIN.

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

Tabla 1. Proyección de la Demanda Energía Eléctrica (GWh)

Año	PROYECCIÓN ESCENARIO MEDIO			
	SIN	SIN + GCE	SIN + GCE + Panamá	SIN + GCE + Panamá + GD
2018	67.826	69.142	69.142	68.982
2019	69.701	71.640	71.640	71.458
2020	71.641	74.011	74.011	73.804
2021	73.708	76.623	76.623	76.383
2022	75.821	79.129	79.129	78.852
2023	77.896	81.011	82.324	82.006
2024	80.116	83.132	84.445	84.074
2025	82.495	85.372	86.686	86.255
2026	84.912	87.737	89.050	88.549
2027	87.462	90.377	91.691	91.106
2028	90.083	93.275	94.589	93.908
2029	92.739	96.514	97.827	97.038
2030	95.514	100.829	102.142	101.227
2031	98.520	104.511	105.824	104.754
2032	101.537	108.418	109.731	108.487

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

Tabla 3. Crecimiento de la Demanda Energía Eléctrica (%)

Año	PROYECCIÓN ESCENARIO MEDIO			
	SIN	SIN + GCE	SIN + GCE + Panamá	SIN + GCE + Panamá + GD
2018	3,1%	3,4%	3,4%	3,3%
2019	2,8%	3,6%	3,6%	3,6%
2020	2,8%	3,3%	3,3%	3,3%
2021	2,9%	3,5%	3,5%	3,5%
2022	2,9%	3,3%	3,3%	3,2%
2023	2,7%	2,4%	4,0%	4,0%
2024	2,9%	2,6%	2,6%	2,5%
2025	3,0%	2,7%	2,7%	2,6%
2026	2,9%	2,8%	2,7%	2,7%
2027	3,0%	3,0%	3,0%	2,9%
2028	3,0%	3,2%	3,2%	3,1%
2029	2,9%	3,5%	3,4%	3,3%
2030	3,0%	4,5%	4,4%	4,3%
2031	3,1%	3,7%	3,6%	3,5%
2032	3,1%	3,7%	3,7%	3,6%

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

Tabla 2. Proyección de la Demanda Potencia Máxima (MW)

Año	PROYECCIÓN ESCENARIO MEDIO			
	SIN	SIN + GCE	SIN + GCE + Panamá	SIN + GCE + Panamá + GD
2018	10.170	10.481	10.481	10.458
2019	10.374	10.743	10.743	10.717
2020	10.582	11.016	11.016	10.984
2021	10.789	11.321	11.321	11.285
2022	11.012	11.615	11.615	11.572
2023	11.232	11.797	12.064	12.014
2024	11.461	12.005	12.273	12.216
2025	11.707	12.221	12.489	12.422
2026	11.955	12.451	12.719	12.642
2027	12.203	12.702	12.970	12.876
2028	12.475	13.004	13.272	13.169
2029	12.739	13.338	13.605	13.490
2030	13.014	13.810	14.078	13.945
2031	13.312	14.189	14.456	14.302
2032	13.607	14.591	14.854	14.674

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

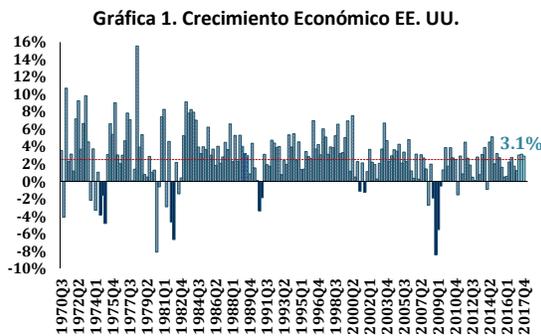
Tabla 4. Crecimiento de la Demanda Potencia Máxima (%)

Año	PROYECCIÓN ESCENARIO MEDIO			
	SIN	SIN + GCE	SIN + GCE + Panamá	SIN + GCE + Panamá + GD
2018	1,7%	3,4%	3,4%	3,5%
2019	2,0%	2,5%	2,5%	2,5%
2020	2,0%	2,5%	2,5%	2,5%
2021	2,0%	2,8%	2,8%	2,7%
2022	2,1%	2,6%	2,6%	2,5%
2023	2,0%	1,6%	3,9%	3,8%
2024	2,0%	1,8%	1,7%	1,7%
2025	2,2%	1,8%	1,8%	1,7%
2026	2,1%	1,9%	1,8%	1,8%
2027	2,1%	2,0%	2,0%	1,9%
2028	2,2%	2,4%	2,3%	2,3%
2029	2,1%	2,6%	2,5%	2,4%
2030	2,2%	3,5%	3,5%	3,4%
2031	2,3%	2,7%	2,7%	2,6%
2032	2,2%	2,8%	2,7%	2,6%

1. ANÁLISIS DEL ENTORNO ECONÓMICO Y SECTORIAL

1.1 Panorama Internacional: sube el crecimiento económico en medio de tensiones geopolíticas

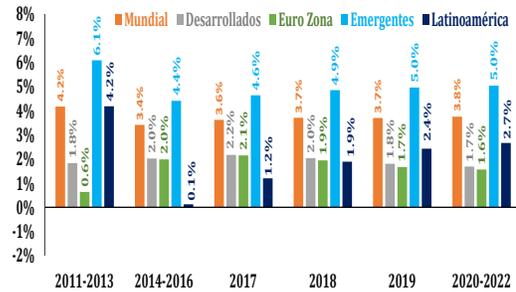
El primer trimestre de 2018 está mostrando una mejor perspectiva de crecimiento en los países desarrollados, liderados por Estados Unidos, quien creció 2.3% en 2017, impulsado por los efectos positivos de la reforma tributaria llevada a cabo por la Administración Trump para reducir la carga tributaria a las empresas, estimular un mayor flujo de inversión extranjera, y traer de vuelta a Estados Unidos a empresas, que por la alta carga tributaria y reducir costos, habían decidido salir de éste país o limitar en dicho territorio la inversión y la contratación de recurso humano.



Fuente: Bureau of Economic Analysis –U. S. Department of Commerce

La economía mundial acelerará su tasa de crecimiento a 3.7%, impulsada por las economías emergentes, Estados Unidos y el fortalecimiento de la Eurozona y Asia. Lo preocupante, es Latinoamérica: es la región que menos crecerá en los próximos 5 años, y su crecimiento a largo plazo se prevé en 2.7%, lo que evidencia su estancamiento.

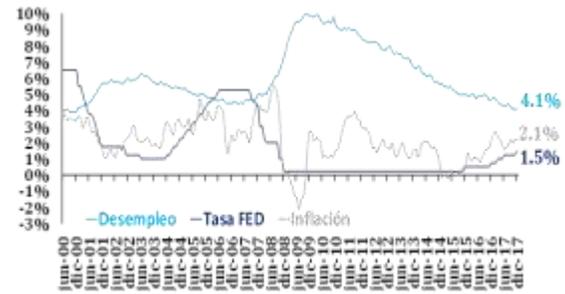
Gráfica 2. Proyección Crecimiento Económico por Regiones Mundiales



Fuente: Banco Mundial – FMI

El buen momento de la Economía de Estados Unidos, reflejado en su tasa de desempleo próxima al 4%, que se estima es su tasa natural, está generando fuertes presiones inflacionarias, que llevaron a la Reserva Federal de Estados Unidos (FED), a subir sus tasas de interés a una mayor frecuencia.

Gráfica 3. Inflación/ Desempleo de EE. UU. y Tasa de Interés de la Reserva Federal



Fuente: Federal Reserve – United States Statement of Labor

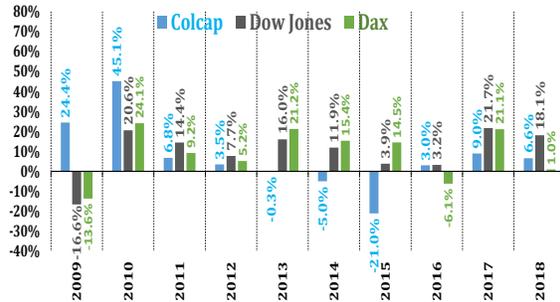
La FED decidió en marzo, subir su tasa de interés de intervención, subiendo de un rango de 1.25% - 1.5% su nivel al finalizar 2017, a 1.5% - 1.75%, advirtiendo nuevas alzas en el resto de 2018 y 2019.

No obstante, a pesar de las mejores previsiones de crecimiento mundial, se ha presentado una fuerte tensión geopolítica entre Estados Unidos y Corea del Norte (relacionada con el uso de armamento nuclear por parte del país asiático) y entre

Estados Unidos y China, originada por el endurecimiento de la política aduanera por parte de la Administración Trump, para evitar prácticas anti – dumping y de competencia desleal, así como para proteger a la industria americana.

El comportamiento accionario ha tomado nota de esta mayor tensión, generando bruscas desvalorizaciones de la renta variable en Europa, y con mayor moderación en Estados Unidos. A esto se suma, el impacto negativo que para el mercado significó, el escándalo suscitado por la firma Facebook, que reconoció el uso de información de sus usuarios, para fines políticos.

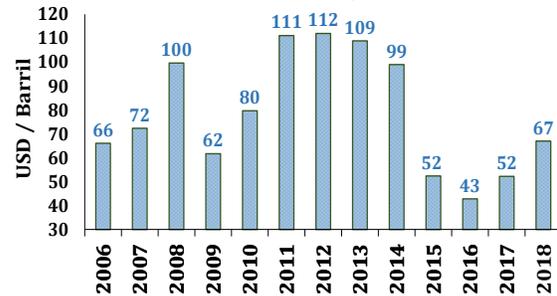
Gráfica 4. Variación Anual Principales Índices Accionarios



Fuente: Bloomberg

La mayor dinámica de crecimiento ha impulsado el precio del petróleo, el cual ha logrado en algunas sesiones ubicarse por encima de los USD 70, su nivel más alto, desde la caída de los precios del petróleo ocurrida en 2014.

Gráfica 5. Precio Petróleo Brent (2018 es precio promedio Primer Trimestre)

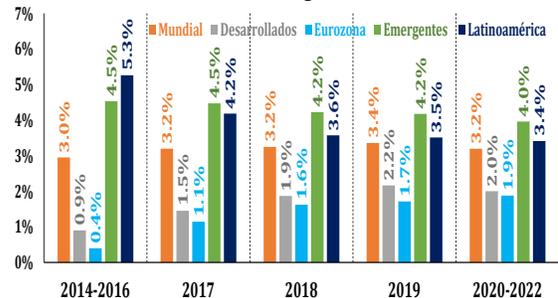


Fuente: Wood Mackenzie

El precio del petróleo se ha estabilizado en un rango entre USD 65 y USD 70, lo que contribuirá a una mejor perspectiva de crecimiento para países productores, incluso para Colombia, que han ajustado la estructura de costos presente en el sector hidrocarburos para ser rentables con niveles de precio de USD 30 – 40.

El principal riesgo asociado al repunte de precios de crudo, es la inflación, Las previsiones muestran que ésta, se ubicará entre 2% y 3%, por encima del nivel óptimo de largo plazo.

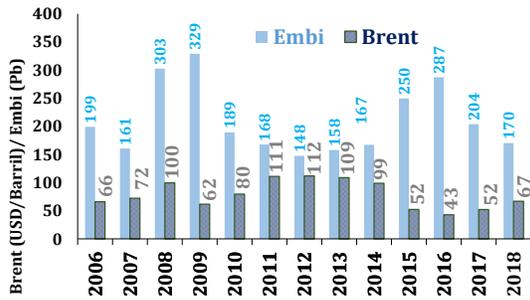
Gráfica 6. Previsión Inflación Según Áreas Económicas



Fuente: Fondo Monetario Internacional

El mayor crecimiento en la economía mundial, ha contribuido a la disminución en la percepción de riesgo en economías emergentes incluida Colombia.

Gráfica 7. Riesgo País (Puntos Básicos)



Fuente: Bloomberg

El dólar americano se ha debilitado como consecuencia de la tensión geopolítica descrita anteriormente. El euro que había alcanzado mínimos al comenzar 2017, se ha vuelto a fortalecer, ubicándose en 1.23 al cierre del primer trimestre.

Gráfica 8. Cotización Euro (Dólares americanos)

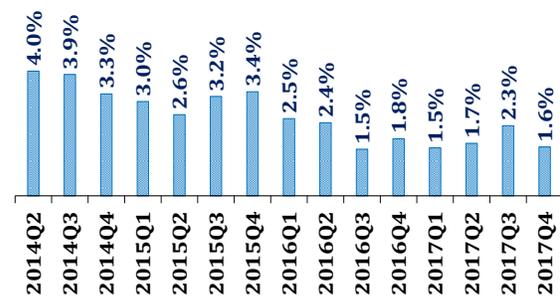


Fuente: Bloomberg

1.2 Economía Colombiana: Recuperación Lenta e Incertidumbre por Elecciones Presidenciales

La economía colombiana ha sentido con dureza la caída de los precios del petróleo) acaecida en 2014. Desde entonces, el crecimiento económico ha seguido una tendencia descendente, que se acentuó en 2016 – 17.

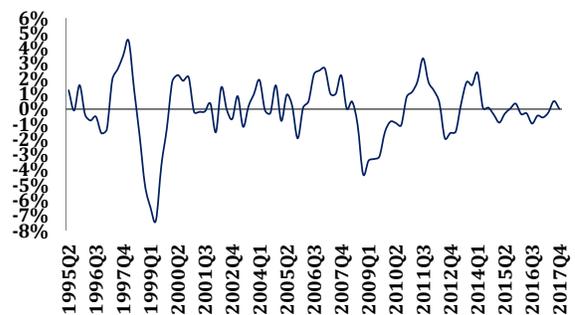
Gráfica 9. Crecimiento Económico Colombia. Evolución Trimestral



Fuente: DANE

El crecimiento económico del cuarto trimestre en 2017, de 1.6%, pone en evidencia que la recuperación no es aun lo suficientemente sólida, y que alcanzar de forma sostenida, tasas de crecimiento por encima del 3%, tomará varios años, mientras, la economía colombiana encuentra una senda plena de reactivación en todos sus sectores. El análisis del ciclo económico colombiano revela que a diferencia de episodios previos de recesión en 1998 y en 2008, en esta fase, posterior al choque petrolero, es donde más le está costando a la economía colombiana volver a su nivel precio al choque.

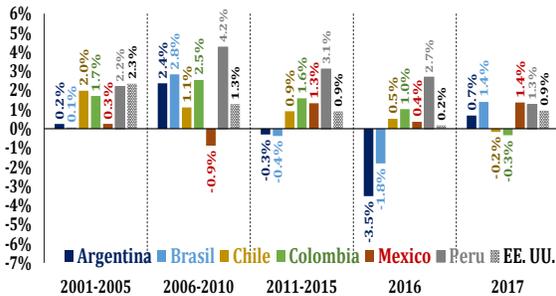
Gráfica 10. Ciclo Económico Colombiano



Fuente: Bloomberg

Otro aspecto que inquieta tras el choque petrolero, es la caída en el nivel de productividad laboral, que en Colombia cayó 0.4% en 2017, confirmado una desaceleración que viene presentado en la última década, y que tiene un impacto relevante en la determinación del crecimiento a largo plazo.

Gráfica 11. Crecimiento Productividad Laboral. Países Seleccionados junto a Colombia



Fuente: Total Economy Database™ - The Conference Board

Gráfica 12. Cuenta Corriente Países Latinoamericanos



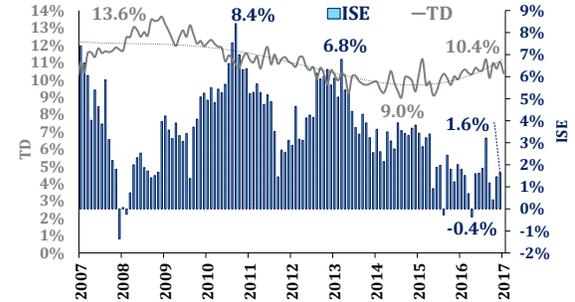
Fuente: FMI – CEPAL

El ajuste que la economía colombiana ha tenido que hacer en cuanto gasto, se ha reflejado principalmente en la cuenta corriente, donde ha conseguido reducir su déficit, estimado como porcentaje del PIB, de 5.3% a 3.6%.

El desempleo aunque ha repuntado, ha crecido de forma moderada frente a la gran magnitud del choque petrolero, y la desaceleración de las economías de la región. Si bien en principales ciudades, el desempleo cerró en 2017 por encima de 10%, la economía sigue mostrando una fuerte

dinámica en la generación de puestos de trabajo, no obstante, el crecimiento observado dentro de la población económicamente activa, en respuesta al aumento de la migración de población proveniente de Venezuela.

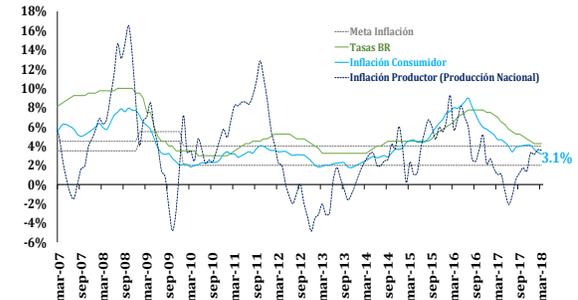
Gráfica 13. Tasa de Desempleo (TD)



Fuente: DANE

La inflación en Colombia, ha seguido disminuyendo en respuesta a un mejor comportamiento de los alimentos, los efectos de la política monetaria contraccionista de la Junta Directiva del Banco de la República, que subió sus tasas de interés entre 2016 y 2017, con el fin de desestimular el endeudamiento y moderar el consumo a fin de propiciar, una menor presión sobre el nivel de precios.

