

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

**Revisión  
Febrero de 2019**



**Proyección de Demanda de Energía Eléctrica  
en Colombia  
Revisión Febrero de 2019**

*"We really can't forecast all that well,  
and yet we pretend that we can,  
but we really can't".*

*Alan Greenspan*

*"Your eyes are too pure to look on what is evil,  
And you cannot tolerate wickedness.  
Why, then, do you tolerate the treacherous  
And keep silent when a wicked man swallows  
up someone more righteous than he is?".*

*Habacuc 1:13*

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  
Febrero de 2019

## TABLA DE CONTENIDO

<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>4</b>
<b>1. PANORAMA INTERNACIONAL: SE REDUCEN LAS EXPECTATIVAS DE CRECIMIENTO EN LOS PAÍSES DESARROLLADOS, SE ACELERA EL CRECIMIENTO DE ESTADOS UNIDOS, Y SE ACENTÚA LA DESACELERACIÓN DE CHINA.....</b>	<b>9</b>
<b>2. ECONOMÍA COLOMBIANA: RECUPERACIÓN QUE AVANZA AUNQUE AMENAZADA A MEDIANO PLAZO POR EL DETERIORO DEL ENTORNO EXTERNO.....</b>	<b>11</b>
<b>3. ANÁLISIS MICROECONÓMICO MERCADOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA .....</b>	<b>15</b>
<b>4. PREVISIONES MACROECONÓMICAS DE CORTO Y MEDIANO PLAZO.....</b>	<b>18</b>
<b>5. EFICIENCIA ENERGÉTICA: RELACIÓN ENTRE INTENSIDAD ENERGETICA Y CONSUMO PER CÁPITA.....</b>	<b>21</b>
<b>6. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA EN COLOMBIA .....</b>	<b>25</b>
6.1 Demanda de Energía Eléctrica a largo plazo (Anual) .....	25
6.2 Demanda de potencia máxima a largo plazo (Anual) .....	28
6.3 Demanda de Energía Eléctrica a corto plazo (Mensual) .....	29
6.4 Demanda de Potencia Máxima a corto plazo (Mensual) .....	30
6.5 Demanda de Energía Eléctrica Total (Anual).....	31
6.6 Demanda de Potencia Máxima Total (Anual) .....	36
6.7 Demanda de Energía Eléctrica Total (Mensual) .....	39
6.8 Demanda de Potencia Máxima Total (Mensual).....	40
<b>ANEXO A. SEGUIMIENTO A LAS PROYECCIONES DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA .....</b>	<b>42</b>
Análisis de Sesgo Sistemático.....	42
<b>ANEXO B. EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA .....</b>	<b>47</b>
Indicadores de desempeño de los GCE.....	47
Demanda comercial de energía eléctrica por tipo de mercado .....	50
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>51</b>

## INTRODUCCIÓN

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

En esta revisión, se resaltan los siguientes elementos:

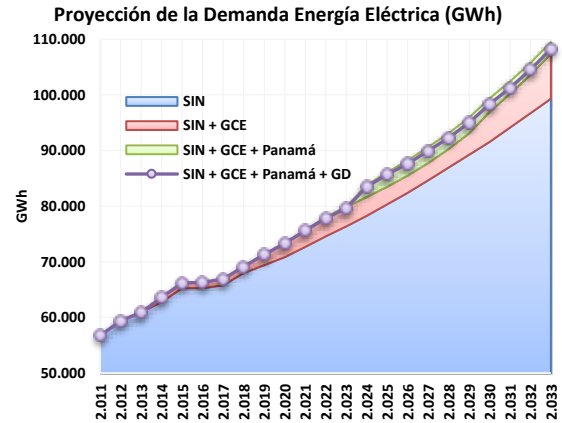
1. Tras haber enfrentado de 2015 a 2017, una fuerte desaceleración de la economía, como consecuencia de la caída de precios de crudo, la economía colombiana mostró señales claras de recuperación en 2018, creciendo 2.7% casi el doble del crecimiento en 2017 (1.4%). De los 12 sectores productivos que conforman el Producto Interno Bruto – PIB, sólo uno tuvo contracción: Minería, que se contrajo 0.8%, aunque con una tendencia clara de recuperación, dado que en 2017 este sector se había contraído en 0.8%.
2. Los sectores que más contribuyeron al crecimiento en 2018, fueron actividades profesionales (5%), administración pública (4.1%), comercio (3.1) y comunicaciones (3.1%). Sin embargo, el aspecto más notable del crecimiento económico en 2018, ha sido la recuperación de la industria, que creció 2%, tras haberse contraído 1.8% en 2017, lo que incidió en la baja dinámica que se presentó hasta el primer semestre de 2018, en la demanda de electricidad y gas natural.
3. Aunque a nivel general, la inflación tuvo un excelente desempeño, siendo de 3.2% en 2018, y bajar hasta 3% en los primeros dos meses de 2019, las presiones inflacionarias que la energía viene presentado, preocupan, dado que el Fenómeno del Niño ha tenido una intensidad mucho menor a la que se presentó en 2016, y a pesar del retraso del proyecto de Hidroituango, la infraestructura energética del país sigue sólida sin riesgos de suministro, y capaz de responder a la aceleración del crecimiento económico que en 2019, se espera, se acentúe.
4. En 2018, la inflación de gas fue 5.8%, mientras en electricidad, de 8.8%, y en combustibles, de 8.4%, muy por encima del resto de bienes. Factores externos han también contribuido a la inflación de energéticos: la depreciación del peso colombiano, que fue en promedio de 9.4% en 2018, el repunte en el precio del petróleo y el gas a lo largo de 2018 hasta la primera semana de octubre, cuando el crudo alcanzó un máximo de USD 85 dólares por barril, y la mayor intensidad del invierno en Estados Unidos, que presionó al alza el Henry Hub, precio referente del gas natural.
5. Las mayores presiones inflacionarias de los energéticos en Colombia, se han reflejado en un incremento de la sensibilidad de la demanda frente a los precios, en los mercados de gas natural y electricidad.

6. En cuanto refiere al mercado de electricidad, la industria no regulada es quien experimenta la mayor sensibilidad, con niveles observados de elasticidad mayor a uno (más altos si se considera la facturación por consumo pero no el precio). En el mercado de gas natural se presenta una mayor sensibilidad en industria, independiente de si hace parte del mercado regulado o no. A pesar del repunte en precios de la energía, la demanda de electricidad y gas natural muestra un repunte notable consistente con el aumento de la capacidad instalada, la cual se ubica en promedio, por encima del 80%, en el segundo semestre de 2018, y acorde con la recuperación de la dinámica de crecimiento de la actividad industrial.
7. El nuevo Gobierno ha sido activo en la actividad legislativa, en el propósito de estimular la confianza de los inversionistas y de promover a través del emprendimiento, la economía, procurando que Colombia retorne dentro de los próximos cuatro años, a crecer alrededor de su tasa potencial, estimada en un rango entre 3.7% y 4.1%.
8. La Ley de Financiamiento que fue el principal acto legislativo del Nuevo Gobierno, reduce cargas impositivas a las empresas, y crea estímulos tributarios en la economía del emprendimiento, que el Gobierno reconoce como Economía Naranja.
9. En consecuencia, considerando las mejores señales de los indicadores líderes, en particular asociados con la industria y la construcción, así como el impacto positivo que la reducción de impuestos de la Ley de Financiamiento debe tener en la inversión, la Subdirección de Demanda de la UPME ha incrementado su previsión de crecimiento de 3.2% a 3.5% para 2019, así como ha elevado su previsión de crecimiento a 2022 de 3% a 3.5%. Adicionalmente, la estimación de crecimiento potencial a 10 años, dentro de un escenario base se ha movido de 3% a 3.2%, y dentro de un escenario optimista de 3.5% a 4.1%. Esto a pesar, que el entorno externo, en particular por la crisis económica que enfrentan Argentina y Brasil, y la severa recesión de Venezuela, restringen el potencial de crecimiento de las economías latinoamericanas más sólidas (Colombia, Chile, México y Perú).
10. Finalmente, vale mencionar las implicaciones que tendrán los resultados del Censo 2018 en política pública, crecimiento económico, y la capacidad de consumo de energía de los hogares. Los dos primeros informes que el DANE ha publicado sobre el último censo, muestran que Colombia ha acelerado su envejecimiento, los hogares se han reducido en su tamaño a 3.3 personas, la tasa de natalidad y el número de hijos por mujer se siguen reduciendo, y que en consecuencia, la población colombiana que se preveía en 50 millones de personas, se ubicaría a Junio 30 de 2018 en 45.5 millones de personas.

11. Las implicaciones de una población menor a la estimada, en una perspectiva a 2050, deben llevar a un replanteamiento de la política fiscal, donde el régimen vigente de transferencias, llevaría a una disminución en términos reales, de los recursos que recibirían municipios y departamentos. Así mismo, es posible que metas previstas de alcanzar a muy largo plazo en materia de cobertura, estuvieran prontas de alcanzarse, y que en consecuencia, programas de ayudas y de subsidios deberán rediseñarse frente a una nueva realidad, con un país menos joven, donde la reducción del tamaño de hogares ha ido acompañada de una mayor capacidad de ingreso y consumo del colombiano promedio.
12. Colombia, se ubica en el puesto 90 del ranking del IDH para 2018. En cuanto al consumo per cápita, Colombia en el año 2017 se ubica en el puesto 10 a nivel de Sudamérica, muy cercano a los consumos per cápita de Ecuador y Guyana.
13. Los resultados mostraron que la reducción de la Intensidad Energética se debe al incremento de la proporción del consumo residencial y comercial energético respecto al total. Así, los bienes durables (la iluminación, el aire acondicionado, la refrigeración) representan una parte cada vez más importante del presupuesto y generan más demanda energética residencial y comercial.
14. De otra parte, se evidencia que la economía del país se ha ido desplazando de la industria a los servicios (reducción de actividades intensivas en energía “manufactura y/o minería” y el incremento de actividades con baja intensidad energética), lo que ha llevado a una separación del crecimiento económico del consumo de energía.
15. Como se mencionó en el informe anterior de Octubre de 2018, se tuvo en cuenta la normativa regulatoria y los decretos pertinentes a la Generación Distribuida. Además, se empleó nuevamente 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), la cual fue actualizada por el Grupo de Incentivos y Certificaciones a principios del presente año.
16. La diferencia y reducción de la presente revisión de la proyección de la demanda con la revisión de Octubre de 2018, se debe en gran medida a la desaceleración de la proyección del crecimiento potencial de la economía en algunos períodos de la misma, tales como: 2023-2024, y 2028-2044.
17. El crecimiento promedio anual para la demanda de energía eléctrica para el período comprendido entre 2018 a 2032 será: SIN (2,56%), SIN+GCE (2,98%), SIN + GCE + Panamá (3,12%) y SIN + GCE + Panamá + GD (3,04%).

18. El crecimiento promedio anual para la demanda de potencia máxima para el período comprendido entre 2018 a 2032 será: SIN (1,91%), SIN+GCE (2,36%), SIN + GCE + Panamá (2,51%) y SIN + GCE + Panamá + GD (2,38%).
19. Para los modelos de demanda de energía eléctrica (incluyendo y excluyendo los “GCE” Rubiales y Drummond), se han obtenido reducciones del 0,92% y 0,01% en el MSE de las proyecciones respectivamente.
20. En cuanto a los modelos de demanda de potencia máxima (incluyendo y excluyendo los “GCE” Rubiales y Drummond), se obtuvieron reducciones del 1,34% y 0,03% en el MSE de las proyecciones.
21. El crecimiento anual promedio de la demanda de energía eléctrica, durante los últimos 8 años para los Grandes Consumidores existentes (GC): Cerromatoso (-0,4%), Cerrejón (-1,2%), OXY (-6,5%), La Cira Infantas (13,1%), Rubiales (10,4%) y Drummond (23,4%).
22. El crecimiento anual promedio de la demanda de potencia máxima, durante los últimos 8 años para los Grandes Consumidores existentes (GC) fue: Cerromatoso (-2,9%), Cerrejón (5,5%), OXY (-9,7%), La Cira Infantas (11,2%), Rubiales (6,7%) y Drummond (12,2%).

### Resumen de Resultados Demanda Energía Eléctrica 2019 - 2033



Fuente: UPME, 2019.

- 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
2019	69.402	71.335	71.335	71.314
2020	70.842	73.324	73.324	73.282
2021	72.701	75.688	75.688	75.608
2022	74.583	77.958	77.958	77.822
2023	76.349	79.875	79.875	79.664
2024	78.245	81.623	83.786	83.483
2025	80.333	83.503	86.083	85.670
2026	82.421	85.477	88.188	87.657
2027	84.669	87.761	90.606	89.948
2028	86.963	90.307	93.080	92.292
2029	89.216	93.122	95.931	95.023
2030	91.548	96.977	99.376	98.360
2031	94.130	100.207	102.403	101.279
2032	96.695	103.640	105.755	104.537
2033	99.288	107.405	109.521	108.226



- 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
2019	2,2%	3,2%	3,2%	3,2%
2020	2,1%	2,8%	2,8%	2,8%
2021	2,6%	3,2%	3,2%	3,2%
2022	2,6%	3,0%	3,0%	2,9%
2023	2,4%	2,5%	2,5%	2,4%
2024	2,5%	2,2%	4,9%	4,8%
2025	2,7%	2,3%	2,7%	2,6%
2026	2,6%	2,4%	2,4%	2,3%
2027	2,7%	2,7%	2,7%	2,6%
2028	2,7%	2,9%	2,7%	2,6%
2029	2,6%	3,1%	3,1%	3,0%
2030	2,6%	4,1%	3,6%	3,5%
2031	2,8%	3,3%	3,0%	3,0%
2032	2,7%	3,4%	3,3%	3,2%
2033	2,7%	3,6%	3,6%	3,5%

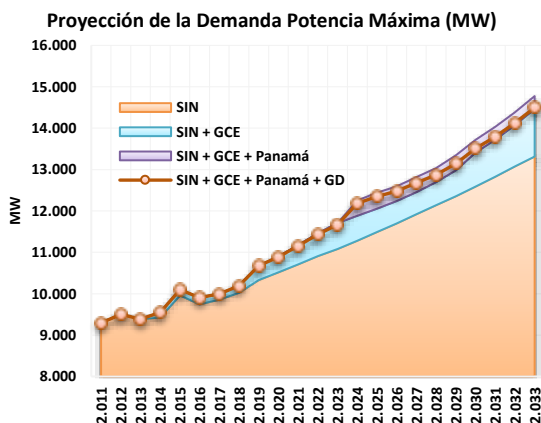
- Los resultados de la proyección de potencia máxima total se muestran en la Tabla 3.

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

Año	PROYECCIÓN ESCENARIO MEDIO			
	SIN	SIN + GCE	SIN + GCE + Panamá	SIN + GCE + Panamá + GD
2019	10.333	10.680	10.680	10.675
2020	10.513	10.896	10.896	10.887
2021	10.711	11.175	11.175	11.159
2022	10.905	11.461	11.461	11.432
2023	11.082	11.706	11.706	11.664
2024	11.284	11.886	12.251	12.186
2025	11.486	12.050	12.436	12.348
2026	11.698	12.236	12.595	12.481
2027	11.925	12.456	12.816	12.676
2028	12.141	12.698	13.038	12.876
2029	12.358	12.982	13.343	13.147
2030	12.584	13.403	13.719	13.506
2031	12.826	13.722	14.030	13.792
2032	13.071	14.071	14.382	14.125
2033	13.315	14.463	14.774	14.495

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

### Resumen de Resultados Demanda Potencia Máxima 2019 - 2033



Fuente: UPME, 2019.

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

Año	PROYECCIÓN ESCENARIO MEDIO			
	SIN	SIN + GCE	SIN + GCE + Panamá	SIN + GCE + Panamá + GD
2019	3,1%	4,8%	4,8%	4,8%
2020	1,7%	2,0%	2,0%	2,0%
2021	1,9%	2,6%	2,6%	2,5%
2022	1,8%	2,6%	2,6%	2,5%
2023	1,6%	2,1%	2,1%	2,0%
2024	1,8%	1,5%	4,7%	4,5%
2025	1,8%	1,4%	1,5%	1,3%
2026	1,9%	1,5%	1,3%	1,1%
2027	1,9%	1,8%	1,8%	1,6%
2028	1,8%	1,9%	1,7%	1,6%
2029	1,8%	2,2%	2,3%	2,1%
2030	1,8%	3,2%	2,8%	2,7%
2031	1,9%	2,4%	2,3%	2,1%
2032	1,9%	2,5%	2,5%	2,4%
2033	1,9%	2,8%	2,7%	2,6%

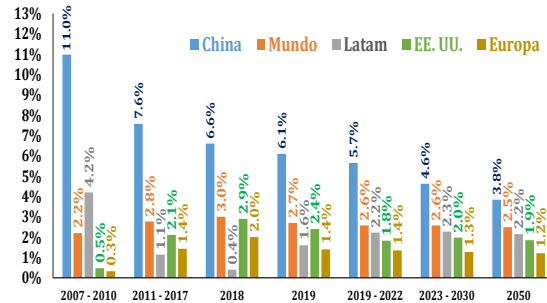
### 1. PANORAMA INTERNACIONAL: SE REDUCEN LAS EXPECTATIVAS DE CRECIMIENTO EN LOS PAÍSES DESARROLLADOS, SE ACELERA EL CRECIMIENTO DE ESTADOS UNIDOS, Y SE ACENTÚA LA DESACELERACIÓN DE CHINA

La economía mundial ha venido enfrentando un clima de tensión marcado por dos hechos: el enfrentamiento comercial entre Estados Unidos y China; la entrada en vigencia del Brexit, que marcará la salida de Gran Bretaña de la Unión Europea, la segunda economía más grande de la región. Adicional a ello, en Latinoamérica, se ha agudizado la crisis de Venezuela, reflejada en una ola migratoria sin precedentes, donde Colombia ha sido el principal receptor. Se estima que a Colombia han llegado alrededor de 3.4 millones de venezolanos en los últimos seis años, cifra que podría incrementarse hasta 6 millones al finalizar 2020, teniendo en cuenta que cada día llegan a Colombia alrededor de 5000 venezolanos según cifras de la Oficina de Migración.

