

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

Revisión
Octubre de 2018



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

“Those who would legislate against the teaching of evolution should also legislate against gravity, electricity and the unreasonable velocity of light, and also should introduce a clause to prevent the use of the telescope, the microscope and the spectroscope or any other instrument of precision which may in the future be invented, constructed or used for the discovery of truth.”

Luther Burbank

“If you want to be respected by others, the great thing is to respect yourself. Only by that, only by self-respect will you compel others to respect you.”

Fyodor Dostoyevsky

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
Octubre de 2018

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	4
1. PANORAMA INTERNACIONAL: RIESGO DE RECESIÓN MUNDIAL REVIERTE RECUPERACIÓN EN LOS PRECIOS DE LAS MATERIAS PRIMAS (OIL& GAS) Y PRODUCE BRUSCA CAÍDA EN PRINCIPALES INDICADORES BURSÁTILES	9
2. ECONOMÍA COLOMBIANA: RECUPERACIÓN QUE AVANZA AUNQUE AMENAZADA A MEDIANO PLAZO POR EL DETERIORO DEL ENTORNO EXTERNO.....	12
3. ANÁLISIS MICROECONÓMICO MERCADOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA	16
4. PREVISIONES MACROECONÓMICAS DE CORTO Y MEDIANO PLAZO.....	18
5. INTENSIDAD ENERGÉTICA COMO INDICADOR DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA.....	19
5.1 Consumo per cápita de electricidad a nivel nacional 2013-2017	19
6. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA EN COLOMBIA	22
6.1 Demanda de Energía Eléctrica a largo plazo (Anual)	22
6.2 Demanda de potencia máxima a largo plazo (Anual)	25
6.3 Demanda de Energía Eléctrica a corto plazo (Mensual)	26
6.4 Demanda de Potencia Máxima a corto plazo (Mensual)	27
6.5 Demanda de Energía Eléctrica Total (Anual).....	27
6.6 Demanda de Potencia Máxima Total (Anual)	34
6.7 Demanda de Energía Eléctrica Total (Mensual)	37
6.8 Demanda de Potencia Máxima Total (Mensual).....	38
ANEXO A. SEGUIMIENTO A LAS PROYECCIONES DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA	40
Análisis de Sesgo Sistemático.....	40
ANEXO B. EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA DE LOS GRANDES CONSUMIDORES ESPECIALES (GCE)	45
Indicadores de desempeño de los GCE.....	45
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	49

INTRODUCCIÓN

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

En esta revisión, se resaltan los siguientes elementos:

1. La economía colombiana mostró durante el primer semestre de 2018, claras señales de fortalecimiento de su proceso de reactivación, que se manifestaron en la aceleración de la tasa de crecimiento, que pasó del 2.2% al 2.8%. Detrás de este mejor desempeño de la actividad económica, en el aspecto interno, está la recuperación de la dinámica de la demanda de electricidad y gas, el repunte en el consumo de los hogares y un mayor gasto público, tanto a nivel central como en entes departamentales y municipios.
2. Sin embargo, el proceso de reactivación de la economía colombiana puede verse frenado por el deterioro de la economía mundial, que a pesar de una previsión de crecimiento de 3.7% anual para 2018 – 2019, refleja en la caída de los índices accionarios más importantes como el Dow Jones, y en el brusco descenso que ha tenido el precio del petróleo (interrumpiendo un rally de 44 meses de continua recuperación tras el choque 2014 – 2016, un pesimismo sobre lo que sea el desempeño de la economía a mediano plazo (2019 – 2020), en particular, por la evidente ralentización del crecimiento económico de China, el

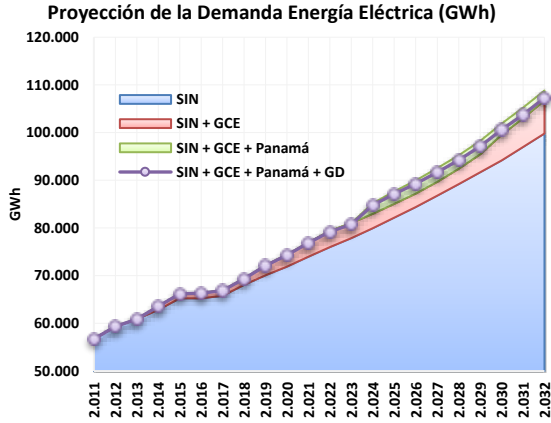
riesgo de una recesión en Estados Unidos, tras completar en 2019 lo que sería su mayor período de expansión del PIB en su historia, el estancamiento de las principales economías europeas, el deterioro de las finanzas públicas, en particular en economías emergentes y países OCDE, como Turquía, Brasil y Argentina, y la presencia de la mayor ola migratoria que se tenga presente a nivel global, como producto del deterioro de orden público y crisis institucionales en Medio Oriente, Centroamérica (Honduras) y el caso de Venezuela.

3. El aspecto positivo para Colombia, es haber estabilizado su inflación en medio de presiones alcistas en el tipo de cambio, ubicándose en 3.2% a septiembre de 2018. No obstante, la inflación de energéticos se ha mantenido por encima de la inflación al consumidor; la inflación de electricidad se ubica en septiembre en 7.7% anual, mientras, la inflación de combustibles es 6.7%, y la inflación de gas cede bajando al 2.9% en éste mes; en este aspecto, ha tenido que ver el ajuste en los precios por subasta., en respuesta al aumento de la probabilidad de la ocurrencia de un fenómeno del Niño en 2019 – 2020 y el retraso de la entrada en funcionamiento del Proyecto de Hidroituango.
4. Otro factor que condicionará las expectativas de los agentes en Colombia, es el proyecto de ley de financiamiento del nuevo Gobierno, que busca incrementar el recaudo, aumentando tasas impositivas en personas naturales, fortaleciendo la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales (DIAN) y reduciendo el gasto estatal en

- funcionamiento. Ello puede explicar el freno en el mejoramiento de las expectativas de consumidores y empresas que se experimentó en el segundo trimestre de 2018, en particular, tras el término del proceso electoral presidencial que eligió a Iván Duque como Mandatario para el período 2018 – 2022.
5. La Subdirección de Demanda de la UPME considerando los riesgos externos que enfrenta la economía nacional, anteriormente descritos, y ponderando el mejor desempeño de su industria, comercio y gasto de los hogares, revisó al alza su proyección de crecimiento económico, en un escenario base para 2018 de 2.1% a 2.6%, y para 2019 de 2.6% a 2.9%. En un escenario optimista, la Subdirección de Demanda considera que el crecimiento podría alcanzar el 2.9% en 2018 y 3.5% en 2019.
 6. A pesar de la mejor perspectiva de corto plazo, la Subdirección de Demanda, mantiene inalterada su previsión de crecimiento potencial de largo plazo de la economía nacional, crecimiento que sitúa en el 3.2% en el escenario base, y 3.6% en el escenario optimista.
 7. Se ha mostrado una reducción del 1,06% promedio anual de la cantidad de energía eléctrica requerida para producir un peso de PIB para el período comprendido desde 2001 a 2017.
 8. Al analizar la tendencia en el consumo per cápita en el sector residencial, se ha visto que ésta ha estado limitada en los últimos años por factores tales como: hábitos de consumo, disponibilidad energética, condiciones climáticas y penetración de electrodomésticos más eficientes de acuerdo a estándares reglamentados.
 9. La participación promedio sectorial dentro del consumo de electricidad 2013 – 2017, se conforma de la siguiente manera: Residencial (42,00%), Industrial (28,51%), Comercial (25,90%), y Oficial (3,59%).
 10. El consumo de energía eléctrica de Colombia es función directa del crecimiento económico; el cual está ligado al nivel de industrialización y de desarrollo de la economía, así como también en cuanto al avance en I+D+i de las tecnologías, como de su progreso productivo y laboral.
 11. En cuanto a la Generación Distribuida: a) se utilizó la base de datos de los proyectos que han solicitado y se han certificado, para acceder a los incentivos tributarios contemplados en la citada ley 1715 de 2014, empleando Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE), y b) se empleó la metodología por NREL, en donde modela la generación de un sistema fotovoltaico utilizando una simulación de hora por hora durante un período de un año. Para representar las características físicas del sistema, la calculadora requiere valores de seis entradas: tamaño del sistema (kW), tipo de módulo, tipo de matriz, pérdidas del sistema, ángulo de inclinación y ángulo de acimut de la matriz.

12. Se empleó los datos reportados por el IDEAM en cuanto a Brillo (horas día) y Radiación Solar (kWh/m²), los cuales fueron contrastados con la base de datos de NREL - NSRDB (Base de Datos Nacional de Radiación Solar).
13. Es importante resaltar, que los valores presentados en éste informe en cuanto a la conexión con Panamá, fueron realizados como ejercicio de planeación en colaboración con la Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. (ETESA) de Panamá (la cual se encuentra analizándolos para su aval correspondiente). Estos valores permiten visualizar los posibles cambios estructurales en el SIN.
14. El crecimiento promedio anual para la demanda de energía eléctrica para el período comprendido entre 2018 a 2032 será: SIN (2,82%), SIN+GCE (3,16%), SIN + GCE + Panamá (3,30%) y SIN + GCE + Panamá + GD (3,20%).
15. El crecimiento promedio anual para la demanda de potencia máxima para el período comprendido entre 2018 a 2032 será: SIN (2,01%), SIN+GCE (2,41%), SIN + GCE + Panamá (2,56%) y SIN + GCE + Panamá + GD (2,40%).
16. Para los modelos de demanda de energía eléctrica (incluyendo y excluyendo los "GCE" Rubiales y Drummond), se han obtenido reducciones del 0,90% y 0,01% en el MSE de las proyecciones respectivamente.
17. En cuanto a los modelos de demanda de potencia máxima (incluyendo y excluyendo los "GCE" Rubiales y Drummond), se obtuvieron reducciones del 1,27% y 0,06% en el MSE de las proyecciones.
18. El crecimiento anual promedio de la demanda de energía eléctrica, durante los últimos 5 años para los Grandes Consumidores existentes (GC) fue: Cerromatoso (-1,4%), Cerrejón (-1,6%), OXY (-4,9%), La Cira Infantas (4,3%), Rubiales (10,8%) y Drummond (18,7%).
19. El crecimiento anual promedio de la demanda de potencia máxima, durante los últimos 5 años para los Grandes Consumidores existentes (GC) fue: Cerromatoso (1,3%), Cerrejón (3,7%), OXY (-4,2%), La Cira Infantas (6,1%), Rubiales (10,0%) y Drummond (15,9%).

Resumen de Resultados Demanda Energía Eléctrica 2018 - 2032



Fuente: UPME, 2018.

- 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)

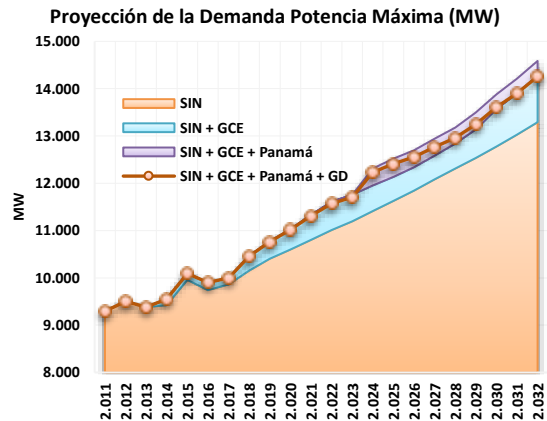
Año	PROYECCIÓN ESCENARIO MEDIO			
	SIN	SIN + GCE	SIN + GCE + Panamá	SIN + GCE + Panamá + GD
2018	68.099	69.377	69.377	69.365
2019	70.098	72.146	72.146	72.119
2020	71.921	74.374	74.374	74.319
2021	73.962	76.948	76.948	76.846
2022	75.982	79.349	79.349	79.176
2023	77.881	81.045	81.045	80.777
2024	79.934	82.990	85.153	84.767
2025	82.155	85.065	87.644	87.119
2026	84.371	87.222	89.933	89.256
2027	86.770	89.707	92.552	91.713
2028	89.234	92.444	95.217	94.212
2029	91.663	95.453	98.262	97.104
2030	94.191	99.518	101.917	100.621
2031	97.014	103.017	105.213	103.779
2032	99.821	106.714	108.829	107.276

- Los resultados de los porcentajes de crecimiento de la demanda proyectada nacional de energía eléctrica se muestran en la Tabla 2.

Tabla 2. Crecimiento de la Demanda Energía Eléctrica (%)

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

Resumen de Resultados Demanda Potencia Máxima 2018 - 2032



Fuente: UPME, 2018.

- Los resultados de la proyección de potencia máxima total se muestran en la Tabla 3.

Tabla 3. Proyección de la Demanda Potencia Máxima (MW)

Año	PROYECCIÓN ESCENARIO MEDIO			
	SIN	SIN + GCE	SIN + GCE + Panamá	SIN + GCE + Panamá + GD
2018	10.154	10.462	10.462	10.460
2019	10.402	10.768	10.768	10.762
2020	10.598	11.028	11.028	11.017
2021	10.805	11.333	11.333	11.312
2022	11.010	11.608	11.608	11.571
2023	11.198	11.758	11.758	11.702
2024	11.414	11.955	12.311	12.228
2025	11.625	12.136	12.522	12.409
2026	11.847	12.340	12.699	12.554
2027	12.084	12.580	12.940	12.762
2028	12.310	12.836	13.175	12.959
2029	12.537	13.133	13.494	13.244
2030	12.775	13.568	13.884	13.612
2031	13.031	13.903	14.211	13.899
2032	13.289	14.275	14.586	14.258

- 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	3,0%	4,7%	2,6%	4,6%
2019	2,4%	2,9%	2,6%	2,9%
2020	1,9%	2,4%	2,6%	2,4%
2021	2,0%	2,8%	2,6%	2,7%
2022	1,9%	2,4%	2,6%	2,3%
2023	1,7%	1,3%	2,6%	1,1%
2024	1,9%	1,7%	2,6%	4,5%
2025	1,9%	1,5%	2,6%	1,5%
2026	1,9%	1,7%	2,6%	1,2%
2027	2,0%	1,9%	2,6%	1,7%
2028	1,9%	2,0%	2,6%	1,5%
2029	1,8%	2,3%	2,6%	2,2%
2030	1,9%	3,3%	2,6%	2,8%
2031	2,0%	2,5%	2,6%	2,1%
2032	2,0%	2,7%	2,6%	2,6%

1. PANORAMA INTERNACIONAL: RIESGO DE RECESIÓN MUNDIAL REVIERTE RECUPERACIÓN EN LOS PRECIOS DE LAS MATERIAS PRIMAS (OIL& GAS) Y PRODUCE BRUSCA CAÍDA EN PRINCIPALES INDICADORES BURSÁTILES

El mundo atraviesa una serie de tensiones políticas, que no habían interferido con la recuperación económica, y fortalecimiento de las economías emergentes. Estas tensiones se relacionan con las diferencias que han venido presentándose entre Estados Unidos y China (dada la asimetría en la política arancelaria entre ambos países), la incertidumbre por los efectos del Brexit en Europa (que se hará efectivo en 2019), el anuncio de sanciones de Estados Unidos a Irán por desacuerdos en la política nuclear (lo que reduciría en por lo menos 4 millones de barriles de crudo por día, la oferta mundial de crudo), y la ralentización del crecimiento económico, bajo distintas dinámicas, en China (que transita ahora de tasas de 9% promedio anual que tuvo en la década anterior, a tasas de 5% a largo plazo) y la Eurozona, que parece reducir su crecimiento potencial de 3% a 2% anual.

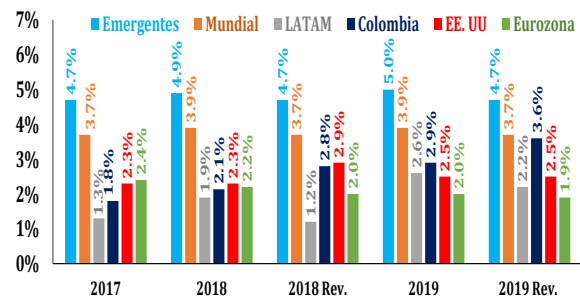
El gran desempeño de la economía de Estados Unidos, que ha crecido en promedio 4% en el primer semestre de 2018, impulsado por la reforma tributaria de la Administración Trump que redujo a la mitad, aproximadamente, los impuestos corporativos, no fue suficiente para calmar el creciente nerviosismo en los mercados financieros, a partir del segundo semestre de 2018.