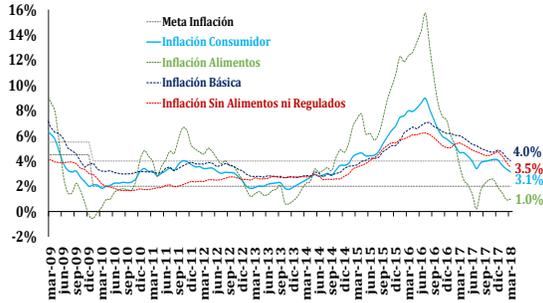
Gráfica 14. Inflación Anual de Precios al Consumidor Colombia. Evolución Mensual



Fuente: DANE – Cálculos Propios

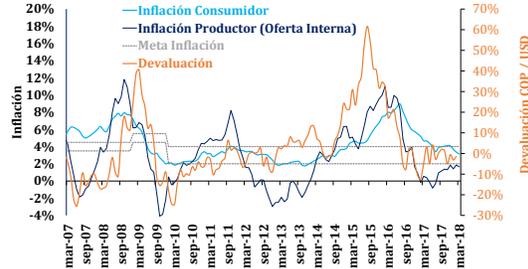
Los indicadores de inflación básica que fueron altamente renuentes a debajo de 4%, ratifican el buen comportamiento de los precios.

Gráfica 15. Indicadores de Inflación Básica Colombia. Corte al mes de Marzo, 2018



Fuente: DANE – Cálculos Propios

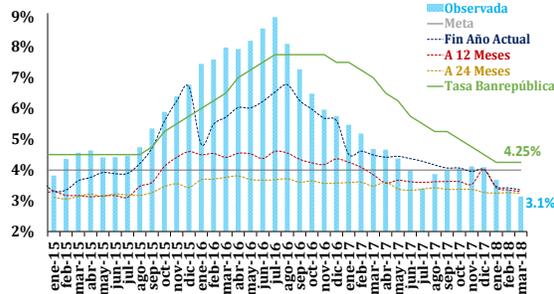
Gráfica 16. Inflación Vs. Devaluación Colombia



Fuente: DANE – Cálculos Propios

La fuerte caída de cotización del tipo de cambio, también ha contribuido a la reducción de la tasa de inflación, tanto para el consumidor como para el productor.

Gráfica 17. Expectativas de Inflación Colombia



Fuente: Banco de la República – Cálculos Propios

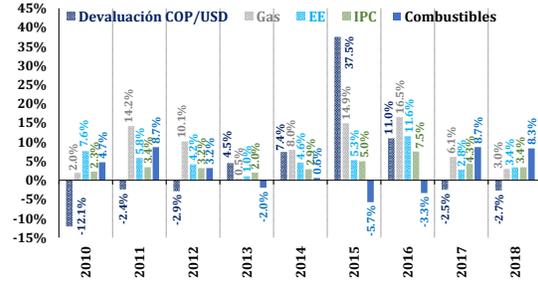
Otra evidencia del éxito que han tenido las políticas económicas llevadas a cabo por la Junta Directiva del Banco de la República para bajar inflación, ha sido el anclaje de las expectativas de inflación a uno y dos años, lo

que evidencia una confianza en la política anti-inflacionaria por parte del Emisor.

En cuanto a la inflación de energéticos, a lo largo de 2017, y durante el primer trimestre de 2018, se presentó una acelerada caída en gas y electricidad.

No obstante, los combustibles como consecuencia del ajuste en precios que tuvieron en cumplimiento de COP 21 y promover el uso de energías limpias.

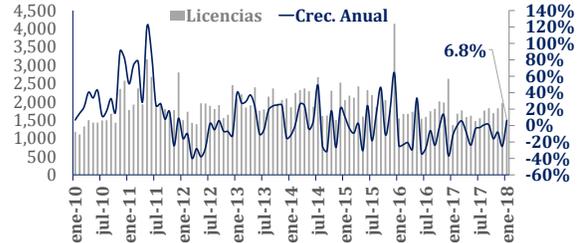
Gráfica 18. Inflación de Energéticos Colombia



Fuente: Banco de la República – Cálculos Propios

Los indicadores líderes muestran señales mixtas que evidencian la complejidad de la reactivación económica. Las licencias de construcción tuvieron a enero de 2018, un fuerte repunte creciendo a una tasa interanual de 6.8%, impulsadas por la construcción de vivienda y la mayor ejecución de obras civiles en Bogotá

Gráfica 19. Licencias de Construcción

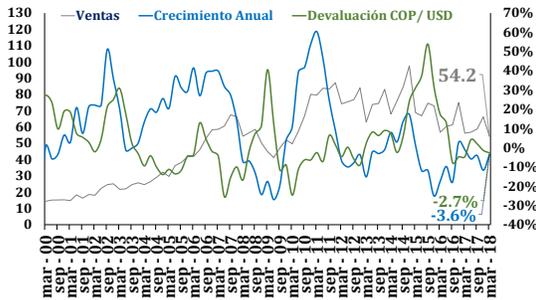


Fuente: Banco de la República – Cálculos Propios

Por su parte, la venta de vehículos sigue sin recuperarse, respondiendo al aumento en tasas de interés, deterioro de la capacidad de endeudamiento y aumento en la tasa de desempleo.

Al corte de marzo de 2018, las ventas de vehículos en Colombia se ubicaron en 54200 unidades, cifra inferior en 3.6% a las obtenidas en el primer trimestre de 2017

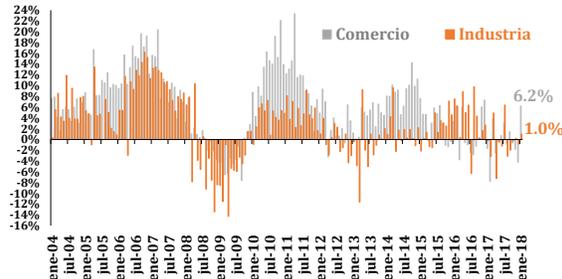
Gráfica 20. Ventas de Vehículos Matriculados en Colombia



Fuente: Econometría S.A – Fenalco – ANDI - Cálculos Propios

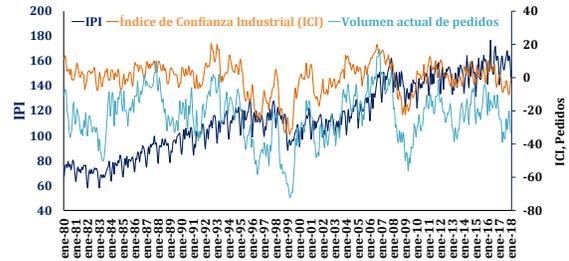
La situación más preocupante en lo que refiere al desempeño productivo se relacionada con la industria, la cual crece solo 1% anual con corte al mes de enero de 2018. Para este mismo mes, se observa un repunte muy importante del comercio, el cual creció 6.2% interanual, durante el primer mes de 2018.

Gráfica 21. Crecimiento Anual de la Actividad Industrial y Comercial. Evolución Mensual



Fuente: DANE

Gráfica 22. Expectativas Industria y Pedidos Vs Actividad Industrial

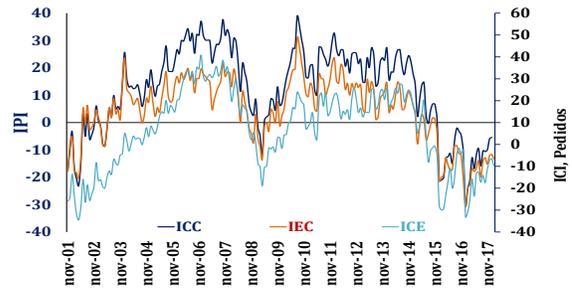


Fuente: Fedesarrollo – Cálculos Propios

La actividad industrial está enfrentando una gran desconfianza, que explica el aumento de su pesimismo, que se refleja en el hecho que sólo el 57% de las industrias considera como buena su situación.

La poca dinámica de la industria responde también a una menor confianza de consumidor, cuyas expectativas se encuentran en niveles negativos o de inconformidad desde hace tres años.

Gráfica 23. Confianza (ICC) y Expectativas Consumidor Versus Índice Condiciones Económicas

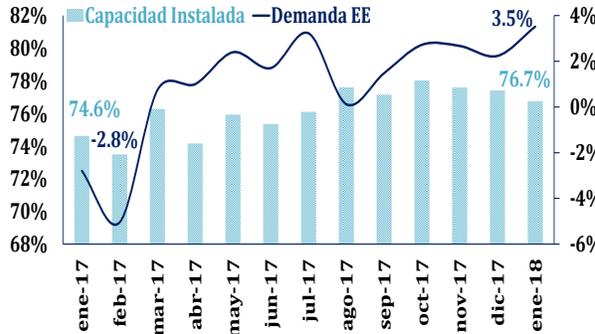


Fuente: Fedesarrollo – Cálculos Propios

Un hecho a destacar, es el repunte en la demanda de electricidad, acompañada de un aumento de 2 puntos porcentuales en la capacidad instalada.

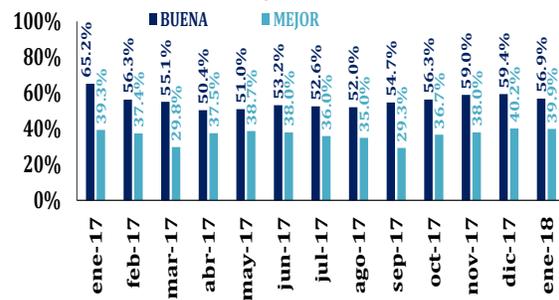
Sin embargo, hay una insatisfacción de las empresas sobre el futuro de la economía y la incertidumbre del futuro. Aunque el 57% considera que las empresas están bien, solo el 40% tiene una expectativa optimista.

Gráfica 24. Demanda Electricidad Vs Capacidad Instalada Empresas



Fuente: Fedesarrollo – Cálculos Propios

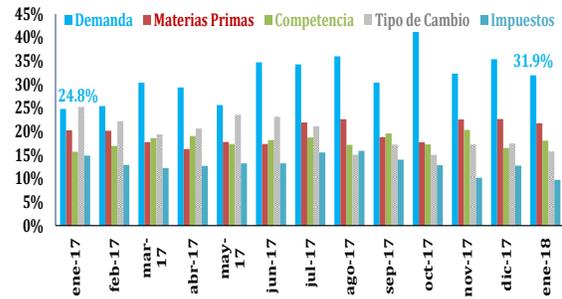
Gráfica 25. Situación (Buena) Versus Expectativa (Mejor) Empresas



Fuente: Fedesarrollo – Cálculos Propios

El principal problema para las empresas en Colombia, es la demanda, lo que se entiende por la fuerte desaceleración en el consumo. Otros aspectos que también les preocupan a los empresarios son materias primas, competencia, tipo de cambio en impuestos. Lo relevante en este caso, es la creciente preocupación por la demanda.

Gráfica 26. Principales Problemas para los Industriales en Colombia.



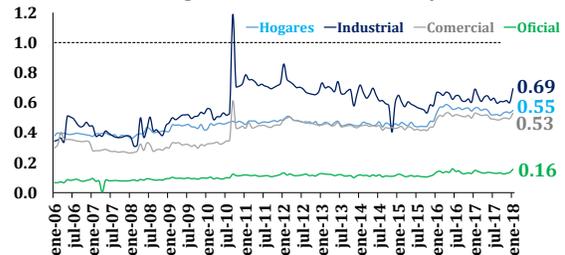
Fuente: Fedesarrollo – Cálculos Propios

Resalta también, la creciente preocupación en materias primas, y el tipo de cambio, además del tema tributario, en particular, tras las reformas tributarias de 2014 y 2016.

1.3 Análisis Microeconómico. Estimación Actualizada de la Elasticidad Precio – Demanda de Energía Eléctrica

La estimación, para los diferentes actores de la demanda de energía, de la elasticidad precio – demanda, se a través de modelos de Corrección de Errores – VEC. Esta revisión de la elasticidad se hace con corte a enero de 2018.

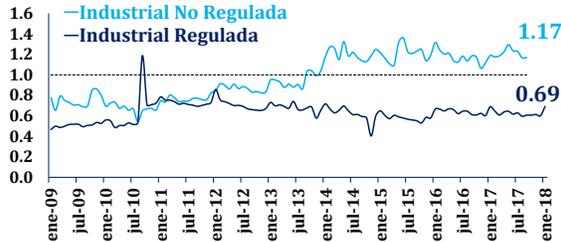
Gráfica 27. Elasticidad Precio – Demanda de Electricidad en Colombia: Hogares, Industrial, Comercial y Oficial



Fuente: XM – Cálculos Propios

En general, la demanda de electricidad en Colombia sigue siendo inelástica, siendo el componente menos elástico, la industria El sector oficial es quien muestra la menor sensibilidad a precios.

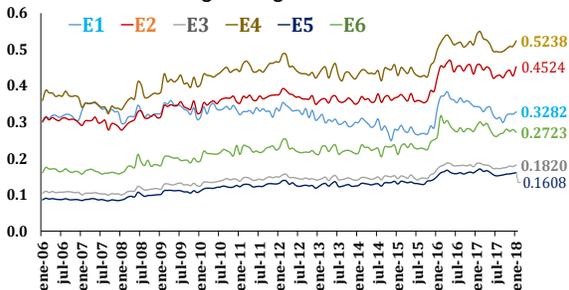
Gráfica 28. Elasticidad - Precio Demanda de Electricidad en Colombia: Industria



Fuente: XM – Cálculos Propios

Así mismo, la industria no regulada es más sensible al precio de la electricidad, con relación a la industria regulada.

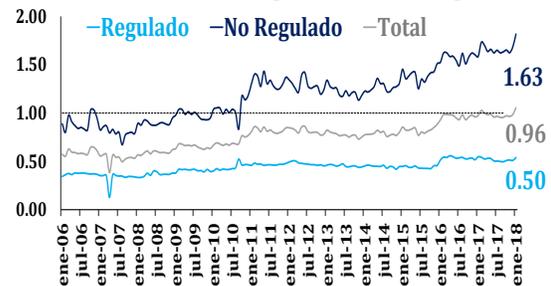
Gráfica 29. Elasticidad Precio – Demanda Sector Regulado. Hogares según Estrato



Fuente: XM – Cálculos Propios

Con relación a los hogares, la demanda se mantiene inelástica al precio aunque los últimos meses, desde el segundo semestre de 2017, hubo una tendencia a reducir más la sensibilidad en los hogares, con relación a los demás grupos.

Gráfica 30. Elasticidad Precio – Demanda Electricidad. Consolidado Demanda Regulada Versus No Regulada

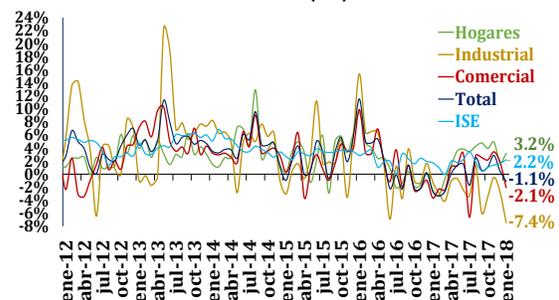


Fuente: XM – Cálculos Propios

La elasticidad precio – demanda de la demanda regulada es 0.5, con una tendencia estable al alza; mientras, la elasticidad precio demanda de la demanda no regulada, es 1.63, que corresponde a una demanda elástica.

Esta diferencia, se ha acentuado en los últimos dos años, debido al menor precio por subasta y la mayor disponibilidad de las fuentes energéticas, haciendo que sea más sensible el consumidor, sea firma u hogar al comportamiento de los precios.

Gráfica 31. Crecimiento de la Demanda de Electricidad (Principales Agentes) Versus Crecimiento Actividad Económica (ISE)

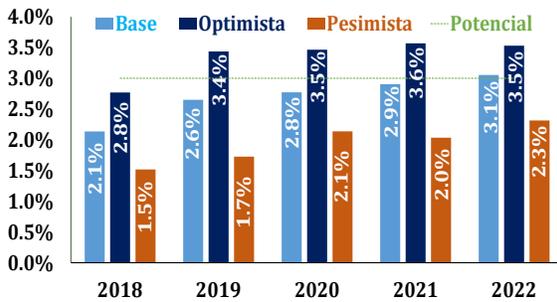


Fuente: XM – Cálculos Propios

1.4 Previsiones Económicas

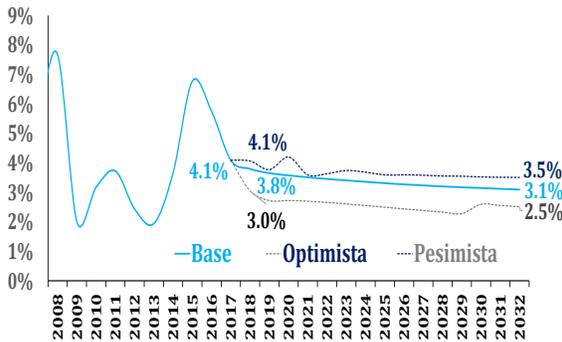
Para la Subdirección de Demanda de la UPME, la economía colombiana proyecta un crecimiento para 2018, en un escenario base, de 2.1%. En un escenario optimista, esta previsión de crecimiento se incrementaría hasta 2.6%. En un escenario pesimista, el escenario de crecimiento sería 1.5%, esto es, una cifra aún inferior al crecimiento de 2017 (81.8%)

Gráfica 32. Escenarios Crecimiento Económico Colombia 2018 – 2022



Fuente: Cálculos Propios con base en información DANE

Gráfica 33. Previsión Inflación Precios al Consumidor 2018 – 2032



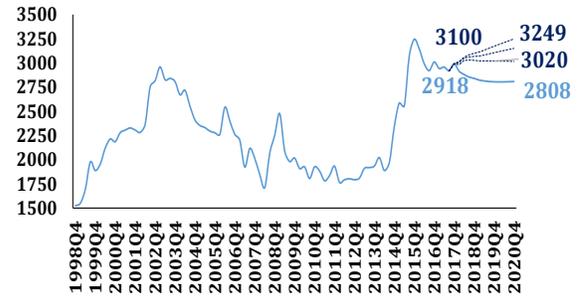
Fuente: Cálculos Propios con base en información DANE

La previsión de inflación, que estima la UPME para 2018, es de 3.8%. Esto por cuanto considera, que la intensificación de lluvias que Colombia viene presentando repercutirá en la oferta de alimentos además del efecto base, por comparación estadística, que debe

conducir a un repunte de la inflación en el segundo semestre.

Un escenario optimista ubica la inflación dentro de la senda de inflación objetivo, ubicándose en 3%.