Estados Unidos ha venido liderando el crecimiento de los países desarrollados en la presente década (Gráfica 1). La reforma tributaria hecha por el Gobierno de Trump, que redujo la carga impositiva de las empresas estadounidenses, de 35% a 21%, así como la tributación efectiva por repatriación de ganancias de empresas estadounidenses en el exterior, ha estimulado la inversión y el aumento de los flujos de capitales a Estados Unidos, lo que se reflejó en una aceleración del crecimiento económico, el cual se ubicó en 4% en el primer semestre del año, y 2.9% al finalizar 2018.

El desempleo en Estados Unidos se ha reducido a 3.7%, una cifra inferior a la estimación de su tasa natural (4%).

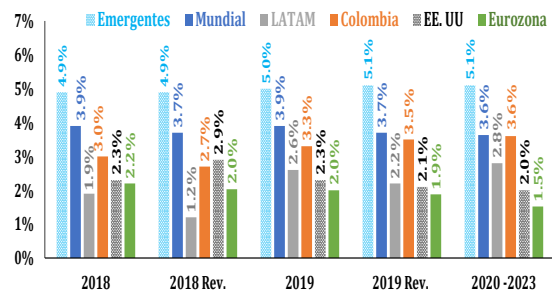
Gráfica 1. Evolución Crecimiento Económico Mundial y Perspectiva Largo Plazo



Fuente: FMI – Wood Mackenzie (2018)

Comparativamente, Estados Unidos fue la única región económica que se revisó al alza en crecimiento económico en 2018, mientras Latinoamérica enfrentó una drástica revisión a la baja, tanto en 2018, creciendo 0.7 puntos porcentuales por debajo de lo previsto, como en las previsiones para 2019 donde crecerá 2.2%, significativamente por debajo del promedio mundial (Gráfica 2)

Gráfica 2. Previsión Crecimiento Económico Mediano Plazo Mundial - Revisión Oct. 2018.



Fuente: FMI (2018)

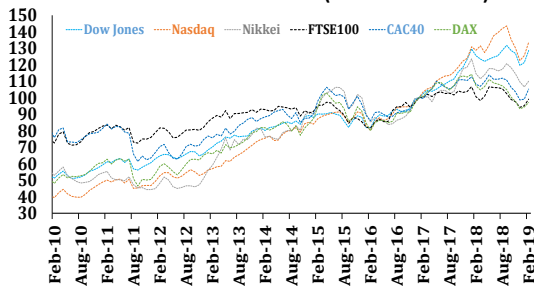
Sin embargo, las preocupaciones se tornan alrededor de la desaceleración que tendría la economía de Estados Unidos en 2019 – 2022.

Estas preocupaciones, llevaron a una fuerte corrección en los mercados accionarios (Gráfica 3) así como en el precio de las materias primas, en particular el petróleo, que luego de alcanzar los USD 85 por barril, en la referencia Brent, cayó hasta ubicarse sobre los USD 50, en diciembre (Gráfica 4).

Posteriormente, los mercados han venido tomando un nuevo impulso, ante una mejor expectativa de crecimiento en Estados Unidos. Si bien la economía de EE. UU., crecerá menos en 2019 tras el choque positivo que produjo la reforma fiscal de la Administración Trump, un crecimiento de 2% como se prevé a 2022, está distante de ser un escenario de crisis, que pudiera afectar la confianza del inversionista a niveles de la crisis 2007 – 2009.

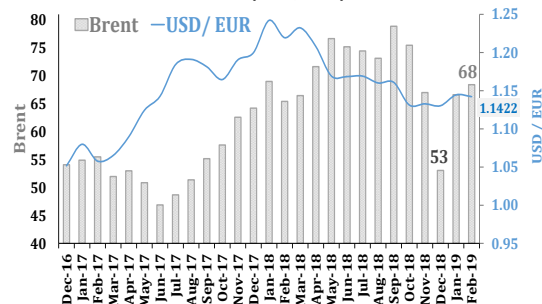
Las tasas del Tesoro Americano que venían ubicándose por encima del 3% en respuesta a las presiones inflacionarias, y la expectativa de un mayor incremento en las tasas de la Reserva Federal de EE. UU., retornaron a (Gráfica 5 – 6), corrigieron a la baja, ubicándose a marzo de 2019 en niveles de 2.6% a 10 años, nivel que también se alcanzó en las tasas de corto plazo, acentuando el aplanamiento a lo largo de la curva de rendimientos, lo que responde al temor de una brusca desaceleración de la economía de EE. UU en 2020.

Gráfica 3. Índices Accionarios (Enero 2017 = 100)



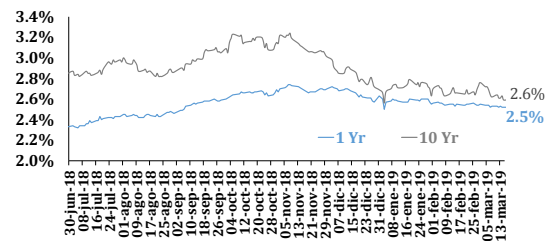
Fuente: Bloomberg - Cálculos Propios (2018)

Gráfica 4. Precio Petróleo USD / Barril – Referencia Brent Vs Euro (USD/EUR)



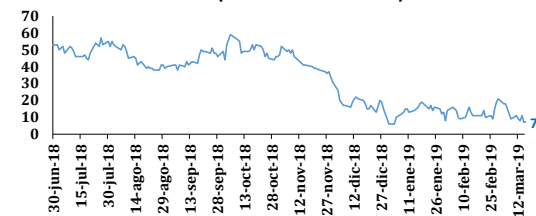
Fuente: Reserva Federal de San Luis (2018)

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)

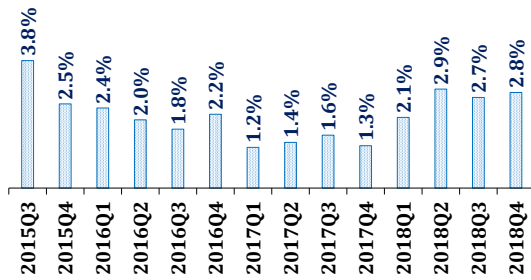


Fuente: Cálculos Propios (2018)

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

La economía colombiana tuvo un notable repunte en 2018, creciendo 2.7% anual, poniendo fin a tres años consecutivos de disminución en la variación del PIB (Gráfica 7).

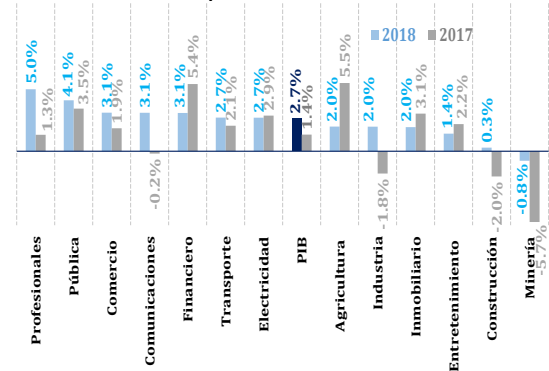
Gráfica 7. Crecimiento Económico Colombia 2015Q3 – 2018Q4



Fuente: DANE

Al examinar por sectores, resalta el hecho que sólo un sector, Minería, tuvo crecimiento negativo (-0.8%), de los doce en los que se desagrega el PIB (Gráfica 8). 8 de los 12 sectores crecen por encima del promedio (2.7%) y 5 sectores crecieron en 2018 a una tasa menor a la que lo hicieron en 2017, donde sobresale el sector agrícola que redujo su crecimiento 3.5 puntos porcentuales, el comercio y el sector financiero, éstos dos con un crecimiento de 3.1%, con lo cual dejaron de ser los dos impulsores del crecimiento, como lo venían siendo a lo largo de la década.

Gráfica 8. Crecimiento Económico Colombia Enfoque Oferta. Comparativo 2017 – 2018

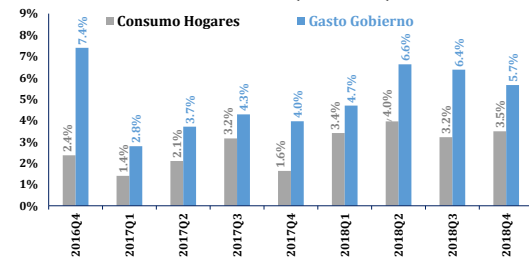


Fuente: DANE

Por el lado de la demanda (Gráficas 9 – 11) se destaca la recuperación del crecimiento de los hogares, que subió de 1.4% en 2017Q1 a 3.5% en 2018Q4, y la inversión, que luego de contraerse 3.1% en 2017, se expandió en 3.3% en 2018, cerrando 2018 con un crecimiento en el Q4 de 6.7%.

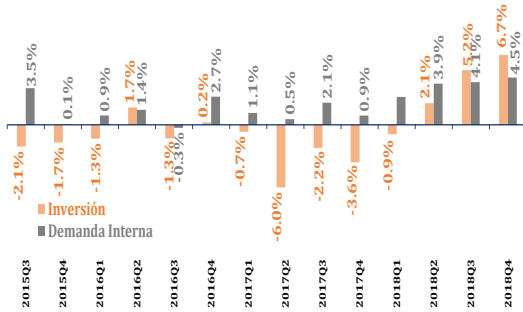
La demanda interna sigue claramente siendo el motor del crecimiento por el lado del gasto; las exportaciones se han recuperado con menor dinámica aunque de forma sostenida, mientras, las importaciones tuvieron una fuerte aceleración, creciendo en el último trimestre de 2018 en 14%.

Gráfica 9. Crecimiento Económico Colombia Enfoque Gasto. Consumo 2016Q4 – 2018Q4



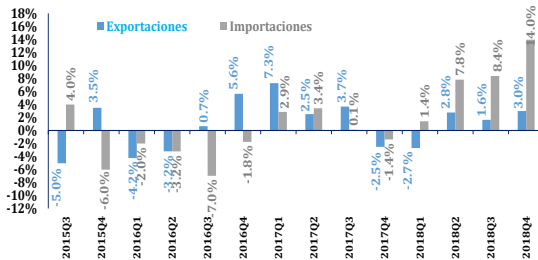
Fuente: DANE

**Gráfica 10. Crecimiento Económico Colombia Enfoque Gasto. Inversión – Demanda Interna 2016Q4 – 2018Q4**



Fuente: DANE

**Gráfica 11. Crecimiento Económico Colombia Enfoque Gasto. Sector Externo 2016Q4 – 2018Q4**



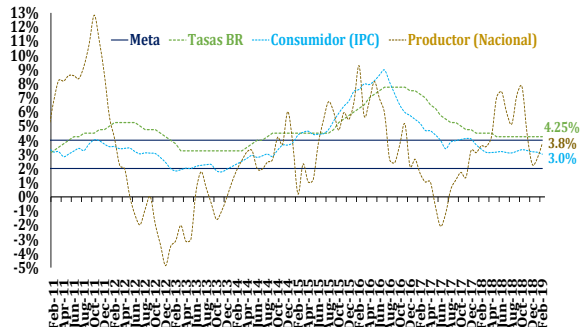
Fuente: DANE

La inflación al consumidor mostró un drástico descenso, ubicándose en 3.2% al finalizar 2018 y 3% en 2019 (Gráfica 12).

La inflación de Regulados sigue siendo la que más impacta de forma negativa la inflación (presionando el alza de precios), ubicándose en 5.6%, casi el doble del punto medio del rango meta de inflación al consumidor.

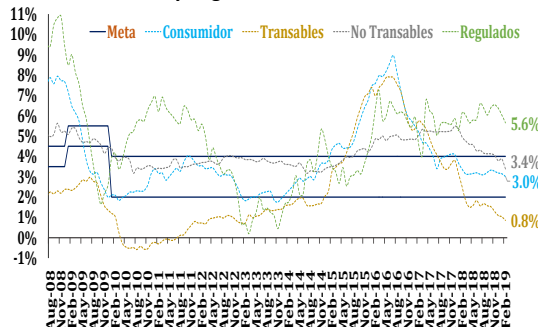
Así mismo, los bienes y servicios No Transables están presionando al alza la inflación, aunque con una tendencia descendente, que los ubica ya en el rango de inflación objetivo 2% - 4% (Gráfica 13).

**Gráfica 12. Inflación al Consumidor y al Productor. Colombia 2011 - 2019**



Fuente: DANE – Banco de la República

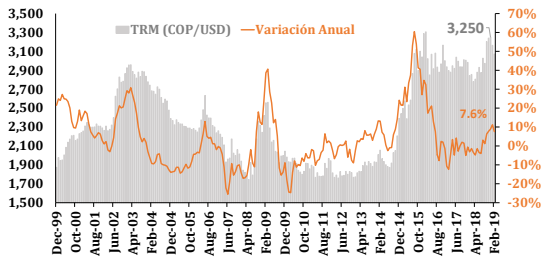
**Gráfica 13. Inflación al Consumidor. Transables, No Transables y Regulados. Colombia 2011 - 2019**



Fuente: DANE – Banco de la República

La inflación se mantiene con tendencia a la baja, a pesar del sensible repunte en la cotización de la tasa de cambio, que volvió a rebasar la barrera de los COP 3200 al finalizar 2018, y que a Febrero de 2019 presenta una depreciación del 7.6% (Gráfica 14). Ello hace prever, dado el Pass –Trough de la tasa de cambio, que la inflación al consumidor deberá repuntar aunque dentro del rango meta, a lo largo del primer semestre de 2019.

Gráfica 14. Tasa de Cambio COP/USD. Variación Anual



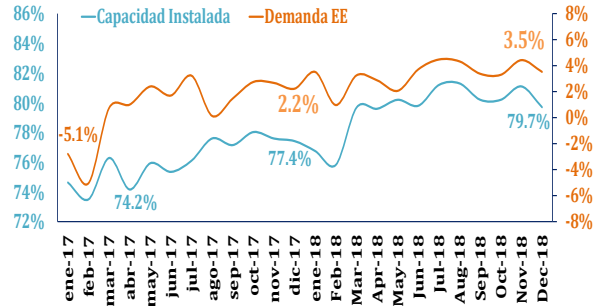
Fuente: Banco de la República

El repunte de la actividad económica, acompañado de una inflación estable y a la baja, son señales de una macroeconomía sana, que no genera presiones a la política monetaria.

De hecho, la Junta Directiva del Banco de la República, ha mantenido su tasa de interés en 4.25%, desde mayo de 2018, decisión que justifica en el buen comportamiento de la inflación, y que la economía colombiana, a pesar de su recuperación, aún está creciendo por debajo de su tasa potencial.

La mayor confianza en la economía colombiana, el mejoramiento de las expectativas sobre su desempeño, y la mayor inversión, han llevado al repunte de la capacidad instalada, que ha retomado niveles superiores al 80%, lo que explica el fuerte repunte en el crecimiento de la demanda interna de electricidad y de gas natural (Gráficas 15 – 18), que a su vez explican la mayor dinámica del índice de producción industrial (IPI) y del índice de seguimiento de la economía (ISE).

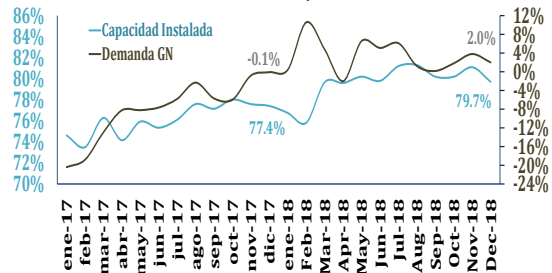
Gráfica 15. Capacidad Instalada Vs Demanda EE (Variación Anual)



Fuente: ANDI – XM – Cálculos Propios

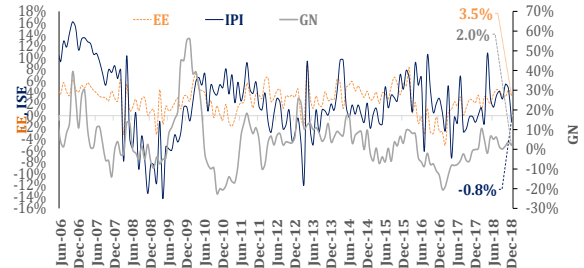
La mayor presión por demanda de electricidad y de gas natural, dado el rezago que tiene la actividad industrial, frente a su capacidad instalada, está contribuyendo al incremento de los precios de la energía, que se favorecen por una mayor insensibilidad ante los precios, dado el buen comportamiento de las expectativas de los inversionistas.