El Fondo Monetario Internacional (FMI) ha revisado a la baja sus proyecciones de crecimiento para 2019. Si bien, no es un escenario recesivo, destaca la drástica

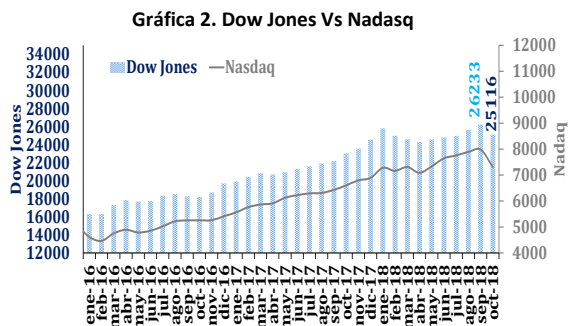
reducción de previsión en el crecimiento de Latinoamérica (de 2.6% a 2.2%), y su pesimismo sobre un crecimiento en la Eurozona superior al 3% (Gráfica 1).

El Dow Jones que alcanzó su récord histórico en septiembre de 2018 rebasando los 26000 puntos, tuvo uno de sus mayores descensos en octubre, generando un efecto espiral en los demás índices accionarios (Gráficas 2 – 3).

Gráfica 1. Proyección Crecimiento Económico Mundial - FMI, Revisión Octubre 2018

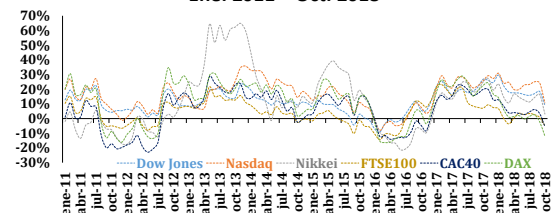


Fuente: FMI (2018)



Fuente: Bloomberg (2018)

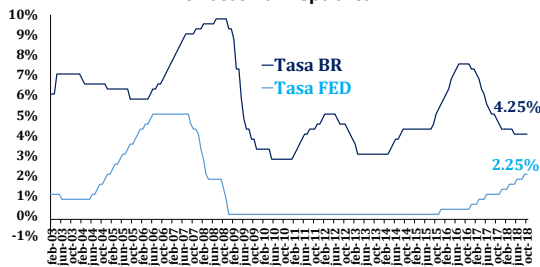
Gráfica 3. Variación Anual Indicadores Accionarios Ene. 2011 – Oct. 2018



Fuente: Bloomberg - Cálculos Propios (2018)

Un aspecto que ha ayudado a alimentar las expectativas pesimistas, ha sido el endurecimiento de la política monetaria de la Reserva Federal de los Estados Unidos (FED), que ha subido sus tasas en 2018 de 1.5% a 2.25% anual, y que de acuerdo a las minutas, de su sesión más reciente en Septiembre, deberán ubicarse al menos en 3%, en 2019, para estabilizar la inflación. Esto ha reducido el diferencial de tasas interna – externa entre países emergentes y Estados Unidos. En particular, para Colombia, el diferencial de tasas se redujo de 6% (600 Pb) a 200 Pb en sólo dos años (Gráfica 4).

Gráfica 4. Tasas Política Monetaria Reserva Federal Vs Tasas BanRepública



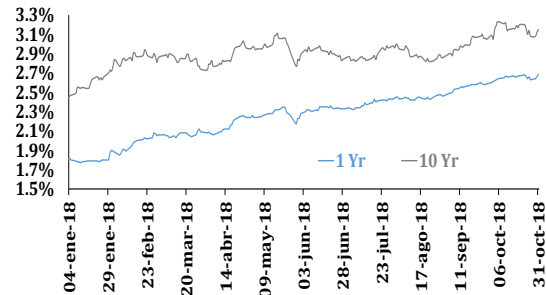
Fuente: Reserva Federal de San Luis (2018)

El aumento de las tasas de la FED, se ha manifestado, en el aumento de las tasas del Tesoro Americano, que en un entorno de menor liquidez, dada la terminación de los programas QE (Quantitative Easy) de liquidez a tasas bajas, lleva al aumento de tasas de deuda pública en emergentes.

La reducción del diferencial de tasas largas versus y cortas, con el respectivo aplanamiento de la curva de rendimientos (la pendiente se redujo de 96 Pb a 46 Pb entre Enero y la semana final de Octubre) denota una mayor aversión al riesgo, que castiga con una prima de mercado mayor las colocaciones de vencimientos más altos en deuda, en relación a los bonos con plazos al vencimiento o duraciones cortos (Gráfica 5 – 6).

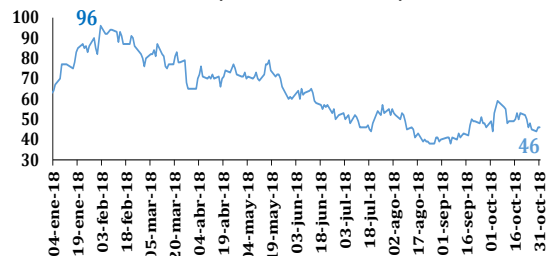
Históricamente, este hecho, el aplanamiento de la curva, es un predictor de crisis económicas.

Gráfica 5. Tasas Tesoro a 1 y 10 Años



Fuente: Reserva Federal de San Luis (2018)

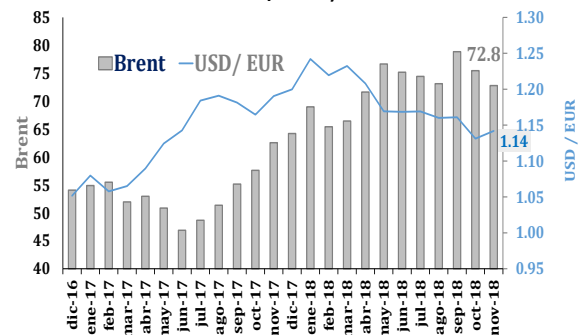
Gráfica 6. Aplanamiento Curva de Rendimiento Bonos del Tesoro (Puntos Básicos – Pb)



Fuente: Cálculos Propios (2018)

En esta turbulencia de los mercados financieros, se ha vuelto a fortalecer el dólar y se ha retornado a la correlación natural negativa de éste con relación al petróleo (Gráfica 7).

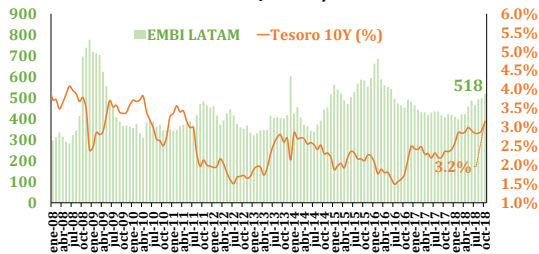
Gráfica 7. Dólar (USD / EUR) Versus Petróleo (Precio Brent – USD / Barril)



Fuente: Bloomberg (2018)

El precio del crudo, que tocó en septiembre su máximo de USD 86/ Barril, en la referencia Brent en octubre tuvo su mayor descenso desde el primer bimestre de 2016: se redujo 15% aproximadamente, cayendo a USD 73/ Barril al final del mes. La consecuencia, ha sido, en otras, un aumento en la percepción de riesgo de emergentes, en particular Latinoamérica, que volvió a presentar un Embi por encima de los 500 puntos básicos (Gráfica 8)

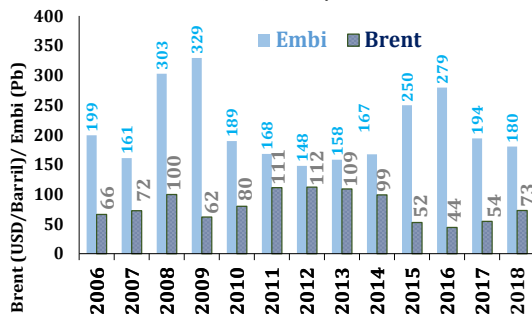
Gráfica 8. Dólar (USD / EUR) Versus Petróleo (Precio Brent – USD / Barril)



Fuente: Cálculos Propios – Bloomberg (2018)

No obstante, para Colombia el riesgo país se ha mantenido en niveles históricamente bajos (por debajo de 200 puntos básicos) dado que el Marco Fiscal de Mediano Plazo se hizo con un precio Brent de USD 60 por barril, inferior al rango promedio de precios del crudo en 2018 (Gráfica 9).

Gráfica 9. Embi Colombia Versus Petróleo (Precio Brent – USD / Barril)

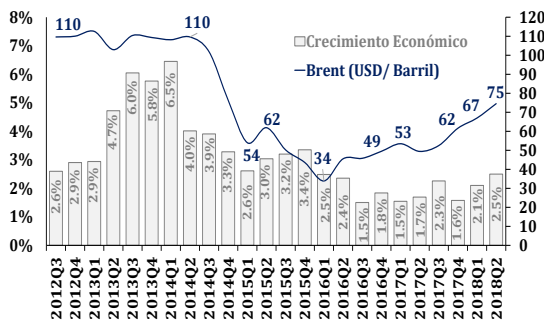


Fuente: Cálculos Propios – Bloomberg (2018)

2. ECONOMÍA COLOMBIANA: RECUPERACIÓN QUE AVANZA AUNQUE AMENAZADA A MEDIANO PLAZO POR EL DETERIORO DEL ENTORNO EXTERNO

Durante el primer semestre de 2018, Colombia comenzó a consolidar una recuperación económica, que se refleja en una aceleración del crecimiento anual del PIB que pasó de 1.8% en 2017 a 2.5% promedio, en los primeros dos trimestres de 2018, a la par de una recuperación del precio del crudo, lo que evidencia la sensibilidad que el ciclo económico de Colombia con la dinámica de precios del crudo en los mercados internacionales (Gráfica 10)

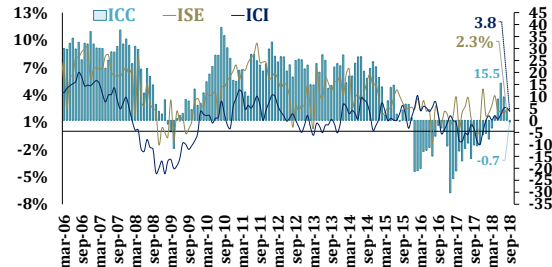
Gráfica 10. Crecimiento Económico Colombia. Evolución Trimestral



Fuente: DANE – Bloomberg

La clave de este proceso de reactivación se llama Confianza. En la medida que la confianza de los consumidores y empresarios volvió a estar en niveles positivos, la economía colombiana retornó a crecimientos por encima de 2.55 (Gráfica 10). En ello fue determinante, el clima de tranquilidad que la elección del Presidente Iván Duque dio a los agentes e inversionistas extranjeras, dado que fue el candidato en campaña que contó con el respaldo del Consejo Gremial, además de las principales fuerzas políticas del país (Gráfica 11).

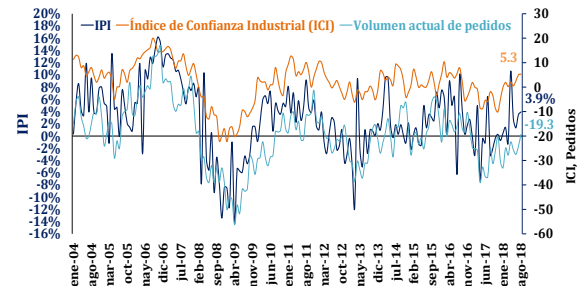
Gráfica 11. Índices de Confianza del Consumidor (ICC) e Industria (ICI) Versus Índice Seguimiento de la Economía (ISE)



Fuente: Fedesarrollo – Cálculos Propios

La industria ha sido determinante también en el proceso de recuperación de la economía colombiana. Tras un período alrededor de 3 años con variaciones negativas, en promedio, el índice de producción industrial (IPI) volvió a mostrar tasas de crecimiento por encima del 5%, lo que es consistente con la mayor confianza de los empresarios, y la mayor dinámica en el volumen de pedidos (Gráfica 12).

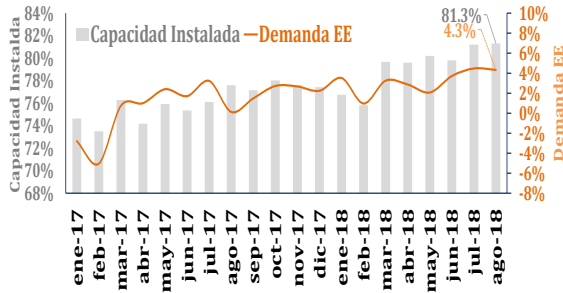
Gráfica 12. ICI Versus Crecimiento Anual IPI e Índice Volumen Pedidos de la Industria



Fuente: Fedesarrollo – DANE – ANDI - Cálculos Propios

La capacidad instalada ha retornado a niveles históricos, por encima del 80%, lo que ayuda a explicar el repunte en la demanda de electricidad – EE y de gas natural – GN (Gráficas 13 – 14).

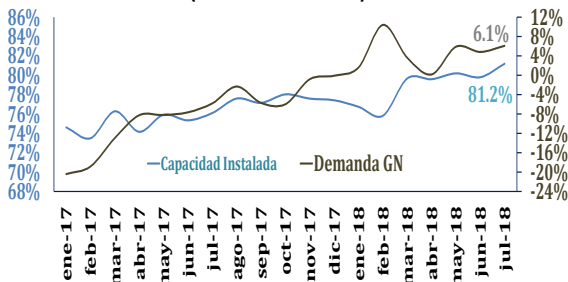
Gráfica 13. Capacidad Instalada Versus Demanda EE (Crecimiento Anual)



Fuente: XM – ANDI – Cálculos Propios

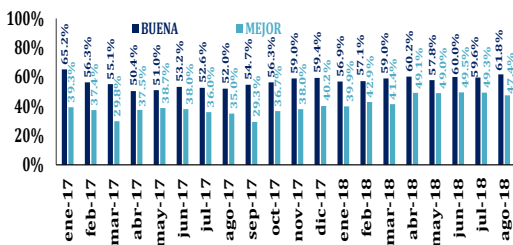
En consecuencia, el aumento de la producción, que responde a mayores pedidos y ventas, se refleja en el aumento de las empresas que consideran su situación buena o mejor con relación al mes anterior. Cabe destacar que el porcentaje de empresas que se consideran en una mejor situación, entre enero de 2017 y agosto de 2018, pasó de 39.3% a 47.4% (Gráfica 15).

Gráfica 14. Capacidad Instalada Versus Demanda GN (Crecimiento Anual)



Fuente: Concentra – ANDI – Cálculos Propios

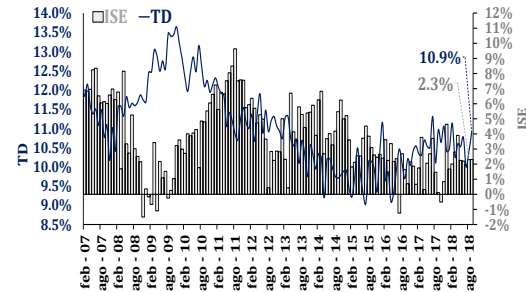
Gráfica 15. Porcentaje de Empresas que consideran su situación económica en el mes Buena o Mejor respecto al mes anterior



Fuente: Fedesarrollo – DANE – Cálculos Propios

Desafortunadamente, la tasa de desempleo en las principales 13 ciudades, aun no plasma el mejor comportamiento de la actividad económica en 2018; la tasa de desempleo ha seguido en aumento, ubicándose en septiembre en 10.9%, si bien es cierto que el desempleo actúa con rezago ante la dinámica de la actividad económica. Sin embargo, el desempleo en grandes ciudades se está alejando de la tasa natural de 8%, lo que según el análisis del nuevo Gobierno, es en parte consecuencia del aumento en la tasa impositiva a empresas que se dio en últimas reformas tributarias, desestimulando la generación de empleo (Gráfica 16).

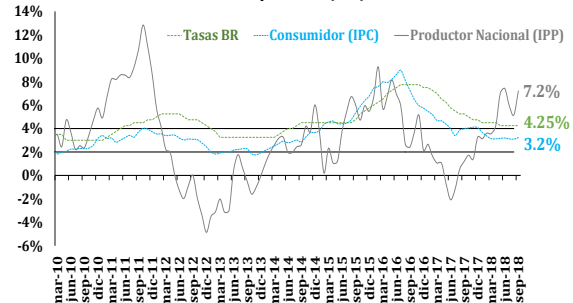
Gráfica 16. Tasa Desempleo 13 Grandes Ciudades (TD) Versus ISE



Fuente: DANE – Cálculos Propios

La inflación al consumidor se ha mantenido estable alrededor del 3% anual, cumpliendo el rango meta de la inflación objetivo del Banco de la República.