Gráfica 34. Previsión Tasa de Cambio COP /USD



Fuente: Cálculos Propios con base en información Superintendencia Financiera

La previsión de la UPME, en cuanto tasa de cambio para 2018 en un escenario base es 2918. Es un escenario optimista, el tipo de cambio se ubicaría en COP 2841, mientras, en un escenario de volatilidad cambiaria estimulado por la incertidumbre del proceso electoral, y una revisión de la calificación de la deuda soberana que comprometiese el grado de inversión, el tipo de cambio se situaría en COP 3100.

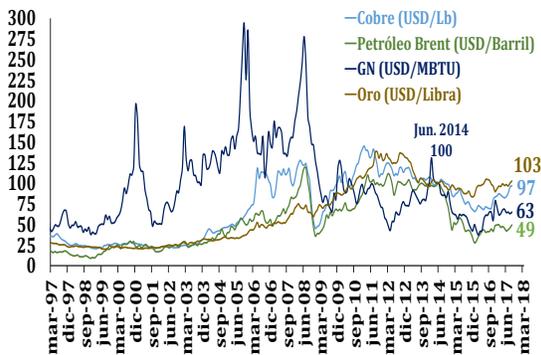
Gráfica 35. Previsión Precio Petróleo Referencia Brent (USD / Barril)



Fuente: Cálculos Propios con base en información Wood Mackenzie

En lo que refiere al petróleo, la previsión de la UPME es USD 66 el precio del barril. Esta previsión se sustenta en la persistencia de excedentes de oferta, el crecimiento en la producción de crudo convencional, y las dificultades de prolongar el Acuerdo de Viena de 2016, hecho la Organización de Países Productores de Petróleo (OPEP).

Gráfica 36. Índice de Precios de Materias Primas. Base Junio 2014 = 100

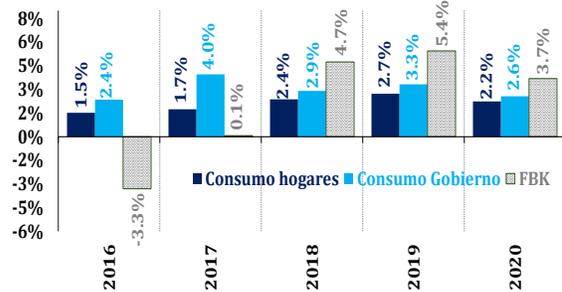


Fuente: Cálculos Propios con base en información Wood Mackenzie

Cabe señalar, que si se hace un análisis con números índices, tomando como referencia el precio de las materias primas en Junio de 2014, cuando se da la caída de precios del petróleo, la única materia prima con un precio sport superior al que tenía hace 4 años, es el oro; le sigue el gas natural, cuyo precio actual es 97% del precio de 2014.

Bajo este análisis, el precio sport del petróleo, representa al mes de marzo de 2018, sólo el 46% del precio del crudo, en 2014

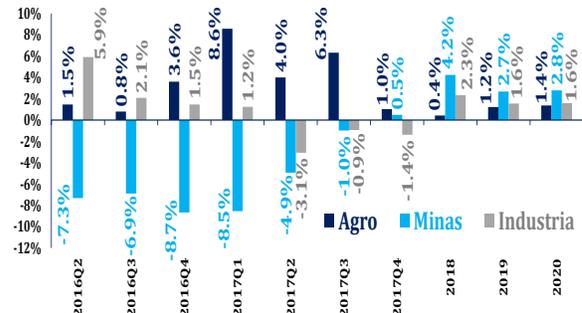
Gráfica 37. Previsión Crecimiento Demanda Interna



Fuente: Cálculos Propios con base en información DANE

Las previsiones de la Subdirección de Demanda de la UPME con relación a la demanda interna, prevén un crecimiento del consumo de los hogares de 2.4% para 2018 y 2.2% a mediano plazo (2020). En cuanto a inversión (FBK) se estima un crecimiento de 4.7% en 2018, que se ralentizaría gradualmente a 2020, ubicándose entonces en 3.7%.

Gráfica 38. Previsión Crecimiento PIB Agricultura, Minería, Industria.



Fuente: Cálculos Propios con base en información DANE

Gráfica 39. Previsión Crecimiento PIB Construcción, Transporte, Eléctrico



Fuente: Cálculos Propios con base en información DANE

Con relación a las previsiones de los sectores productivos pertinentes al sector minero energético, la Subdirección de la UPME confía en una recuperación del sector minero, el cual crecería en 4.2% a 2018.

En cuanto la industria, la previsión de crecimiento, responde a un escenario moderado, de 2.3% para 2018 y 1.6% a mediano plazo.

En relación, con la construcción la previsión de crecimiento en 2018 es 0.4% y a mediano plazo, de 3.9% (2020). Finalmente, en lo que respecta al sector eléctrico, el crecimiento a 2018 es 2.7% y a mediano plazo, de 2.1%.

En síntesis, la UPME prevé un crecimiento económico modesto en los próximos 3 años, por debajo del crecimiento potencial (3%) liderado por la construcción y el transporte.

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

2.1 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 diciembre 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 40 y Tabla 5).

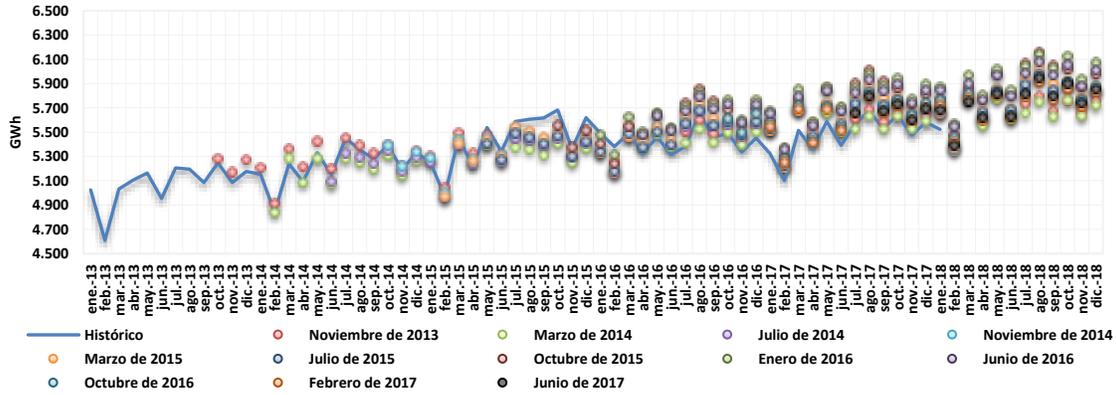
Tabla 5. Errores de las proyecciones

	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	1,65%	138,64	0,10%	0,71%	86,51	0,04%
Mar. 2014	0,47%	157,17	0,11%	-0,57%	89,21	0,05%
Jul. 2014	3,06%	191,87	0,18%	0,23%	109,63	0,05%
Nov. 2014	3,91%	226,77	0,23%	1,03%	114,98	0,06%
Mar. 2015	2,73%	213,22	0,20%	1,15%	135,14	0,08%
Jul. 2015	5,14%	349,10	0,47%	0,86%	132,18	0,07%
Oct. 2015	7,80%	447,31	0,76%	3,40%	219,38	0,19%
Ene. 2016	5,79%	322,63	0,38%	4,51%	252,62	0,24%
Jun. 2016	6,07%	336,86	0,38%	4,53%	247,08	0,21%
Oct. 2016	4,32%	239,85	0,19%	2,81%	152,93	0,09%
Feb. 2017	2,33%	129,17	0,06%	2,27%	123,66	0,06%
Jun. 2017	2,40%	136,04	0,06%	2,09%	116,65	0,05%

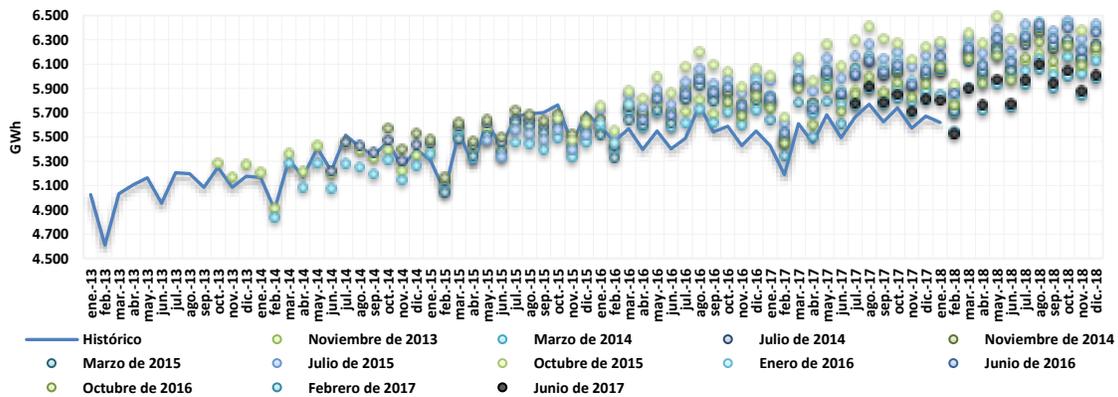
	POTENCIA MÁXIMA					
	Con Grandes Consumidores Nuevos (Incluye Rubiales y Drummond)			Sin Grandes Consumidores Nuevos (Excluye Rubiales y Drummond)		
	APE	AAE	MSE	APE	AAE	MSE
Nov. 2013	6,89%	664,61	0,55%	6,25%	593,05	0,43%
Mar. 2014	4,32%	439,13	0,28%	3,57%	349,59	0,17%
Jul. 2014	6,20%	600,82	0,44%	4,13%	396,98	0,21%
Nov. 2014	6,58%	638,72	0,48%	4,49%	428,02	0,24%
Mar. 2015	4,80%	497,23	0,34%	3,37%	353,12	0,18%
Jul. 2015	7,49%	752,83	0,74%	3,36%	347,96	0,17%
Oct. 2015	9,57%	933,42	1,03%	5,38%	516,71	0,34%
Ene. 2016	7,81%	761,34	0,65%	6,26%	600,80	0,42%
Jun. 2016	7,65%	745,90	0,61%	5,52%	529,36	0,32%
Oct. 2016	6,61%	646,31	0,45%	4,29%	412,02	0,20%
Feb. 2017	4,51%	441,07	0,21%	3,60%	345,64	0,14%
Jun. 2017	2,90%	286,83	0,09%	1,74%	169,60	0,03%

Gráfica 40. Histórico de las proyecciones – Revisión Noviembre de 2013 a Revisión Febrero de 2017

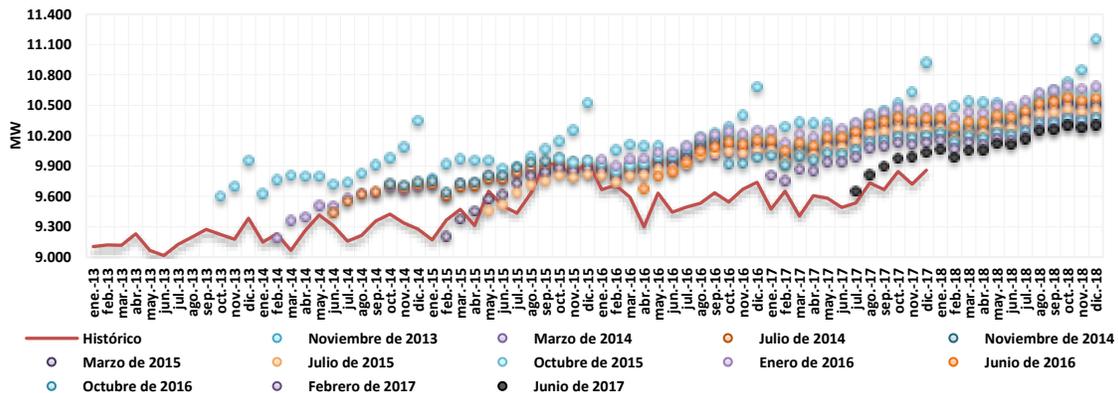
Energía Eléctrica – Sin Grandes Consumidores Nuevos (Excluye Rubiales y Drummond)



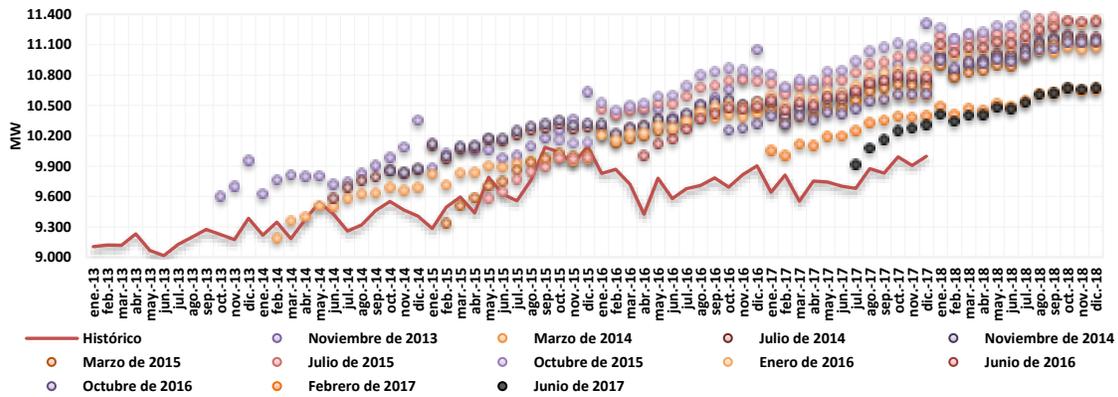
Energía Eléctrica – Con Grandes Consumidores Nuevos (Incluye Rubiales y Drummond)



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



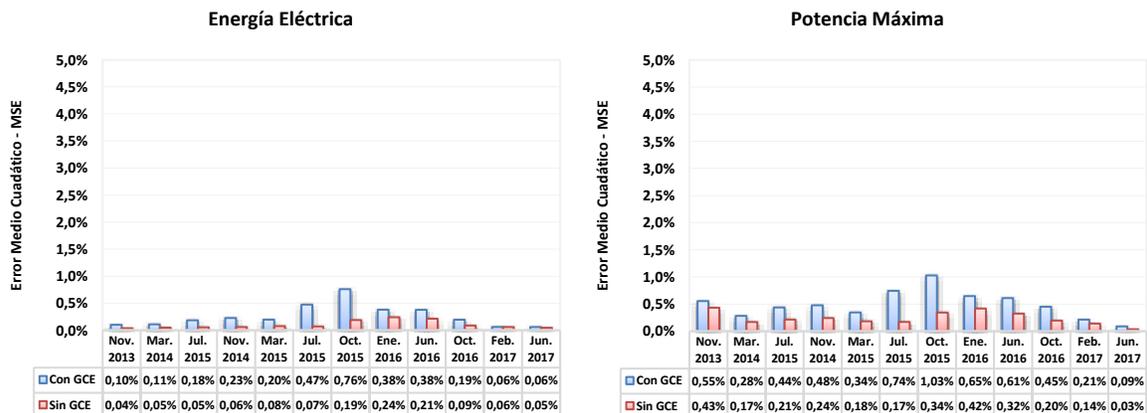
Potencia Máxima – Con Grandes Consumidores Nuevos (Incluye Rubiales y Drummond)



Fuente: UPME, Base de Datos XM (16 de Enero), 2018.

- b. El desempeño de los modelos de noviembre de 2013 hasta diciembre 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 0,76% y 0,04% en el MSE de las proyecciones respectivamente. (Gráfica 41).
- 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 1,03% y 0,03% en el MSE de las proyecciones.

Gráfica 41. Seguimiento al Error Medio Cuadrático de las Revisiones Publicadas por la Unidad



Fuente: UPME, Base de Datos XM (16 de Enero), 2018.

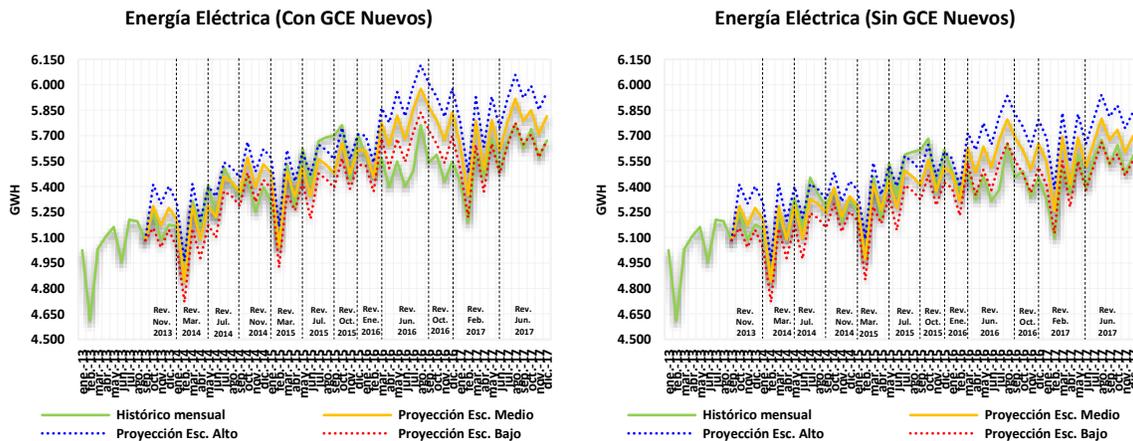
Los informes de proyección de demanda de energía eléctrica y potencia máxima para Colombia presentados cuatrimestralmente por la entidad, han mostrado una alto grado de correlación entre las variables empleadas (PIB, Población y Temperatura de las áreas geográficas del SIN).

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.

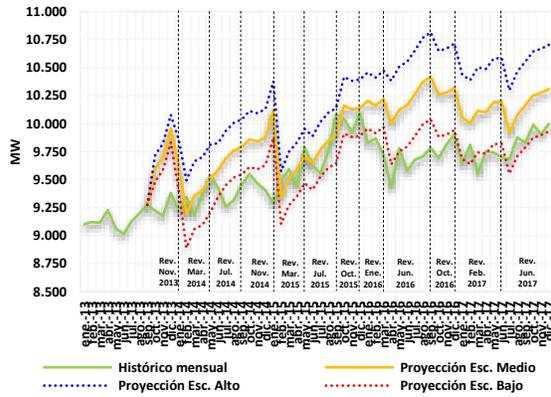
La incorporación de la demanda constituida como Grandes Consumidores Especiales (GCE – Rubiales y Drummond), se realiza de acuerdo a una constante verificación del avance de dichas conexiones y se ajusta en función de los retrasos en la ejecución reales verificados.