Gráfica 16. Capacidad Instalada Vs Demanda GN (Variación Anual)

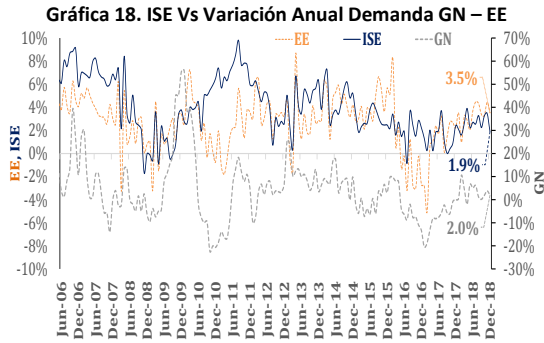


Fuente: ANDI – CONCENTRA – Cálculos Propios

Gráfica 17. IPI Vs Variación Anual Demanda GN – EE

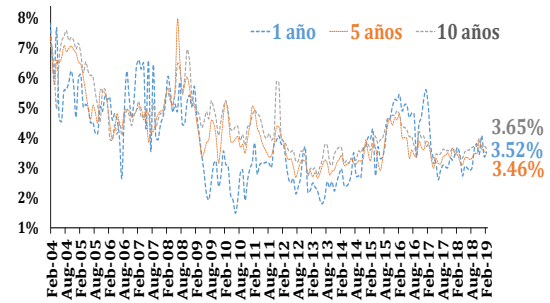


Fuente: DANE – XM – CONCENTRA – Cálculos Propios



Fuente: DANE – XM – CONCENTRA - Cálculos Propios

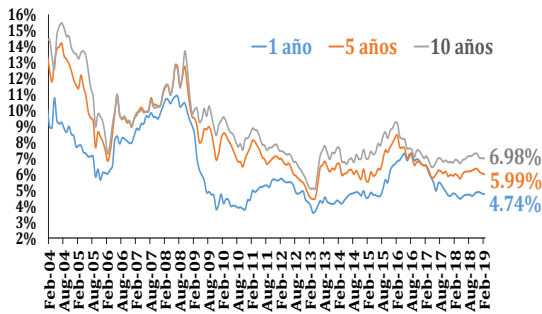
**Gráfica 20. Expectativas de Inflación a partir de Tasas TES en Pesos y UVR**



Fuente: Cálculos Propios

Las tasas de interés se mantienen en niveles bajos, aunque superiores a los que tenían hasta septiembre de 2018, lo que refleja el mayor clima de confianza en la economía nacional (Gráfica 19).

**Gráfica 19. Tasas TES**



Fuente: SEN – Banco de la República

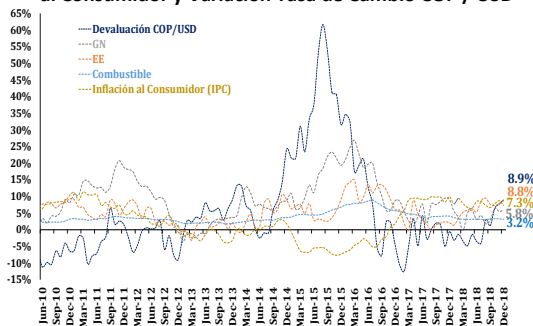
Por último, las expectativas de inflación se mantienen dentro del rango meta, lo cual es positivo de cara a mantener una política monetaria conservadora, sin presiones por aumentar tasas de interés, estimulando un clima favorable para fortalecer la inversión.

### 3. ANÁLISIS MICROECONÓMICO MERCADOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA

Los precios de la energía vienen mostrando un fuerte repunte en Colombia, lo que se corresponde con la mayor demanda que viene haciendo la industria, el fortalecimiento del dólar, el repunte en el precio mundial del gas natural (referencia Henry Hub) y la incertidumbre en el mercado interno, por el retraso del Proyecto Hidroituango y la irrupción, aunque moderada, del Fenómeno del Niño.

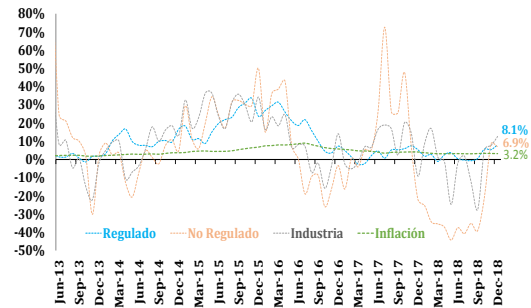
Los precios de la electricidad han mostrado una fuerte tendencia al alza ubicándose 2.5 veces aproximadamente por encima de la inflación al consumidor, siendo evidentes las presiones inflacionarias de la electricidad, tanto en el mercado regulado, como en el no regulado, impulsadas por el consumo industrial (Gráficas 21 – 22).

**Gráfica 21. Inflación Precios Energía Versus Inflación Precios al Consumidor y Variación Tasa de Cambio COP / USD**



Fuente: Banco de la República

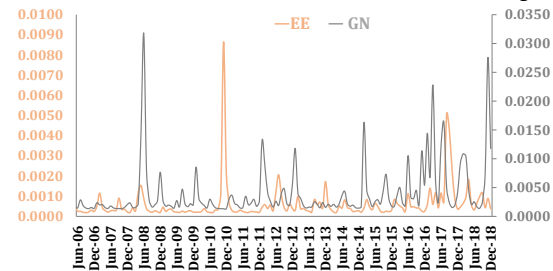
**Gráfica 22. Variación Anual Precios Electricidad Según Mercado Versus Inflación Consumidor**



Fuente: SUI – BanRepública – Cálculos Propios

La estimación de modelos GARCH, pone en evidencia una mayor volatilidad en los precios del gas natural, además de un rezago de la velocidad de ajuste de los precios de la electricidad, en relación con los precios del gas natural (Gráfica 23).

**Gráfica 23. Modelo GARCH Variación Anual Precios Energía**

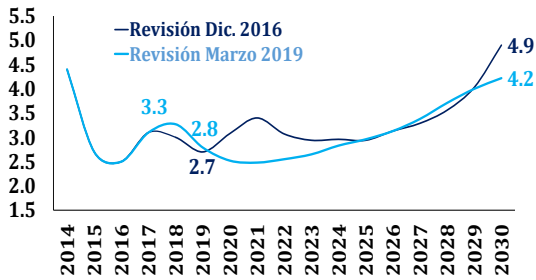


Fuente: Cálculos Propios

En el caso de los precios del gas natural, las presiones que ha generado la mayor intensidad del invierno en Estados Unidos y Europa en el último trimestre de 2018, llevó a la revisión al alza en las previsiones de precios, lo que también induce el incremento en los precios de electricidad, dada la participación que tiene la generación con térmicas en la oferta de electricidad a nivel nacional (Gráfica 24).



Gráfica 24. Precio Mundial Gas Natural

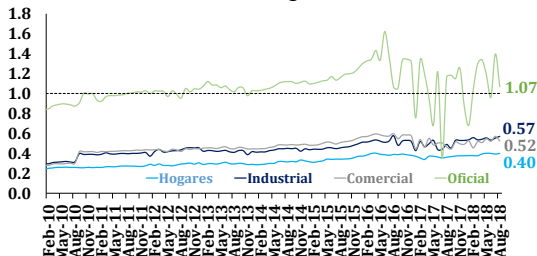


Fuente: Wood Mackenzie

El análisis de la elasticidad precio – demanda de electricidad, muestra, en el mercado regulado, una mayor sensibilidad en el sector oficial, y una demanda inelástica (Menor a uno) aunque con tendencia a ser menos sensible en hogares, en particular en Estrato 1 – E1 (Gráficas 25 y 26).

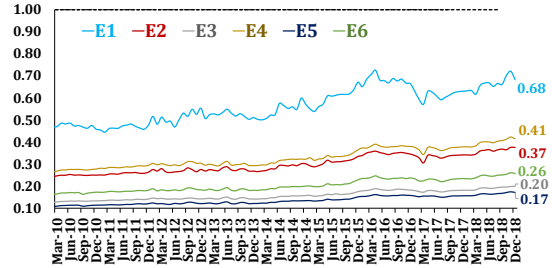
En el mercado no regulado, la demanda tiende a ser elástica, tanto en industria como en el sector oficial y en comercio (Gráfica 27). En el mercado no regulado, la elasticidad es cada vez mayor en el sector comercial, en razón a su creciente participación dentro de la demanda.

Gráfica 25. Elasticidad Precio – Demanda (Consumo) Mercado Regulado EE



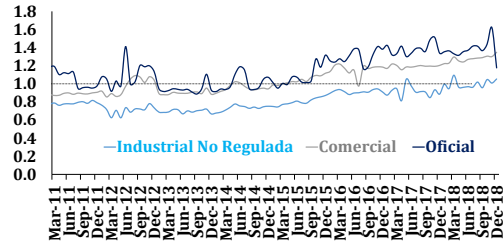
Fuente: Cálculos Propios con base en Información SUI

Gráfica 26. Elasticidad Precio – Demanda (Consumo) Mercado Regulado EE. Hogares



Fuente: Cálculos Propios con base en Información SUI

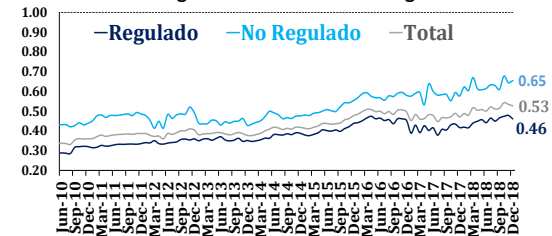
Gráfica 27. Elasticidad Precio – Demanda (Consumo) Mercado No Regulado



Fuente: Cálculos Propios con base en Información SUI

Aunque en el global, los mercados regulado y no regulado siguen teniendo demanda inelástica, es clara su tendencia a tener una mayor elasticidad, y responder en mayor magnitud en cambios en patrones de consumo, frente a cambios en los precios (Gráfica 28).

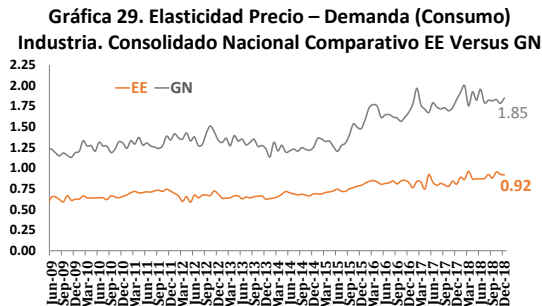
Gráfica 28. Elasticidad Precio – Demanda (Consumo) Mercado Regulado Vs Mercado No Regulado EE



Fuente: Cálculos Propios con base en Información SUI

Por último, en ese aparte, se comparan las elasticidades precio – demanda de la industria obtenidos en electricidad, con los que se estiman para gas natural, dado que en ambos es el principal consumidor, como agente productor.

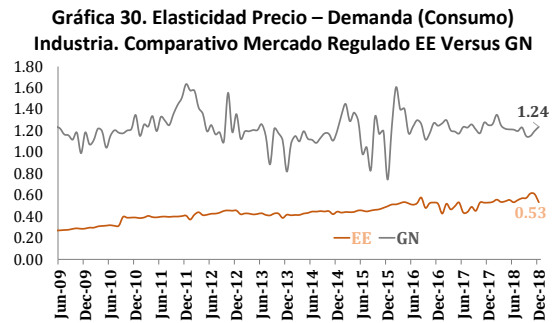
A nivel consolidado nacional, si bien la demanda es cada vez más elástica en la industria para ambos servicios públicos, la brecha de elasticidad ha venido aumentando, en favor del gas, reflejo de los mayores precios, en particular en los tres últimos años (Gráfica 29).



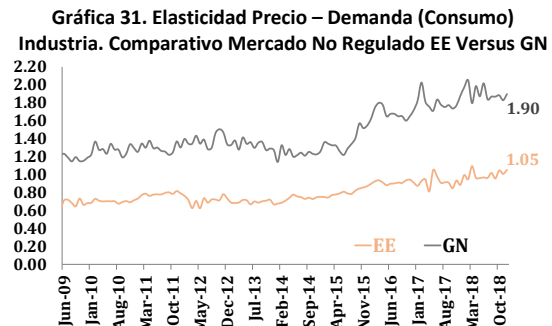
Fuente: Cálculos Propios con base en Información SUI - CONCENTRA

Una magnitud en la elasticidad de 1.8 en industria, para gas natural, indica que un 1% de cambios en los precios, están conduciendo en la actualidad a cambios en las demandas de gas natural hasta de 1.8%, más que proporcional. El ajuste en la demanda, para el sector eléctrico es de 0.9%.

Esta brecha en la elasticidad entre gas natural y electricidad para la industria, es también persistente al mirar por aparte el mercado regulado, y el mercado no regulado, a nivel nacional (Gráficas 30 – 31), aunque en el mercado no regulado, la industria en ambos servicios, tiene una demanda elástica, donde los coeficientes de elasticidad exhiben una tendencia creciente acentuada desde 2015.



Fuente: Cálculos Propios con base en Información SUI



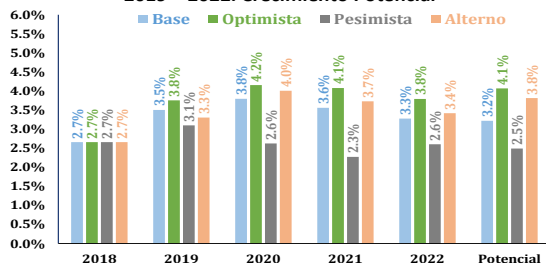
Fuente: Cálculos Propios con base en Información SUI

#### 4. PREVISIONES MACROECONÓMICAS DE CORTO Y MEDIANO PLAZO

La Subdirección de Demanda revisó al alza los escenarios macroeconómicos, a partir de los cuales se alimentan las proyecciones de corto y largo plazo en electricidad y gas natural. La justificación de esta decisión, según la Subdirección, acorde con la teoría económica y la evidencia empírica, es la secuencia lógica con la que debería responder el crecimiento económico colombiano (choque positivo) a través de una mayor inversión, por la reducción en la carga impositiva de empresas y los estímulos tributarios al emprendimiento (Economía Naranja), que estableció la Ley de Financiamiento, que consiguió aprobar el Gobierno en el Congreso, en su primera legislatura, al término de 2018.

El escenario base para 2019 subió de 3.2% a 3.5%, escenario que para 2020 – 2022, también se ajustó al alza, pasando de 3.0% a 3.5%, en línea con un crecimiento potencial de 3.2% (Gráfica 32). En un escenario optimista, el crecimiento podría llegar a ser de 4.1% promedio en 2020 y 2021, en línea con un crecimiento potencial de la misma magnitud.

Gráfica 32. Escenarios Crecimiento Económico Colombia: 2019 – 2022. Crecimiento Potencial

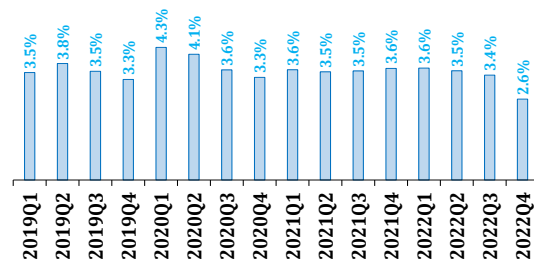


Fuente: Cálculos Propios

Las proyecciones por trimestre entre 2019 y 2022, indicarían que la economía colombiana en la mayor parte de este período crecería

igual o más de 3.5%, es decir, por encima del crecimiento potencial en el escenario base, y 30 Pb por debajo del escenario optimista.

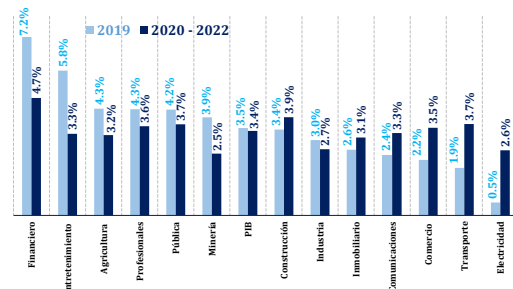
Gráfica 33. Previsiones Crecimiento Económico Colombia: 2019Q1 – 2022Q4. Escenario Base



Fuente: Cálculos Propios

Por sector productivo, las proyecciones de crecimiento 2019 – 2022 (Gráfica 34), indican que el crecimiento económico durante este período estaría impulsado por el sector financiero, la construcción, el transporte, el comercio y el entretenimiento (que concentra la economía naranja).