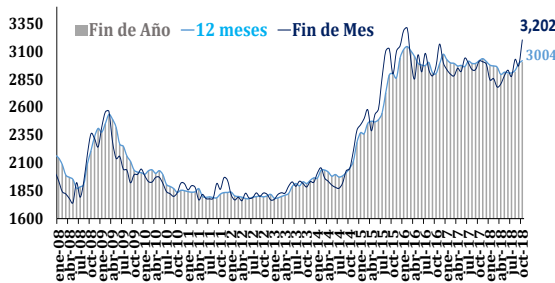
Gráfica 17. Inflación al Consumidor y Productor Versus Tasas BanRepública (BR)



Fuente: BanRepública – Cálculos Propios

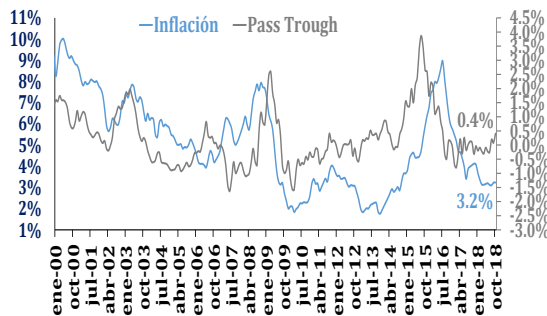
Sin embargo, la inflación de precios al productor viene subiendo de forma sostenida a lo largo de 2018, lo que está asociado al repunte en el tipo de cambio, el cual rebasó los COP 3200 al final de octubre (depreciación anual del tipo de cambio – TRM del 6%), que al asociarlo con el efecto que esto tendría sobre precios al consumidor (Pass – Trough), hace prever un repunte moderado de la inflación que la pueda ubicar a 3 – 6 meses en un rango del 3.5% - 4%, que en todo caso se ajusta, hacia el límite superior del rango meta de inflación objetivo del Banco Central (Gráficas 17 – 19).

Gráfica 18. Variación Tasa de Cambio



Fuente: BanRepública – Cálculos Propios

Gráfica 19. Pass – Trough Versus Inflación al Consumidor Colombia

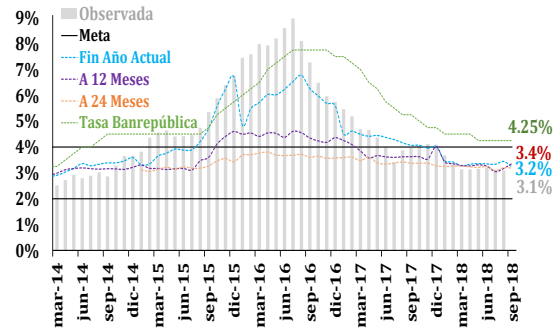


Fuente: BanRepública – Cálculos Propios

A pesar de la depreciación de la TRM a partir de septiembre, las expectativas de inflación se mantienen sin modificación, y convergen a

dos años a 3.4%, dentro del rango meta de inflación (Gráfica 20)

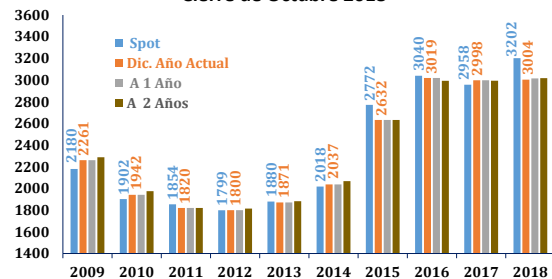
Gráfica 20. Expectativas Inflación Colombia



Fuente: BanRepública – Cálculos Propios

El punto crítico en cuanto expectativas refiere al comportamiento de la tasa de cambio, dado que según los analistas, esperan una tasa de cambio de largo plazo o de equilibrio sobre los COP 3000, y esperaban una TRM por debajo de esta cifra en 2018, por lo que es factible que pueda afectar en las encuestas de noviembre y diciembre del Banco de la República, las previsiones de inflación a uno y dos años (Gráfica 21)

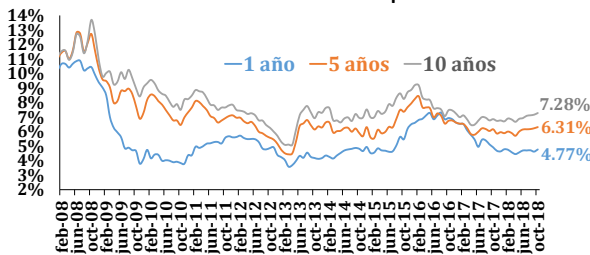
Gráfica 21. Expectativas TRM (COP /USD) Colombia Cierre de Octubre 2018



Fuente: BanRepública – Cálculos Propios

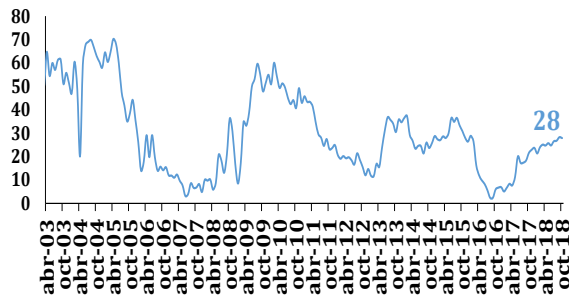
Con relación a las tasas de interés de los bonos de deuda pública, éstas han mostrado un repunte en septiembre y octubre, en consonancia con la mayor volatilidad en los mercados financieros. La curva de rendimientos se ha aplanado, lo que refleja aversión al riesgo y puede ser señal de una posible desaceleración en el ritmo de crecimiento económico a mediano plazo. (Gráficas 22 – 23).

Gráfica 22. Tasas Anuales Cero Cupón TES



Fuente: BanRepública – Cálculos Propios

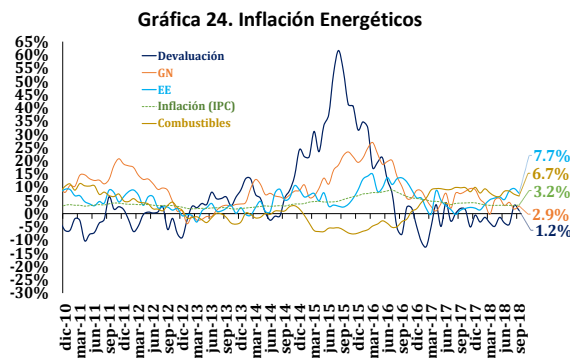
Gráfica 23. Pendiente Curva de Rendimientos Títulos TES (Puntos Básicos – Pb)



Fuente: Cálculos Propios

3. ANÁLISIS MICROECONÓMICO MERCADOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA

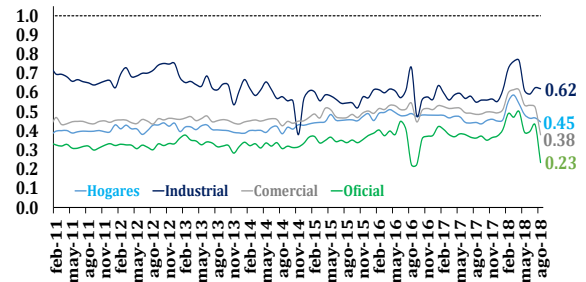
La inflación de energéticos se ha venido situando significativamente por encima de la inflación al consumidor, lo que responde al efecto de la reforma tributaria de 2016, que subió el precio de combustibles, a la depreciación del tipo de cambio en el segundo semestre de 2018, y a la especulación en el mercado de bolsa, originada por el aumento de probabilidad se ha presentado de ocurrencia del Fenómeno del Niño en 2019 – 2020 al 90%, según el Instituto de Oceanografía de Estados Unidos y expertos en clima (Gráfica 24).



Fuente: DANE – Cálculos Propios

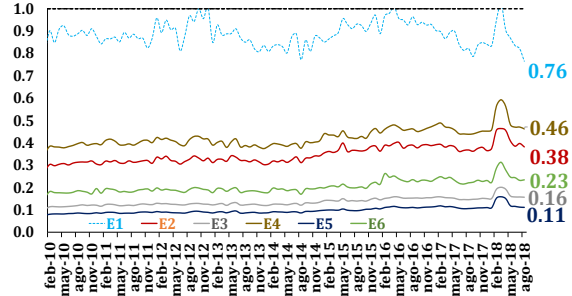
En consecuencia, se ha estimulado una mayor sensibilidad a los precios de la electricidad, en particular, en industria y comercio, tal como señalan las gráficas de elasticidad precio – demanda construidas a partir de modelos de cointegración cuya metodología es diseñada por la UPME y están a disposición para requerimientos del lector (Gráficas 25 – 29)

Gráfica 25. Elasticidad Precio – Demanda EE Mercado Regulado



Fuente: Cálculos Propios – UPME

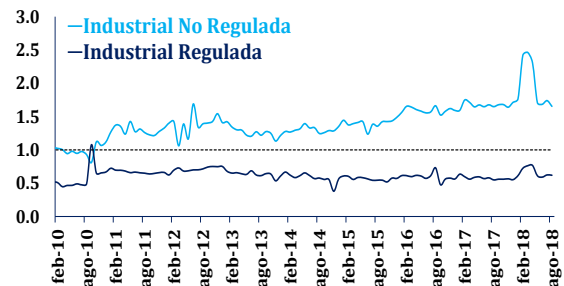
Gráfica 26. Elasticidad Precio – Demanda EE Hogares



Fuente: Cálculos Propios – UPME

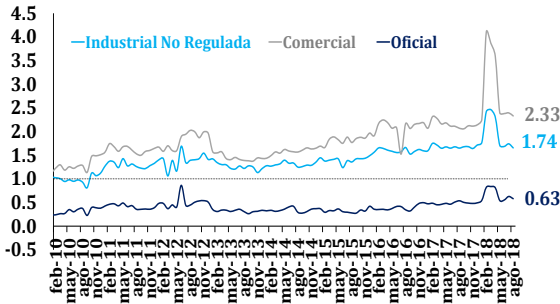
En general, el sector no regulado muestra una mayor sensibilidad, que además es creciente, lo que infiere una capacidad de reacción más que proporcional en la demanda (contrayéndose) ante aumentos de X% en los precios.

Gráfica 27. Elasticidad Precio – Demanda EE Industria



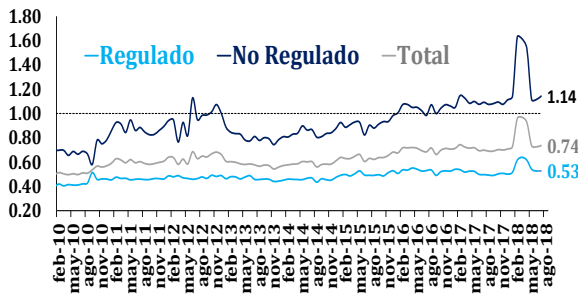
Fuente: Cálculos Propios – UPME

Gráfica 28. Elasticidad Precio – Demanda EE Mercado No Regulado



Fuente: Cálculos Propios – UPME

Gráfica 29. Elasticidad Precio – Demanda EE Mercado Total, Mercado Regulado Versus Mercado No Regulado

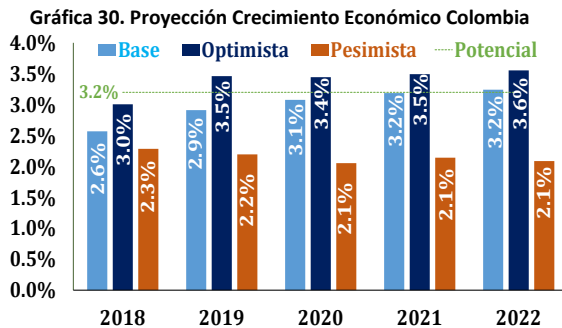


Fuente: Cálculos Propios – UPME

Así mismo, resalta la creciente sensibilidad de la industria, tanto regulada como no regulada, lo que infiere mayor capacidad de sustitución bien sea por cogeneración/ autogeneración, y es consistente con el repunte observado en la demanda de gas natural en Colombia, durante 2018.

4. PREVISIONES MACROECONÓMICAS DE CORTO Y MEDIANO PLAZO

La Subdirección de Demanda de la UPME, en un escenario base, subió sus previsiones de crecimiento económico de 2.3% a 2.6%, en un escenario base para 2018 y de 2.5% a 2.9% para 2019. El escenario optimista, se ubica en 3% para 2018 y 3.5% para 2019, en línea con el mayor optimismo que han manifestado los analistas y entidades multilaterales.



Fuente: Cálculos Propios – UPME

Sin embargo, la previsión de crecimiento potencial se mantiene en 3.2%, reconociendo dificultades relacionadas con factores estructurales (envejecimiento de la mano de obra, caída en la productividad, incertidumbre sobre la dinámica de precios del crudo) que dificultan un crecimiento sostenido por encima del 3.5% anual a largo plazo.

Así mismo, la Subdirección de Demanda, considera que es factible un mayor descenso en los precios del petróleo (los modelos de la Subdirección de Demanda, consideran un precio de equilibrio del Brent en un rango de USD 60 – USD 65 por barril) si se siguen exacerbando los mercados, y se acentúa el deterioro de indicadores líderes en la economía mundial, en particular con el ciclo económico de Estados Unidos.

5. INTENSIDAD ENERGÉTICA COMO INDICADOR DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA

Rosenfeld's Law¹

The original quote by Arthur H. Rosenfeld is:

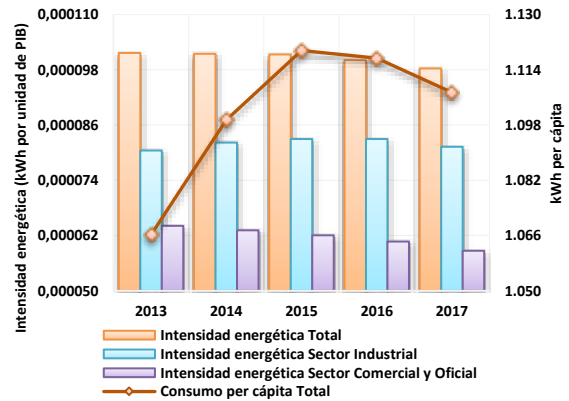
"From 1845 to the present, the amount of energy required to produce the same amount of gross national product has steadily decreased at the rate of about 1 percent per year. This is not quite as spectacular as Moore's Law of integrated circuits, but it has been tested over a longer period of time. One percent per year yields a factor of 2.7 when compounded over 100 years. It took 56 BTUs (59,000 joules) of energy consumption to produce one (1992) dollar of GDP in 1845. By 1998, the same dollar required only 12.5 BTUs (13,200 joules)."

En conclusión, el texto anterior indica que la cantidad de energía requerida para producir un dólar de PIB ha disminuido en aproximadamente un 1% por año desde 1845.

Para el caso colombiano, de acuerdo a la intensidad energética (kWh por unidad de PIB) calculada a partir de los datos reportados por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (consumo en kWh) y el DANE (Producto Interno Bruto - PIB). Ésta ha mostrado una reducción del 1,06% promedio anual de la cantidad de energía eléctrica requerida para producir un peso de PIB, para el período comprendido desde 2001 a 2017.

¹ ROSENFELD, A. H., KAARSBERG, T. M., ROMM, J. J. (2001). "Efficiency of Energy Use". The Macmillan Encyclopedia of Energy, John Zumerchik, Editor in CHIEF, Macmillan Reference USA (Consulta: Junio 25 de 2018).

Gráfica 31. Intensidad energética vs consumo per cápita



Fuente: UPME, Base de Datos SUI, DANE, 2018.

De la gráfica anterior, se puede corroborar que la intensidad energética ha venido disminuyendo, convirtiéndose en un indicador de eficiencia energética. Lo que traduce en una reducción del consumo energético mediante la utilización de tecnologías más eficientes. Sin embargo, en el período 2015 – 2016 y parte del 2017 se redujo el consumo energético, mediante cambios en los hábitos de comportamiento (Campaña Apagar Paga).

5.1 Consumo per cápita de electricidad a nivel nacional 2013-2017

De acuerdo a lo encontrado y analizado por Joel Darmstadter², reconoce una interrelación entre la población y la energía. Por lo general, cuanto mayor sea el ingreso per cápita de una región, mayor será su consumo de energía per cápita.

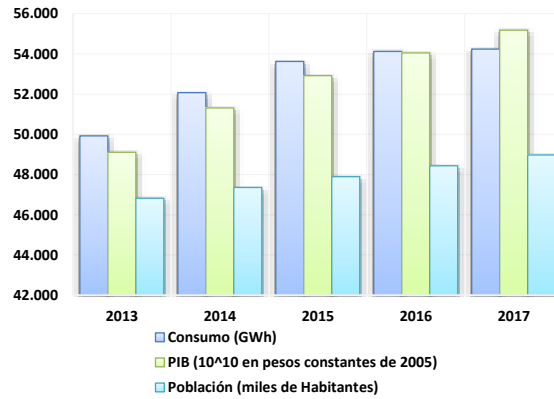
² DARMSTADTER, JOEL. (2004). "Energy and Population". Resources for the Future, pages: 1 – 10, Issue Brief 04–01. En línea: <http://home.wlu.edu/~casevj/RFFEnergy.pdf> (Consulta: Junio 25 de 2018).

A medida que el ingreso per cápita aumenta, también lo hace el uso de energía per cápita. La energía eléctrica permite impulsar la productividad y estimular el crecimiento económico. A su vez, ese mismo crecimiento da lugar a la adquisición de necesidades domésticas y comodidades asociadas con el aumento del consumo de energía.