Los modelos empleados para este seguimiento de la demanda se han ajustado y han reflejado el comportamiento de la demanda real del SIN (Gráfica 42).

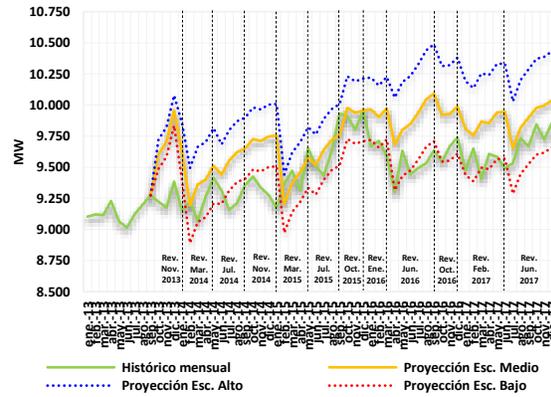
Gráfica 42. Seguimiento a las Proyecciones de Demanda de EE



Potencia Máxima (Con GCE Nuevos)



Potencia Máxima (Sin GCE Nuevos)



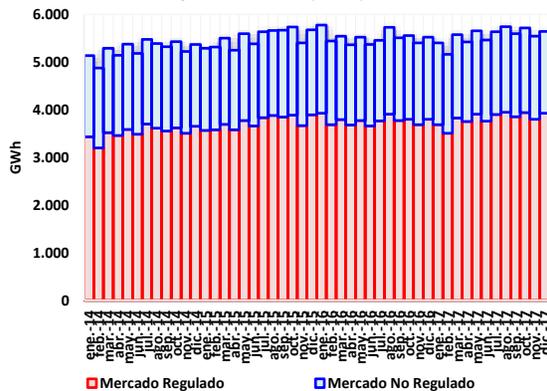
Fuente: UPME, Base de Datos XM (16 de Enero), 2018.

3. SEGUIMIENTO A LA DEMANDA COMERCIAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR TIPO DE MERCADO

La composición de la demanda comercial por tipo de mercado, se ha mantenido aproximadamente constante desde el 2006 en adelante: Mercado Regulado (68%) y No Regulado (32%) (Ver Gráfica 43). No obstante, se ve reflejado un fenómeno de desaceleración en todo el 2016 en cuanto a los crecimientos en ambos mercados, como consecuencia del Fenómeno de El Niño, desaceleración económica y de la Campaña Apagar Paga.

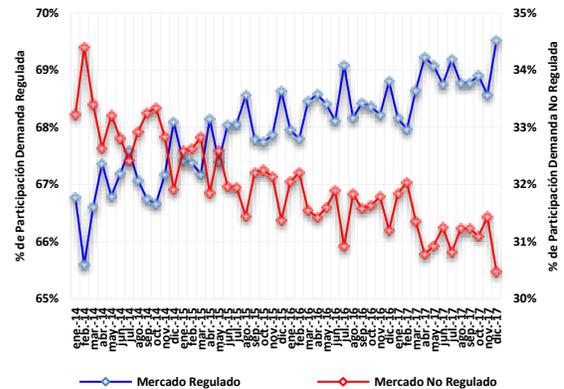
De otra parte, cabe resaltar que en el 2017 los crecimientos de ambos mercados han venido recuperándose (Ver Gráfica 45). Esto puede ser debido a una leve recuperación del consumo de electricidad en algunos sectores de la economía, tales como: residencial y explotación de minas y canteras.

Gráfica 43. Relación de la Demanda de Energía Eléctrica por Tipo de Usuario (GWh)



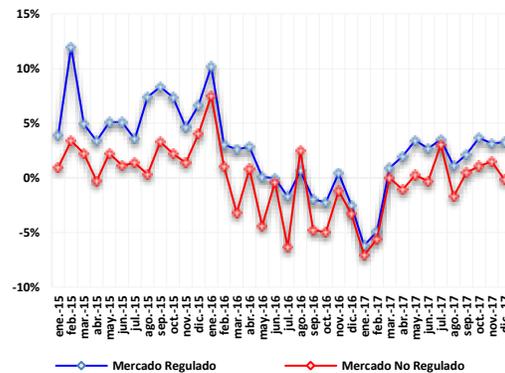
Fuente: UPME, Base de Datos Cubo XM - UPME (16 de Enero), 2018.

Gráfica 44. Relación de la Demanda de Energía Eléctrica por Tipo de Usuario (%)



Fuente: UPME, Base de Datos Cubo XM - UPME (16 de Enero), 2018.

Gráfica 45. Crecimiento de la Demanda de Energía Eléctrica por Tipo de Usuario (%)

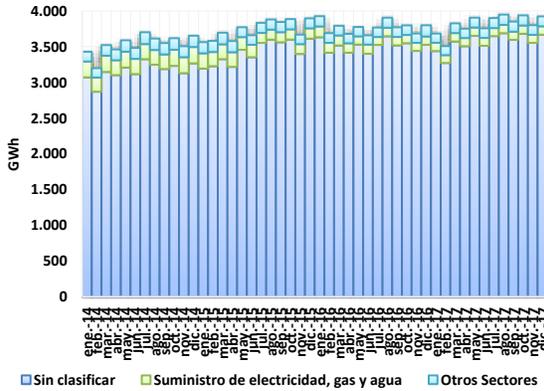


Fuente: UPME, Base de Datos Cubo XM - UPME (16 de Enero), 2018.

3.1 Composición de la Demanda del Mercado Regulado

De acuerdo a la Gráfica 46, el sector que muestra un mayor consumo promedio al mes es el sector “Sin Clasificar” que integra Residencial, y una parte de Comercial e Industrial Regulado de menor escala con 3.537 GWh, seguido de Otros Sectores (137 GWh); y Suministro de electricidad, gas y agua (119 GWh), para el periodo enero de 2016 a diciembre 2017.

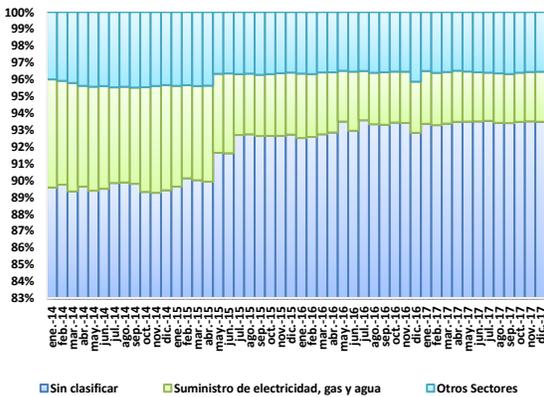
Gráfica 46. Relación de la Demanda de Energía Eléctrica en el Mercado Regulado (GWh)



Fuente: UPME, Base de Datos Cubo XM - UPME (16 de Enero), 2018.

A partir de 2016 en adelante, el sector Sin Clasificar ha mantenido su participación promedio en 93,3%, siendo el más representativo para este mercado. (Ver Gráfica 47).

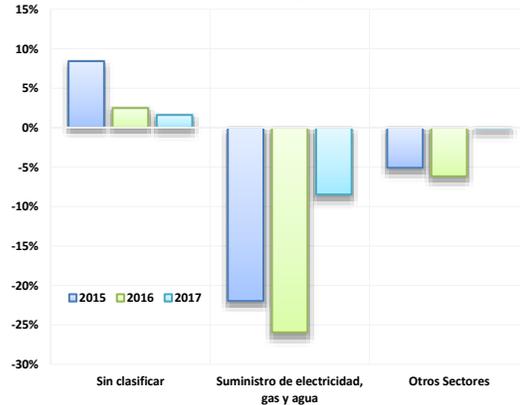
Gráfica 47. Relación de la Demanda de Energía Eléctrica en el Mercado Regulado (%)



Fuente: UPME, Base de Datos Cubo XM - UPME (16 de Enero), 2018.

En la Gráfica 48, el crecimiento del sector Sin Clasificar se vio afectado por el inminente fenómeno de El Niño y la política tomada en la campaña Apagar Paga, la cual se basó en un mecanismo de incentivar y/o sancionar por el ahorro o el derroche de energía, viéndose traducida en el valor de la factura a pagar.

Gráfica 48. Crecimiento de la Demanda de Energía Eléctrica en el Mercado Regulado (%)



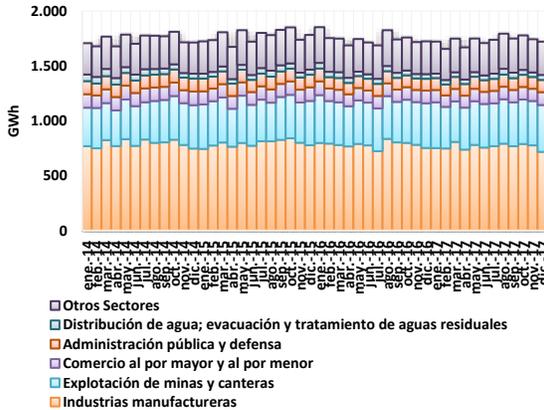
Fuente: UPME, Base de Datos Cubo XM - UPME (16 de Enero), 2018.

De manera similar, en el sector Suministro de electricidad, gas y agua, y en Otros Sectores, los fenómenos económicos, climáticos y de ahorro energético, impactaron drásticamente.

3.2 Composición de la Demanda del Mercado No Regulado

En cuanto a la desagregación en el mercado No Regulado, el sector que se ha aumentado levemente su consumo en GWh y su participación ha sido: Explotación de minas y canteras, tal como se aprecia en la Gráfica 49 y en la Gráfica 50.

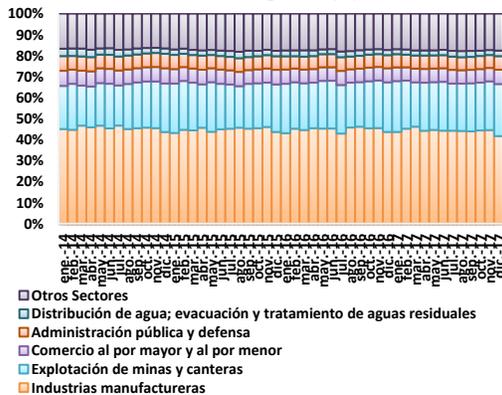
Gráfica 49. Relación de la Demanda de Energía Eléctrica en el Mercado No Regulado (GWh)



Fuente: UPME, Base de Datos Cubo XM - UPME (16 de Enero), 2018.

Los siguientes sectores explican el 80% de la participación promedio mensual de éste mercado a partir de 2015 en adelante, y se ordenan de la siguiente manera: Industrias manufactureras (45%), Explotación de minas y canteras (22%), Comercio al por mayor y al por menor (7%), Administración pública y defensa (6%).

Gráfica 50. Relación de la Demanda de Energía Eléctrica en el Mercado No Regulado (%)

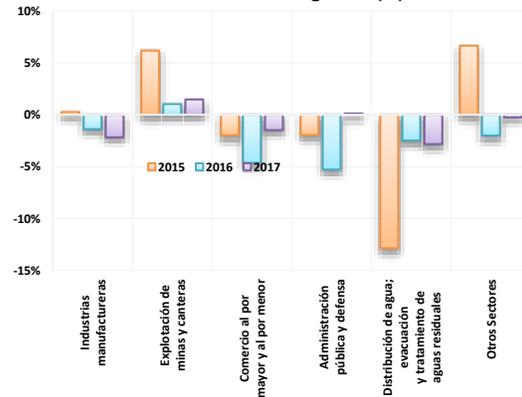


Fuente: UPME, Base de Datos Cubo XM - UPME (16 de Enero), 2018.

En cuanto al crecimiento entre enero a septiembre de los años 2015 a 2017, los sectores que se han recuperado después de la crisis económica y del fenómeno de El Niño han sido: Explotación de minas y canteras y Administración pública y defensa.

En donde la explotación de minas y canteras, se ve explicada en su gran totalidad por la Extracción de Petróleo Crudo (58%), Extracción de Minerales de Níquel (28,45%) y Extracción de Hulla – Carbón de Piedra – (8,25%).

Gráfica 51. Crecimiento de la Demanda de Energía Eléctrica en el Mercado No Regulado (%)



Fuente: UPME, Base de Datos Cubo XM - UPME (16 de Enero), 2018.

Dichas extracciones, se vieron afectadas tanto en su participación como en su crecimiento durante el año 2016, tendiendo a la baja. La Extracción de Hulla, presentó una desaceleración en 7,91% con respecto a al año anterior, seguido de la Extracción de Petróleo Crudo con 6,95% y por último la Extracción de Minerales de Níquel con un 2,89%.

Ya para 2017, tanto la Extracción de Hulla como de Petróleo Crudo, presentaron una recuperación en su crecimiento del 14,05% y 0,72% respecto al año anterior. Solo la Extracción de Mineral de Níquel, sigue desacelerándose en su crecimiento en 4,49% respecto al año anterior, viéndose afectado por dos periodos consecutivos.

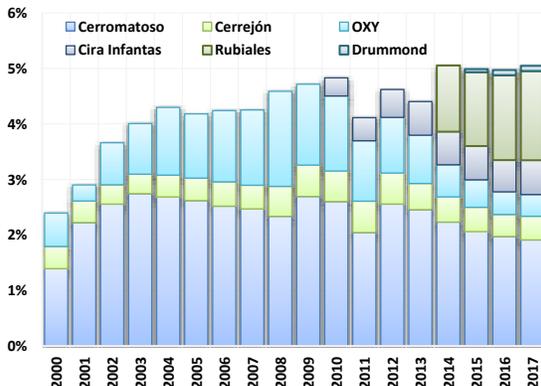
4. EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA DE LOS GRANDES CONSUMIDORES ESPECIALES (GCE)

4.1 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 5,19% en diciembre de 2017. La participación promedio mensual de los GCE en la demanda total de energía eléctrica para el período enero de 2000 a diciembre de 2017, se encuentra en 4,29%; y alcanza un máximo de 5,59% en febrero de 2014 y un mínimo de 1,79% en octubre de 2000.

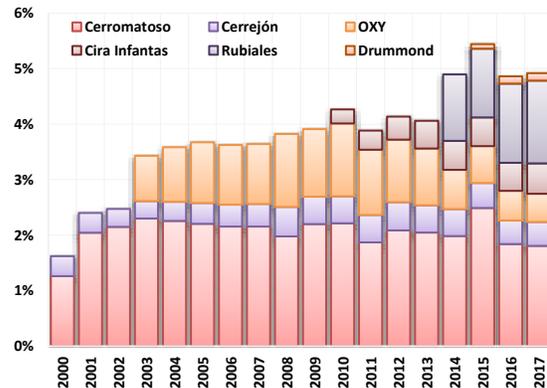
Gráfica 52. Evolución de la Participación Promedio Anual de los GCE en la Demanda de Energía Eléctrica



Fuente: UPME, Base de Datos XM (16 de Enero), 2017.

- **Potencia máxima:** pasa de alrededor de 1,62% de la demanda total desde enero de 2000 y llega hasta 4,67% en diciembre 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 3,81%; y alcanza un máximo de 5,94% en julio de 2015 y un mínimo de 1,50% en marzo de 2000.

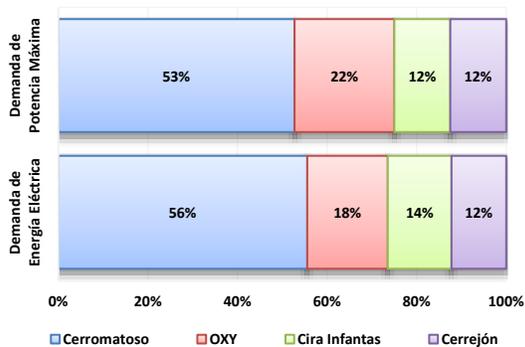
Gráfica 53. Evolución de la Participación Promedio Anual de los GCE en la Demanda de Potencia Máxima



Fuente: UPME, Base de Datos XM (16 de Enero), 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 54. Participación Promedio mensual de los GC Existentes (2010-2017)

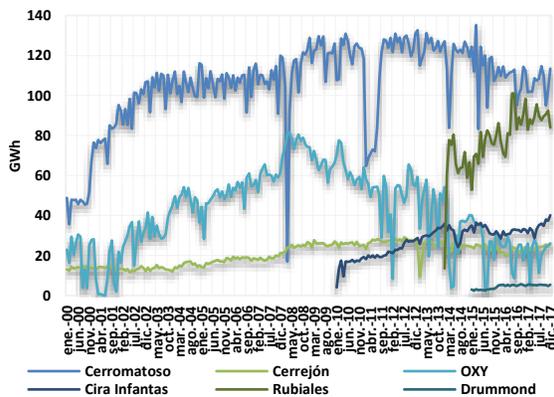


Fuente: UPME, Base de Datos XM (16 de Enero), 2017.

Además, se puede observar que Cerromatoso y OXY poseen alrededor del 75% en la participación de los Grandes Consumidores Existentes.

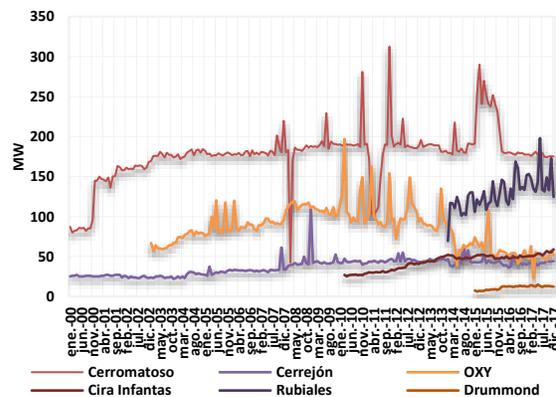
Dentro de las proyecciones de demanda de energía eléctrica que hace la UPME se toma la información del SIN, la cual incluye la información de estos agentes, por lo que está incluida dentro del conjunto usado para modelar la demanda total. A continuación se presenta un seguimiento de la demanda de estos:

Gráfica 55. Histórico de la demanda de energía eléctrica de los Grandes Consumidores Existentes (GWh)



Fuente: UPME, Base de Datos XM (16 de Enero), 2017.