Gráfica 34. Previsiones Crecimiento Económico Colombia Según Sector Productivo: 2019 - 2022. Enfoque Oferta. Escenario Base

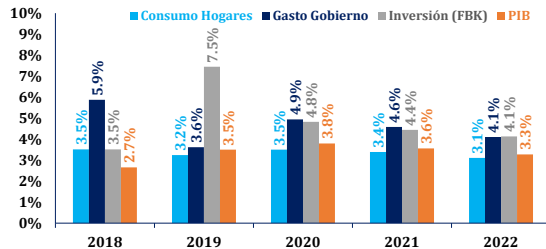


Fuente: Cálculos Propios

Por sector productivo, las proyecciones de crecimiento 2019 – 2022 (Gráfica 34), indican que el crecimiento económico durante este período, estaría impulsado por el sector financiero, la construcción, el transporte, el comercio y el entretenimiento (que concentra la economía naranja).

Bajo un enfoque de demanda, el Gobierno seguirá siendo determinante para el crecimiento, con una tasa promedio de 4.3% de 2019 a 2022 (Gráficas 35 - 36). No obstante, el motor fundamental será la inversión, que de 2019 a 2022, crecería en promedio 5.2%, lo que acentúa el rol de la demanda interna en el crecimiento económico del país.

**Gráfica 35. Previsiones Crecimiento Económico Colombia Según Sector Productivo: 2019 - 2022. Enfoque Oferta. Escenario Base**



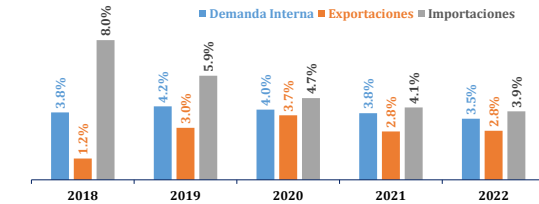
Fuente: Cálculos Propios

Bajo un enfoque de demanda, el Gobierno seguirá siendo determinante para el crecimiento, con una tasa promedio de 4.3% de 2019 a 2022 (Gráficas 35 - 36). No obstante, el motor fundamental será la inversión, que de 2019 a 2022, crecería en promedio 5.2%, lo que acentúa el rol de la demanda interna en el crecimiento económico del país.

El punto crítico seguirá siendo el sector externo, pues las exportaciones seguirían creciendo por debajo del promedio de la demanda y del nivel de importaciones, haciendo que siga persistente el déficit en cuenta comercial (Gráfica 36). Las previsiones de la Subdirección de demanda de la UPME a mediano plazo se sincronizan con las previsiones de multilaterales, aunque por debajo de la proyección oficial (Gráfica 37).

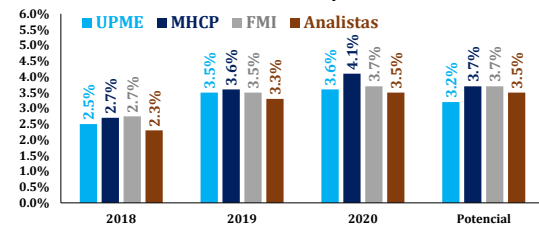
Las discrepancias vendrían a largo plazo, donde la Subdirección de Demanda considera que los cambios demográficos asociados al envejecimiento, así como las restricciones fiscales, sin reformas estructurales o con un efecto de rezago considerable, ponen un techo al crecimiento potencial, que se estimaría en 3.2%, aunque en el promedio de los escenarios que se simularon, este valor se ubica en un 3.4%.

**Gráfica 36. Previsiones Crecimiento Económico Colombia Según Demanda: 2019 - 2022. Enfoque Gasto Escenario Base**



Fuente: Cálculos Propios

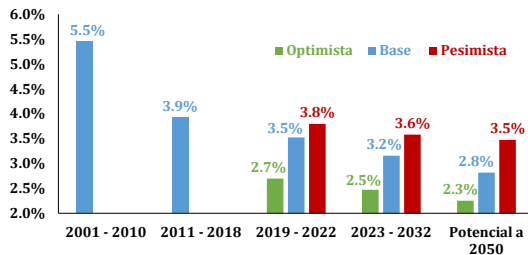
**Gráfica 37. Comparativo Previsiones Crecimiento Económico Colombia 2019 - 2022 y Potencial.**



Fuente: Cálculos Propios

Los escenarios de inflación muestran que el país mantendría un nivel próximo al punto medio del rango objetivo (3%) y que a largo plazo, se situaría en niveles entre 2% y 3% (Gráfica 38). Colombia es uno de los países emergentes con mayor éxito en reducir la inflación, acompañado de una aceleración del crecimiento económico y la reducción en sus tasas de interés.

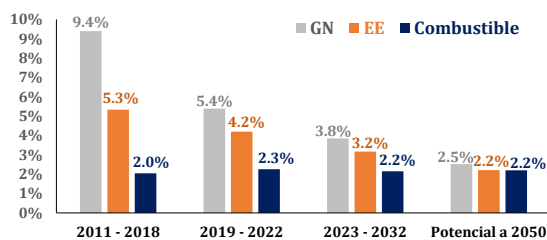
**Gráfica 38. Escenarios Inflación Precios al Consumidor Colombia 2050**



Fuente: Cálculos Propios

Las señales de inflación para los precios de la energía, indican que los precios de gas y electricidad, se mantendrán por fuera del rango meta de inflación, 5.4% y 4.2% anual, respectivamente, mientras se conseguiría una acelerada reducción en la inflación de los combustibles líquidos (Gráfica 39). No obstante, a largo plazo, se prevé que se tomen las políticas que lleven a la inflación de energía a ubicarse entre 2% y 3% anual.

**Gráfica 39. Escenario Base para Colombia. Inflación Precios Energía**



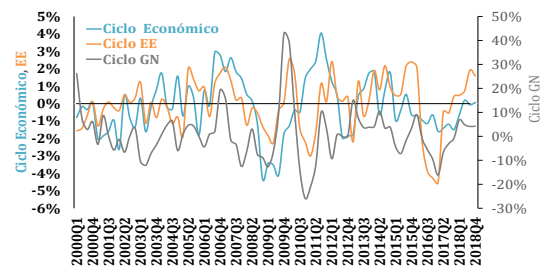
Fuente: Cálculos Propios

Por último, es pertinente examinar de donde viene y hacia dónde va el ciclo económico colombiano, y sus repercusiones en cuanto hace a la demanda de electricidad. Es a partir del tercer trimestre de 2017, que se exhibe una recuperación de la demanda de electricidad, así como de la demanda de gas natural, saliendo de una fase de contracción, que respaldan la aceleración que el crecimiento económico ha tenido desde entonces (Gráfica 40).

Sin embargo, el crecimiento potencial a 2018Q4 se ubica para el PIB en 2.8%, y para la demanda de electricidad en 2.1%, cifras que son muy inferiores a las que se tenían en la década anterior (Gráfica 41).

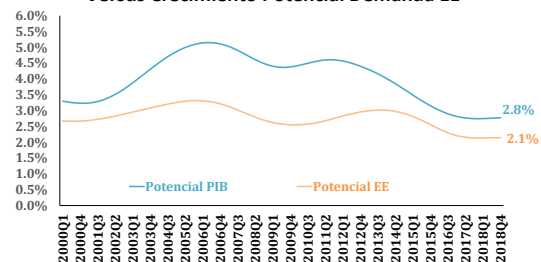
Este por tanto, es el principal reto que tiene la política macroeconómica en la nueva administración: la aceleración del crecimiento económico potencial, para lo que se requiere una mayor dinámica del crecimiento de la demanda de electricidad, que mutuamente consigan un mayor bienestar para la sociedad colombiana en la próxima década, y que consiga ser sostenible a largo plazo.

**Gráfica 40. Ciclo Económico Colombiano Versus Ciclos Demanda EE – GN**



Fuente: Cálculos Propios

**Gráfica 41. Comparativo Crecimiento Económico Potencial Versus Crecimiento Potencial Demanda EE**



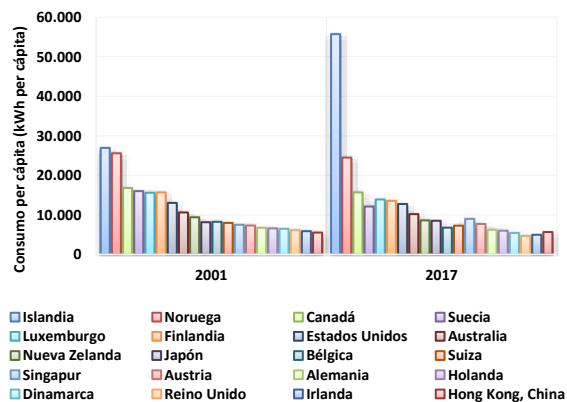
Fuente: Cálculos Propios

## 5. EFICIENCIA ENERGÉTICA: RELACIÓN ENTRE INTENSIDAD ENERGÉTICA Y CONSUMO PER CÁPITA

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

Para la realización de los cálculos a nivel Internacional y a nivel de Sudamérica de consumo per cápita (kWh per cápita), se emplearon los datos reportados por: a) Fondo Monetario Internacional - FMI (para los años 2001 – 2014), y b) IndexMundi (para los años 2015 – 2017). La clasificación y ordenamiento de los países de realizo a partir el Índice de desarrollo humano (IDH) de 2018, elaborado Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD).

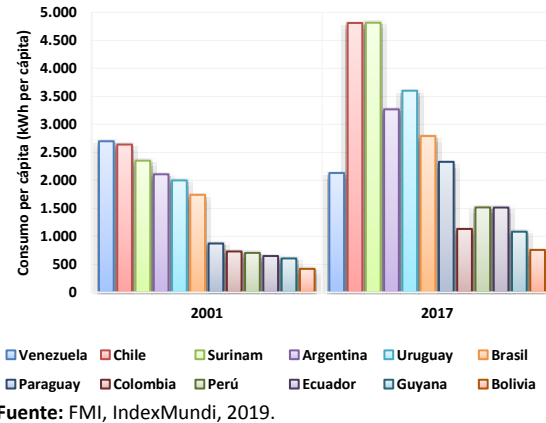
Gráfica 42. Panorama Internacional del consumo per cápita empleando el IDH



Fuente: FMI, IndexMundi, 2019.

Colombia, se ubica en el puesto 90 del ranking del IDH para 2018. En cuanto al consumo per cápita, Colombia en el año 2017 se ubica en el puesto 10 a nivel de Sudamérica, muy cercano a los consumos per cápita de Ecuador y Guyana.

Gráfica 43. Panorama Sudamericano del consumo per cápita empleando el IDH

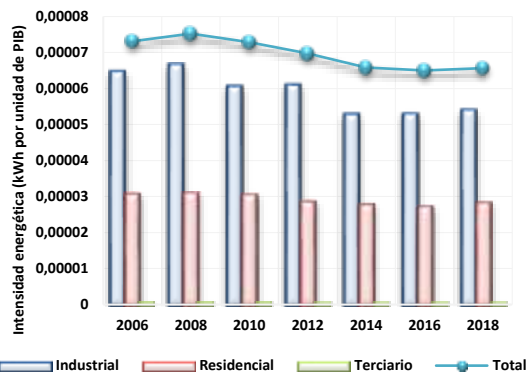


Fuente: FMI, IndexMundi, 2019.

Para la realización de los cálculos a nivel de Colombia de intensidad energética (kWh por unidad del PIB) y consumo per cápita (kWh per cápita), se emplearon los datos reportados por: a) la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y publicados en la plataforma SUI, en su bodega de datos el Reporteador O3, y b) el DANE en cuanto a demografía población y cuentas nacionales (PIB en Precios Constantes - Base 2015). Las gráficas fueron desagregadas por sector: residencial, industrial, y terciario.

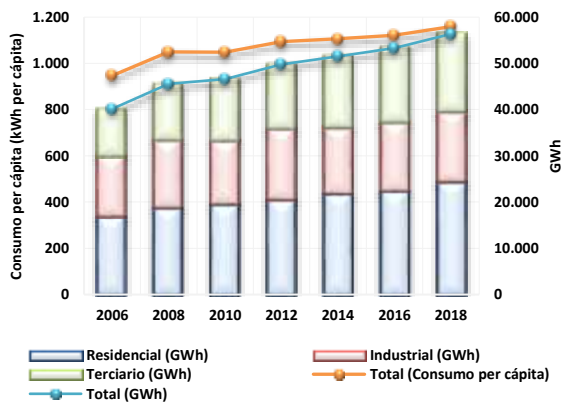
Los resultados mostraron que la reducción de la Intensidad Energética se debe al incremento de la proporción del consumo residencial y comercial energético respecto al total. Así, los bienes durables (la iluminación, el aire acondicionado, la refrigeración) representan una parte cada vez más importante del presupuesto y generan más demanda energética residencial y comercial.

Gráfica 44. Intensidad energética sectorial



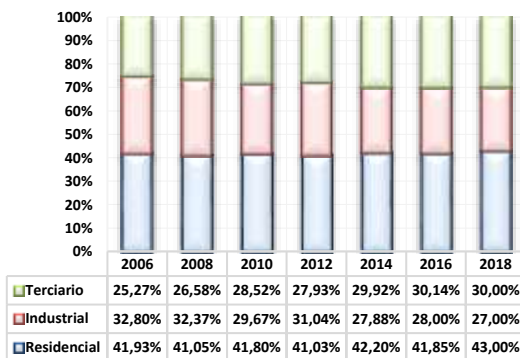
Fuente: UPME, DANE, Base de Datos SUI, 2019.

Gráfica 45. Consumo per cápita y eléctrico



Fuente: UPME, DANE, Base de Datos SUI, 2019.

Gráfica 46. Participación sectorial dentro del consumo de electricidad 2006 - 2018



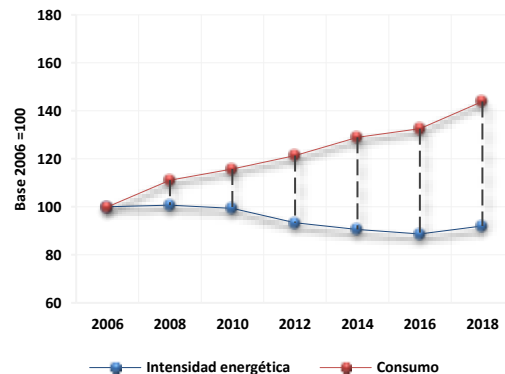
Fuente: UPME, Base de Datos SUI, 2019.

De otra parte, se evidencia que la economía del país se ha ido desplazando de la industria a los servicios (reducción de actividades intensivas en energía “manufactura o minería” y el incremento de actividades con baja intensidad energética), lo que ha llevado a una separación del crecimiento económico del consumo de energía.

A continuación, se presenta un breve análisis que permitirá evidenciar lo hallado:

### a) Sector Residencial

Gráfica 47. Intensidad energética vs consumo eléctrico



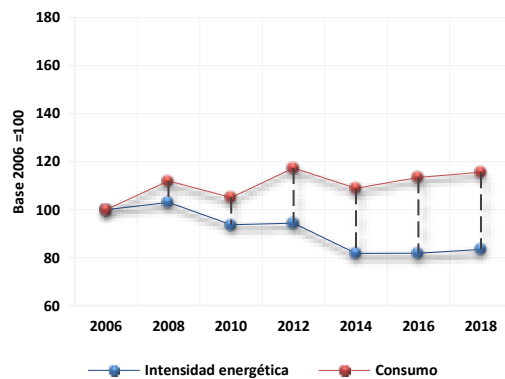
Fuente: UPME, DANE, Base de Datos SUI, 2019.

- **Intensidad energética:** Con respecto al año 2006, el indicador para el 2018 presenta una reducción del 7,94%; explicado por un incremento del 43,92% del consumo de energía frente a un incremento del 66,93% del PIB total.
- **Consumo eléctrico:** Con respecto al año 2006, el indicador para el 2018 presenta un incremento del 43,92%, mostrando un aumento promedio anual del 3,38%, para el período comprendido desde 2006 a 2018.

En conclusión, los datos muestran una mejora muy importante de la eficiencia energética del sector Residencial. Ésta ha mostrado una reducción del 0,61% promedio anual de la cantidad de energía eléctrica requerida para producir un peso de PIB, para el período comprendido desde 2006 a 2018.

### b) Sector Industrial

Gráfica 48. Intensidad energética vs consumo eléctrico



Fuente: UPME, DANE, Base de Datos SUI, 2019.

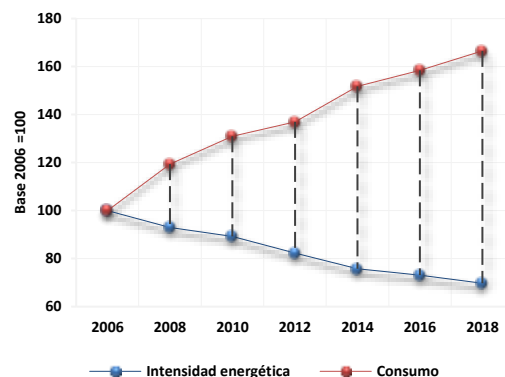
- **Intensidad energética:** Con respecto al año 2006, el indicador para el 2018 presenta una reducción del 16,52%; explicado por un incremento del 15,53% del consumo de energía frente a un incremento del 46,89% del PIB industrial.
- **Consumo eléctrico:** Con respecto al año 2006, el indicador para el 2018 presenta un incremento del 15,53%; mostrando un aumento promedio anual del 1,19%, para el período comprendido desde 2006 a 2018.