Cabe resaltar que Darmstadter, hace referencia a lo sucedió en los Estados Unidos, en donde a finales del siglo XIX hasta el siglo XX, el mayor uso de la energía por unidad de PIB estuvo asociado al crecimiento de la manufactura a gran escala y de la infraestructura asociada a la energía. Sin embargo, a finales del siglo XX la actividad manufacturera comenzó a disminuir y el auge de las actividades de prestación de servicios, mostró una desaceleración proporcional de la tasa de crecimiento del consumo de energía, aunque continuó, por supuesto, su crecimiento constante en términos absolutos. Esta desaceleración, estuvo impactada por factores no estructurales, que le permitieron tener beneficios en cuanto a mejoras económicas y de eficiencia energética en la generación de electricidad.

Lo anterior, se hizo con el fin de ilustrar el comportamiento que tuvo en su momento EE.UU y lo que actualmente se presenta en Colombia.

Gráfica 32. Histórico de las variables más representativas en cuanto al consumo per cápita de electricidad



Fuente: UPME, Base de Datos SUI, DANE, 2018.

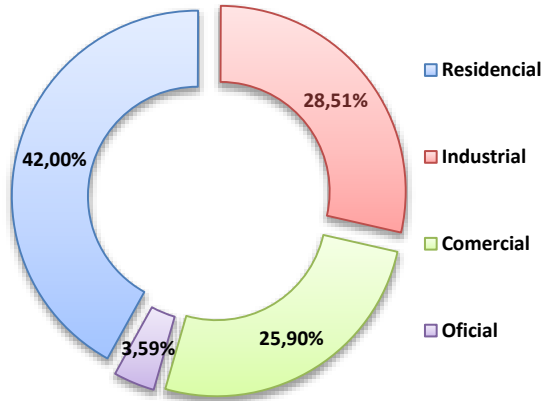
Tabla 5. Matriz de correlaciones para el período 2013-2017

	Consumo de electricidad	PIB	Población
Consumo de electricidad		97,8%	98,0%
PIB	97,8%		94,6%
Población	98,0%	94,6%	

Al analizar la tendencia en el consumo per cápita en el sector residencial, se ha visto que ésta ha estado limitada en los últimos años por factores tales como: hábitos de consumo, disponibilidad energética, condiciones climáticas y penetración de electrodomésticos más eficientes de acuerdo a estándares reglamentados.

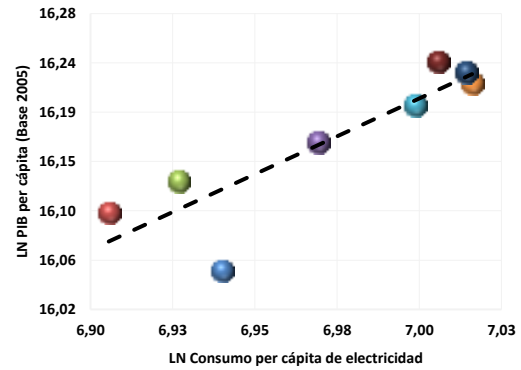
De otra parte, la composición y estructura de los hogares ha jugado un papel importante en la demanda energética de estos, asociado a los niveles de bienestar, lo cual se ha traducido en los últimos 5 años, en el aumento leve y casi imperceptible de su participación en un 0,002%.

Gráfica 33. Participación promedio sectorial dentro del consumo de electricidad 2013 - 2017



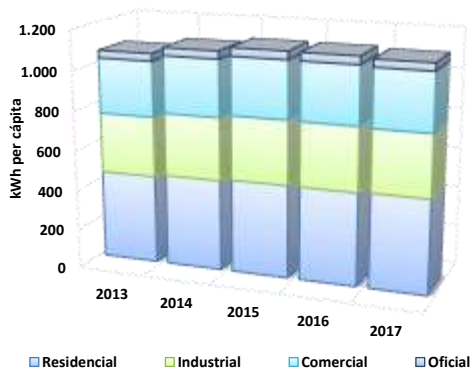
Fuente: UPME, Base de Datos SUI, 2018.

Gráfica 35. Relación entre el PIB per cápita y el consumo de electricidad per cápita para el período 2010 - 2017



Fuente: UPME, Base de Datos SUI, DANE, 2018.

Gráfica 34. Consumo per cápita por sector



Fuente: UPME, Base de Datos SUI, 2018.

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

En cuanto al sector industrial y al sector comercial-oficial, se ha notado una desaceleración leve y mínima en sus participaciones del 0,001%, 0,0008% y 0,0002% respectivamente. Donde ha mostrado una relación directa entre el consumo energético y el desarrollo económico del país de los últimos años. También estos sectores se han visto afectados por las condiciones climáticas, la tasa de cambio representativa del mercado, los precios de los commodities y las mejoras en la eficiencia energética.

6. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA EN COLOMBIA

6.1 Demanda de Energía Eléctrica a largo plazo (Anual)

Como se ha mencionado anteriormente en los informes de revisión, el modelo de largo plazo es un modelo econométrico de combinación de pronósticos³ (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 – Septiembre 2018)	XM
PIB Total :	PIBTotal	Trimestral (Marzo 1994 – Junio 2018)	DANE
		Trimestral (Septiembre 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 (22 de Octubre), 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 Conjunto.

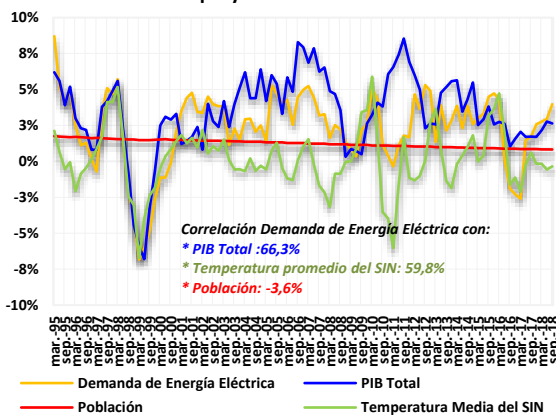
Como resultado, la composición del modelo combinado es: VAR Endógeno (17%), VAR Exógeno (50%) y VEC (33%).

³ CASTAÑO V., ELKIN. Revista Lecturas de Economía No. 41. “Combinación de pronósticos y variables predictoras con error”.

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 36).

Gráfica 36. Crecimiento anual de las variables empleadas en las proyecciones UPME



Fuente: UPME, Base de Datos XM (22 de Octubre), ONU, DANE e IDEAM, 2018.

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.

Tabla 7. Principales Supuestos Macroeconómicos, Sociales y Climáticos empleados en las proyecciones

	PIB (Precios Constantes – Miles de Millones de Pesos 2015)	Temperatura Media - Áreas Geográficas del SIN (°C)	Población (Millones de Habitantes)
2011	686.897	23,29	46.407
2012	713.707	23,31	46.881
2013	746.301	23,38	47.343
2014	781.589	23,55	47.792
2015	804.692	23,98	48.229
2016	820.485	24,21	48.653
2017	835.165	24,09	49.066
2018	856.620	24,00	49.465
2019	881.566	24,01	49.850
2020	908.702	24,10	50.220
2021	937.666	24,22	50.576
2022	968.063	24,26	50.917
2023	998.208	24,19	51.244
2024	1.029.784	24,22	51.556
2025	1.062.093	24,26	51.854
2026	1.095.899	24,27	52.139
2027	1.130.712	24,33	52.409
2028	1.166.983	24,36	52.665
2029	1.204.255	24,32	52.907
2030	1.242.768	24,30	53.134
2031	1.282.618	24,39	53.347
2032	1.323.713	24,38	53.546

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

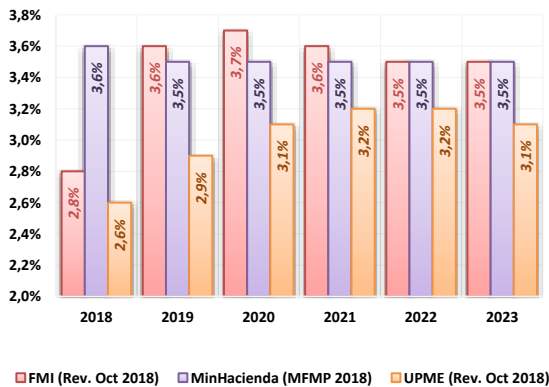
Tabla 8. Crecimiento anual de las variables empleadas en las proyecciones UPME

	Crecimiento Anual		
	PIB	Temperatura Media Áreas Geográficas del SIN	Población
2011	7,36%	-1,84%	1,06%
2012	3,90%	0,10%	1,02%
2013	4,57%	0,29%	0,98%
2014	4,73%	0,74%	0,95%
2015	2,96%	1,80%	0,91%
2016	1,96%	0,96%	0,88%
2017	1,79%	-0,48%	0,85%
2018	2,57%	-0,35%	0,81%
2019	2,91%	0,01%	0,78%
2020	3,08%	0,40%	0,74%
2021	3,19%	0,47%	0,71%
2022	3,24%	0,17%	0,67%
2023	3,11%	-0,29%	0,64%
2024	3,16%	0,14%	0,61%
2025	3,14%	0,16%	0,58%
2026	3,18%	0,02%	0,55%
2027	3,18%	0,26%	0,52%

	Crecimiento Anual		
	PIB	Temperatura Media Áreas Geográficas del SIN	Población
2028	3,21%	0,13%	0,49%
2029	3,19%	-0,14%	0,46%
2030	3,20%	-0,09%	0,43%
2031	3,21%	0,36%	0,40%
2032	3,20%	-0,06%	0,37%

Como se pudo observar en la Gráfica 37, 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 37. Crecimiento potencial de la economía



Fuente: UPME, MINHACIENDA, FMI, 2018.

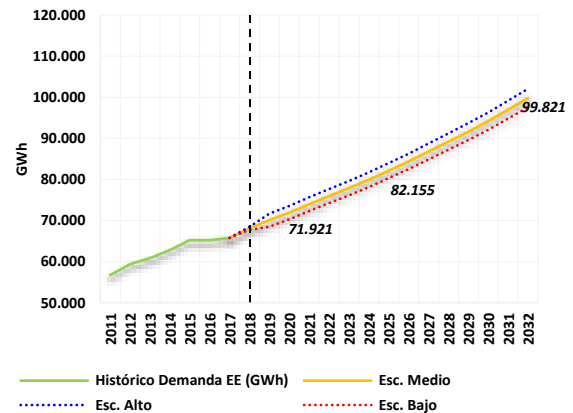
Cabe resaltar que en 2018, las expectativas de crecimiento potencial por parte de la UPME, se encuentran por debajo respecto a las demás entidades.

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 38 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	68.496	68.099	67.705
2019	71.685	70.098	68.522
2020	73.550	71.921	70.306
2021	75.637	73.962	72.301
2022	77.701	75.982	74.275
2023	79.645	77.881	76.131
2024	81.742	79.934	78.140
2025	84.015	82.155	80.309
2026	86.279	84.371	82.476
2027	88.731	86.770	84.822
2028	91.252	89.234	87.230
2029	93.736	91.663	89.605
2030	96.320	94.191	92.076
2031	99.206	97.014	94.837
2032	102.076	99.821	97.581

Gráfica 38. Proyección Demanda EE Anual (GWh) – Sin GCE ni Panamá

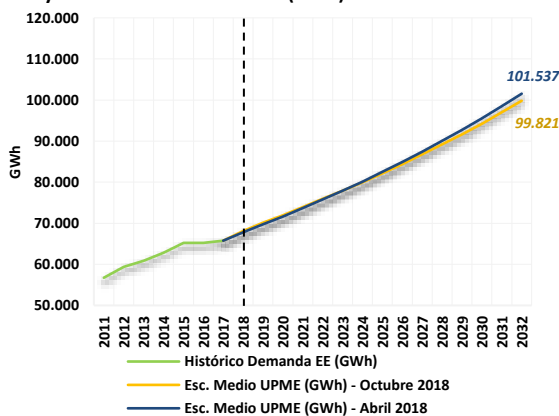


Fuente: UPME, Base de Datos XM (22 de Octubre), ONU, DANE e IDEAM, 2018.

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 2,82% en el escenario medio.

En la Gráfica 39 se muestra el cambio entre las proyecciones publicadas por la Unidad en Abril 2018 y la presente revisión.

Gráfica 39. Comparación Abril vs Octubre 2018 de la Proyección Demanda EE Anual (GWh) – Sin GCE ni Panamá



Fuente: UPME, Base de Datos XM (22 de Octubre), ONU, DANE e IDEAM, 2018.

El valor promedio de diferencia anual entre proyecciones en el escenario medio se encuentra alrededor del 0,72% en el período 2018 – 2032.

6.2 Demanda de potencia máxima a largo plazo (Anual)

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

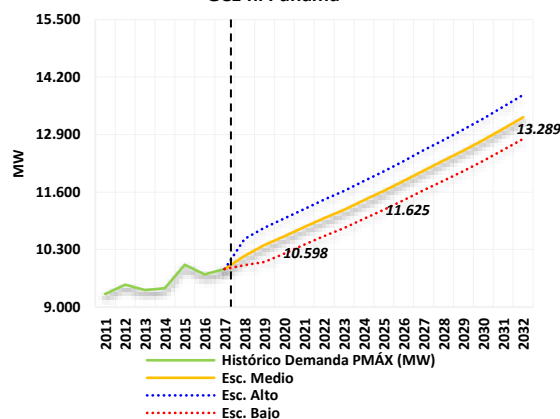
La Tabla 10 muestra estas proyecciones de demanda de potencia máxima, sin incluir la demanda de Grandes Consumidores Especiales ni ventas a Panamá.

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

Año	PROYECCIÓN MW		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2018	10.540	10.154	9.947
2019	10.797	10.402	10.021
2020	11.001	10.598	10.210
2021	11.216	10.805	10.410
2022	11.429	11.010	10.607
2023	11.624	11.198	10.788
2024	11.848	11.414	10.996
2025	12.067	11.625	11.199
2026	12.298	11.847	11.413
2027	12.543	12.084	11.641
2028	12.778	12.310	11.859
2029	13.014	12.537	12.078
2030	13.261	12.775	12.307
2031	13.527	13.031	12.554
2032	13.794	13.289	12.802

La Gráfica 40 muestra los resultados de esta proyección para el período 2018 - 2032.

Gráfica 40. Proyección Demanda PMÁX Anual (MW) – Sin GCE ni Panamá

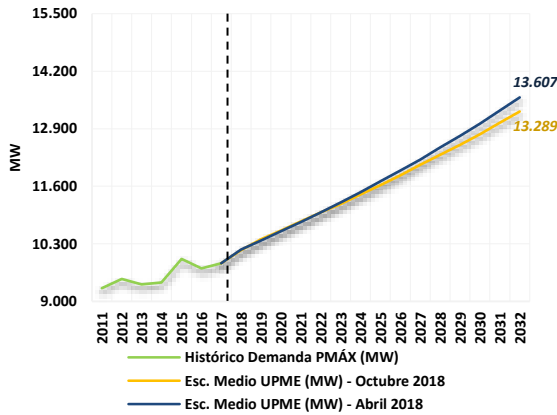


Fuente: UPME, Base de Datos XM (22 de Octubre), ONU, DANE e IDEAM, 2018.

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 2,01%.

En la Gráfica 41 se muestra el cambio entre las proyecciones publicadas por la Unidad en Abril 2018 y la presente revisión.

Gráfica 41. Comparación Abril 2018 vs Octubre 2018 de la Proyección Demanda PMÁX Anual (MW) – Sin GCE ni Panamá



Fuente: UPME, Base de Datos XM (22 de Octubre), ONU, DANE e IDEAM, 2018.

El valor promedio de diferencia anual entre proyecciones en el escenario medio, se encuentra alrededor del 0,90% en el período 2018 - 2032.

6.3 Demanda de Energía Eléctrica a corto plazo (Mensual)

El modelo de corto plazo utiliza los datos obtenidos del modelo de largo plazo de la demanda de energía eléctrica. Cabe anotar 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 – Septiembre 2018)	XM
Efecto Calendario	CALEND	Mensual (Enero 1991 – Diciembre 2032)	Construcción Propia

Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2018.

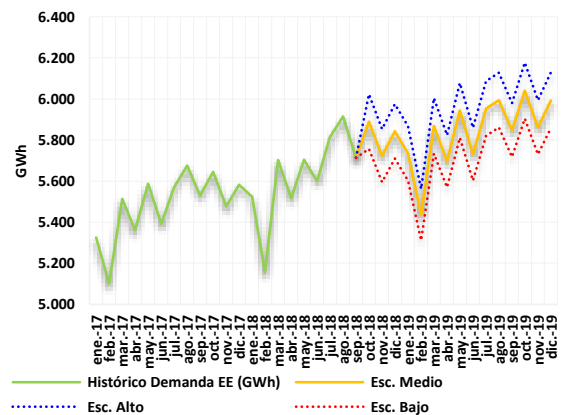
La Tabla 12 muestra los resultados de esta proyección sin incluir la demanda de Grandes Consumidores Especiales.