Gráfica 56. Histórico de la demanda de potencia máxima de los Grandes Consumidores Existentes (MW)

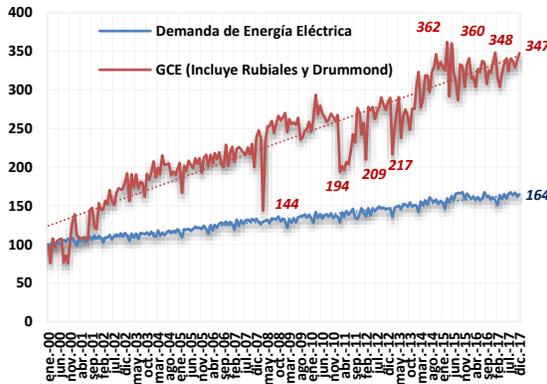


Fuente: UPME, Base de Datos XM (16 de Enero), 2017.

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:

- a. Energía eléctrica: Tomando como base enero de 2000, la demanda de los grandes consumidores a diciembre de 2017 ha crecido 3,47 veces, mientras la demanda del SIN solamente ha crecido 1,64 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 57).

Gráfica 57. Índice de la demanda de energía eléctrica (Base Enero de 2000 = 100)

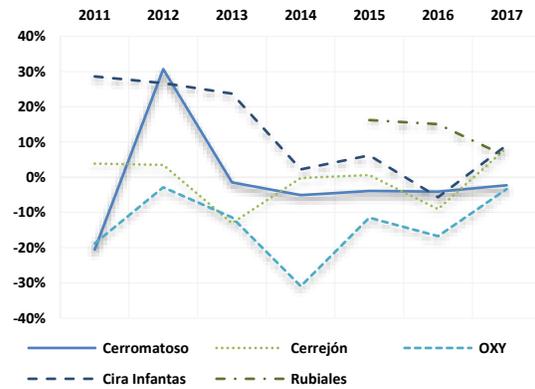


Fuente: UPME, Base de Datos XM (16 de Enero), 2017.

El índice para la Demanda de energía eléctrica del SIN, alcanza un máximo de 1,68 veces en agosto de 2017, 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 7 años (Gráfica 58), 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 (-1,1%), OXY (-14,3%), La Cira Infantas (13,4%) y Rubiales (40,4%).

Gráfica 58. Crecimiento promedio de la demanda de energía eléctrica de los GCE en los últimos 7 años

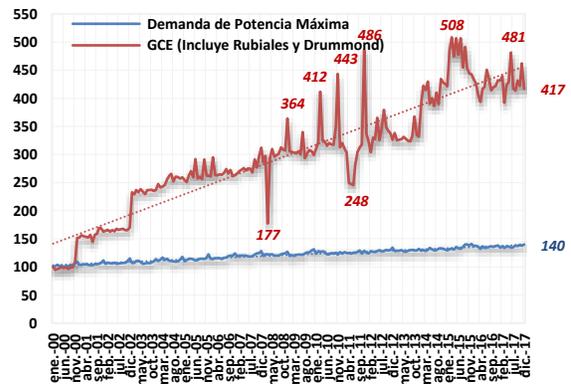


Fuente: UPME, Base de Datos XM (16 de Enero), 2017.

b. Potencia máxima: Tomando como base enero de 2000, la demanda de los grandes consumidores a junio de 2017 ha crecido 4,17 veces, mientras la demanda del SIN ha crecido 1,40 veces. (Gráfica 59).

El índice para la Demanda de potencia máxima del SIN, alcanza un máximo de 1,41 veces en diciembre de 2017, 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.

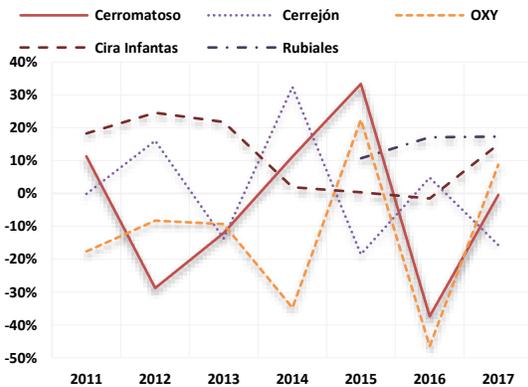
Gráfica 59. Índice de la demanda de potencia máxima (Base Enero de 2000 = 100)



Fuente: UPME, Base de Datos XM (16 de Enero), 2017.

El crecimiento de los GC durante los últimos 7 años (Gráfica 60), muestra distintas dinámicas de comportamiento debido a diversos fenómenos socioeconómicos, climáticos, O&M, entre otros. El crecimiento semestral promedio para estos son: Cerromatoso (1,6%), Cerrejón (-0,1%), OXY (-10,2%), La Cira Infantas (13,1%) y Rubiales (32,9%).

Gráfica 60. Crecimiento promedio de la demanda de potencia máxima de los GCE en los últimos 7 años



Fuente: UPME, Base de Datos XM (16 de Enero), 2017.

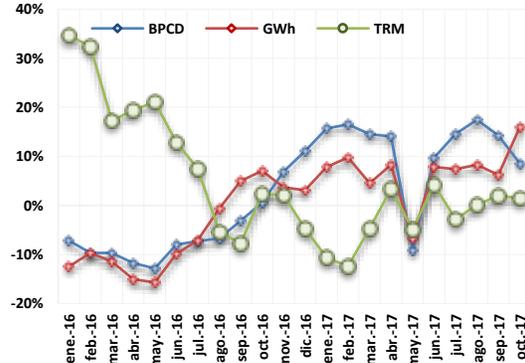
Se puede apreciar que La Cira Infanta ha aumentado su demanda de energía eléctrica acorde al aumento de su producción de crudo, para el período 2016-2017. Lo cual es reafirmado por lo publicado por el diario La República, en donde expresa lo siguiente:

“Ecopetrol reportó que, en diciembre de 2017, los 28 campos operados por la petrolera en el Magdalena Medio registraron una producción de 100.989 barriles equivalentes de petróleo por día. De estos, se destacó La Cira Infantas, que alcanzó un récord de 45.000 barriles diarios.

Para 2018, la meta de producción de la Región Central es 108.319 barriles equivalentes de petróleo. También esperan desarrollar 261 trabajos de

perforación de pozos productores e inyectores en la gerencia De Mares, del Río, La Cira Infanta y Catatumbo”. (La República, 2018).

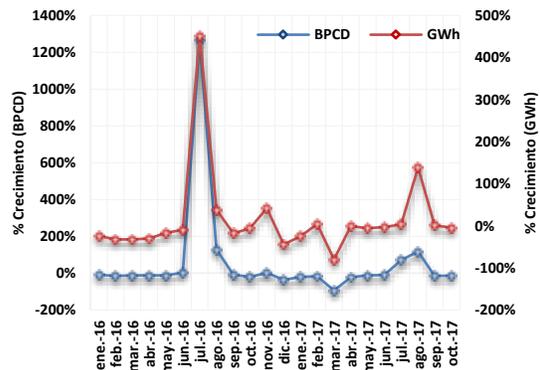
Gráfica 61. Crecimiento de la producción fiscalizada de petróleo y Demanda de Energía Eléctrica – La Cira Infanta, TRM



Fuente: UPME, Base de Datos XM (16 de Enero) y ANH, 2018.

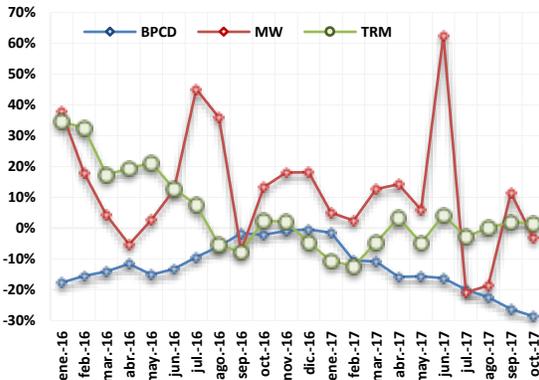
Se puede apreciar en la gráfica siguiente, OXY ha venido disminuido su demanda eléctrica, debido en gran parte a la disminución de producción de crudo. Todo esto, que su actividad ya se encuentra de hecho en una fase decreciente, y se espera que esta culmine en 2023.

Gráfica 62. Crecimiento de la producción fiscalizada de petróleo vs Demanda de Energía Eléctrica - OXY



Fuente: UPME, Base de Datos XM (16 de Enero) y ANH, 2018.

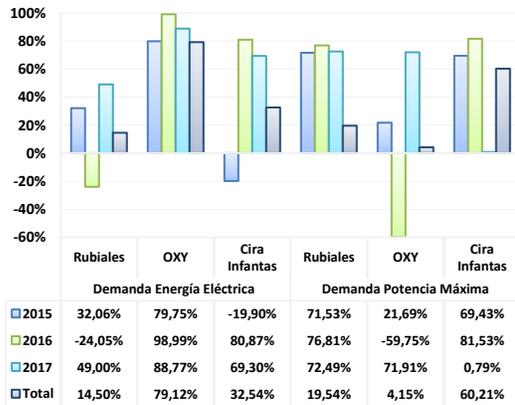
Gráfica 63. Crecimiento de la producción fiscalizada de petróleo y Demanda de Potencia Máxima – Rubiales, TRM



Fuente: UPME, Base de Datos XM (16 de Enero) y ANH, 2018.

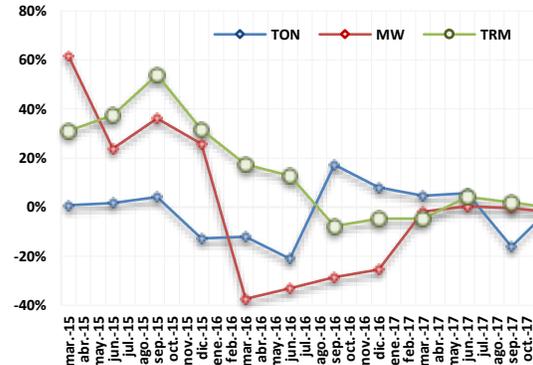
De otra parte, es importante presentar la relación de correlación que presenta la producción fiscalizada de petróleo por campo en superficie (Barriles Promedio por día Calendario - BPDC) versus la demanda de energía eléctrica y de potencia máxima de los actuales Grandes Consumidores Especiales (La Cira Infanta, OXY y Rubiales).

Gráfica 64. Correlación anual de la producción fiscalizada de petróleo por campo en superficie vs Demanda de Energía Eléctrica y Potencia Máxima



Para la extracción de minerales y de hulla, Cerromatoso y Cerrejón también se ven afectados por el precio del Dólar, el cual posee un comportamiento de crecimiento inverso. (Ver Gráfica 65 y Gráfica 66).

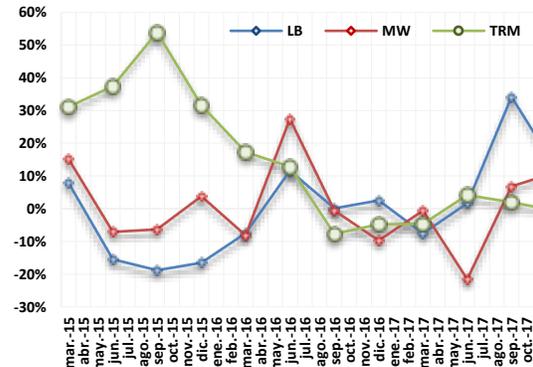
Gráfica 65. Crecimiento de la producción de Carbón y Demanda de Potencia Máxima – Cerrejón, TRM



Fuente: UPME, Base de Datos XM (16 de Enero) y ANM, 2018.

Esto se puede dar debido al consumo que presente China en carbón, el cual jalona o desestimula la producción de éste energético, y de otra parte cuando se exporta la producción de estos energéticos, al traer las divisas a nuestro país, se presenta una mayor oferta de esta moneda (dólar), lo cual muestra un fenómeno inverso producción del energético vs TRM.

Gráfica 66. Crecimiento de la producción de Níquel y Demanda de Potencia Máxima – Cerromatoso, TRM



Fuente: UPME, Base de Datos XM (16 de Enero) y ANM, 2018.

Lo que nos permite evidenciar a primera instancia, que ya sea en cuanto a la producción fiscalizada de crudo y la producción de Carbón y Níquel, la TRM se comporta inversamente a la producción de estos GCE. Lo cual afecta el crecimiento de la demanda de electricidad y/o de potencia máxima de éstos.

Esto corrobora lo analizado en el capítulo anterior en cuanto al Sector de Explotación de Minas y Canteras, el cual integra los Grandes Consumidores Existentes:

- Extracción de Petróleo Crudo: La Cira Infantas, OXY, Rubiales.
- Extracción de Minerales de Níquel: Cerromatoso
- Extracción de Hulla (Carbón de Piedra): Cerrejón

5. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA EN COLOMBIA

En nuestro diario vivir, se da explicación a variables reales mediante modelos estadísticos y/o matemáticos, pero la realidad es otra. En la gran mayoría de las veces, ningún o casi ningún modelo matemático puede explicar las variables y darle una solución. Ya que éstos demandan tiempo y costo para poderlos modelar.

La presente revisión ha empleado la modelación mediante métodos numéricos, la cual pueden dar solución a este tipo de problemas y brindar una solución aproximada y el cálculo del error asociado, el cual se espera que sea lo suficientemente pequeño.

5.1 Demanda de Energía Eléctrica a largo plazo (Anual)

Como se ha mencionado anteriormente en los informes de revisión, el modelo de largo plazo es un modelo econométrico de combinación de pronósticos¹ (explicado en los informes de julio y noviembre de 2014), empleando modelos multivariados como los VAR (Modelo de Vectores Autorregresivos) y los VEC (Modelo de Vectores de Corrección de Error), los cuales proponen un sistema de ecuaciones, con tantas ecuaciones como series a analizar o predecir.

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 6:

Tabla 6. Variables de la Demanda de EE a largo Plazo

	ABREVIATURA	PERIODICIDAD	FUENTE
Demanda de Energía Eléctrica :	DEE	Mensual (Enero 1991 – Diciembre 2017)	XM
PIB Total :	PIBTotal	Trimestral (Marzo 1994 – Diciembre 2017)	DANE
		Trimestral (Marzo 2018 – 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 (16 de Enero), ONU, DANE e IDEAM, 2018.

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” – Q2/2010 a Q1/2011, Q1/2013 a Q4/2013 y Q3/2016 a Q2/2017).

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 Conjunta.

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

5.2 Metodología

La aplicación de éste método permite establecer puntos críticos y explorar posibles mejoras a los diseños con baja inversión (económica), permitiendo establecer modelos eficientes y con mejor probabilidad de ocurrencia en el tiempo.

Además, ofrecen los niveles de precisión requeridos tanto espacial como temporalmente, y permiten aprovechar la potencia de cálculo de los sistemas modernos de cómputo.

Modelo dinámico - estocástico

Desde noviembre de 2013 a junio de 2017, se empleó proyecciones de un modelo dinámico-determinístico, sin embargo para brindar una mayor confiabilidad a las proyecciones, en esta revisión se presentan resultados generados por un modelo dinámico-estocástico.

A vez, muestra cómo cambian los principales agregados macroeconómicos a lo largo del tiempo (esto es lo que se conoce como la dinámica del modelo en el tiempo). Este modelo incorpora el Método de Broyden, para solución de ecuaciones no lineales

El Método de Broyden²³

“El Método de Broyden es una modificación del método de Newton que trata de disminuir el costo de cálculo de cada iteración utilizando una aproximación a las derivadas del sistema

de ecuaciones en lugar de las derivadas verdaderas del sistema de ecuaciones al calcular el paso de Newton. Considere el sistema de ecuaciones escritas en forma implícita:

$$F(x, z) = 0$$

donde F está el conjunto de ecuaciones, x es el vector de variables endógenas x y z es el vector de variables exógenas.

Tomamos una aproximación lineal al sistema en torno a algunos valores x^ y z^* : Es decir, en cada iteración, el método de Broyden da un paso:*

$$x_{t+1} = x_t - J_t^{-1} F(x_t, z^*)$$

donde J_t es la aproximación actual a la matriz de derivadas del sistema de ecuaciones.

Además de actualizar el valor de x en cada iteración, el método de Broyden también actualiza la aproximación jacobiana existente J_t , en cada iteración, en función de la diferencia entre el cambio observado en los residuos del sistema de ecuaciones y el cambio en los residuos predichos por una aproximación lineal al sistema de ecuaciones basado en la aproximación jacobiana actual.

En particular, el método de Broyden usa la siguiente ecuación para actualizar J:

$$J_{t+1} = J_t + \frac{(F(x_{t+1}, z^*) - F(x_t, z^*) - J_t \Delta x) \Delta x}{\Delta x \Delta x}$$

² MEHIDDIN AL-BAALI, EMILIO SPEDICATO & FRANCESCA MAGGIONI. (2013). “Broyden’s quasi-Newton methods for a nonlinear system of equations and unconstrained optimization: a review and open problems”. Optimization

Methods and Software, Vol. 29, Nº5. Pages: 937-954, DOI: 10.1080/10556788.2013.856909

³ EViews 8 User’s Guide II

donde $\Delta x = x_{t+1} - x_t$. Esta actualización tiene varias propiedades deseables.

En EViews, la aproximación jacobiana se inicializa tomando las derivadas verdaderas del sistema de ecuaciones a los valores iniciales de x .

El procedimiento de actualización dado anteriormente se repite hasta que los cambios x entre periodos se vuelvan más pequeños que una tolerancia especificada.

En algunos casos, el método puede estancarse antes de llegar a una solución, en cuyo caso se toma un nuevo conjunto de derivadas del sistema de ecuaciones a los valores actuales de x , y la actualización se continúa utilizando estas derivadas como la nueva aproximación jacobiana.

El método de Broyden comparte muchas de las propiedades del método de Newton, incluido el hecho de que no depende del orden de las ecuaciones en el sistema y que generalmente convergerá rápidamente en las proximidades de una solución.

En comparación con el método de Newton, el método de Broyden normalmente tardará menos tiempo en realizar cada iteración, pero puede llevar más iteraciones para converger a una solución.