En conclusión, los datos muestran una mejora muy importante de la eficiencia energética del sector Industrial. Ésta ha mostrado una reducción del 1,27% promedio anual de la cantidad de energía eléctrica requerida para

producir un peso de PIB, para el período comprendido desde 2006 a 2018.

### c) Sector Terciario

Gráfica 49. Intensidad energética vs consumo eléctrico



Fuente: UPME, DANE, Base de Datos SUI, 2019.

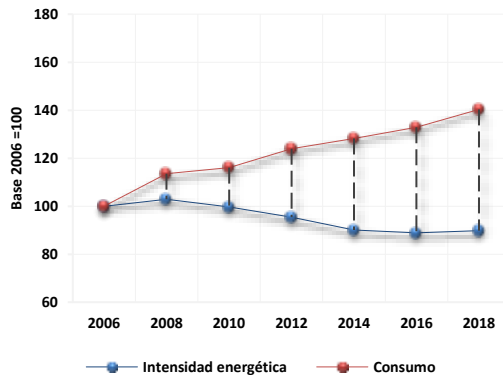
- **Intensidad energética:** Con respecto al año 2006, el indicador para el 2018 presenta una reducción del 30,26%; explicado por un incremento del 66,55% del consumo de energía frente a un incremento del 74,78% del PIB Comercial.
- **Consumo eléctrico:** Con respecto al año 2006, el indicador para el 2018 presenta un incremento del 66,55%; mostrando un aumento promedio anual del 5,12%, para el período comprendido desde 2006 a 2018.

En conclusión, los datos muestran una mejora muy importante de la eficiencia energética del sector terciario. Ésta ha mostrado una reducción del 2,33% promedio anual de la cantidad de energía eléctrica requerida para producir un peso de PIB, para el período comprendido desde 2006 a 2018.



d) Total Nacional

Gráfica 50. Intensidad energética vs consumo eléctrico

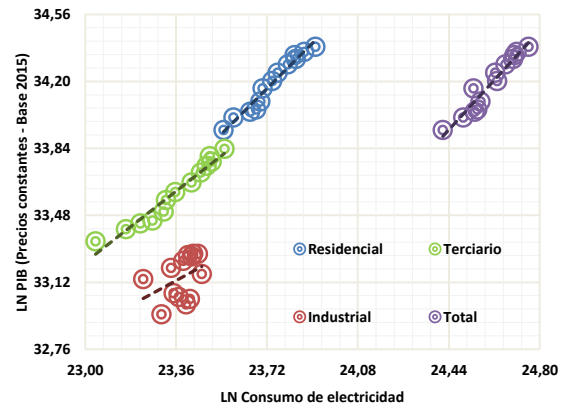


Fuente: UPME, DANE, Base de Datos SUI, 2019.

- **Intensidad energética:** Con respecto al año 2006, el indicador para el 2018 presenta una reducción del 10,24%; explicado por un incremento del 40,33% del consumo de energía frente a un incremento del 66,93% del PIB.
- **Consumo eléctrico:** Con respecto al año 2006, el indicador para el 2018 presenta un incremento del 40,33%; mostrando un aumento promedio anual del 3,10%, para el período comprendido desde 2006 a 2018.

En conclusión, los datos muestran una mejora muy importante de la eficiencia energética a nivel nacional. Ésta ha mostrado una reducción del 0,79% promedio anual de la cantidad de energía eléctrica requerida para producir un peso de PIB, para el período comprendido desde 2006 a 2018.

Gráfica 51. Relación entre el PIB y el consumo de electricidad para el período 2006 - 2018



Fuente: UPME, DANE, Base de Datos SUI, 2019.

Como se ha mencionado en informes anteriores, el consumo de energía eléctrica de Colombia es función directa del crecimiento económico.

## 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 pronósticos<sup>1</sup> (explicado en los informes de julio y noviembre de 2014), empleando modelos multivariados como los VAR (Modelo de Vectores Autorregresivos) y los VEC (Modelo de Vectores de Corrección de Error), los cuales proponen un sistema de ecuaciones, con tantas ecuaciones como series a analizar o predecir.

Los datos introducidos en el modelo de esta revisión son: las series históricas de la Demanda de Energía Eléctrica de Colombia obtenidas del Operador del Sistema (XM), los datos económicos (PIB Total) del Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE), los datos demográficos (Población) de la Organización de las Naciones Unidas (UN) y el dato climático (Temperatura) obtenido del Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM). La abreviatura y la periodicidad de las variables se muestran en la Tabla 5:

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

	ABREVIATURA	PERIODICIDAD	FUENTE
Demanda de Energía Eléctrica :	DEE	Mensual (Enero 1991 – Diciembre 2018)	XM
PIB Total :	PIBTotal	Trimestral (Marzo 1994 – Septiembre 2018)	DANE
		Trimestral (Diciembre 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 (31 de Enero), ONU, DANE e IDEAM, 2019.

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.

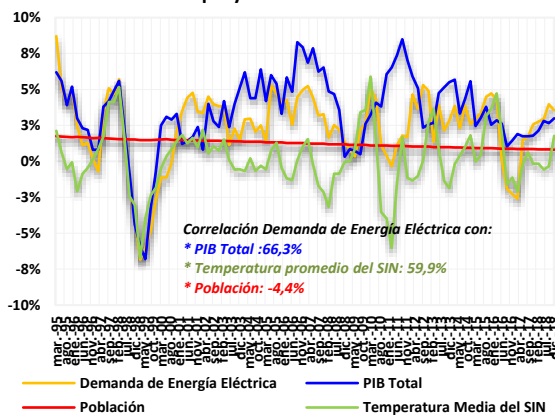
Como resultado, la composición del modelo combinado es: VAR Endógeno (19%), VAR Exógeno (50%) y VEC (31%).

<sup>1</sup> 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 52).

Gráfica 52. Crecimiento anual de las variables empleadas en las proyecciones UPME



Fuente: UPME, Base de Datos XM (31 de Enero), ONU, DANE e IDEAM, 2019.

A continuación en la Tabla 6, 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 6. 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	857.463	24,13	49.465
2019	886.947	24,14	49.850
2020	919.233	24,10	50.220
2021	951.962	24,22	50.576
2022	982.728	24,26	50.917
2023	1.010.646	24,19	51.244
2024	1.038.893	24,22	51.556
2025	1.073.693	24,26	51.854
2026	1.108.603	24,27	52.139
2027	1.144.427	24,33	52.409
2028	1.180.367	24,36	52.665
2029	1.216.239	24,32	52.907
2030	1.252.995	24,30	53.134
2031	1.290.741	24,39	53.347
2032	1.329.567	24,38	53.546
2033	1.370.548	24,35	53.730

Fuente: DANE - Cálculos UPME, IDEAM (ONU)  
 Revisión: Febrero de 2019, 2015, Junio de 2017

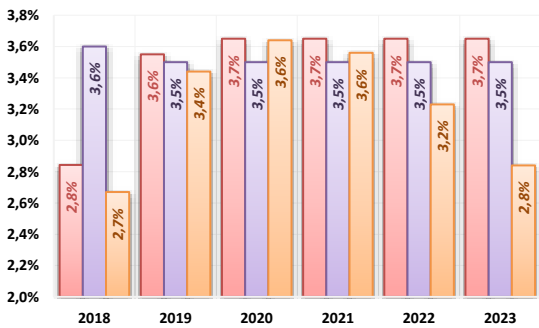
Tabla 7. Crecimiento anual de las variables empleadas en las proyecciones UPME

	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	2,67%	0,17%	0,81%
2019	3,44%	0,05%	0,78%
2020	3,64%	-0,15%	0,74%
2021	3,56%	0,47%	0,71%
2022	3,23%	0,17%	0,67%
2023	2,84%	-0,29%	0,64%
2024	2,79%	0,14%	0,61%
2025	3,35%	0,16%	0,58%
2026	3,25%	0,02%	0,55%
2027	3,23%	0,26%	0,52%

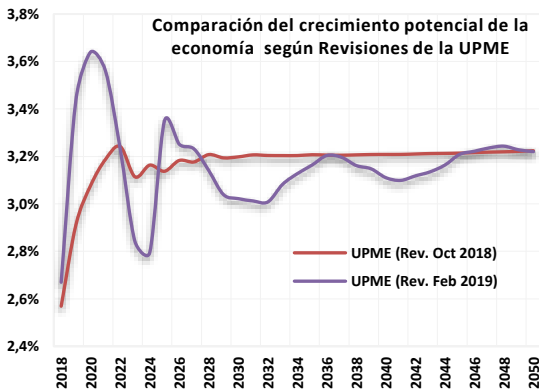
	Crecimiento Anual		
	PIB	Temperatura Media Áreas Geográficas del SIN	Población
2028	3,14%	0,13%	0,49%
2029	3,04%	-0,14%	0,46%
2030	3,02%	-0,09%	0,43%
2031	3,01%	0,36%	0,40%
2032	3,01%	-0,06%	0,37%
2033	3,08%	-0,13%	0,34%

Como se pudo observar en la Gráfica 53, 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 53. Crecimiento potencial de la economía



■ FMI (Rev. Oct 2018) ■ MinHacienda (MFMP 2018) ■ UPME (Rev. Feb 2019)



Fuente: UPME, MINHACIENDA, FMI, 2019.

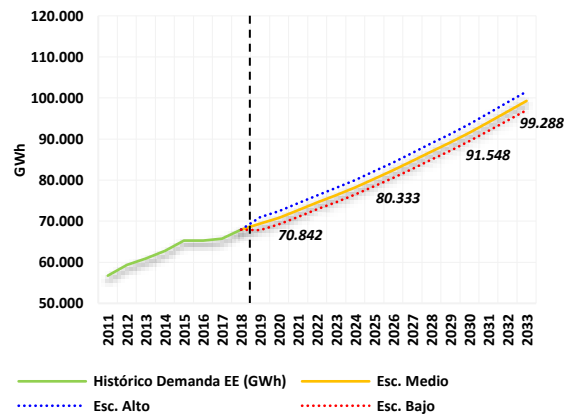
Cabe resaltar que en 2019, las expectativas de crecimiento potencial por parte de la UPME, se encuentran por debajo respecto a las demás entidades.

En la Tabla 8, 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 54 se ilustran los resultados:

Tabla 8. Proyección de la Demanda EE Anual (GWh) – Sin GCE ni Panamá

Año	PROYECCIÓN GWh		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	70.992	69.402	67.823
2020	72.463	70.842	69.232
2021	74.364	72.701	71.049
2022	76.289	74.583	72.888
2023	78.097	76.349	74.613
2024	80.035	78.245	76.468
2025	82.171	80.333	78.507
2026	84.306	82.421	80.549
2027	86.604	84.669	82.746
2028	88.952	86.963	84.987
2029	91.257	89.216	87.189
2030	93.641	91.548	89.468
2031	96.281	94.130	91.992
2032	98.906	96.695	94.499
2033	101.557	99.288	97.033

Gráfica 54. Proyección Demanda EE Anual (GWh) – Sin GCE ni Panamá

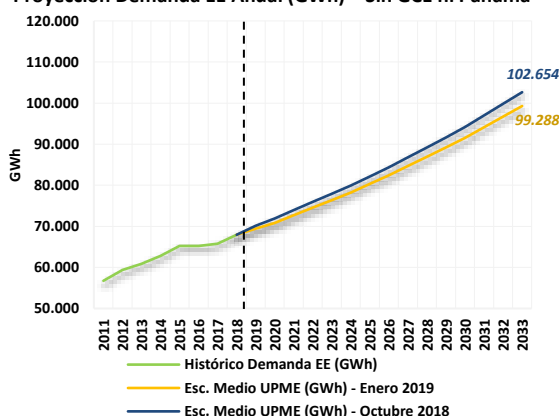


Fuente: UPME, Base de Datos XM (31 de Enero), ONU, DANE e IDEAM, 2019.

Se estima que la demanda de energía eléctrica – “sin incluir la demanda de Grandes Consumidores Especiales” - tenga un crecimiento promedio para el período 2019 a 2033 de 2,56% en el escenario medio.

En la Gráfica 55 se muestra el cambio entre las proyecciones publicadas por la Unidad en Octubre 2018 y la presente revisión.

Gráfica 55. Comparación Enero 2019 vs Octubre 2018 de la Proyección Demanda EE Anual (GWh) – Sin GCE ni Panamá



Fuente: UPME, Base de Datos XM (31 de Enero), ONU, DANE e IDEAM, 2019.

El valor promedio de diferencia anual entre proyecciones en el escenario medio se encuentra alrededor del 2,36% en el período 2019 – 2033.

## 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 9 muestra estas proyecciones de demanda de potencia máxima, sin incluir la

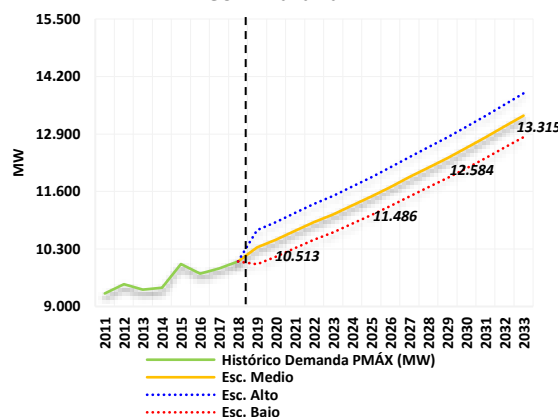
demanda de Grandes Consumidores Especiales ni ventas a Panamá.

Tabla 9. Proyección de la Demanda PMÁX Anual (MW) – Sin GCE ni Panamá

Año	PROYECCIÓN MW		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	10.725	10.333	9.955
2020	10.911	10.513	10.129
2021	11.117	10.711	10.319
2022	11.319	10.905	10.507
2023	11.502	11.082	10.677
2024	11.711	11.284	10.871
2025	11.921	11.486	11.066
2026	12.142	11.698	11.271
2027	12.377	11.925	11.489
2028	12.601	12.141	11.698
2029	12.826	12.358	11.906
2030	13.061	12.584	12.124
2031	13.312	12.826	12.358
2032	13.566	13.071	12.593
2033	13.820	13.315	12.829

La Gráfica 56 muestra los resultados de esta proyección para el período 2019 - 2033.

Gráfica 56. Proyección Demanda PMÁX Anual (MW) – Sin GCE ni Panamá

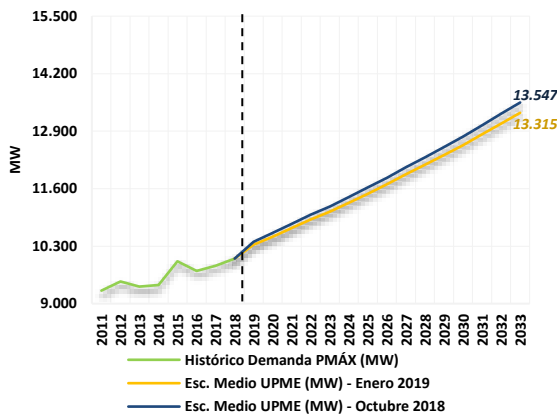


Fuente: UPME, Base de Datos XM (31 de Enero), ONU, DANE e IDEAM, 2019.

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 2019 a 2033 de 1,91%.

En la Gráfica 57 se muestra el cambio entre las proyecciones publicadas por la Unidad en Octubre 2018 y la presente revisión.

Gráfica 57. Comparación Enero 2019 vs Octubre 2018 de la Proyección Demanda PMÁX Anual (MW) – Sin GCE ni Panamá



Fuente: UPME, Base de Datos XM (31 de Enero), ONU, DANE e IDEAM, 2019.

El valor promedio de diferencia anual entre proyecciones en el escenario medio, se encuentra alrededor del 1,25% en el período 2019 - 2033.

### 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 10:

Tabla 10. Variables de la Demanda de EE a Corto Plazo

	ABREVIATURA	PERIODICIDAD	FUENTE
Demanda de Energía Eléctrica	DEM_TRIM	Trimestral (Marzo 1991 – Diciembre 2033)	XM UPME
	DEM_MENS	Mensual (Enero 1991 – Diciembre 2018)	XM
Efecto Calendario	CALEND	Mensual (Enero 1991 – Diciembre 2033)	Construcción Propia

Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2019.

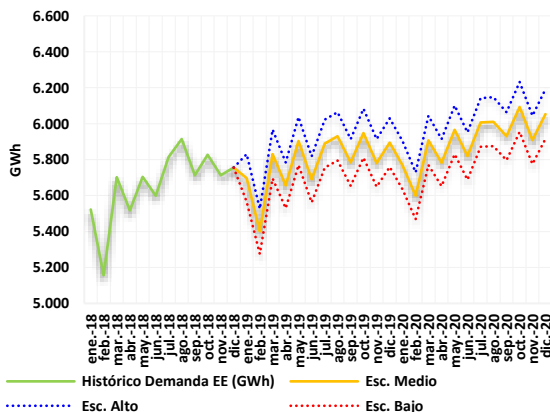
La Tabla 11 muestra los resultados de esta proyección sin incluir la demanda de Grandes Consumidores Especiales.