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

Mes	PROYECCIÓN GWh		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
oct-18	6.023	5.890	5.757
nov-18	5.853	5.723	5.594
dic-18	5.975	5.842	5.710
ene-19	5.867	5.734	5.603
feb-19	5.562	5.436	5.312
mar-19	6.004	5.868	5.734
abr-19	5.824	5.696	5.570
may-19	6.077	5.944	5.811
jun-19	5.859	5.730	5.603
jul-19	6.086	5.953	5.821
ago-19	6.128	5.994	5.861
sep-19	5.979	5.848	5.718
oct-19	6.177	6.040	5.904
nov-19	5.994	5.861	5.730
dic-19	6.128	5.993	5.858

La Gráfica 42 muestra los valores proyectados entre octubre de 2018 a diciembre 2019:

Gráfica 42. Proyección Demanda EE Mensual (GWh) – Sin GCE ni Panamá



Fuente: UPME, Base de Datos XM (22 de Octubre), 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.

6.4 Demanda de Potencia Máxima a corto plazo (Mensual)

Con los datos obtenidos del modelo de corto plazo de la demanda de energía eléctrica, el cual emplea el método de combinación de pronósticos, se realiza un modelo de regresión lineal de donde se obtienen las potencias máximas mensuales asociadas. La abreviatura y la periodicidad de las variables se muestran en la Tabla 13:

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

	ABREVIATURA	PERIODICIDAD	FUENTE
Demanda de Potencia Máxima :	DPMÁX	Mensual (Enero 1991 – Septiembre 2018)	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 octubre 2018 - diciembre 2019.

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

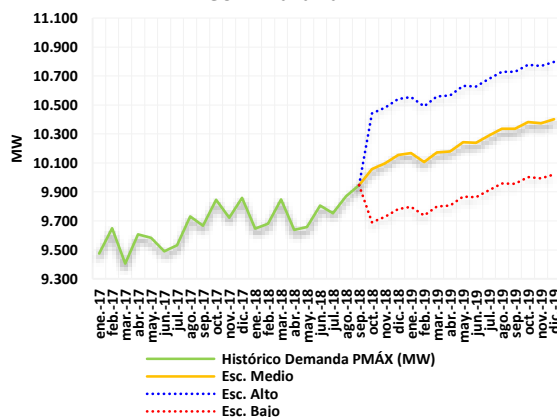
Mes	PROYECCIÓN MW		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
oct-18	10.441	10.059	9.690
nov-18	10.482	10.098	9.728
dic-18	10.540	10.154	9.782
ene-19	10.555	10.169	9.796
feb-19	10.491	10.107	9.737
mar-19	10.560	10.173	9.801
abr-19	10.566	10.179	9.806

⁴ SIEL. Sistema de Información Eléctrico Colombia. Demanda de Energía. Escenarios de Proyección de Demanda. En línea:

Mes	PROYECCIÓN MW		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
may-19	10.633	10.243	9.868
jun-19	10.628	10.238	9.863
jul-19	10.681	10.290	9.913
ago-19	10.730	10.337	9.958
sep-19	10.729	10.336	9.957
oct-19	10.777	10.383	10.002
nov-19	10.769	10.374	9.994
dic-19	10.797	10.402	10.021

Estos valores se ilustran en la Gráfica 43.

Gráfica 43. Proyección Demanda PMÁX Mensual (MW) – Sin GCE ni Panamá



Fuente: UPME, Base de Datos XM (22 de Octubre), ONU, DANE e IDEAM, 2018.

6.5 Demanda de Energía Eléctrica Total (Anual)

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

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

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

- 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 de Transporte	Meta 2032
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.

Generación distribuida

El artículo 11 de la Ley 143 de 1994, define el concepto de autogenerador como aquel generador que produce energía eléctrica exclusivamente para atender sus propias necesidades.

Mediante la Resolución 084 de 1996, la CREG reglamentó las actividades del autogenerador conectado al Sistema Interconectado Nacional (SIN).

La Ley 1715 de 2014, tiene por objeto promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en el sistema energético nacional.

Así mismo, autoriza la entrega de excedentes de energía a la red por parte de los autogeneradores y le otorga a la CREG la facultad de establecer los procedimientos para la conexión, operación, respaldo y comercialización de energía de la autogeneración y de la generación distribuida.

En particular, para la autogeneración a pequeña escala, la Ley 1715 de 2014 determinó que los elementos para promover esta actividad deben tener en cuenta la definición de mecanismos simplificados de conexión y la entrega de excedentes, así como, la aceptación de medidores bidireccionales de bajo costo para esta actividad.

La Ley 1715 de 2014, le confirió a la CREG la facultad de definir las normas, para la remuneración de los excedentes que generen autogeneradores de pequeña escala, que utilicen Fuentes No Convencionales de Energía Renovable-FNCER-, los cuales se reconocerán mediante un esquema bidireccional como créditos de energía.

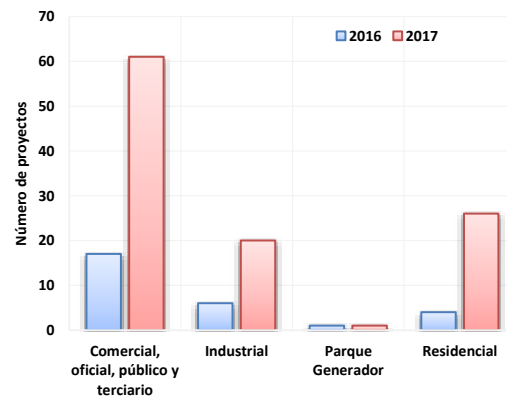
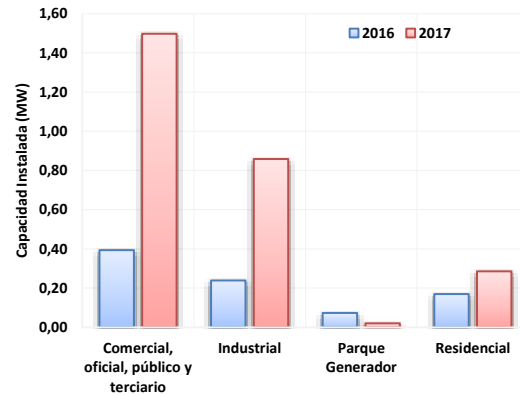
El límite de potencia máximo para que un autogenerador sea considerado como de pequeña escala, definido en la Resolución UPME 281 de 2015, es igual a 1 MW.

De otra parte, en la Resolución CREG 030 de 2018 en su artículo 3°, establece la definición de Generador distribuido (GD). Siendo este, la Persona jurídica que genera energía eléctrica cerca de los centros de consumo, y está conectado al Sistema de Distribución Local y con potencia instalada menor o igual a 0,1 MW.

Para nuestro caso particular, se empleó la base de datos de los proyectos que han

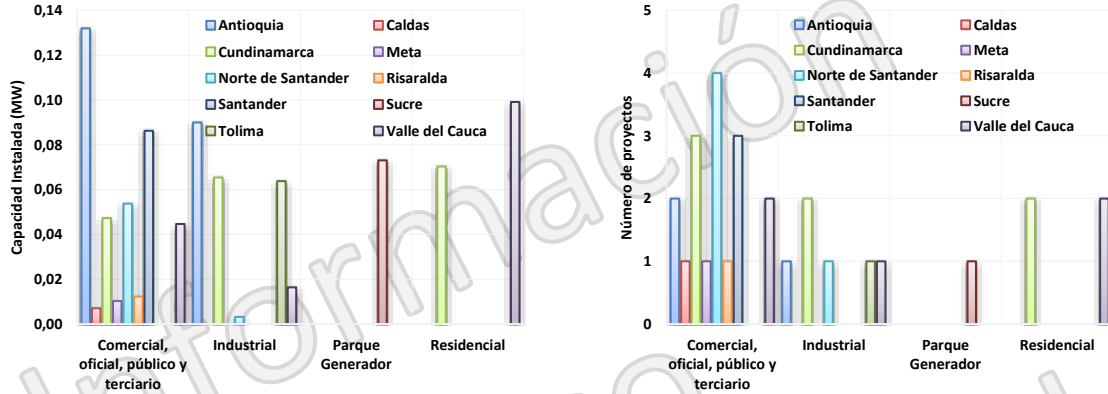
solicitado y se han certificado, para acceder a los incentivos tributarios contemplados en la citada ley 1715 de 2014, empleando Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE).

Gráfica 44. Proyectos para Generación Distribuida empleando FNCE (Solar Fotovoltaica) a nivel sectorial

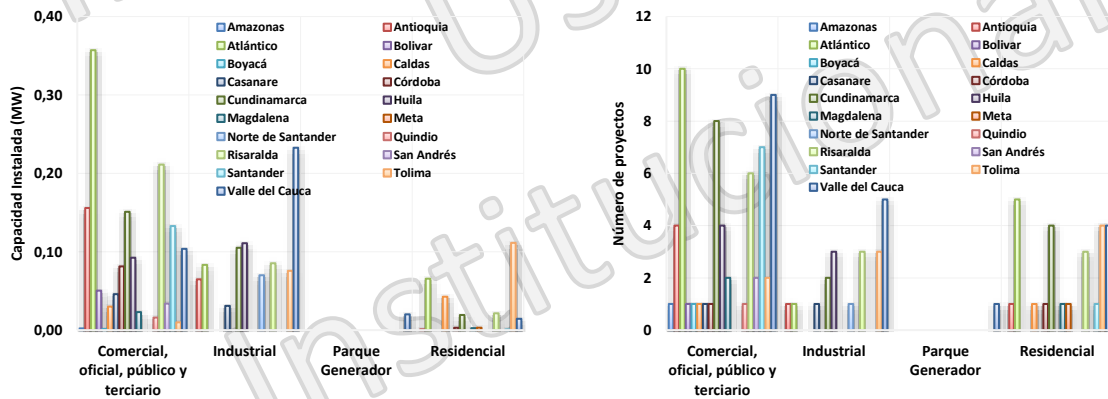


Fuente: UPME, 2018.

Gráfica 45. Proyectos para Generación Distribuida empleando FNCE (Solar Fotovoltaica) a nivel Sectorial y Regional
Año 2016



Año 2017



Fuente: UPME, 2018.

Con base en la información anterior, se empleó la Calculadora desarrollada por el Laboratorio Nacional de Energía Renovable (acrónimo en inglés NREL), la cual estima la producción de electricidad de un sistema fotovoltaico montado en una azotea o puesto en tierra conectado a la red, basado en el ingreso de algunos datos de referencia.

La calculadora estima la producción de electricidad mensual y anual de un sistema fotovoltaico utilizando una simulación de hora por hora durante un período de un año. Para representar las características físicas del

sistema, la calculadora requiere valores de seis entradas:

a) *Tamaño del sistema DC*

$$\text{Tamaño (kW)} = \frac{\text{Área de la matriz (m}^2) \times 1 \text{ kW}}{\text{m}^2 \times \text{Eficiencia del módulo (\%)}}$$

b) *Tipo de módulo*

Tipo de módulo	Material celular	Eficiencia Nominal Aprox.	Cubierta del módulo	Coefficiente de Temperatura de la energía
Estándar	Silicio cristalino	15%	Vaso	-0.47% / ° C
Premium	Silicio cristalino	19%	Vidrio con revestimiento antirreflectante	-0.35% / ° C
Película delgada	Película delgada	10%	Vaso	-0.20% / ° C

c) *Tipo de matriz: describe si los módulos fotovoltaicos en la matriz son fijos, o si se mueven para rastrear el movimiento del sol en el cielo con uno o dos ejes de rotación.*

d) *Pérdidas del sistema*

CATEGORÍA	VALOR POR DEFECTO (%)
Ensuciamiento	2
Sombreado	3
Nieve	0
Desajuste	2
Alambrado	2
Conexiones	0,5
Degradación inducida por la luz	1,5
Calificación de la placa de identificación	1
Años	0
Disponibilidad	3

e) *Ángulo de inclinación: es el ángulo con respecto a la horizontal de los módulos fotovoltaicos.*

f) *Ángulo de acimut de la matriz: es el ángulo en sentido horario desde el norte verdadero que describe la dirección a la que se enfrenta los módulos fotovoltaicos.*

Además, se empleó los datos reportados por el IDEAM⁵ en cuanto a Brillo (horas día) y Radiación Solar (kWh/m²), los cuales fueron contrastados con la base de datos de NREL - NSRDB⁶ (Base de Datos Nacional de Radiación Solar).

La NSRDB es una base muy completa de valores horarios y semanales de las tres mediciones más comunes de la radiación

solar (horizontal global, normal directa y horizontal difusa) y datos meteorológicos. Estos datos se han recopilado en un gran volumen en distintas ubicaciones, escalas temporales y espaciales para representar con precisión los climas regionales de radiación solar.

En la Tabla 15 y la Gráfica 46 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.

De lo anterior, se empleó la metodología utilizada por Staffell & Stefan⁷, 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).

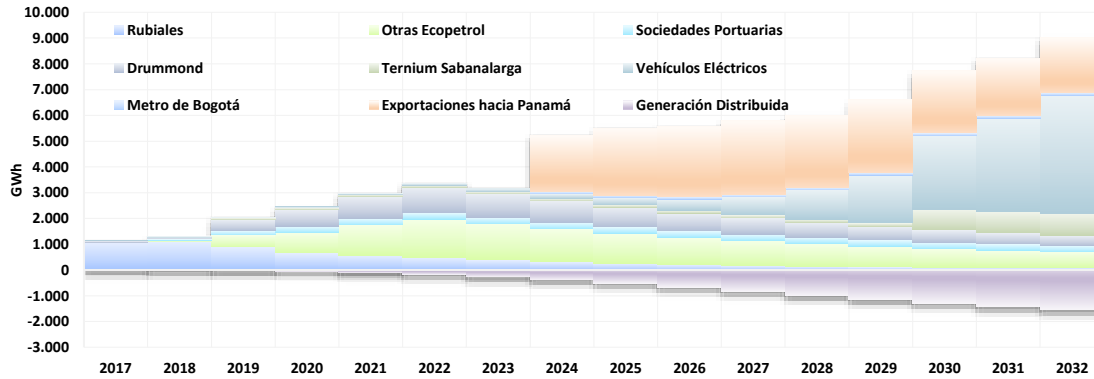
Es importante resaltar, que los valores presentados en éste informe en cuanto a la conexión con Panamá, fueron realizados como ejercicio de planeación en colaboración con la Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. –ETESA- de Panamá (la cual se encuentra analizándolos para su aval correspondiente). Estos valores permiten visualizar los posibles cambios estructurales en el SIN.

⁵ IDEAM. Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales. (2018). "Atlas de Radiación Solar, Ultravioleta y Ozono de Colombia". En línea: <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html> (Consulta: Junio de 2018)

⁶ NSRDB. National Solar Radiation Database (2018). "NSRDB Data Viewer". En línea: goo.gl/9iyt76 (Consulta: Junio de 2018).

⁷ 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

Gráfica 46. Proyección de la Demanda EE de GCE (GWh)



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

Tabla 15. Proyección de la Demanda EE de GCE (GWh)

AÑO	RUBIALES	OTRAS ECOPEETROL	SOCIEDADES PORTUARIAS	DRUMMOND	VEHÍCULOS ELÉCTRICOS	METRO DE BOGOTÁ	TERNIUM SABANALARGA	EXPORTACIONES HACIA PANAMÁ	GENERACIÓN DISTRIBUIDA
2017	1.074			62	3				5
2018	1.100	60	43	72	3				12
2019	892	467	165	438	21		66		27
2020	664	788	247	647	34		72		55
2021	580	1.173	247	856	52		79		102
2022	481	1.496	247	982	76		85		173
2023	391	1.401	247	919	114		92		268
2024	318	1.281	247	841	175	95	99	2.164	387
2025	264	1.161	247	762	272	97	105	2.580	526
2026	217	1.053	247	691	432	99	112	2.711	677
2027	178	965	247	633	695	101	118	2.845	839
2028	146	879	247	577	1.133	103	125	2.773	1.004
2029	121	800	247	525	1.861	105	131	2.809	1.158
2030	99	728	247	478	2.862	108	805	2.399	1.296
2031	99	664	247	436	3.620	110	828	2.196	1.434
2032	99	605	247	397	4.580	112	853	2.115	1.554

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.