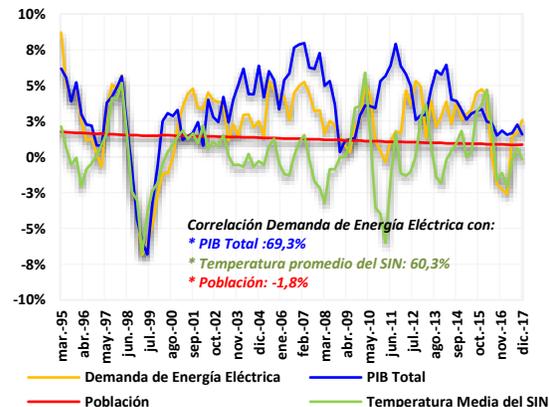
En la mayoría de los casos, el método de Broyden requerirá menos tiempo global para resolver un sistema que el método de Newton, pero el rendimiento relativo dependerá de la estructura de las derivadas del sistema de ecuaciones".

Como resultado, la composición del modelo combinado es: VAR Endógeno (22%), VAR Exógeno (25%) y VEC (53%), dando como resultado valores muy cercanos y similares a los reportados en el informe de junio de 2016, y con una diferencia menor al 2,40% a lo largo del horizonte de pronóstico.

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 67).

Gráfica 67. Crecimiento anual de las variables empleadas en las proyecciones UPME

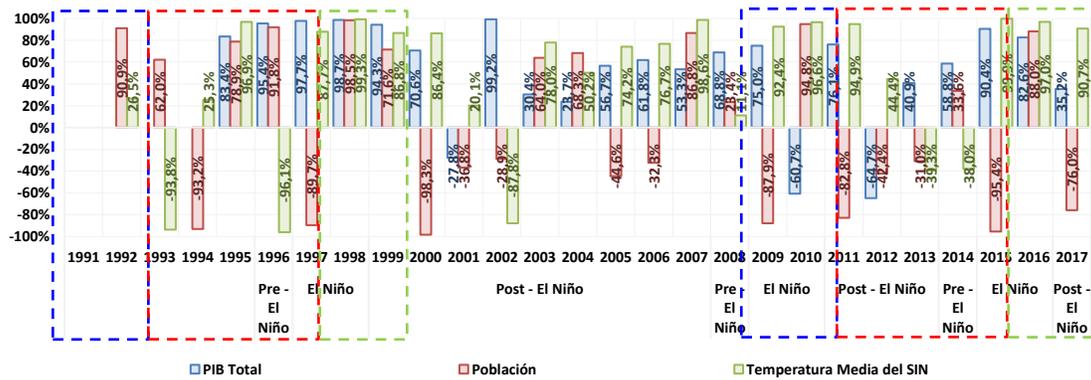


Fuente: UPME, Base de Datos XM (16 de Enero), ONU, DANE e IDEAM, 2018.

Nuevamente se ratifica la relación entre fenómenos de El Niño, que fue analizado en los informes anteriores, de acuerdo a las variables empleadas en el modelo de proyección de demanda de energía eléctrica. (Ver Gráfica 68).

A continuación en la Tabla 7, 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 68. Correlaciones históricas de la Demanda de Energía Eléctrica respecto a las variables empleadas



Fuente: UPME, Base de Datos XM (16 de Enero), ONU, DANE e IDEAM, 2018.

Tabla 7. 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	542.116	24,21	48.653
2017	551.701	24,09	49.066
2018	563.483	24,00	49.465
2019	578.413	24,01	49.850
2020	594.442	24,10	50.220
2021	611.708	24,22	50.576
2022	630.383	24,26	50.917

	PIB (Precios Constantes – Miles de Millones de Pesos 2005)	Temperatura Media - Áreas Geográficas del SIN (°C)	Población (Millones de Habitantes)
2023	648.478	24,19	51.244
2024	667.280	24,22	51.556
2025	686.217	24,26	51.854
2026	706.911	24,27	52.139
2027	727.671	24,33	52.409
2028	749.637	24,36	52.665
2029	772.090	24,32	52.907
2030	795.337	24,30	53.134
2031	819.348	24,39	53.347
2032	844.014	24,38	53.546

Fuente: DANE - Cálculos UPME, IDEAM (ONU)
Revisión: Enero de 2018, 2015, Junio de 2017

Tabla 8. 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	2,04%	0,96%	0,88%
2017	1,77%	-0,48%	0,85%
2018	2,14%	-0,35%	0,81%
2019	2,65%	0,01%	0,78%
2020	2,77%	0,40%	0,74%
2021	2,90%	0,47%	0,71%
2022	3,05%	0,17%	0,67%
2023	2,87%	-0,29%	0,64%
2024	2,90%	0,14%	0,61%
2025	2,84%	0,16%	0,58%
2026	3,02%	0,02%	0,55%
2027	2,94%	0,26%	0,52%
2028	3,02%	0,13%	0,49%
2029	3,00%	-0,14%	0,46%
2030	3,01%	-0,09%	0,43%
2031	3,02%	0,36%	0,40%
2032	3,01%	-0,06%	0,37%

Cabe resaltar que en 2018, las expectativas de crecimiento potencial por parte de la UPME, se encuentran por debajo respecto a las demás entidades.

En la Tabla 9, 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 70 se ilustran los resultados:

Tabla 9. Proyección de la Demanda EE Anual (GWh) – Sin GCE ni Panamá

Año	PROYECCIÓN GWh		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2018	69.480	67.826	66.191
2019	71.401	69.701	68.022
2020	73.387	71.641	69.915
2021	75.505	73.708	71.933
2022	77.669	75.821	73.995
2023	79.794	77.896	76.019
2024	82.068	80.116	78.186
2025	84.506	82.495	80.508
2026	86.982	84.912	82.867
2027	89.594	87.462	85.355
2028	92.279	90.083	87.913
2029	95.000	92.739	90.504
2030	97.842	95.514	93.213
2031	100.921	98.520	96.146
2032	104.012	101.537	99.090

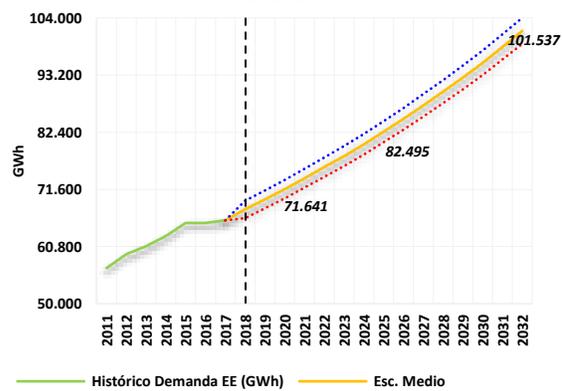
Como se pudo observar en la Gráfica 68, el escenario de crecimiento económico construido por la UPME es consistente con las proyecciones de largo plazo estimadas por: el Fondo Monetario Internacional (FMI) y el Ministerio de Hacienda y Crédito Público (MHCP).

Gráfica 69. Crecimiento potencial de la economía



Fuente: UPME, MINHACIENDA, FMI, 2018.

Gráfica 70. Proyección Demanda EE Anual (GWh) – Sin GCE ni Panamá

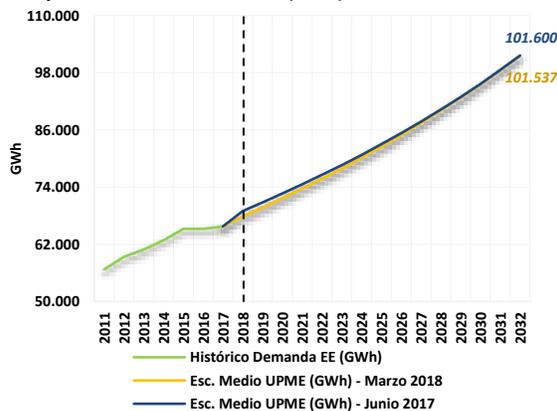


Fuente: UPME, Base de Datos XM (16 de Enero), ONU, DANE e IDEAM, 2018.

Se estima que la demanda de energía eléctrica – “sin incluir la demanda de Grandes Consumidores Especiales” - tenga un crecimiento promedio para el período 2018 a 2032 de 2,94% en el escenario medio.

En la Gráfica 71 se muestra el cambio entre las proyecciones publicadas por la Unidad en Junio 2017 y la presente revisión.

Gráfica 71. Comparación Junio 2017 vs Marzo 2018 de la Proyección Demanda EE Anual (GWh) – Sin GCE ni Panamá



Fuente: UPME, Base de Datos XM (16 de Enero), ONU, DANE e IDEAM, 2018.

El valor promedio de diferencia anual entre proyecciones en el escenario medio se encuentra alrededor del 0,71% en el período 2018 – 2032.

5.3 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 10 muestra estas proyecciones de demanda de potencia máxima, sin incluir la

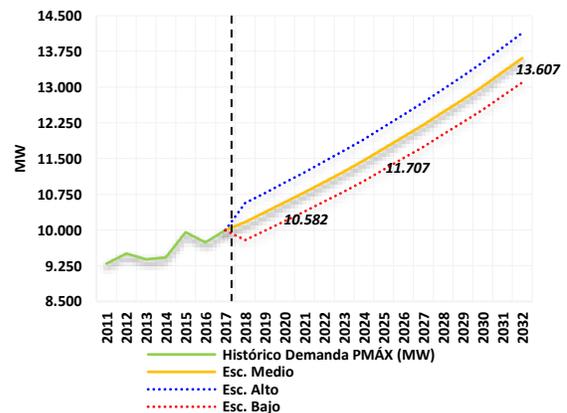
demanda de Grandes Consumidores Especiales ni ventas a Panamá.

Tabla 10. Proyección de la Demanda PMÁX Anual (MW) – Sin GCE ni Panamá

Año	PROYECCIÓN MW		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2018	10.566	10.170	9.789
2019	10.778	10.374	9.985
2020	10.994	10.582	10.186
2021	11.209	10.789	10.385
2022	11.440	11.012	10.599
2023	11.669	11.232	10.811
2024	11.907	11.461	11.032
2025	12.163	11.707	11.269
2026	12.421	11.955	11.508
2027	12.678	12.203	11.746
2028	12.961	12.475	12.008
2029	13.234	12.739	12.261
2030	13.520	13.014	12.526
2031	13.830	13.312	12.813
2032	14.137	13.607	13.098

La Gráfica 72 muestra los resultados de esta proyección para el período 2018 - 2032.

Gráfica 72. Proyección Demanda PMÁX Anual (MW) – Sin GCE ni Panamá

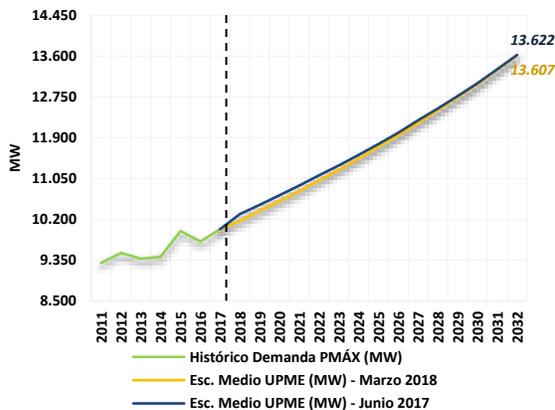


Fuente: UPME, Base de Datos XM (16 de Enero), ONU, DANE e IDEAM, 2018.

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 2018 a 2032 de 2,08%.

En la Gráfica 73 se muestra el cambio entre las proyecciones publicadas por la Unidad en Junio 2017 y la presente revisión.

Gráfica 73. Comparación Junio 2017 vs Marzo 2018 de la Proyección Demanda PMÁX Anual (MW) – Sin GCE ni Panamá



Fuente: UPME, Base de Datos XM (16 de Enero), ONU, DANE e IDEAM, 2018.

El valor promedio de diferencia anual entre proyecciones en el escenario medio, se encuentra alrededor del 0,63% en el período 2018 - 2032.

5.4 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 11:

Tabla 11. Variables de la Demanda de EE a Corto Plazo

	ABREVIATURA	PERIODICIDAD	FUENTE
Demanda de Energía Eléctrica	DEM_TRIM	Trimestral (Marzo 1991 – Diciembre 2032)	XM
			UPME
	DEM_MENS	Mensual (Enero 1991 – Diciembre 2017)	XM
Efecto Calendario	CALEND	Mensual (Enero 1991 – Diciembre 2032)	Construcción Propia

Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2018.

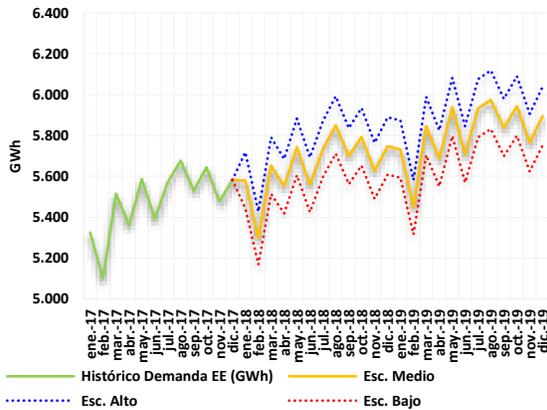
La Tabla 12 muestra los resultados de esta proyección sin incluir la demanda de Grandes Consumidores Especiales.

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

Mes	PROYECCIÓN GWh		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
ene-18	5.717	5.579	5.443
feb-18	5.428	5.297	5.168
mar-18	5.791	5.651	5.514
abr-18	5.685	5.550	5.418
may-18	5.882	5.743	5.605
jun-18	5.692	5.558	5.425
jul-18	5.872	5.733	5.597
ago-18	5.991	5.850	5.711
sep-18	5.835	5.698	5.562
oct-18	5.935	5.792	5.652
nov-18	5.765	5.626	5.490
dic-18	5.888	5.747	5.608
ene-19	5.873	5.732	5.593
feb-19	5.581	5.448	5.315
mar-19	5.989	5.845	5.703
abr-19	5.825	5.687	5.550
may-19	6.082	5.938	5.796
jun-19	5.845	5.707	5.570
jul-19	6.076	5.933	5.791
ago-19	6.118	5.974	5.832
sep-19	5.979	5.838	5.699
oct-19	6.089	5.943	5.799
nov-19	5.905	5.764	5.624
dic-19	6.039	5.894	5.751

La Gráfica 74 muestra los valores proyectados entre enero de 2018 a diciembre 2019:

Gráfica 74. Proyección Demanda EE Mensual (GWh) – Sin GCE ni Panamá



Fuente: UPME, Base de Datos XM (16 de Enero), ONU, DANE e IDEAM, 2018.

Las proyecciones mensuales entre 2018 y 2032 se presentan en los archivos Excel disponibles en la página web de la Unidad⁴.

5.5 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 13:

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

	ABREVIATURA	PERIODICIDAD	FUENTE
Demanda de Potencia Máxima :	DPMÁX	Mensual (Enero 1991 – Diciembre 2017)	XM
Demanda de Energía Eléctrica:	DEE	Mensual (Enero 1991 – Diciembre 2032)	XM UPME
Dummy :	DUMMY	Mensual (05/1992 – 02/1993)	– Construcción Propia

Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2018.

A continuación, en la Tabla 14 se presentan los resultados de la proyección de potencia máxima mensual sin incluir la demanda de potencia de Grandes Consumidores Especiales para el período enero 2018 - diciembre 2019.

Tabla 14. Proyección de la Demanda PMÁX Mensual (MW) – Sin GCE ni Panamá

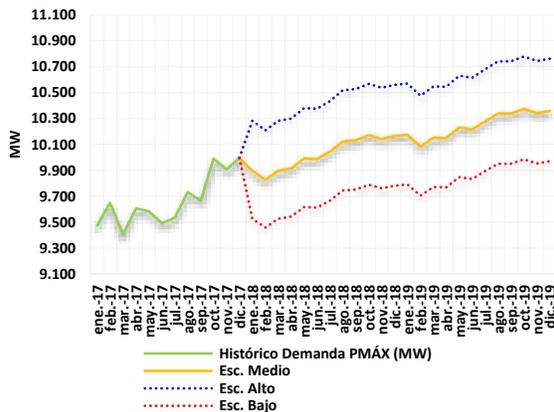
Mes	PROYECCIÓN MW		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
ene-18	10.281	9.896	9.526
feb-18	10.209	9.827	9.459
mar-18	10.282	9.896	9.526
abr-18	10.300	9.914	9.543
may-18	10.381	9.992	9.618
jun-18	10.376	9.987	9.613
jul-18	10.434	10.043	9.667
ago-18	10.517	10.123	9.744
sep-18	10.526	10.132	9.753
oct-18	10.566	10.170	9.789
nov-18	10.537	10.143	9.763
dic-18	10.559	10.163	9.782
ene-19	10.569	10.173	9.792
feb-19	10.475	10.083	9.705
mar-19	10.546	10.151	9.771
abr-19	10.544	10.149	9.769
may-19	10.629	10.231	9.848
jun-19	10.612	10.215	9.832
jul-19	10.678	10.278	9.893
ago-19	10.741	10.339	9.952
sep-19	10.741	10.339	9.952
oct-19	10.778	10.374	9.985
nov-19	10.742	10.340	9.952
dic-19	10.761	10.358	9.970

⁴ 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>

Estos valores se ilustran en la Gráfica 75.

Gráfica 75. Proyección Demanda PMÁX Mensual (MW) – Sin GCE ni Panamá



Fuente: UPME, Base de Datos XM (16 de Enero), ONU, DANE e IDEAM, 2018.

5.6 Demanda de Energía Eléctrica Total (Anual)

Se presentan los valores y los tiempos de entrada de algunos de los Grandes Consumidores Especiales como:

- a) Datos actualizados y ajustados del GCE Otras Ecopetrol,
- b) Generación distribuida a partir del año 2018,
- c) Entrada de Sociedades Portuarias para el año 2018,
- d) Entrada de la conexión de Drummond “La Loma” para 2019,
- e) Entrada de la conexión de Ternium Sabanalarga para 2019,
- f) Entrada de la conexión de las Exportaciones a Panamá a partir de 2023.

g) La demanda asociada a la movilidad con vehículos eléctricos.

En línea con los compromisos ambientales adquiridos por Colombia en la COP21, las acciones estratégicas y sectoriales del Plan de Acción Indicativo de Eficiencia Energética PROURE 2017-2022 y la iniciativa de lineamientos de política pública definidos en las misión de crecimiento verde, se asume una diversificación de la matriz de consumo de energéticos y la promoción de tecnologías cero emisiones en el sector transporte.