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

Mes	PROYECCIÓN GWh		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
ene-19	5.831	5.698	5.566
feb-19	5.526	5.400	5.275
mar-19	5.967	5.831	5.696
abr-19	5.785	5.656	5.529
may-19	6.037	5.903	5.770
jun-19	5.819	5.690	5.562
jul-19	6.022	5.888	5.756
ago-19	6.064	5.929	5.796
sep-19	5.915	5.784	5.653
oct-19	6.084	5.947	5.812
nov-19	5.914	5.781	5.649
dic-19	6.030	5.894	5.760
ene-20	5.903	5.769	5.635
feb-20	5.729	5.599	5.469
mar-20	6.044	5.907	5.770
abr-20	5.914	5.783	5.652
may-20	6.101	5.965	5.831
jun-20	5.951	5.819	5.688
jul-20	6.143	6.007	5.871
ago-20	6.147	6.010	5.875
sep-20	6.064	5.930	5.796
oct-20	6.232	6.093	5.954
nov-20	6.044	5.909	5.775
dic-20	6.191	6.053	5.915

La Gráfica 58 muestra los valores proyectados entre enero de 2019 a diciembre 2020:

Gráfica 58. Proyección Demanda EE Mensual (GWh) – Sin GCE ni Panamá



Fuente: UPME, Base de Datos XM (31 de Enero), ONU, DANE e IDEAM, 2019.

Las proyecciones mensuales entre 2019 y 2033 se presentan en los archivos Excel disponibles en la página web de la Unidad<sup>2</sup>.

#### 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 12:

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

	ABREVIATURA	PERIODICIDAD	FUENTE
Demanda de Potencia Máxima :	DPMÁX	Mensual (Enero 1991 – Diciembre 2018)	XM
Demanda de Energía Eléctrica:	DEE	Mensual (Enero 1991 – Diciembre 2033)	XM UPME
Dummy :	DUMMY	Mensual (05/1992 – 02/1993)	Construcción Propia

Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2019.

A continuación, en la Tabla 13 se presentan los resultados de la proyección de potencia máxima mensual sin incluir la demanda de potencia de Grandes Consumidores Especiales para el período enero 2019 - diciembre 2020.

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

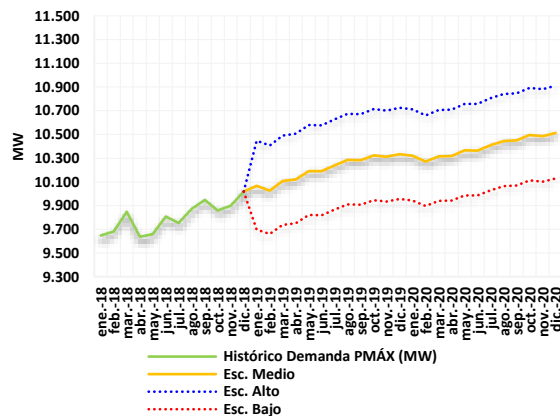
Mes	PROYECCIÓN MW		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
ene-19	10.447	10.066	9.698
feb-19	10.407	10.027	9.661
mar-19	10.490	10.107	9.738
abr-19	10.505	10.122	9.752
may-19	10.578	10.192	9.820
jun-19	10.578	10.191	9.819
jul-19	10.628	10.240	9.866
ago-19	10.674	10.285	9.909
sep-19	10.672	10.282	9.907
oct-19	10.713	10.322	9.945
nov-19	10.702	10.311	9.934
dic-19	10.725	10.333	9.955
ene-20	10.711	10.320	9.943
feb-20	10.661	10.272	9.897
mar-20	10.707	10.316	9.939
abr-20	10.709	10.318	9.941
may-20	10.758	10.365	9.986
jun-20	10.757	10.364	9.986
jul-20	10.805	10.410	10.030
ago-20	10.840	10.444	10.063
sep-20	10.847	10.450	10.069
oct-20	10.893	10.495	10.112
nov-20	10.881	10.484	10.101
dic-20	10.911	10.513	10.129

Estos valores se ilustran en la Gráfica 59.

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

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

Gráfica 59. Proyección Demanda PMÁX Mensual (MW) – Sin GCE ni Panamá



Fuente: UPME, Base de Datos XM (31 de Enero), ONU, DANE e IDEAM, 2019.

### 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:

- e) Datos actualizados y ajustados del GCE Otras Ecopetrol,
- f) Generación distribuida a partir del año 2018,
- g) Entrada de Sociedades Portuarias para el año 2018,
- h) Entrada de la conexión de Drummond “La Loma” para 2019,
- i) Entrada de la conexión de Ternium Sabanalarga para 2019,
- j) Entrada de la conexión de las Exportaciones a Panamá a partir de 2023.
- k) 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 2033 (de más de 1 millón 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 28 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 33 mil unidades entre buses, busetas, microbuses, articulados y padrones.
Transporte Particular	El parque automotor es un 8% eléctrico e híbrido. Aproximadamente 800 mil vehículos entre automóviles, camperos y camionetas.
Segmento de Taxis	El 14% de los taxis en las principales ciudades colombianas son eléctricos, aproximadamente 100 mil vehículos.
Segmento Oficiales	Aproximadamente 100 mil vehículos del sector oficial son eléctricos e híbridos.

Fuente: UPME, 2019.

- l) 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.

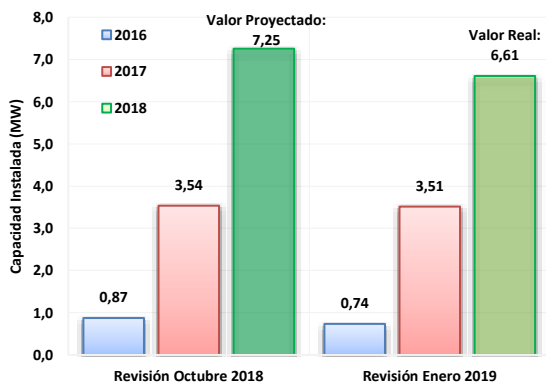


m) Es importante resaltar, que los valores presentados en éste informe en cuanto a la conexión con Panamá, fueron realizados como ejercicio de planeación en colaboración con la Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. –ETESA- de Panamá (la cual se encuentra analizándolos para su aval correspondiente). Estos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

Generación distribuida

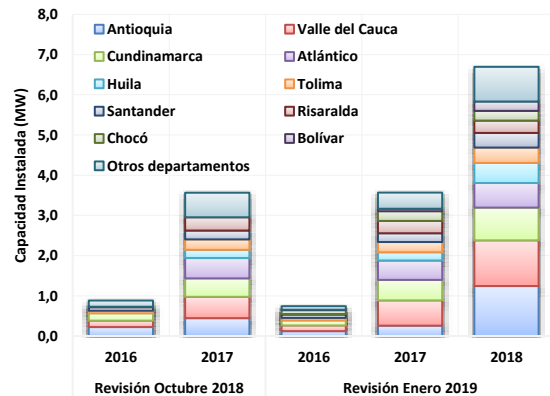
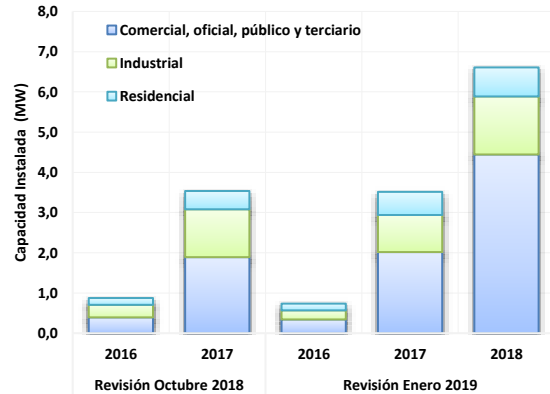
Como se mencionó en el informe anterior de Octubre de 2018, se tuvo en cuenta la normativa regulatoria y los decretos pertinentes a la Generación Distribuida. Además, se empleó nuevamente la base de datos de los proyectos que han solicitado y se han certificado, para acceder a los incentivos tributarios contemplados en la citada ley 1715 de 2014, empleando Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE), la cual fue actualizada por el Grupo de Incentivos y Certificaciones a principios del presente año.

**Gráfica 60. Capacidad Instalada de los Proyectos para Generación Distribuida empleando FNCE (Solar Fotovoltaica)**



Fuente: UPME, 2019.

**Gráfica 61. Capacidad Instalada de los Proyectos para Generación Distribuida empleando FNCE (Solar Fotovoltaica) a nivel Sectorial y Regional**



Fuente: UPME, 2019.

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*

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

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 IDEAM<sup>3</sup> en cuanto a Brillo (horas día) y Radiación Solar (kWh/m<sup>2</sup>), los cuales fueron contrastados con la base de datos de NREL - NSRDB<sup>4</sup> (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 14 y la Gráfica 62 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.

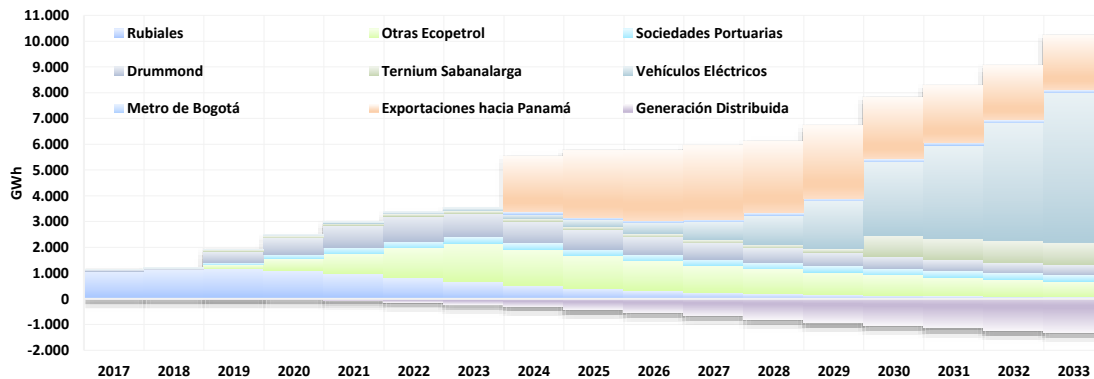
<sup>3</sup> IDEAM. Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales. (2018). "Atlas de Radiación Solar, Ultravioleta y Ozono de Colombia". En línea: <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html> (Consulta: Junio de 2018)

<sup>4</sup> NSRDB. National Solar Radiation Database (2018). "NSRDB Data Viewer". En línea: [googl/9iyt76](http://googl/9iyt76) (Consulta: Junio de 2018).

De lo anterior, se empleó la metodología utilizada por Staffell & Stefan<sup>5</sup>, 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).

Gráfica 62. Proyección de la Demanda EE de GCE (GWh)



Fuente: Pacific Rubiales, Ecopetrol, Drummond, Sociedades Portuarias, Transelca S.A., Metro de Bogotá, 2019.

Tabla 14. Proyección de la Demanda EE de GCE (GWh)

AÑO	RUBIALES	OTRAS ECOPETROL	SOCIEDADES PORTUARIAS	DRUMMOND	VEHÍCULOS ELÉCTRICOS	METRO DE BOGOTÁ	TERNIUM SABANALARGA	EXPORTACIONES HACIA PANAMÁ	GENERACIÓN DISTRIBUIDA
2017	1.074			62	3				5
2018	1.124			62	3				9
2019	1.168	158	82	438	21		66		21
2020	1.097	467	165	647	34		72		43
2021	966	788	247	856	52		79		80
2022	811	1.173	247	982	76		85		136
2023	658	1.496	247	919	114		92		210
2024	521	1.401	247	841	175	95	99	2.164	303
2025	405	1.281	247	762	272	97	105	2.580	412
2026	314	1.161	247	691	432	99	112	2.711	531
2027	245	1.053	247	633	695	101	118	2.845	658
2028	194	965	247	577	1.133	103	125	2.773	788
2029	157	879	247	525	1.861	105	131	2.809	908
2030	130	800	247	478	2.862	108	805	2.399	1.016
2031	109	728	247	436	3.620	110	828	2.196	1.125
2032	92	664	247	397	4.580	112	853	2.115	1.218
2033	76	605	247	397	5.804	115	874	2.115	1.294

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, 2019.

<sup>5</sup> STAFFELL, IAIN & PFENNINGER, STEFAN. (2018). "The increasing impact of weather on electricity supply and

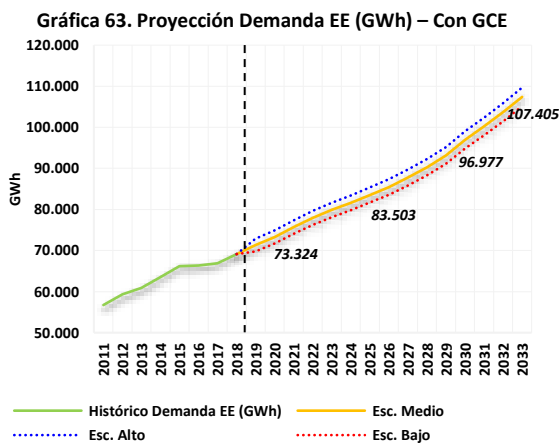
demand". *Energy* 145, pages: 65 – 78, DOI: 10.1016/j.energy.2017.12.051

Los resultados de integrar estas demandas a la proyección de la demanda nacional de energía eléctrica (sin incluir GD), se muestran en la Tabla 15:

Tabla 15. Proyección de la Demanda EE Anual (GWh) – Con GCE y Panamá

PROYECCIÓN GWH			
Año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	72.925	71.335	69.756
2020	74.945	73.324	71.714
2021	77.351	75.688	74.036
2022	79.664	77.958	76.263
2023	81.623	79.875	78.139
2024	85.576	83.786	82.009
2025	87.921	86.083	84.257
2026	90.073	88.188	86.316
2027	92.542	90.606	88.684
2028	95.068	93.080	91.104
2029	97.971	95.931	93.903
2030	101.470	99.376	97.297
2031	104.555	102.403	100.266
2032	107.966	105.755	103.559
2033	111.790	109.521	107.266

La Gráfica 63 ilustra la proyección nacional más los GCE la cual presenta un crecimiento promedio anual del 2,98% entre 2019 a 2033 para el escenario medio de proyección.

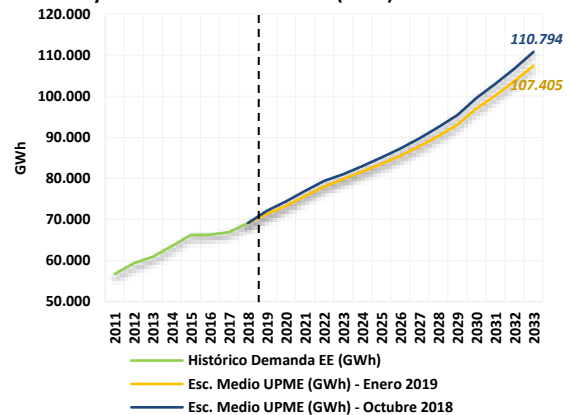


Fuente: UPME, Base de Datos XM (31 de Enero), ONU, DANE e IDEAM, 2019.

En la Gráfica 64, se muestra el cambio entre las proyecciones publicadas por la Unidad en Octubre 2018 y la presente revisión. El valor

promedio de diferencia anual entre proyecciones en el escenario medio se encuentra alrededor del 2,11% en el período 2019 – 2033.

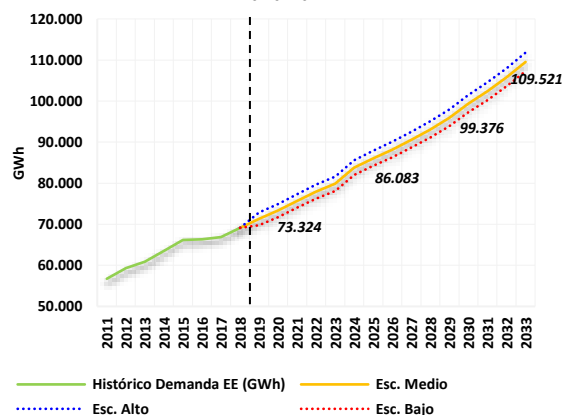
Gráfica 64. Comparación Enero 2019 vs Octubre 2018 de la Proyección Demanda EE Anual (GWh) – Con GCE



Fuente: UPME, Base de Datos XM (31 de Enero), ONU, DANE e IDEAM, 2019.

En la Gráfica 65 se muestra la proyección conjunta nacional con GCE y Panamá, la cual tiene un crecimiento promedio anual en el escenario medio del 3,12% durante el período proyectado.

Gráfica 65. Proyección Demanda EE (GWh) – Con GCE y Panamá

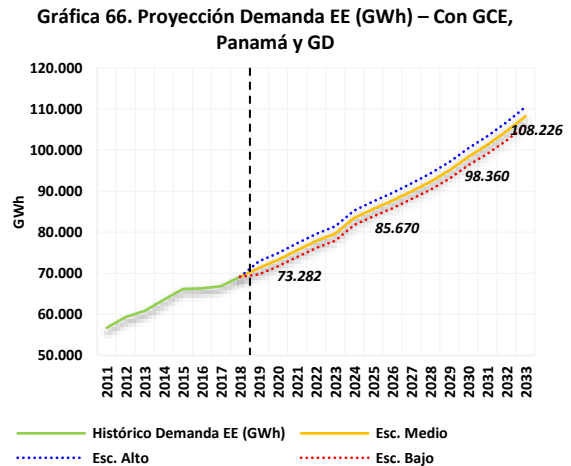


Fuente: UPME, Base de Datos XM (31 de Enero), ONU, DANE e IDEAM, 2019.