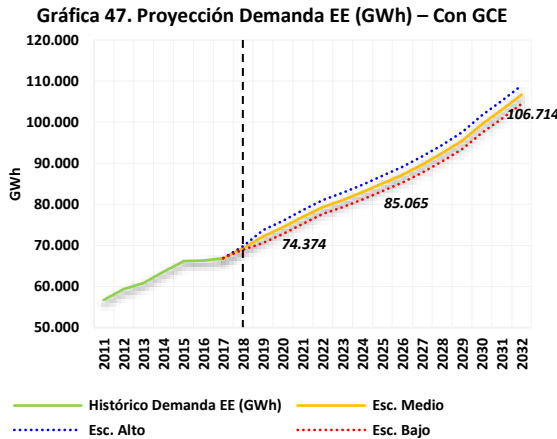
Los resultados de integrar estas demandas a la proyección de la demanda nacional de energía eléctrica (sin incluir GD), se muestran en la Tabla 16:

Tabla 16. Proyección de la Demanda EE Anual (GWh) – Con GCE y Panamá

Año	PROYECCIÓN GWH		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2018	69.762	69.365	68.971
2019	73.706	72.119	70.544
2020	75.947	74.319	72.704
2021	78.521	76.846	75.185
2022	80.895	79.176	77.469
2023	82.540	80.777	79.026
2024	86.575	84.767	82.972
2025	88.978	87.119	85.273

PROYECCIÓN GWH			
Año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2026	91.164	89.256	87.361
2027	93.674	91.713	89.765
2028	96.230	94.212	92.209
2029	99.177	97.104	95.045
2030	102.750	100.621	98.507
2031	105.970	103.779	101.602
2032	109.531	107.276	105.036

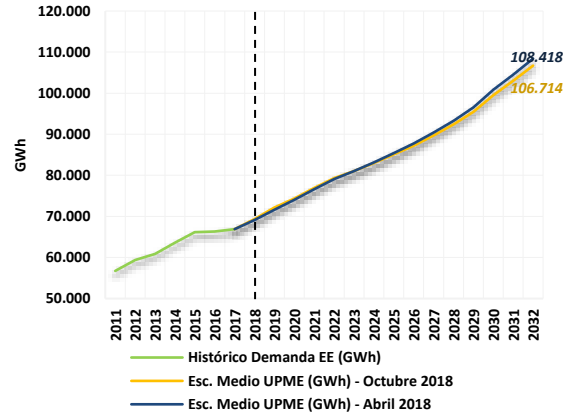
La Gráfica 47 ilustra la proyección nacional más los GCE la cual presenta un crecimiento promedio anual del 3,16% entre 2018 a 2032 para el escenario medio de proyección.



Fuente: UPME, Base de Datos XM (22 de Octubre), ONU, DANE e IDEAM, 2018.

En la Gráfica 48, se muestra el cambio entre las proyecciones publicadas por la Unidad en Abril 2018 y la presente revisión. El valor promedio de diferencia anual entre proyecciones en el escenario medio se encuentra alrededor del 0,70% en el período 2018 – 2032.

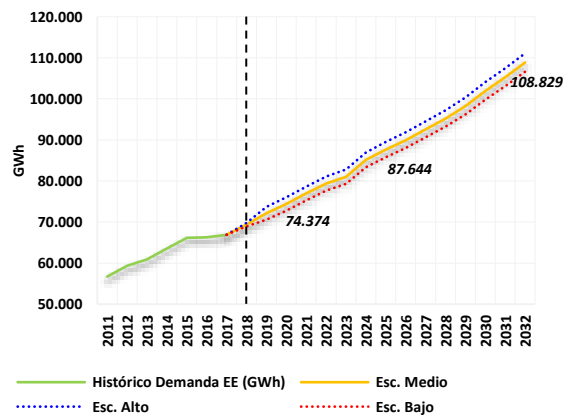
Gráfica 48. Comparación Abril vs Octubre 2018 de la Proyección Demanda EE Anual (GWh) – Con GCE



Fuente: UPME, Base de Datos XM (22 de Octubre), ONU, DANE e IDEAM, 2018.

En la Gráfica 49 se muestra la proyección conjunta nacional con GCE y Panamá, la cual tiene un crecimiento promedio anual en el escenario medio del 3,30% durante el período proyectado.

Gráfica 49. Proyección Demanda EE (GWh) – Con GCE y Panamá



Fuente: UPME, Base de Datos XM (22 de Octubre), ONU, DANE e IDEAM, 2018.

De otra parte, en la Tabla 17 y en la Gráfica 50 se muestra la proyección conjunta nacional con GCE, Panamá y GD, la cual tiene un crecimiento promedio anual en el escenario medio del 3,20% durante el período proyectado.

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

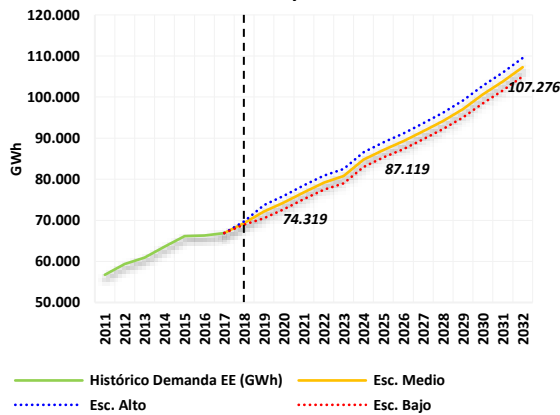
PROYECCIÓN GWH			
Año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2018	69.762	69.365	68.971
2019	73.706	72.119	70.544
2020	75.947	74.319	72.704
2021	78.521	76.846	75.185
2022	80.895	79.176	77.469
2023	82.540	80.777	79.026
2024	86.575	84.767	82.972
2025	88.978	87.119	85.273
2026	91.164	89.256	87.361
2027	93.674	91.713	89.765
2028	96.230	94.212	92.209
2029	99.177	97.104	95.045
2030	102.750	100.621	98.507
2031	105.970	103.779	101.602
2032	109.531	107.276	105.036

6.6 Demanda de Potencia Máxima Total (Anual)

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

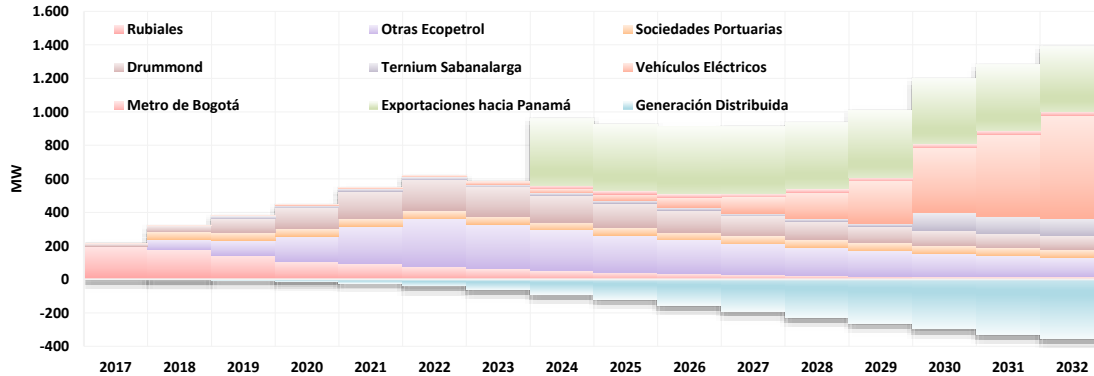
En la Tabla 18 y Gráfica 51 se presentan los valores de la proyección de la potencia eléctrica total anual de GCE (MW), los cuales se actualizaron con respecto a las solicitudes de conexión presentadas.

Gráfica 50. Proyección Demanda EE (GWh) – Con GCE, Panamá y GD



Fuente: UPME, Base de Datos XM (22 de Octubre), ONU, DANE e IDEAM, 2018.

Gráfica 51. Proyección de la Demanda Potencia Máxima de GCE (MW)



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

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

AÑO	RUBIALES	OTRAS ECOPEETROL	SOCIEDADES PORTUARIAS	DRUMMOND	VEHÍCULOS ELÉCTRICOS	METRO DE BOGOTÁ	TERNIUM SABANALARGA	EXPORTACIONES HACIA PANAMÁ	GENERACIÓN DISTRIBUIDA
2017	198			15	0				1
2018	178	60	47	35	1				3
2019	144	89	47	83	3		15		6
2020	107	150	47	123	5		15		12
2021	94	223	47	163	8		15		23
2022	78	285	47	187	11		15		40
2023	63	267	47	175	16		15		61
2024	51	244	47	160	25	19	15	400	88
2025	43	221	47	145	39	20	15	398	120
2026	35	200	47	132	61	20	15	400	155
2027	29	184	47	120	97	21	15	399	192
2028	24	167	47	110	157	21	15	395	229
2029	19	152	47	100	256	22	15	400	264
2030	16	139	47	91	390	22	105	389	296
2031	16	126	47	83	489	23	105	393	327
2032	16	115	47	83	614	24	105	387	354

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 19.

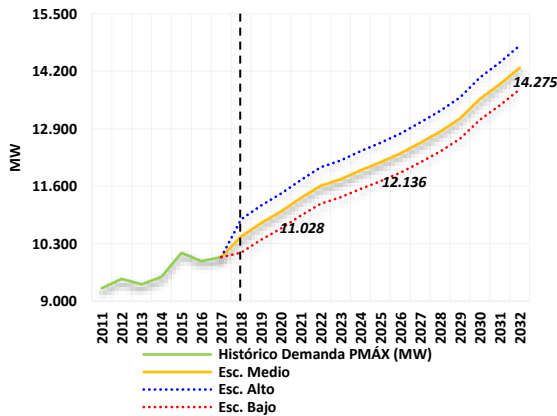
Tabla 19. Proyección de la Demanda PMÁX Anual (MW) – Con GCE y Panamá

Año	PROYECCIÓN MW		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2018	10.846	10.460	10.098
2019	11.158	10.762	10.381
2020	11.420	11.017	10.629
2021	11.723	11.312	10.916
2022	11.990	11.571	11.168
2023	12.127	11.702	11.292
2024	12.660	12.228	11.811
2025	12.851	12.409	11.983
2026	13.005	12.554	12.120
2027	13.221	12.762	12.319

PROYECCIÓN MW			
Año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2028	13.427	12.959	12.509
2029	13.721	13.244	12.785
2030	14.098	13.612	13.144
2031	14.394	13.899	13.421
2032	14.763	14.258	13.771

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 2,41% entre 2018 a 2032. (Gráfica 52)

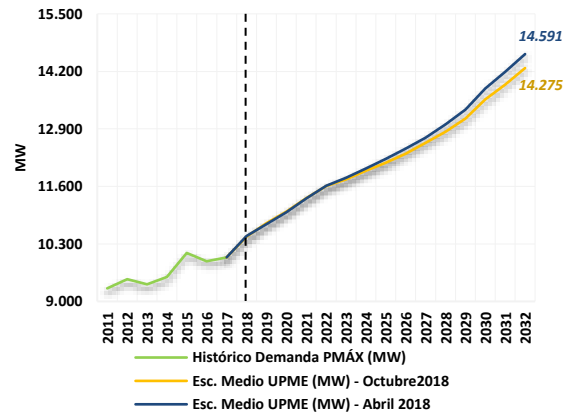
Gráfica 52. Proyección Demanda PMÁX (MW) – Con GCE



Fuente: UPME, Base de Datos XM (22 de Octubre), ONU, DANE e IDEAM, 2018.

En la Gráfica 53, se muestra el cambio entre las proyecciones publicadas por la Unidad en Abril de 2018 y la presente revisión. El valor promedio de diferencia anual entre proyecciones en el escenario medio, se encuentra alrededor del 0,86% en el período 2018 - 2032.

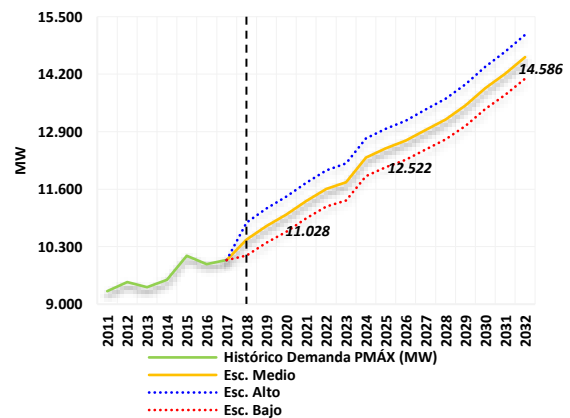
Gráfica 53. Comparación Abril vs Junio 2018 de la Proyección Demanda PMÁX Anual (MW) – Con GCE y Sin Panamá



Fuente: UPME, Base de Datos XM (22 de Octubre), ONU, DANE e IDEAM, 2018.

En la Gráfica 54 se muestra la proyección conjunta nacional con GCE y Panamá, la cual tiene un crecimiento promedio anual en el escenario medio del 2,56% durante el período proyectado.

Gráfica 54. Proyección Demanda PMÁX (MW) – Con GCE y Panamá



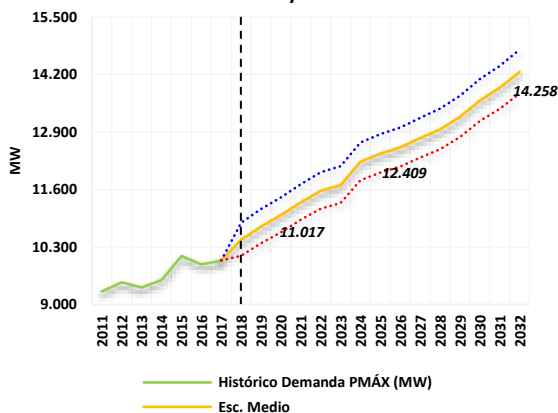
Fuente: UPME, Base de Datos XM (22 de Octubre), ONU, DANE e IDEAM, 2018.

De otra parte, en la Tabla 20 y en la Gráfica 55 se muestra la proyección conjunta nacional con GCE, Panamá y GD, la cual tiene un crecimiento promedio anual en el escenario medio del 2,40% durante el período proyectado.

Tabla 20. Proyección de la Demanda EE Anual (GWh) – Con GCE, Panamá y GD

Año	PROYECCIÓN MW		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2018	10.846	10.460	10.098
2019	11.158	10.762	10.381
2020	11.420	11.017	10.629
2021	11.723	11.312	10.916
2022	11.990	11.571	11.168
2023	12.127	11.702	11.292
2024	12.660	12.228	11.811
2025	12.851	12.409	11.983
2026	13.005	12.554	12.120
2027	13.221	12.762	12.319
2028	13.427	12.959	12.509
2029	13.721	13.244	12.785
2030	14.098	13.612	13.144
2031	14.394	13.899	13.421
2032	14.763	14.258	13.771

Gráfica 55. Proyección Demanda PMÁX (MW) – Con GCE, Panamá y GD



Fuente: UPME, Base de Datos XM (22 de Octubre), ONU, DANE e IDEAM, 2018.

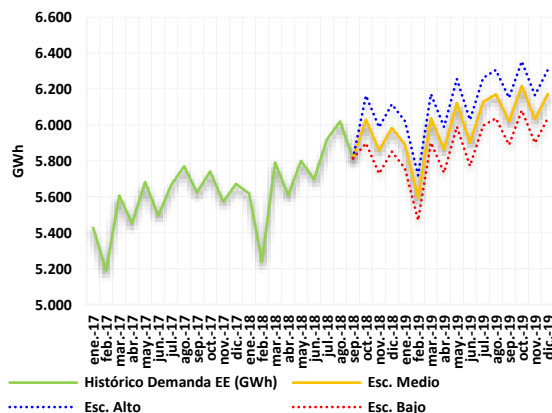
6.7 Demanda de Energía Eléctrica Total (Mensual)

A continuación, en la Tabla 21 y en la Gráfica 56 se presentan los resultados de la proyección de energía eléctrica mensual para el período Octubre 2018 - Diciembre 2019, en donde se incluye la proyección de la demanda de GCE.

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

Mes	PROYECCIÓN GWh		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
oct-18	6.164	6.030	5.897
nov-18	5.988	5.858	5.729
dic-18	6.116	5.983	5.851
ene-19	6.021	5.889	5.758
feb-19	5.719	5.594	5.469
mar-19	6.172	6.037	5.902
abr-19	5.990	5.862	5.735
may-19	6.256	6.123	5.991
jun-19	6.028	5.900	5.772
jul-19	6.261	6.128	5.995
ago-19	6.305	6.171	6.038
sep-19	6.151	6.020	5.890
oct-19	6.354	6.217	6.081
nov-19	6.165	6.032	5.901
dic-19	6.308	6.173	6.038

Gráfica 56. Proyección Demanda Mensual EE (GWh) – Con GCE



Fuente: UPME, Base de Datos XM (22 de Octubre), 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 4,26% durante el período proyectado.

En la Tabla 22 y en la Gráfica 57 se presentan los resultados de la proyección de energía eléctrica mensual para el período Octubre 2018 - Diciembre 2019, en donde se incluye la proyección de la demanda de GCE y GD.