Las metas relacionadas con el impulso de esta tecnología, es decir el uso de la electricidad en los distintos segmentos del sector transporte a 2032 (900 mil vehículos) son las siguientes:

Segmento de Transporte	Meta 2032
Transporte de Carga (Interurbano y Urbano)	Fomento a los vehículos eléctricos en recorridos interurbanos menores a 200km y en transporte de carga urbana. El 5% del segmento de carga es eléctrico aproximadamente 21 mil camiones.
Transporte Público Urbano	Las principales ciudades de Colombia cuentan con sistemas de transporte urbano integrados. El 8% de los vehículos son eléctricos, aproximadamente 25 mil unidades entre buses, busetas, microbuses, articulados y padrones.
Transporte Particular	El parque automotor es un 8% eléctrico e híbrido. Aproximadamente 670 mil vehículos entre automóviles, camperos y camionetas.
Segmento de Taxis	El 14% de los taxis en las principales ciudades colombianas son eléctricos, aproximadamente 86 mil vehículos.
Segmento Oficiales	Aproximadamente 98 mil vehículos del sector oficial son eléctricos e híbridos.

Fuente: UPME, 2018.

h) Actualización de la fecha de entrada, para la demanda asociada al Metro de Bogotá a partir de 2024, según el Documento CONPES 3900 “Apoyo del gobierno nacional al sistema de transporte público de Bogotá y declaratoria de importancia estratégica del proyecto primera línea de metro-tramo 1”; expedido el día 25 de septiembre de 2017.

De acuerdo a lo emitido por el diario La República⁵: “La construcción tendría una duración de cinco años a partir de la licitación, lo que quiere decir que estaría en operación 2024”. De otra parte, el Periódico El Tiempo⁶ también enuncia la entrada en operación en 2024.

Generación distribuida

La definición que expone la EPA⁷, es la siguiente:

“La generación distribuida se refiere a una variedad de tecnologías que generan electricidad in situ o cerca de donde se usará, como paneles solares y la combinación de calor y energía. La generación distribuida puede servir a una única estructura, como un hogar o negocio, o puede ser parte de una microred (una red más pequeña que también está vinculada al sistema de suministro de electricidad más grande), como en un complejo industrial importante, una base militar, o un campus universitario grande.

Se conecta a las líneas de bajo voltaje de distribución de la empresa de electricidad, la generación distribuida puede ayudar a proporcionar energía limpia y confiable a clientes adicionales y reducir las pérdidas de electricidad a lo largo de las líneas de transmisión y distribución”.

De lo anterior, se empleó la metodología utilizada por Staffell & Stefan⁸, en donde modela la generación de los generadores eólicos y solares, utilizando datos reportados y series de tiempo de variables climáticas (manteniendo constantes factores técnicos tales como capacidad instalada, ubicación y antigüedad).

Para nuestro caso particular, se empleó los datos reportados por los autogeneradores (hidroelectricidad, carbón, gas, bagazo, solar, biogás y biomasa – Relleno Sanitario Doña Juana –). La abreviatura y la periodicidad de las variables se muestran en la Tabla 15:

⁵ La Republica. 2017. Transporte. “El Gobierno declaró la importancia estratégica para el Metro de Bogotá”. Lunes 25 de Septiembre de 2017.

⁶ El Tiempo. 2017. “Conpes garantiza 70 por ciento de lo que costará el metro de Bogotá”. Martes 26 de Septiembre de 2017.

⁷ EPA. Environmental Protection Agency. (2017). “Distributed Generation of Electricity and its Environmental Impacts”.

Energy and the Environment. Enero 19 de 2017. En línea: <https://www.epa.gov/energy/distributed-generation-electricity-and-its-environmental-impacts>

⁸ STAFFELL, IAIN & PFENNINGER, STEFAN. (2018). “The increasing impact of weather on electricity supply and demand”. Energy 145, pages: 65 – 78, DOI: 10.1016/j.energy.2017.12.051

Tabla 15. Variables de la Generación Distribuida

	ABREVIATURA	PERIODICIDAD	FUENTE
Generación de Energía Eléctrica:	DEE	Mensual (Enero 1991 – Diciembre 2018)	XM
Demanda de Energía Eléctrica:	DEE	Mensual (Enero 1991 – Diciembre 2032)	XM UPME
Temperatura Media Áreas Geográficas del SIN :	TEMP	Mensual (Enero 1971 – Diciembre 2100)	IDEAM

Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2018.

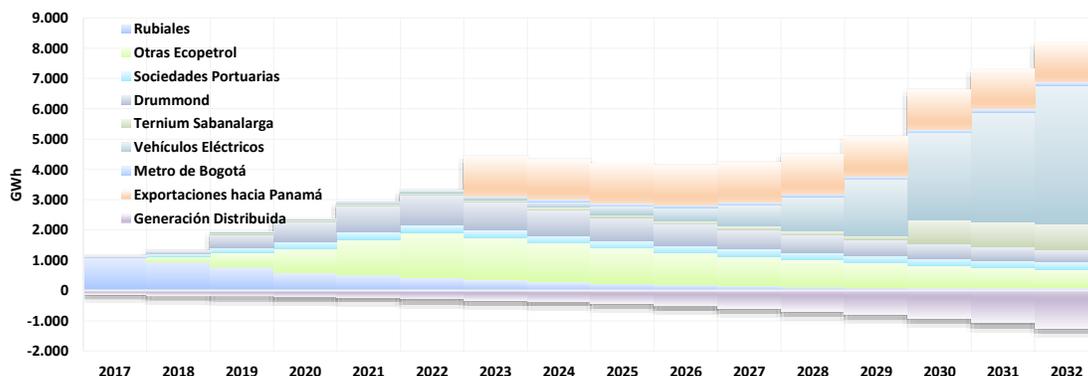
En el pasado mes de diciembre de 2017 en la ciudad de Panamá, la UPME y la CREG estuvieron presentes en el taller para el desarrollo de la interconexión eléctrica y el intercambio de energía y potencia firme entre Colombia y Panamá, donde se ha vuelto a estudiar y retomar el tema de la demanda asociada y el tiempo de entrada de las Exportaciones a Panamá. Ante lo cual, para esta revisión se tendrá en cuenta los valores futuros de demanda de energía eléctrica como de demanda de potencia máxima.

Cabe resaltar, que los días 31 de octubre y 01 de noviembre de 2017 se llevó acabo en la ciudad de Bogotá el taller de seguimiento con la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos de Panamá, sobre la “Revisión de criterios básicos y del marco normativo resultante para el desarrollo de la interconexión eléctrica y el intercambio de energía y potencia firme entre Colombia y Panamá”.

En la Tabla 16 y la Gráfica 76 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.

Es importante resaltar, que los valores presentados en éste informe en cuanto a la conexión con Panamá, son simplemente un escenario, que permite visualizar los posibles cambios estructurales en el SIN.

Gráfica 76. Proyección de la Demanda EE de GCE (GWh)



Fuente: Pacific Rubiales, Ecopetrol, Drummond, Sociedades Portuarias, Transelca S.A., Metro de Bogotá, 2018.

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

AÑO	RUBIALES	OTRAS ECOPETROL	SOCIEDADES PORTUARIAS	DRUMMOND	VEHÍCULOS ELÉCTRICOS	METRO DE BOGOTÁ	TERNIUM SABANALARGA	EXPORTACIONES HACIA PANAMÁ	GENERACIÓN DISTRIBUIDA
2017	1.074			62	3				124
2018	964	158	82	108	3				160
2019	782	467	165	438	21		66		181
2020	582	788	247	647	34		72		207
2021	508	1.173	247	856	52		79		240
2022	421	1.496	247	982	76		85		277
2023	343	1.401	247	919	114		92	1.313	318
2024	279	1.281	247	841	175	95	99	1.313	372
2025	232	1.161	247	762	272	97	105	1.313	430
2026	190	1.053	247	691	432	99	112	1.313	501
2027	156	965	247	633	695	101	118	1.313	585
2028	128	879	247	577	1.133	103	125	1.313	680
2029	106	800	247	525	1.861	105	131	1.313	789
2030	87	728	247	478	2.862	108	805	1.313	915
2031	87	664	247	436	3.620	110	828	1.313	1.070
2032	87	605	247	397	4.580	112	853	1.313	1.244

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

Fuente: Pacific Rubiales, Ecopetrol, Drummond, Sociedades Portuarias, Transelca S.A., Metro de Bogotá, 2018.

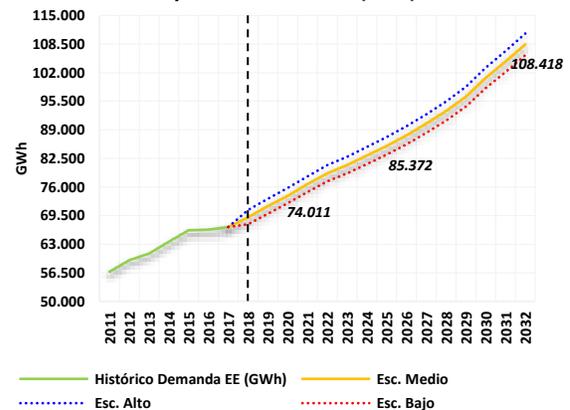
Los resultados de integrar estas demandas a la proyección de la demanda nacional de energía eléctrica (sin incluir GD), se muestran en la Tabla 17:

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

Año	PROYECCIÓN GWH		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2018	70.796	69.142	67.508
2019	73.339	71.640	69.960
2020	75.757	74.011	72.285
2021	78.419	76.623	74.847
2022	80.977	79.129	77.303
2023	84.223	82.324	80.448
2024	86.398	84.445	82.515
2025	88.696	86.686	84.698
2026	91.120	89.050	87.005
2027	93.822	91.691	89.584
2028	96.784	94.589	92.418
2029	100.088	97.827	95.593
2030	104.470	102.142	99.841
2031	108.225	105.824	103.450
2032	112.206	109.731	107.284

La Gráfica 77 ilustra la proyección nacional más los GCE la cual presenta un crecimiento promedio anual del 3,27% entre 2018 a 2032 para el escenario medio de proyección.

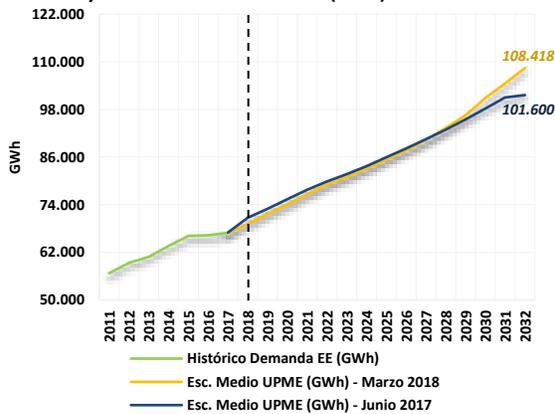
Gráfica 77. Proyección Demanda EE (GWh) – Con GCE



Fuente: UPME, Base de Datos XM (16 de Enero), ONU, DANE e IDEAM, 2018.

En la Gráfica 78, se muestra el cambio entre las proyecciones publicadas por la Unidad en Junio 2017 y la presente revisión. El valor promedio de diferencia anual entre proyecciones en el escenario medio se encuentra alrededor del 1,65% en el período 2018 – 2032.

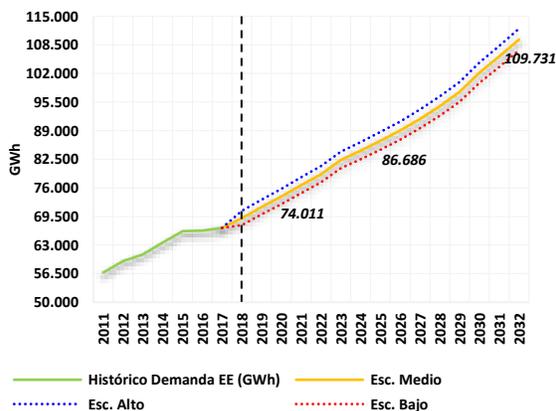
Gráfica 78. Comparación Junio 2017 vs Marzo 2018 de la Proyección Demanda EE Anual (GWh) – Con GCE



Fuente: UPME, Base de Datos XM (16 de Enero), ONU, DANE e IDEAM, 2018.

En la Gráfica 79 se muestra la proyección conjunta nacional con GCE y Panamá, la cual tiene un crecimiento promedio anual en el escenario medio del 3,36% durante el período proyectado.

Gráfica 79. Proyección Demanda EE (GWh) – Con GCE y Panamá



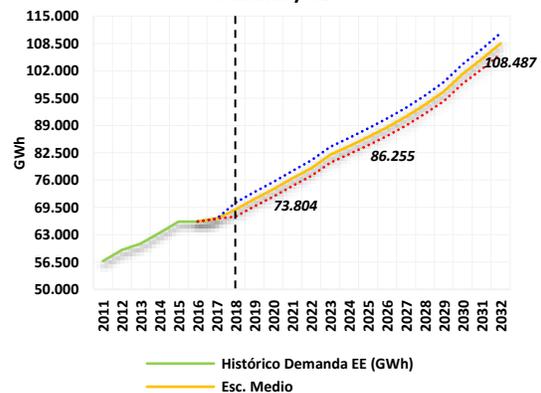
Fuente: UPME, Base de Datos XM (16 de Enero), ONU, DANE e IDEAM, 2018.

De otra parte, en la Tabla 18 y en la Gráfica 80 se muestra la proyección conjunta nacional con GCE, Panamá y GD, la cual tiene un crecimiento promedio anual en el escenario medio del 3,29% durante el período proyectado.

Tabla 18. Proyección de la Demanda EE Anual (GWh) – Con GCE, Panamá y GD

Año	PROYECCIÓN GWH		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2018	70.636	68.982	67.347
2019	73.158	71.458	69.779
2020	75.550	73.804	72.078
2021	78.179	76.383	74.607
2022	80.700	78.852	77.026
2023	83.905	82.006	80.130
2024	86.026	84.074	82.144
2025	88.266	86.255	84.268
2026	90.618	88.549	86.503
2027	93.237	91.106	88.999
2028	96.104	93.908	91.738
2029	99.299	97.038	94.804
2030	103.555	101.227	98.926
2031	107.155	104.754	102.380
2032	110.962	108.487	106.040

Gráfica 80. Proyección Demanda EE (GWh) – Con GCE, Panamá y GD



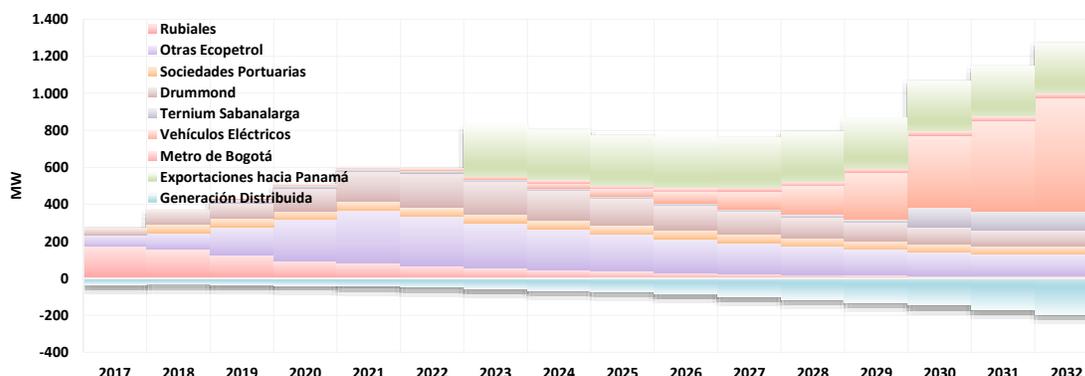
Fuente: UPME, Base de Datos XM (16 de Enero), ONU, DANE e IDEAM, 2018.

5.7 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 81 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 81. Proyección de la Demanda Potencia Máxima de GCE (MW)



Fuente: Pacific Rubiales, Ecopetrol, Drummond, Sociedades Portuarias, Transelca S.A., Metro de Bogotá, 2018.

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

AÑO	RUBIALES	OTRAS ECOPETROL	SOCIEDADES PORTUARIAS	DRUMMOND	VEHÍCULOS ELÉCTRICOS	METRO DE BOGOTÁ	TERNIUM SABANALARGA	EXPORTACIONES HACIA PANAMÁ	GENERACIÓN DISTRIBUIDA
2017	174	60		35	0				34
2018	156	89	47	74	1				32
2019	127	150	47	83	3		15		34
2020	94	223	47	123	5		15		38
2021	82	285	47	163	8		15		43
2022	68	267	47	187	11		15		49
2023	56	244	47	175	16		15	270	57
2024	45	221	47	160	25	19	15	270	66
2025	38	200	47	145	39	20	15	270	74
2026	31	184	47	132	61	20	15	270	85
2027	25	167	47	120	97	21	15	270	99
2028	21	152	47	110	157	21	15	270	114
2029	17	139	47	100	256	22	15	270	129
2030	14	126	47	91	390	22	105	270	145
2031	14	115	47	83	489	23	105	270	167
2032	14	115	47	83	614	24	105	270	196

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

Fuente: Pacific Rubiales, Ecopetrol, Drummond, Sociedades Portuarias, Transelca S.A., Metro de Bogotá, 2018.

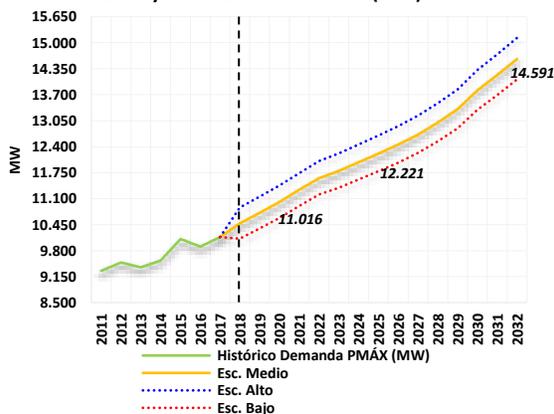
Los valores resultantes de la proyección de la potencia eléctrica máxima nacional, con los valores integrados de las potencias de Grandes Consumidores Especiales y Panamá, se presentan en la Tabla 20.