De otra parte, en la Tabla 16 y en la Gráfica 66 se muestra la proyección conjunta nacional con GCE, Panamá y GD, la cual tiene un crecimiento promedio anual en el escenario medio del 3,04% durante el período proyectado.

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

PROYECCIÓN GWH			
Año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	72.904	71.314	69.735
2020	74.903	73.282	71.672
2021	77.271	75.608	73.956
2022	79.528	77.822	76.127
2023	81.412	79.664	77.928
2024	85.273	83.483	81.706
2025	87.509	85.670	83.844
2026	89.542	87.657	85.785
2027	91.884	89.948	88.025
2028	94.281	92.292	90.316
2029	97.063	95.023	92.995
2030	100.453	98.360	96.280
2031	103.430	101.279	99.141
2032	106.747	104.537	102.340
2033	110.496	108.226	105.971



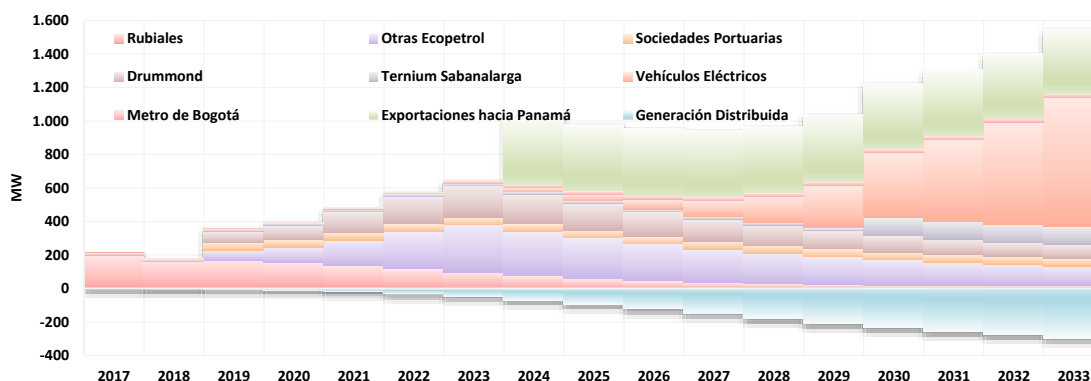
Fuente: UPME, Base de Datos XM (31 de Enero), ONU, DANE e IDEAM, 2019.

## 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 17 y Gráfica 67 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 67. Proyección de la Demanda Potencia Máxima de GCE (MW)



Fuente: Pacific Rubiales, Eco petrol, Drummond, Sociedades Portuarias, Transelca S.A., Metro de Bogotá, 2019.

Tabla 17. Proyección de la Demanda PMÁX de GCE (MW)

AÑO	RUBIALES	OTRAS ECO PETROL	SOCIEDADES PORTUARIAS	DRUMMOND	VEHÍCULOS ELÉCTRICOS	METRO DE BOGOTÁ	TERNIUM SABANALARGA	EXPORTACIONES HACIA PANAMÁ	GENERACIÓN DISTRIBUIDA
2017	198			15	0				1
2018	162			13	1				2
2019	168	60	47	66	3		15		5
2020	158	89	47	83	5		15		10
2021	139	150	47	123	8		15		18
2022	117	223	47	163	11		15		31
2023	95	285	47	187	16		15		48
2024	75	267	47	175	25	19	15	400	69
2025	58	244	47	160	39	20	15	398	94
2026	45	221	47	145	61	20	15	400	121
2027	35	200	47	132	97	21	15	399	150
2028	28	184	47	120	157	21	15	395	179
2029	23	167	47	110	256	22	15	400	207
2030	19	152	47	100	390	22	105	389	232
2031	19	139	47	91	489	23	105	393	257
2032	19	126	47	83	614	24	105	387	277
2033	19	115	47	83	772	24	105	387	296

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

Fuente: Pacific Rubiales, Eco petrol, Drummond, Sociedades Portuarias, Transelca S.A., Metro de Bogotá, 2019.

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 18.

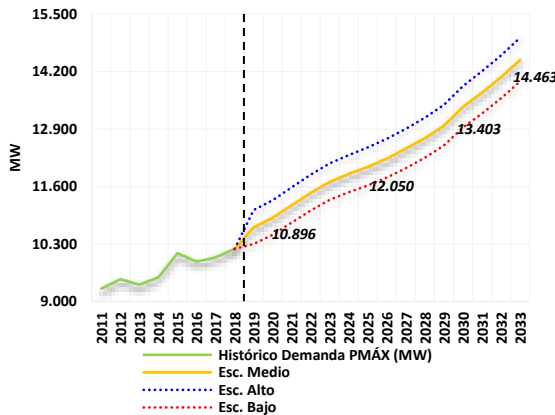
Tabla 18. Proyección de la Demanda PMÁX Anual (MW) – Con GCE y Panamá

PROYECCIÓN MW			
Año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	11.068	10.677	10.299
2020	11.289	10.891	10.507
2021	11.574	11.168	10.777

PROYECCIÓN MW			
Año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2022	11.864	11.450	11.052
2023	12.109	11.690	11.286
2024	12.634	12.207	11.795
2025	12.813	12.378	11.958
2026	12.957	12.514	12.086
2027	13.150	12.698	12.263
2028	13.321	12.861	12.417
2029	13.536	13.067	12.616
2030	13.785	13.308	12.848
2031	14.006	13.520	13.051
2032	14.244	13.748	13.271
2033	14.486	13.982	13.495

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 2,36% entre 2019 a 2033. (Gráfica 68)

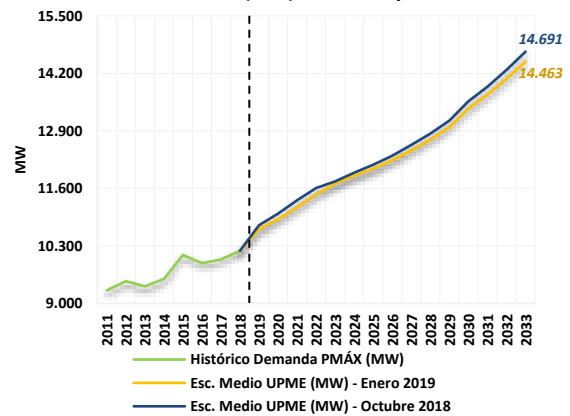
Gráfica 68. Proyección Demanda PMÁX (MW) – Con GCE



Fuente: UPME, Base de Datos XM (31 de Enero), ONU, DANE e IDEAM, 2019.

En la Gráfica 69, se muestra el cambio entre las proyecciones publicadas por la Unidad en Octubre de 2018 y la presente revisión. El valor promedio de diferencia anual entre proyecciones en el escenario medio, se encuentra alrededor del 1,08% en el período 2019 - 2033.

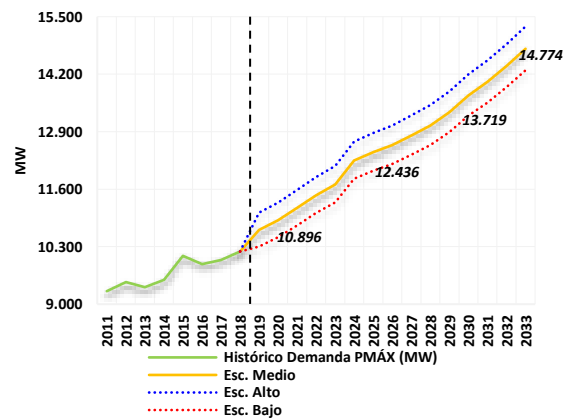
Gráfica 69. Comparación Abril vs Junio 2018 de la Proyección Demanda PMÁX Anual (MW) – Con GCE y Sin Panamá



Fuente: UPME, Base de Datos XM (31 de Enero), ONU, DANE e IDEAM, 2019.

En la Gráfica 70 se muestra la proyección conjunta nacional con GCE y Panamá, la cual tiene un crecimiento promedio anual en el escenario medio del 2,51% durante el período proyectado.

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



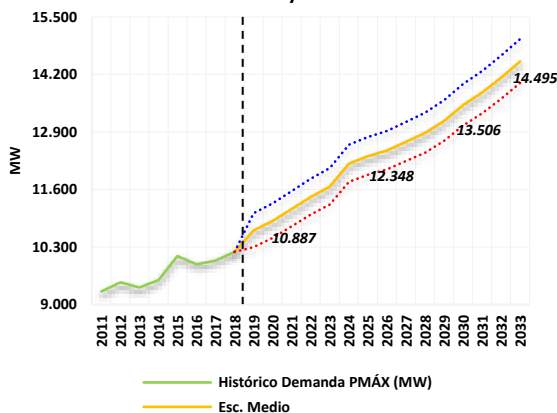
Fuente: UPME, Base de Datos XM (31 de Enero), ONU, DANE e IDEAM, 2019.

De otra parte, en la Tabla 19 y en la Gráfica 71 se muestra la proyección conjunta nacional con GCE, Panamá y GD, la cual tiene un crecimiento promedio anual en el escenario medio del 2,38% durante el período proyectado.

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

Año	PROYECCIÓN MW		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	11.067	10.675	10.298
2020	11.286	10.887	10.503
2021	11.565	11.159	10.767
2022	11.846	11.432	11.034
2023	12.084	11.664	11.260
2024	12.613	12.186	11.775
2025	12.783	12.348	11.928
2026	12.925	12.481	12.054
2027	13.128	12.676	12.241
2028	13.336	12.876	12.433
2029	13.615	13.147	12.695
2030	13.983	13.506	13.046
2031	14.277	13.792	13.324
2032	14.621	14.125	13.648
2033	15.000	14.495	14.008

Gráfica 71. Proyección Demanda PMÁX (MW) – Con GCE, Panamá y GD



Fuente: UPME, Base de Datos XM (31 de Enero), ONU, DANE e IDEAM, 2019.

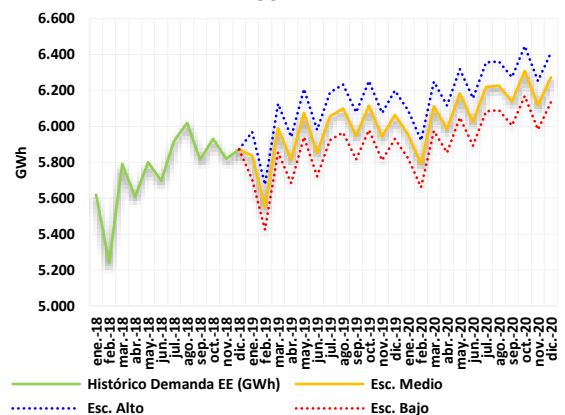
## 6.7 Demanda de Energía Eléctrica Total (Mensual)

A continuación, en la Tabla 20 y en la Gráfica 72 se presentan los resultados de la proyección de energía eléctrica mensual para el período Enero 2019 - Diciembre 2020, en donde se incluye la proyección de la demanda de GCE.

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

Mes	PROYECCIÓN GWh		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
ene-19	5.970	5.837	5.705
feb-19	5.676	5.550	5.425
mar-19	6.127	5.991	5.856
abr-19	5.941	5.812	5.685
may-19	6.208	6.074	5.941
jun-19	5.979	5.850	5.722
jul-19	6.189	6.055	5.922
ago-19	6.233	6.098	5.965
sep-19	6.078	5.947	5.816
oct-19	6.252	6.115	5.980
nov-19	6.075	5.942	5.811
dic-19	6.199	6.063	5.929
ene-20	6.090	5.956	5.822
feb-20	5.920	5.790	5.661
mar-20	6.248	6.111	5.974
abr-20	6.114	5.983	5.853
may-20	6.318	6.183	6.048
jun-20	6.157	6.025	5.893
jul-20	6.355	6.219	6.083
ago-20	6.361	6.225	6.090
sep-20	6.273	6.138	6.005
oct-20	6.447	6.307	6.169
nov-20	6.252	6.117	5.982
dic-20	6.410	6.271	6.133

Gráfica 72. Proyección Demanda Mensual EE (GWh) – Con GCE



Fuente: UPME, Base de Datos XM (31 de Enero), ONU, DANE e IDEAM, 2019.

En la gráfica anterior, la cual integra la demanda del SIN + GCE, tiene un crecimiento promedio mensual en el escenario medio del 3,01% durante el período proyectado.



En la Tabla 21 y en la Gráfica 73 se presentan los resultados de la proyección de energía eléctrica mensual para el período Enero 2019 - Diciembre 2020, en donde se incluye la proyección de la demanda de GCE y GD.

En la gráfica anterior, la cual integra la demanda del SIN + GCE + GD, tiene un crecimiento promedio mensual en el escenario medio del 2,99% durante el período proyectado.

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

Mes	PROYECCIÓN GWh		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
ene-19	5.968	5.835	5.703
feb-19	5.674	5.548	5.423
mar-19	6.125	5.989	5.854
abr-19	5.939	5.811	5.683
may-19	6.206	6.072	5.939
jun-19	5.977	5.848	5.720
jul-19	6.187	6.053	5.921
ago-19	6.231	6.097	5.963
sep-19	6.076	5.945	5.815
oct-19	6.250	6.114	5.978
nov-19	6.073	5.941	5.809
dic-19	6.197	6.062	5.927
ene-20	6.086	5.952	5.819
feb-20	5.917	5.787	5.657
mar-20	6.245	6.107	5.971
abr-20	6.111	5.980	5.849
may-20	6.315	6.179	6.045
jun-20	6.153	6.021	5.890
jul-20	6.351	6.215	6.080
ago-20	6.358	6.221	6.086
sep-20	6.269	6.135	6.001
oct-20	6.443	6.304	6.165
nov-20	6.248	6.113	5.979
dic-20	6.406	6.267	6.130

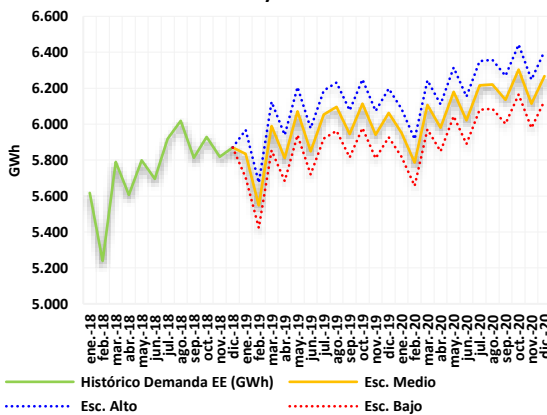
### 6.8 Demanda de Potencia Máxima Total (Mensual)

En la Tabla 22 y en la Gráfica 74 se presentan los resultados de la proyección de potencia máxima mensual para el período Enero 2019 - Diciembre 2020, en donde se incluye la proyección de la demanda de GCE y GD.

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

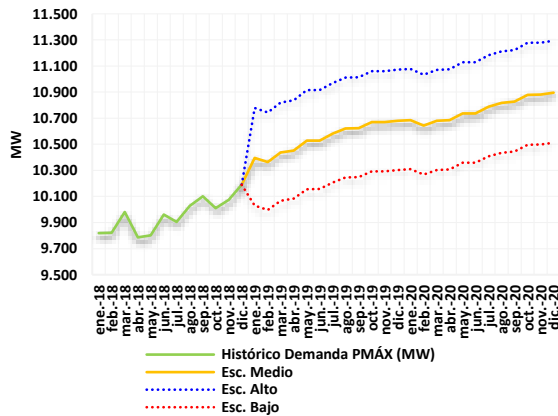
Mes	PROYECCIÓN MW		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
ene-19	10.778	10.397	10.029
feb-19	10.743	10.363	9.997
mar-19	10.819	10.436	10.067
abr-19	10.837	10.453	10.083
may-19	10.915	10.528	10.156
jun-19	10.915	10.529	10.157
jul-19	10.970	10.582	10.208
ago-19	11.012	10.622	10.247
sep-19	11.013	10.624	10.248
oct-19	11.062	10.670	10.293
nov-19	11.061	10.670	10.294
dic-19	11.072	10.680	10.302
ene-20	11.077	10.686	10.309
feb-20	11.032	10.643	10.268
mar-20	11.071	10.680	10.303
abr-20	11.075	10.684	10.307
may-20	11.130	10.737	10.358
jun-20	11.130	10.737	10.359
jul-20	11.182	10.788	10.407
ago-20	11.214	10.818	10.436
sep-20	11.223	10.827	10.446
oct-20	11.278	10.880	10.497
nov-20	11.278	10.881	10.498
dic-20	11.294	10.896	10.512

**Gráfica 73. Proyección Demanda Mensual EE (GWh) – Con GCE y GD**



**Fuente:** UPME, Base de Datos XM (31 de Enero), ONU, DANE e IDEAM, 2019.

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



Fuente: UPME, Base de Datos XM (31 de Enero), ONU, DANE e IDEAM, 2019.