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

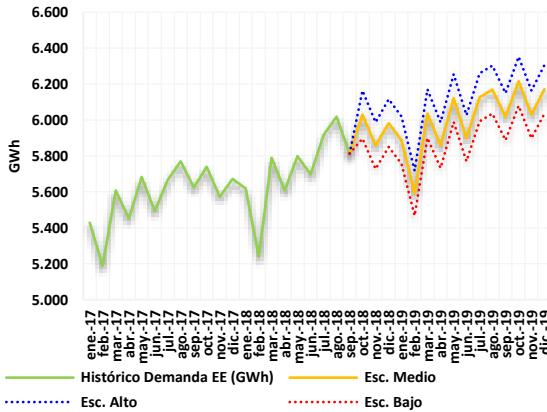
Mes	PROYECCIÓN GWh		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
oct-18	6.163	6.029	5.896
nov-18	5.987	5.857	5.728
dic-18	6.115	5.982	5.850
ene-19	6.019	5.887	5.755
feb-19	5.717	5.592	5.467
mar-19	6.170	6.035	5.900
abr-19	5.987	5.860	5.733
may-19	6.254	6.121	5.989
jun-19	6.026	5.898	5.770
jul-19	6.259	6.126	5.993
ago-19	6.303	6.169	6.035
sep-19	6.149	6.018	5.888
oct-19	6.352	6.215	6.079
nov-19	6.163	6.030	5.899
dic-19	6.306	6.170	6.036

2018 - Diciembre 2019, en donde se incluye la proyección de la demanda de GCE y GD.

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

Mes	PROYECCIÓN MW		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
oct-18	10.752	10.369	10.001
nov-18	10.802	10.418	10.048
dic-18	10.848	10.462	10.090
ene-19	10.906	10.519	10.146
feb-19	10.849	10.464	10.094
mar-19	10.911	10.524	10.151
abr-19	10.918	10.531	10.158
may-19	10.991	10.601	10.226
jun-19	10.986	10.597	10.222
jul-19	11.044	10.652	10.275
ago-19	11.088	10.695	10.316
sep-19	11.090	10.697	10.318
oct-19	11.147	10.752	10.372
nov-19	11.150	10.755	10.375
dic-19	11.164	10.768	10.387

Gráfica 57. Proyección Demanda Mensual EE (GWh) – Con GCE y GD



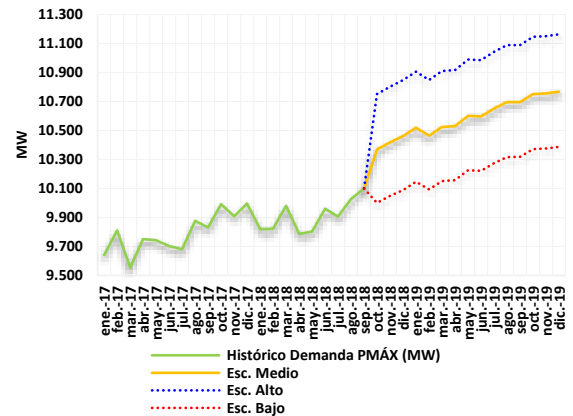
Fuente: UPME, Base de Datos XM (22 de Octubre), ONU, DANE e IDEAM, 2018.

En la gráfica anterior, la cual integra la demanda del SIN + GCE + GD, tiene un crecimiento promedio mensual en el escenario medio del 4,25% durante el período proyectado.

6.8 Demanda de Potencia Máxima Total (Mensual)

En la Tabla 23 y en la Gráfica 58 se presentan los resultados de la proyección de potencia máxima mensual para el período Octubre

Gráfica 58. Proyección Demanda Mensual PMÁX (MW) – Con GCE



Fuente: UPME, Base de Datos XM (22 de Octubre), ONU, DANE e IDEAM, 2018.

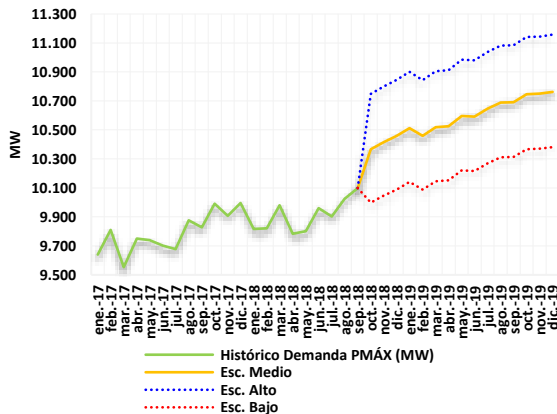
En la gráfica anterior, la cual integra la demanda del SIN + GCE, tiene un crecimiento promedio mensual en el escenario medio del 5,65% durante el período proyectado.

En la Tabla 24 y en la Gráfica 59 se presentan los resultados de la proyección de potencia máxima mensual para el período Octubre 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 y GD

PROYECCIÓN MW			
Mes	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
oct-18	10.749	10.367	9.998
nov-18	10.800	10.416	10.046
dic-18	10.846	10.460	10.088
ene-19	10.900	10.513	10.140
feb-19	10.843	10.459	10.089
mar-19	10.905	10.518	10.145
abr-19	10.913	10.525	10.153
may-19	10.985	10.595	10.220
jun-19	10.981	10.592	10.216
jul-19	11.038	10.647	10.270
ago-19	11.082	10.689	10.310
sep-19	11.084	10.691	10.312
oct-19	11.141	10.746	10.366
nov-19	11.145	10.750	10.370
dic-19	11.158	10.762	10.381

Gráfica 59. Proyección Demanda Mensual PMÁX (MW) – Con GCE y GD



Fuente: UPME, Base de Datos XM (22 de Octubre), 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 5,62% durante el período proyectado.

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

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:

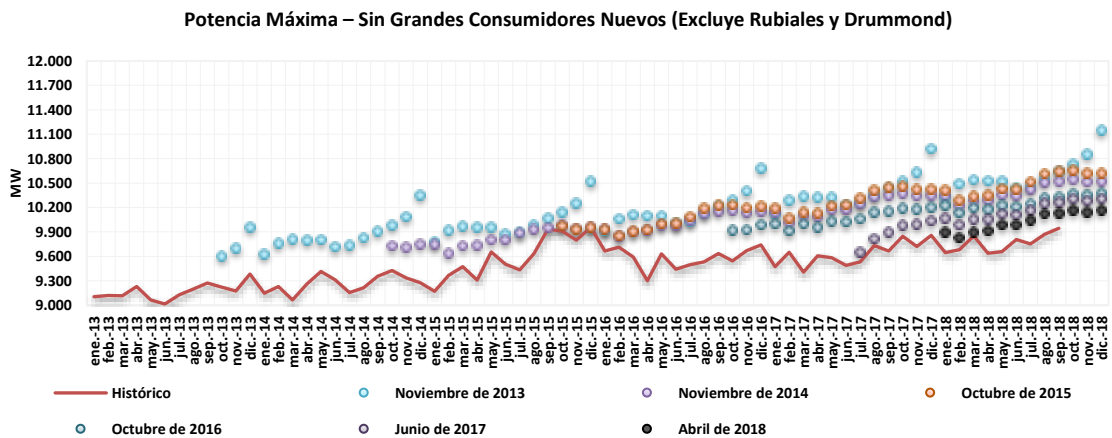
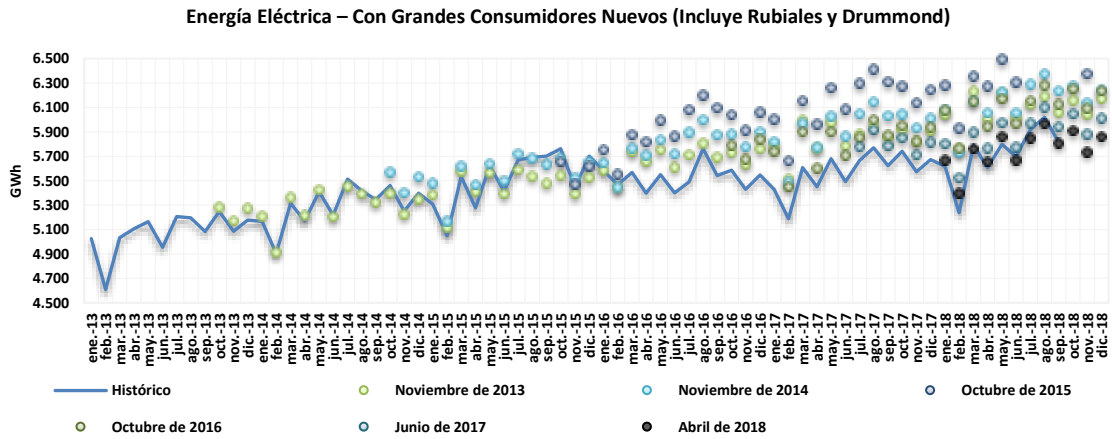
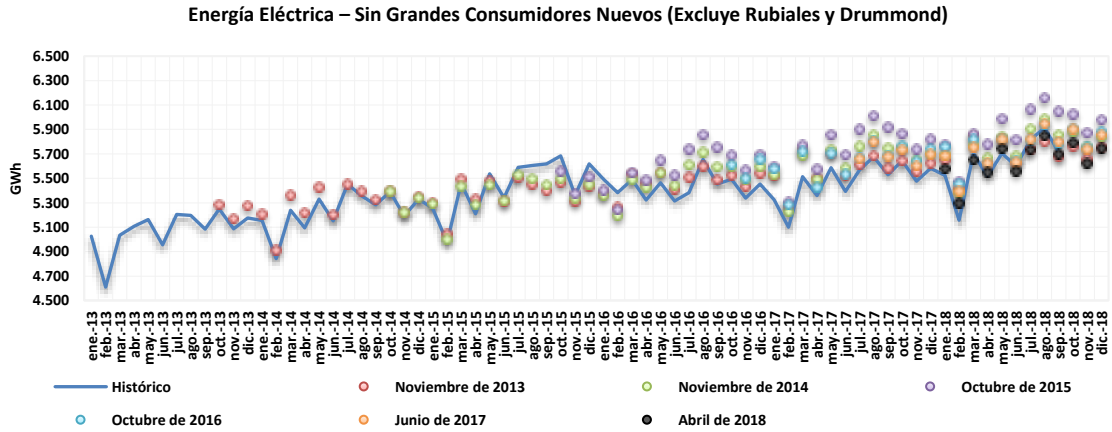
- a. Se analizó el comportamiento del total histórico de las proyecciones realizadas en la Unidad desde noviembre 2013 a Abril de 2018, con respecto a los valores realmente demandados. Empleando el Error Promedio Porcentual (APE), el Error Promedio Absoluto (AAE), y el Error Cuadrático Medio (MSE) (Gráfica 60 y Tabla 25).

Tabla 25. Errores de las proyecciones

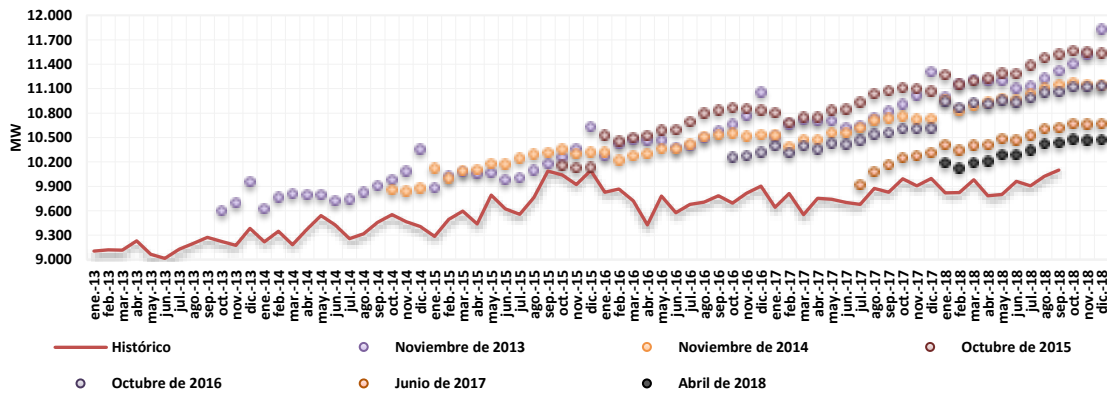
	ENERGÍA ELÉCTRICA					
	Con Grandes Consumidores Nuevos (Incluye Rubiales y Drummond)			Sin Grandes Consumidores Nuevos (Excluye Rubiales y Drummond)		
	APE	AAE	MSE	APE	AAE	MSE
Nov. 2013	2,33%	170	0,15%	0,78%	90	0,04%
Mar. 2014	1,27%	181	0,15%	-0,41%	92	0,05%
Jul. 2014	3,77%	229	0,24%	0,54%	110	0,05%
Nov. 2014	4,53%	261	0,28%	1,26%	117	0,06%
Mar. 2015	3,64%	253	0,26%	1,45%	137	0,07%
Jul. 2015	6,20%	397	0,59%	1,20%	132	0,07%
Oct. 2015	8,73%	500	0,90%	3,70%	229	0,20%
Ene. 2016	6,55%	368	0,48%	4,72%	264	0,25%
Jun. 2016	6,79%	381	0,48%	4,50%	247	0,21%
Oct. 2016	5,01%	281	0,27%	2,53%	138	0,08%
Feb. 2017	2,27%	126	0,07%	1,97%	110	0,05%
Jun. 2017	2,45%	138	0,07%	1,86%	103	0,04%
Abr. 2018	2,33%	170	0,15%	0,78%	90	0,04%

	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	7,76%	754	0,72%	6,45%	615	0,46%
Mar. 2014	5,33%	538	0,42%	3,88%	379	0,19%
Jul. 2014	7,04%	686	0,57%	4,50%	434	0,25%
Nov. 2014	7,38%	720	0,61%	4,81%	462	0,27%
Mar. 2015	5,90%	602	0,49%	3,85%	395	0,21%
Jul. 2015	8,78%	879	0,97%	3,83%	390	0,20%
Oct. 2015	10,71%	1.051	1,27%	5,80%	559	0,38%
Ene. 2016	9,02%	885	0,88%	6,62%	638	0,46%
Jun. 2016	9,06%	890	0,89%	5,85%	564	0,36%
Oct. 2016	8,11%	798	0,71%	4,49%	434	0,21%
Feb. 2017	5,18%	510	0,28%	3,86%	373	0,16%
Jun. 2017	4,58%	454	0,23%	2,92%	284	0,10%
Abr. 2018	3,71%	367	0,14%	2,24%	218	0,06%

Gráfica 60. Histórico de las proyecciones – Revisión Noviembre de 2013 a Revisión Abril de 2018



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

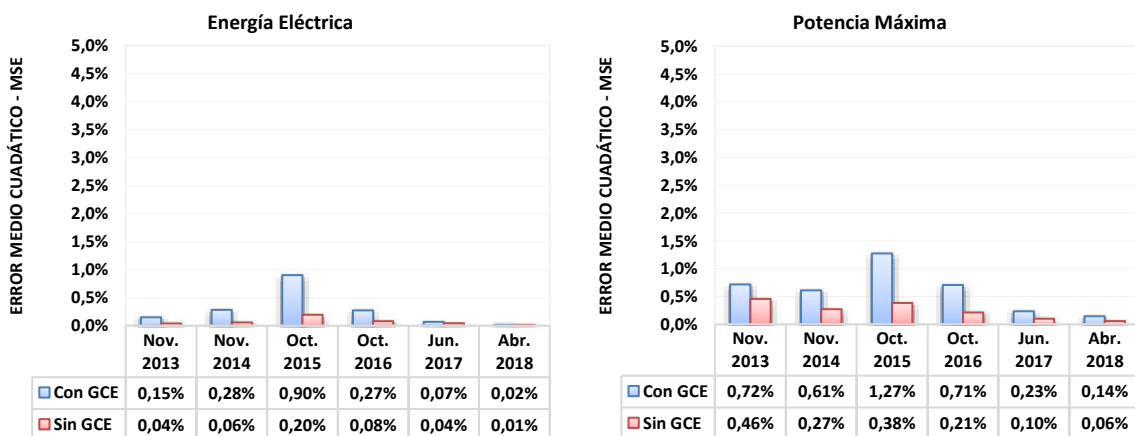


Fuente: UPME, Base de Datos XM (22 de Octubre), 2018.

b. El desempeño de los modelos de noviembre de 2013 hasta marzo de 2018 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 0,90% y 0,01% en el MSE de las proyecciones respectivamente. (Gráfica 61).

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 1,27% y 0,06% en el MSE de las proyecciones.

Gráfica 61. Seguimiento al Error Medio Cuadrático de las Revisiones Publicadas por la Unidad



Fuente: UPME, Base de Datos XM (22 de Octubre), 2018.