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

Año	PROYECCIÓN MW		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2018	10.876	10.481	10.100
2019	11.147	10.743	10.355
2020	11.427	11.016	10.619
2021	11.741	11.321	10.917
2022	12.043	11.615	11.202
2023	12.501	12.064	11.644
2024	12.719	12.273	11.844
2025	12.944	12.489	12.050
2026	13.184	12.719	12.271
2027	13.445	12.970	12.513
2028	13.757	13.272	12.804
2029	14.101	13.605	13.128
2030	14.584	14.078	13.590
2031	14.974	14.456	13.958
2032	15.383	14.854	14.344

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. El crecimiento promedio anual en el escenario medio de la proyección nacional más los GCE sería 2,46% entre 2018 a 2032. (Gráfica 82)

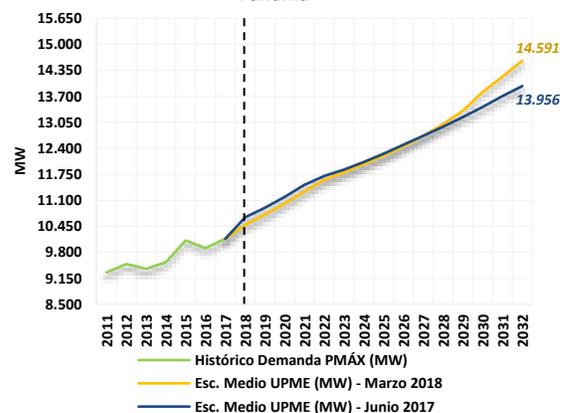
Gráfica 82. Proyección Demanda PMÁX (MW) – Con GCE



Fuente: UPME, Base de Datos XM (16 de Enero), ONU, DANE e IDEAM, 2018.

En la Gráfica 83, se muestra el cambio entre las proyecciones publicadas por la Unidad en Junio 2017 y la presente revisión. El valor promedio de diferencia anual entre proyecciones en el escenario medio, se encuentra alrededor del 1,4% en el período 2017 - 2032.

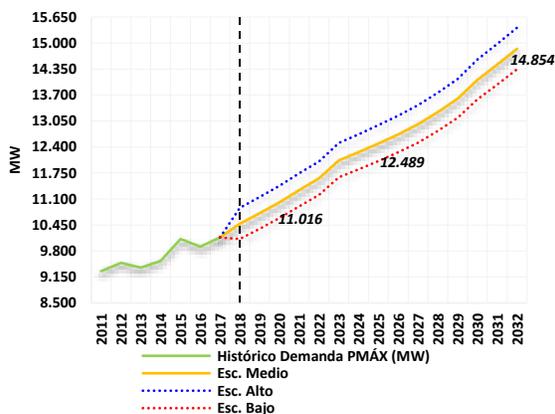
Gráfica 83. Comparación Junio 2017 vs Marzo 2018 de la Proyección Demanda PMÁX Anual (MW) – Con GCE y Sin Panamá



Fuente: UPME, Base de Datos XM (16 de Enero), ONU, DANE e IDEAM, 2018.

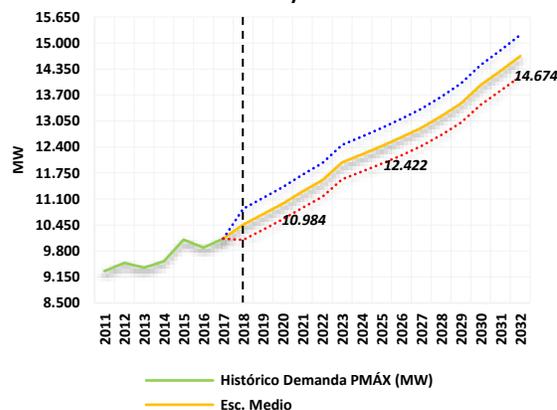
En la Gráfica 84 se muestra la proyección conjunta nacional con GCE y Panamá, la cual tiene un crecimiento promedio anual en el escenario medio del 2,58% durante el período proyectado.

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



Fuente: UPME, Base de Datos XM (16 de Enero), ONU, DANE e IDEAM, 2018.

Gráfica 85. Proyección Demanda PMÁX (MW) – Con GCE, Panamá y GD



Fuente: UPME, Base de Datos XM (16 de Enero), ONU, DANE e IDEAM, 2018.

De otra parte, en la Tabla 21 y en la Gráfica 85 se muestra la proyección conjunta nacional con GCE, Panamá y GD, la cual tiene un crecimiento promedio anual en el escenario medio del 2,52% durante el período proyectado.

Tabla 21. Proyección de la Demanda EE Anual (GWh) – Con GCE, Panamá y GD

Año	PROYECCIÓN MW		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2018	10.854	10.458	10.078
2019	11.121	10.717	10.328
2020	11.396	10.984	10.588
2021	11.705	11.285	10.881
2022	12.001	11.572	11.160
2023	12.451	12.014	11.594
2024	12.662	12.216	11.787
2025	12.878	12.422	11.984
2026	13.107	12.642	12.194
2027	13.351	12.876	12.419
2028	13.654	13.169	12.702
2029	13.986	13.490	13.013
2030	14.452	13.945	13.458
2031	14.820	14.302	13.804
2032	15.203	14.674	14.165

5.8 Demanda de Energía Eléctrica Total (Mensual)

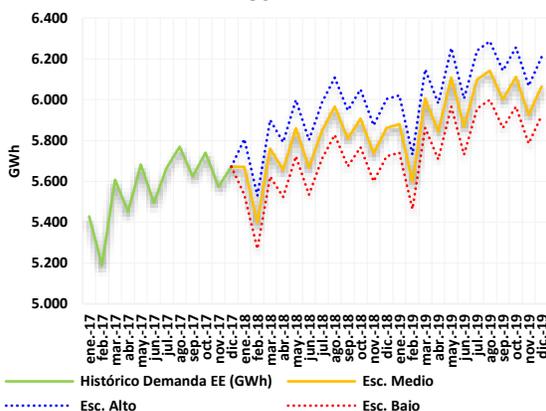
A continuación, en la Tabla 22 y en la Gráfica 86 se presentan los resultados de la proyección de energía eléctrica mensual para el período Enero 2018 - Diciembre 2019, en donde se incluye la proyección de la demanda de GCE.

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

Mes	PROYECCIÓN GWh		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
ene-18	5.808	5.670	5.534
feb-18	5.530	5.399	5.270
mar-18	5.900	5.761	5.623
abr-18	5.791	5.657	5.524
may-18	5.999	5.860	5.722
jun-18	5.802	5.667	5.534
jul-18	5.986	5.848	5.711
ago-18	6.107	5.966	5.827
sep-18	5.947	5.809	5.673
oct-18	6.050	5.907	5.767
nov-18	5.874	5.736	5.600
dic-18	6.003	5.862	5.722
ene-19	6.021	5.880	5.740
feb-19	5.731	5.597	5.464
mar-19	6.148	6.004	5.862
abr-19	5.981	5.843	5.707
may-19	6.252	6.108	5.966
jun-19	6.005	5.867	5.730
jul-19	6.241	6.098	5.956
ago-19	6.285	6.141	5.999

PROYECCIÓN GWh			
Mes	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
sep-19	6.142	6.001	5.862
oct-19	6.256	6.110	5.966
nov-19	6.067	5.926	5.786
dic-19	6.210	6.065	5.922

Gráfica 86. Proyección Demanda Mensual EE (GWh) – Con GCE



Fuente: UPME, Base de Datos XM (16 de Enero), ONU, DANE e IDEAM, 2018.

En la gráfica anterior, la cual integra la demanda del SIN + GCE, tiene un crecimiento promedio mensual en el escenario medio del 3,49% durante el período proyectado.

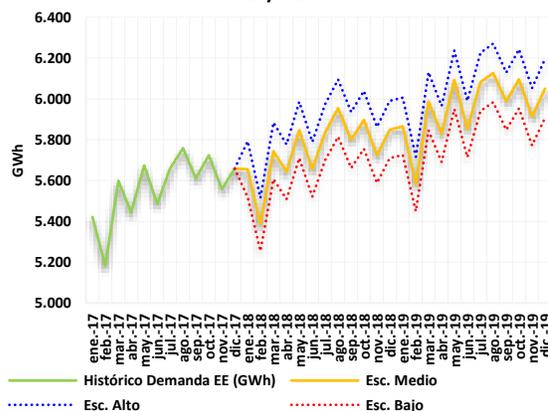
En la Tabla 23 y en la Gráfica 87 se presentan los resultados de la proyección de energía eléctrica mensual para el período Enero 2018 - Diciembre 2019, en donde se incluye la proyección de la demanda de GCE y GD.

Tabla 23. Proyección de la Demanda EE Mensual (GWh) – Con GCE y GD

PROYECCIÓN GWh			
Mes	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
ene-18	5.792	5.654	5.519
feb-18	5.515	5.384	5.255
mar-18	5.884	5.745	5.607
abr-18	5.777	5.642	5.509
may-18	5.986	5.847	5.709
jun-18	5.789	5.655	5.522
jul-18	5.973	5.835	5.698
ago-18	6.095	5.954	5.814
sep-18	5.935	5.798	5.662
oct-18	6.038	5.896	5.755

PROYECCIÓN GWh			
Mes	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
nov-18	5.862	5.724	5.588
dic-18	5.989	5.848	5.709
ene-19	6.006	5.865	5.725
feb-19	5.715	5.581	5.449
mar-19	6.131	5.987	5.845
abr-19	5.966	5.828	5.691
may-19	6.236	6.092	5.950
jun-19	5.990	5.851	5.715
jul-19	6.226	6.082	5.941
ago-19	6.270	6.126	5.984
sep-19	6.128	5.987	5.848
oct-19	6.243	6.097	5.952
nov-19	6.053	5.912	5.772
dic-19	6.194	6.050	5.906

Gráfica 87. Proyección Demanda Mensual EE (GWh) – Con GCE y GD



Fuente: UPME, Base de Datos XM (16 de Enero), ONU, DANE e IDEAM, 2018.

En la gráfica anterior, la cual integra la demanda del SIN + GCE + GD, tiene un crecimiento promedio mensual en el escenario medio del 3,45% durante el período proyectado.

5.9 Demanda de Potencia Máxima Total (Mensual)

En la Tabla 24 y en la Gráfica 88 se presentan los resultados de la proyección de potencia máxima mensual para el período Enero 2018 - Diciembre 2019, en donde se incluye la proyección de la demanda de GCE y GD.

Tabla 24. Proyección de la Demanda PMÁX Mensual (MW) – Con GCE

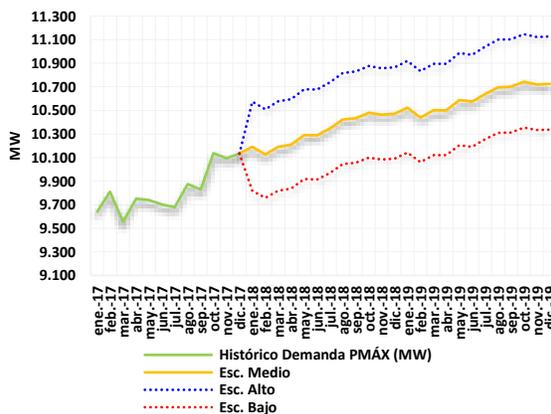
PROYECCIÓN MW			
Mes	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
ene-18	10.575	10.190	9.820
feb-18	10.509	10.127	9.759
mar-18	10.576	10.191	9.820
abr-18	10.596	10.210	9.839
may-18	10.681	10.292	9.918
jun-18	10.677	10.289	9.914
jul-18	10.738	10.347	9.971
ago-18	10.818	10.424	10.045
sep-18	10.830	10.435	10.056
oct-18	10.876	10.481	10.100
nov-18	10.858	10.463	10.083
dic-18	10.866	10.471	10.090
ene-19	10.919	10.523	10.142
feb-19	10.832	10.440	10.062
mar-19	10.897	10.502	10.122
abr-19	10.896	10.501	10.121
may-19	10.987	10.589	10.205
jun-19	10.971	10.573	10.191
jul-19	11.040	10.640	10.255
ago-19	11.100	10.697	10.310
sep-19	11.102	10.700	10.313
oct-19	11.147	10.743	10.355
nov-19	11.123	10.721	10.334
dic-19	11.128	10.725	10.337

En la Tabla 25 y en la Gráfica 89 se presentan los resultados de la proyección de potencia máxima mensual para el período Enero 2018 - Diciembre 2019, en donde se incluye la proyección de la demanda de GCE y GD.

Tabla 25. Proyección de la Demanda PMÁX Mensual (MW) – Con GCE y GD

PROYECCIÓN MW			
Mes	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
ene-18	10.543	10.158	9.788
feb-18	10.477	10.095	9.726
mar-18	10.543	10.158	9.788
abr-18	10.567	10.181	9.809
may-18	10.655	10.266	9.891
jun-18	10.652	10.263	9.889
jul-18	10.713	10.322	9.946
ago-18	10.794	10.400	10.021
sep-18	10.807	10.413	10.033
oct-18	10.854	10.458	10.078
nov-18	10.833	10.438	10.059
dic-18	10.839	10.443	10.063
ene-19	10.889	10.494	10.113
feb-19	10.800	10.407	10.030
mar-19	10.863	10.468	10.087
abr-19	10.863	10.468	10.088
may-19	10.956	10.558	10.174
jun-19	10.939	10.542	10.159
jul-19	11.011	10.611	10.226
ago-19	11.070	10.668	10.280
sep-19	11.076	10.673	10.286
oct-19	11.121	10.717	10.328
nov-19	11.095	10.692	10.305
dic-19	11.097	10.694	10.306

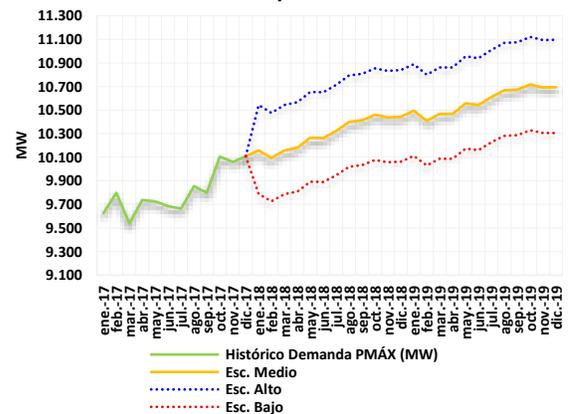
Gráfica 88. Proyección Demanda Mensual PMÁX (MW) – Con GCE



Fuente: UPME, Base de Datos XM (16 de Enero), ONU, DANE e IDEAM, 2018.

En la gráfica anterior, la cual integra la demanda del SIN + GCE, tiene un crecimiento promedio mensual en el escenario medio del 3,93% durante el período proyectado.

Gráfica 89. Proyección Demanda Mensual PMÁX (MW) – Con GCE y GD



Fuente: UPME, Base de Datos XM (16 de Enero), ONU, DANE e IDEAM, 2018.

En la gráfica anterior, la cual integra la demanda del SIN + GCE + GD, tiene un crecimiento promedio mensual en el escenario medio del 3,89% durante el período proyectado.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- **ANH. Agencia Nacional de Hidrocarburos (2018).** “Estadísticas de Producción. Producción fiscalizada de crudo”. En línea: <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Paginas/Estadisticas-de-Produccion.aspx> (Consulta, Marzo de 2018).
- **ANM. Agencia Nacional de Minería (2018).** “Regalías y Contraprestaciones Económicas”. En línea: https://www.anm.gov.co/?q=regalias-contraprestaciones-economicas&field_tipo_de_regal_a_y_o_contra_value=ProduccionNacionalMineral_es (Consulta, Marzo de 2018).
- **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. (2018).** “PIB. Cuentas Trimestrales”. En línea: <http://www.dane.gov.co/index.php/cuentas-economicas/cuentas-trimestrales> (Consulta: Enero de 2018).
- **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).
- **EPA. Environmental Protection Agency. (2017).** “Distributed Generation of Electricity and its Environmental Impacts”. Energy and the Environment. Enero 19 de 2017. En línea: <https://www.epa.gov/energy/distributed-generation-electricity-and-its-environmental-impacts> (Consulta: Febrero 21 de 2018).
- **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, October 2017. En línea: https://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2017/02/weodata/weorept.aspx?pr.x=60&pr.y=12&sy=1980&ey=2022&scsm=1&ssd=1&sort=country&ds=.&br=1&c=233&s=NGDP_R%2CNGDP_RPCH&grp=0&a= (Consulta: Enero 16 de 2018).
- **LA REPÚBLICA. (2018).** “Producción de Ecopetrol en Magdalena Medio superó los 100.000 barriles diarios”. Economía. Energía. Marzo 08 de 2018. Colombia. En línea: <https://www.larepublica.co/economia/produccion-de-ecopetrol-en-magdalena-medio-supero-los-100000-barriles-diarios-2607720> (Consulta: Marzo 09 de 2018).

- **MEHIDDIN AL-BAALI, EMILIO SPEDICATO & FRANCESCA MAGGIONI. (2013).** “Broyden's quasi-Newton methods for a nonlinear system of equations and unconstrained optimization: a review and open problems”. Optimization Methods and Software, Vol. 29, N°5. Pages: 937-954, DOI: 10.1080/10556788.2013.856909
- **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: Enero 26 de 2018).
- **STAFFELL, IAIN & PFENNINGER, STEFAN. (2018).** “The increasing impact of weather on electricity supply and demand”. Energy 145, pages: 65 – 78, DOI: 10.1016/j.energy.2017.12.051 (Consulta: Febrero 21 de 2018).
- **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: Enero 16 de 2018).
- **XM. COMPAÑÍA DE EXPERTOS EN MERCADOS S.A. ESP. (2018).** “Demanda de energía. Indicadores de Pronósticos Oficiales de Demanda”. <http://www.xm.com.co/Pages/Indicadore>
[sdePronosticosOficialesdeDemanda.aspx](http://www.xm.com.co/Pages/Indicadore) En línea: Consulta: Enero 16 de 2018).
- **-----, COMPAÑÍA DE EXPERTOS EN MERCADOS S.A. ESP. (2018).** “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: Enero 16 de 2018).
- **-----, COMPAÑÍA DE EXPERTOS EN MERCADOS S.A. ESP. (2018).** “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: Enero 16 de 2018).



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