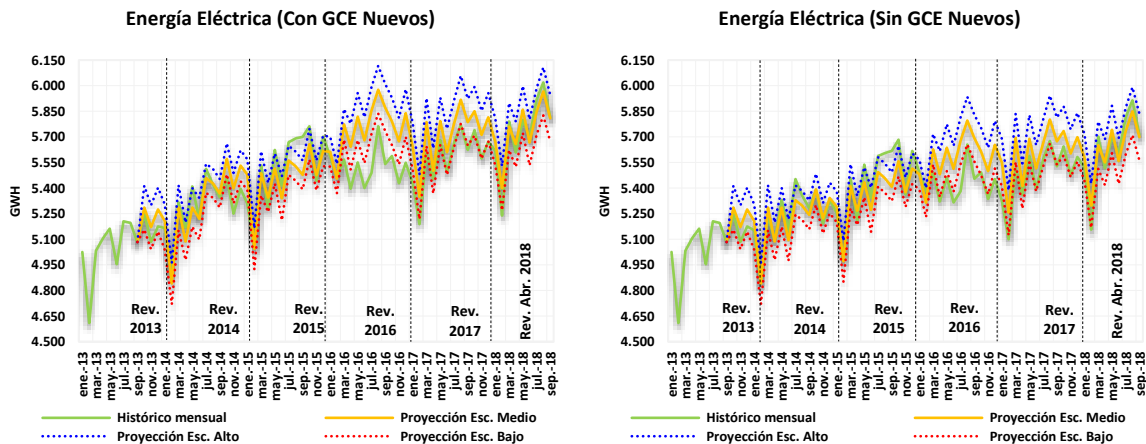
Los informes de proyección de demanda de energía eléctrica y potencia máxima para Colombia presentados cuatrimestralmente por la entidad, han mostrado una alto grado de correlación entre las variables empleadas (PIB, Población y Temperatura de las áreas geográficas del SIN).

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.

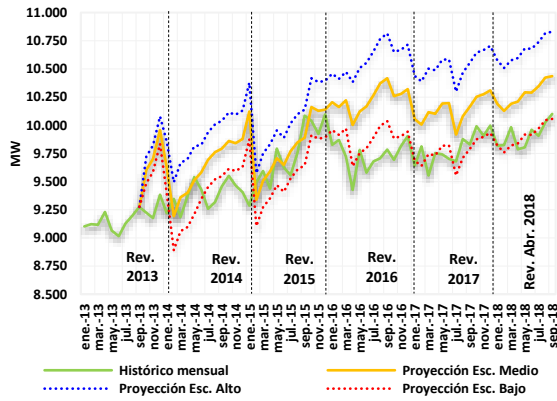
La incorporación de la demanda constituida como Grandes Consumidores Especiales (GCE – Rubiales y Drummond), se realiza de acuerdo a una constante verificación del avance de dichas conexiones y se ajusta en función de los retrasos en la ejecución reales verificados.

Los modelos empleados para este seguimiento de la demanda se han ajustado y han reflejado el comportamiento de la demanda real del SIN (Gráfica 62).

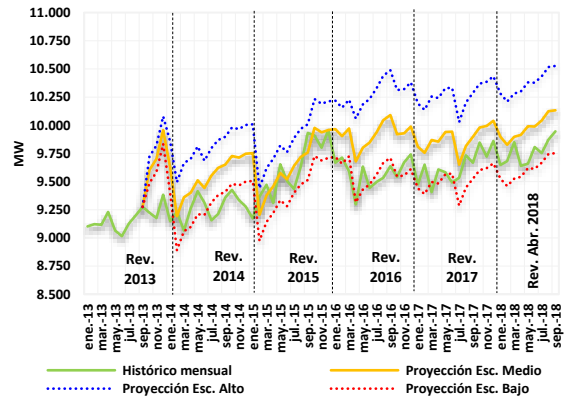
Gráfica 62. Seguimiento a las Proyecciones de Demanda de EE



Potencia Máxima (Con GCE Nuevos)



Potencia Máxima (Sin GCE Nuevos)



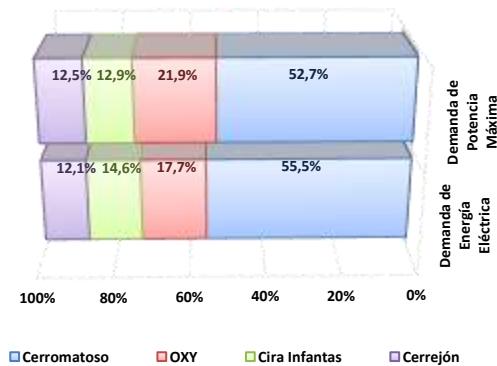
Fuente: UPME, Base de Datos XM (22 de Octubre), 2018.

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

Indicadores de desempeño de los GCE

Se evidencia que los GC Existentes (Cerromatoso, Cerrejón, La Cira-Infantas, OXY) 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 para el período 2011-2018.

Gráfica 63. Participación Promedio mensual de los GC Existentes (2011 – 2018p)



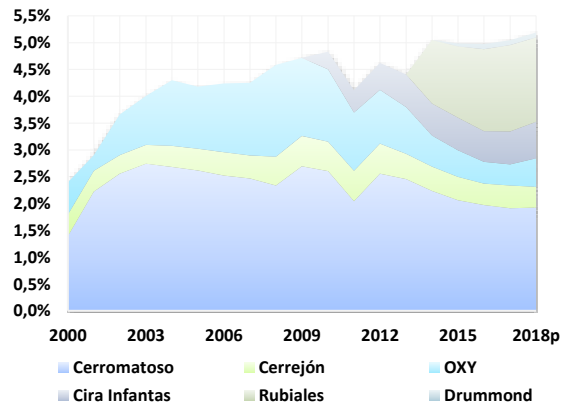
Fuente: UPME, Base de Datos XM (22 de Octubre), 2018.

De otra parte, Cerromatoso y OXY poseen alrededor del 75% en la participación de los Grandes Consumidores Existentes. A continuación, se presenta las participaciones de estos 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 5,24% en octubre de 2018. La participación promedio mensual de los GCE en la demanda total de energía eléctrica para el período enero de 2000 a septiembre de 2018, se encuentra en

4,33%; y alcanza un máximo de 5,59% en febrero de 2014 y un mínimo de 1,79% en octubre de 2000.

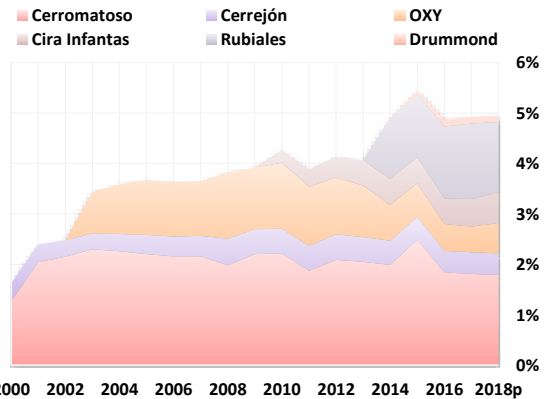
Gráfica 64. Evolución de la Participación Promedio Anual de los GCE en la Demanda de Energía Eléctrica



Fuente: UPME, Base de Datos XM (22 de Octubre), 2018.

- **Potencia máxima:** pasa de alrededor de 1,62% de la demanda total desde enero de 2000 y llega hasta 5,08% en octubre de 2018. La participación promedio mensual de los GCE en la demanda máxima de potencia para el período enero de 2000 a septiembre de 2018, encuentra en 3,86%; y alcanza un máximo de 5,94% en julio de 2015 y un mínimo de 1,50% en marzo de 2000.

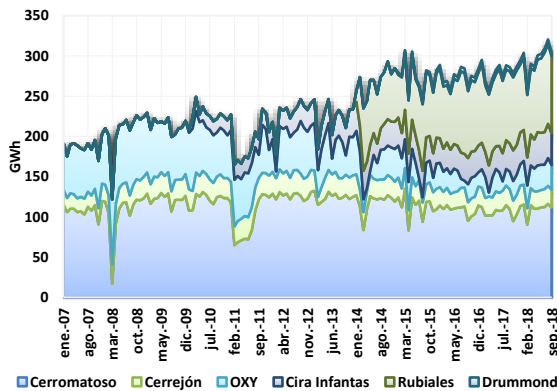
Gráfica 65. Evolución de la Participación Promedio Anual de los GCE en la Demanda de Potencia Máxima



Fuente: UPME, Base de Datos XM (22 de Octubre), 2018.

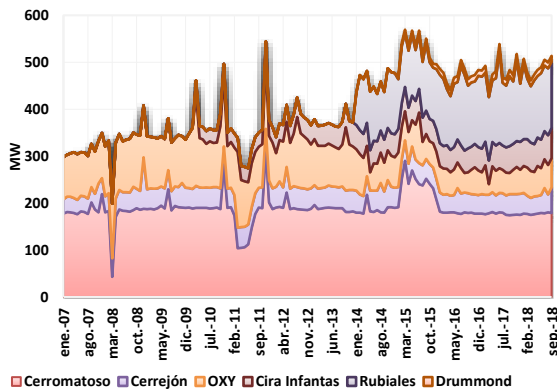
Como insumo de las proyecciones de demanda de energía eléctrica que hace la UPME; se emplea la información del SIN. La cual incorpora información de los agentes en mención, por lo que se incluyen dentro de la bolsa de energía usada para modelar la demanda total. A continuación se presenta un seguimiento de la demanda de estos:

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



Fuente: UPME, Base de Datos XM (22 de Octubre), 2018.

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



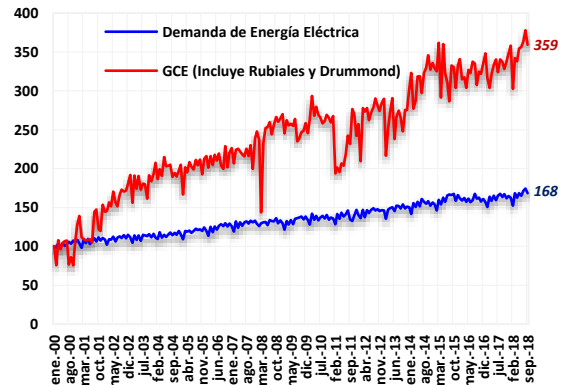
Fuente: UPME, Base de Datos XM (22 de Octubre), 2018.

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 octubre de 2018 ha crecido 3,59 veces, mientras la demanda del SIN solamente ha crecido 1,68 veces, lo cual demuestra que los GCE poseen una dinámica y un crecimiento más pronunciado con relación a la demanda del SIN, la cual muestra un crecimiento moderado, tendencial y con estacionalidad. (Gráfica 68).

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

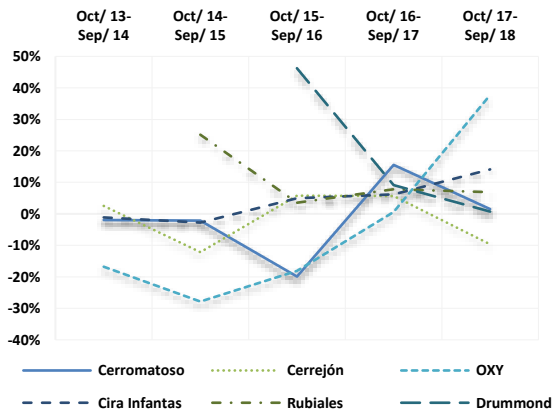


Fuente: UPME, Base de Datos XM (22 de Octubre), 2018.

El índice para la Demanda de energía eléctrica del SIN, alcanza un máximo de 1,74 veces en agosto de 2018, y un mínimo de 0,98 veces en febrero de 2000. Mientras que los GCE, alcanzan un máximo de 3,78 veces en agosto de 2018, y un mínimo de 0,76 veces en febrero de 2000.

El crecimiento de los GC durante los últimos 5 años (Gráfica 69), muestra distintas dinámicas de comportamiento debido a diversos fenómenos socioeconómicos, climáticos, O&M, entre otros. El crecimiento anual promedio para estos son: Cerromatoso (-1,4%), Cerrejón (-1,6%), OXY (-4,9%), La Cira Infantas (4,3%), Rubiales (10,8%) y Drummond (18,7%).

Gráfica 69. Crecimiento promedio de la demanda de energía eléctrica de los GCE en los últimos 5 años

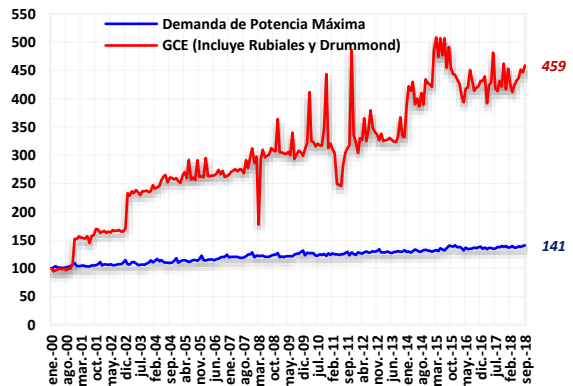


Fuente: UPME, Base de Datos XM (22 de Octubre), 2018.

b. Potencia máxima: Tomando como base enero de 2000, la demanda de los grandes consumidores a octubre de 2018 ha crecido 4,59 veces, mientras la demanda del SIN ha crecido 1,41 veces. (Gráfica 70).

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

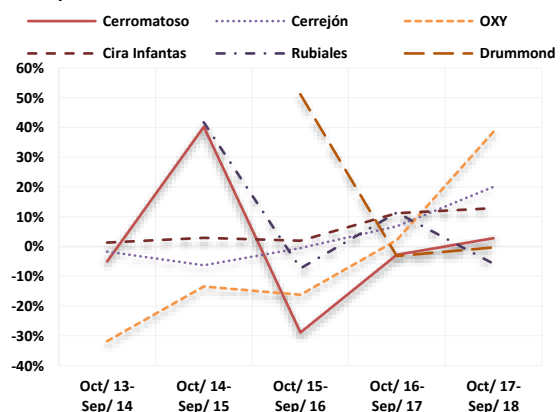
Gráfica 70. Índice de la demanda de potencia máxima (Base Enero de 2000 = 100)



Fuente: UPME, Base de Datos XM (22 de Octubre), 2018.

El crecimiento de los GC durante los últimos 5 años (Gráfica 71), muestra distintas dinámicas de comportamiento debido a diversos fenómenos socioeconómicos, climáticos, O&M, entre otros. El crecimiento anual promedio para estos son: Cerromatoso (1,3%), Cerrejón (3,7%), OXY (-4,2%), La Cira Infantas (6,1%), Rubiales (10,0%) y Drummond (15,9%).

Gráfica 71. Crecimiento promedio de la demanda de potencia máxima de los GCE en los últimos 5 años



Fuente: UPME, Base de Datos XM (22 de Octubre), 2018.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- **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. ISSN 2323-0622. Páginas 59 – 80. (Consulta: Septiembre 30 de 2014).
- **DANE. Departamento Administrativo Nacional de Estadística. (2018).** “PIB. Cuentas departamentales”. En línea: <http://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/cuentas-nacionales/cuentas-nacionales-departamentale> (Consulta: Octubre de 2018).
- -----. **Departamento Administrativo Nacional de Estadística. (2018).** “PIB. Cuentas Trimestrales”. En línea: <http://www.dane.gov.co/index.php/cuentas-economicas/cuentas-trimestrales> (Consulta: Octubre 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).
- **DARMSTADTER, JOEL. (2004).** “Energy and Population”. Resources for the Future, pages: 1 – 10, Issue Brief 04–01, <http://home.wlu.edu/~caseyj/RFFEnergy.pdf> (Consulta: Junio 25 de 2018).
- **IDEAM. Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales. (2018).** “Atlas de Radiación Solar, Ultravioleta y Ozono de Colombia”. En línea: <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html> (Consulta: Junio de 2018)
- -----. **Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales. (2015).** Bases de Datos de Temperaturas. Bogotá, Colombia. (Consulta: Noviembre de 2015).
- **IMF. International Monetary Fund. (2018).** World Economic Outlook Database, October 2018. 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: Octubre 22 de 2018).
- **MINHACIENDA. Ministerio de Hacienda y Crédito Público. (2018).** Marco Fiscal de Mediano Plazo 2018, 06 de julio de 2018. En línea: http://www.minhacienda.gov.co/HomeMinhacienda/ShowProperty?nodeId=%2F0CS%2FP_MHCP_WCC-119167%2F%2FidcPrimaryFile&revision=latestreleased (Consulta: Octubre 22 de 2018).
- **NSRDB. National Solar Radiation Database (2018).** “NSRDB Data Viewer”. En línea: goo.gl/9iyt76 (Consulta: Junio de 2018).

- ROSENFELD, A. H., KAARSBERG, T. M., ROMM, J. J. (2001). "Efficiency of Energy Use". The Macmillan Encyclopedia of Energy, John Zumerchik, Editor in CHIEF, Macmillan Reference USA
- SUI. Sistema Único de Información. (2018). bodega de datos el Reporteador O3. En línea: <http://bi.superservicios.gov.co/cas/login?service=http%3A%2F%2Fbi.superservicios.gov.co%3A80%2Fo3portal%2F> (Consulta: Septiembre 15 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: Octubre 21 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/IndicadoresdePronosticosOficialesdeDemanda.aspx> En línea: Consulta: Octubre 22 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: Octubre 22 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%20Potencia%20\(kW\).aspx](http://informacioninteligente10.xm.com.co/demanda/Paginas/Demanda%20de%20Potencia%20(kW).aspx) (Consulta: Octubre 22 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
Síguenos en: @UPMEOFICIAL