En la gráfica anterior, la cual integra la demanda del SIN + GCE, tiene un crecimiento promedio mensual en el escenario medio del 4,03% durante el período proyectado.

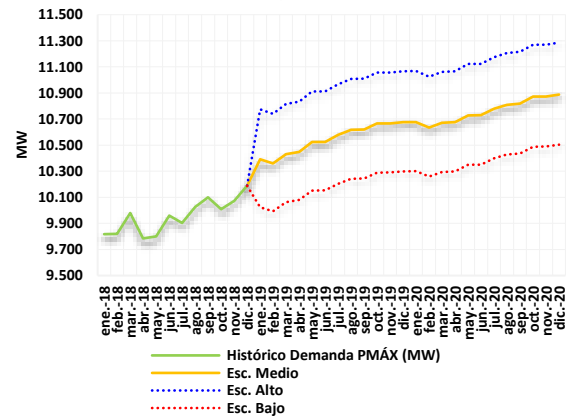
En la Tabla 23 y en la Gráfica 75 se presentan los resultados de la proyección de potencia máxima mensual para el período Enero 2019 - Diciembre 2020, en donde se incluye la proyección de la demanda de GCE y GD.

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

Mes	PROYECCIÓN MW		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
ene-19	10.774	10.392	10.024
feb-19	10.739	10.359	9.993
mar-19	10.815	10.431	10.062
abr-19	10.832	10.449	10.079
may-19	10.910	10.524	10.152
jun-19	10.911	10.525	10.152
jul-19	10.965	10.577	10.203
ago-19	11.008	10.618	10.242
sep-19	11.009	10.619	10.243
oct-19	11.057	10.666	10.289
nov-19	11.057	10.666	10.290
dic-19	11.067	10.675	10.298
ene-20	11.068	10.676	10.299
feb-20	11.024	10.634	10.259
mar-20	11.061	10.670	10.293
abr-20	11.067	10.676	10.299
may-20	11.121	10.729	10.350
jun-20	11.122	10.729	10.350

Mes	PROYECCIÓN MW		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
jul-20	11.174	10.779	10.399
ago-20	11.205	10.809	10.427
sep-20	11.215	10.818	10.437
oct-20	11.269	10.871	10.488
nov-20	11.270	10.873	10.490
dic-20	11.286	10.887	10.503

Gráfica 75. Proyección Demanda Mensual PMÁX (MW) – Con GCE y GD



Fuente: UPME, Base de Datos XM (31 de Enero), ONU, DANE e IDEAM, 2019.

En la gráfica anterior, la cual integra la demanda del SIN + GCE + GD, tiene un crecimiento promedio mensual en el escenario medio del 4,00% 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:

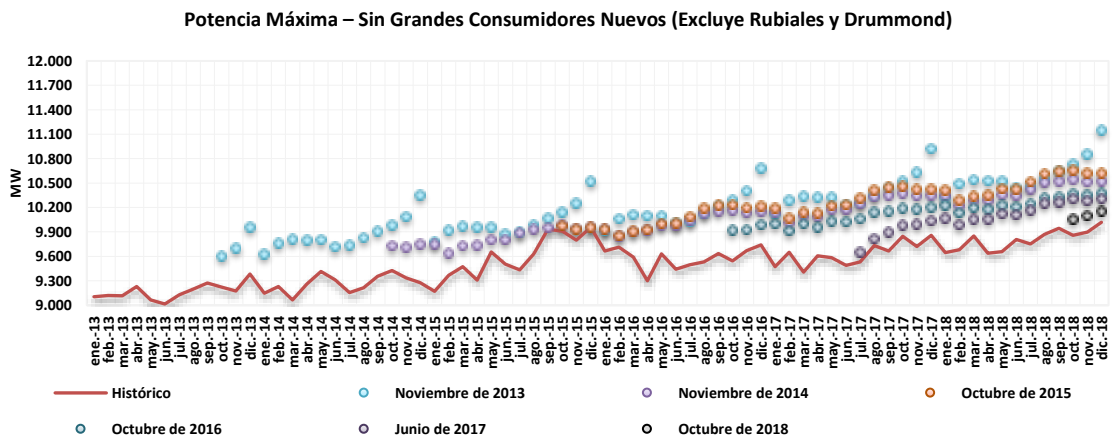
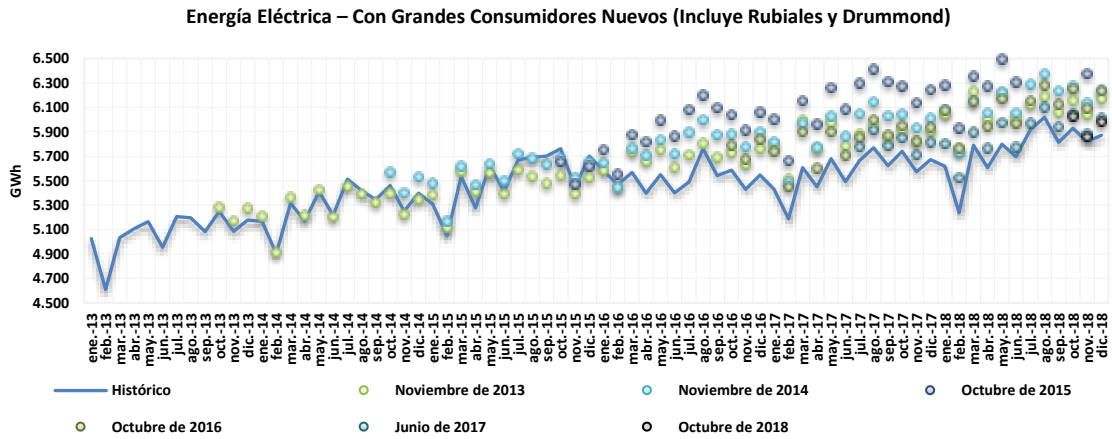
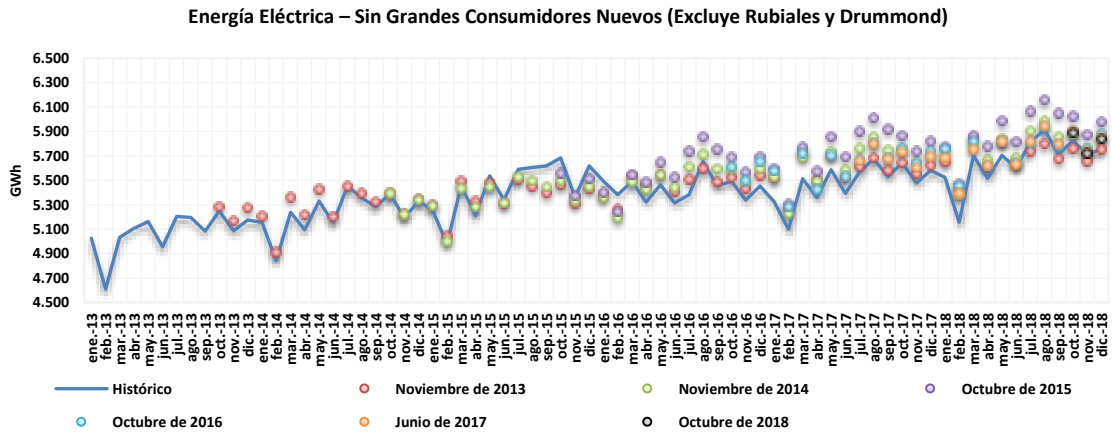
- a. Se analizó el comportamiento del total histórico de las proyecciones realizadas en la Unidad desde noviembre 2013 a Diciembre de 2018, con respecto a los valores realmente demandados. Empleando el Error Promedio Porcentual (APE), el Error Promedio Absoluto (AAE), y el Error Cuadrático Medio (MSE) (Gráfica 76 y Tabla 24).

Tabla 24. Errores de las proyecciones

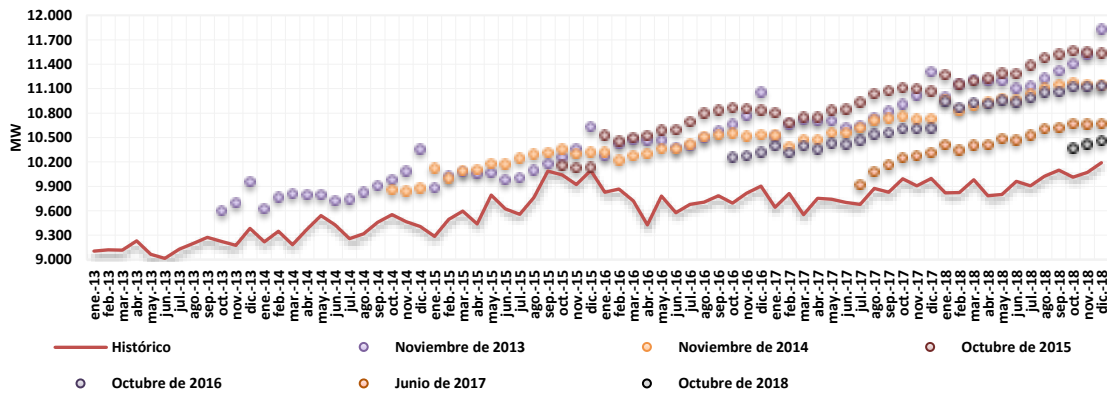
	ENERGÍA ELÉCTRICA					
	Con Grandes Consumidores Nuevos (Incluye Rubiales y Drummond)			Sin Grandes Consumidores Nuevos (Excluye Rubiales y Drummond)		
	APE	AAE	MSE	APE	AAE	MSE
Nov. 2013	2,42%	174	0,15%	0,71%	88	0,04%
Mar. 2014	1,41%	184	0,15%	-0,44%	91	0,05%
Jul. 2014	3,90%	236	0,25%	0,57%	108	0,05%
Nov. 2014	4,61%	266	0,29%	1,25%	114	0,06%
Mar. 2015	3,81%	260	0,27%	1,46%	135	0,07%
Jul. 2015	6,40%	406	0,60%	1,22%	129	0,07%
Oct. 2015	8,85%	508	0,92%	3,68%	227	0,19%
Ene. 2016	6,68%	377	0,50%	4,73%	265	0,25%
Jun. 2016	6,88%	387	0,50%	4,44%	245	0,21%
Oct. 2016	5,06%	285	0,28%	2,42%	132	0,07%
Feb. 2017	2,14%	119	0,06%	1,81%	101	0,05%
Jun. 2017	2,34%	133	0,06%	1,75%	97	0,04%
Abr. 2018	0,06%	52	0,01%	-0,13%	54	0,01%
Oct. 2018	1,42%	84	0,02%	0,93%	54	0,01%

	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	8,10%	789	0,79%	6,62%	633	0,48%
Mar. 2014	5,55%	560	0,45%	3,92%	384	0,19%
Jul. 2014	7,25%	708	0,61%	4,60%	444	0,25%
Nov. 2014	7,57%	741	0,64%	4,89%	470	0,28%
Mar. 2015	6,18%	630	0,53%	3,97%	406	0,22%
Jul. 2015	9,10%	911	1,03%	3,94%	399	0,21%
Oct. 2015	11,00%	1.082	1,34%	5,90%	571	0,39%
Ene. 2016	9,29%	914	0,93%	6,70%	648	0,47%
Jun. 2016	9,36%	922	0,95%	5,90%	571	0,37%
Oct. 2016	8,35%	825	0,75%	4,48%	434	0,21%
Feb. 2017	5,24%	517	0,29%	3,85%	374	0,16%
Jun. 2017	4,77%	474	0,25%	3,06%	299	0,11%
Abr. 2018	3,72%	370	0,14%	2,27%	222	0,06%
Oct. 2018	3,22%	325	0,11%	1,80%	178	0,03%

Gráfica 76. Histórico de las proyecciones – Revisión Noviembre de 2013 a Revisión Abril de 2018



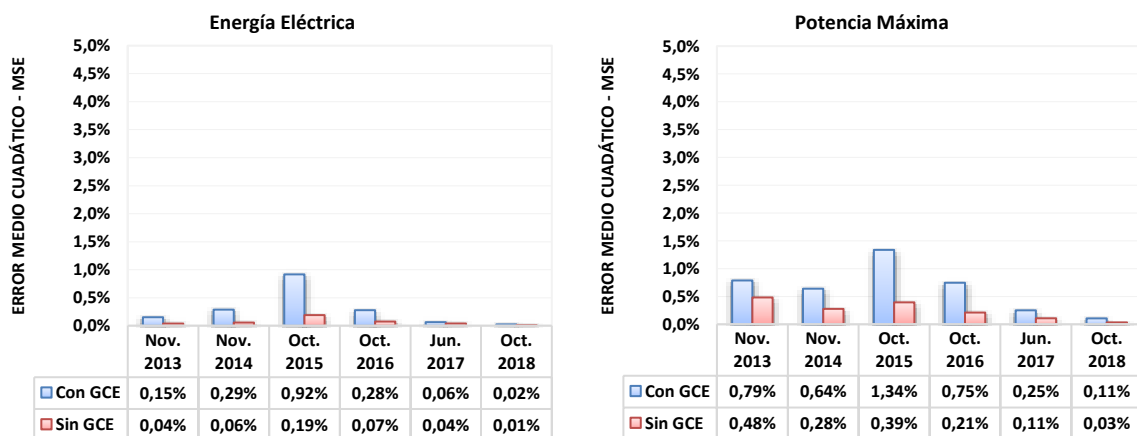
Potencia Máxima – Con Grandes Consumidores Nuevos (Incluye Rubiales y Drummond)



Fuente: UPME, Base de Datos XM (07 de Febrero), 2019.

- b. El desempeño de los modelos de noviembre de 2013 hasta diciembre 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 0,92% y 0,01% en el MSE de las proyecciones respectivamente. (Gráfica 77).
- 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 1,34% y 0,03% en el MSE de las proyecciones.

Gráfica 77. Seguimiento al Error Medio Cuadrático de las Revisiones Publicadas por la Unidad



Fuente: UPME, Base de Datos XM (07 de Febrero), 2019.

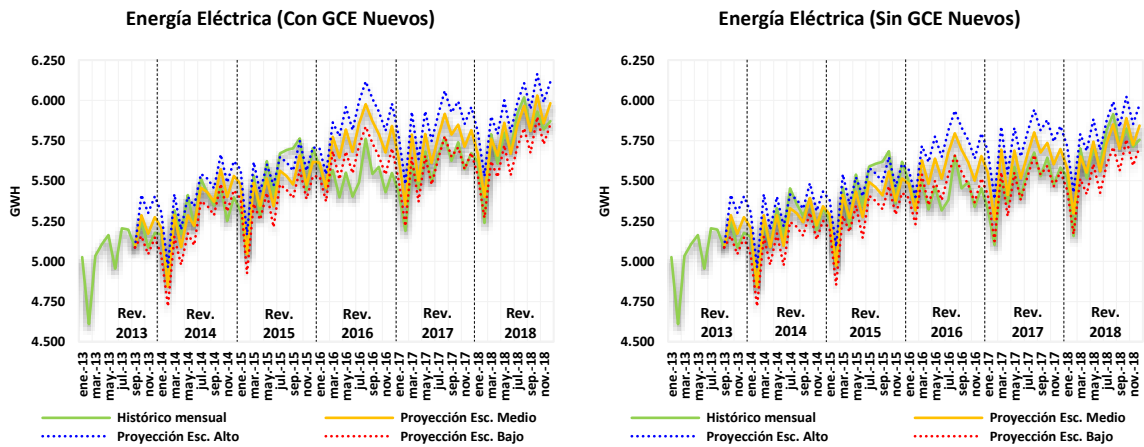
Los informes de proyección de demanda de energía eléctrica y potencia máxima para Colombia presentados cuatrimestralmente por la entidad, han mostrado una alto grado de correlación entre las variables empleadas (PIB, Población y Temperatura de las áreas geográficas del SIN).

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.

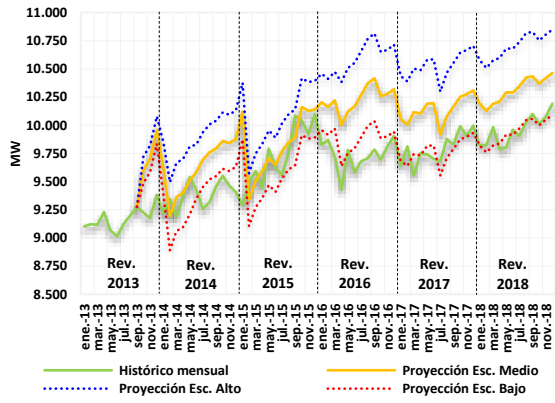
De manera similar, la metodología empleada para la construcción de los escenarios de proyección desde noviembre de 2013 a la fecha, guardan una estrecha relación; que ha permitido realizar los contrastes necesarios para el desarrollo de mecanismos, que permitan identificar los cambios tanto en bases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

Los modelos empleados para este seguimiento de la demanda se han ajustado y han reflejado el comportamiento de la demanda real del SIN (Gráfica 78).

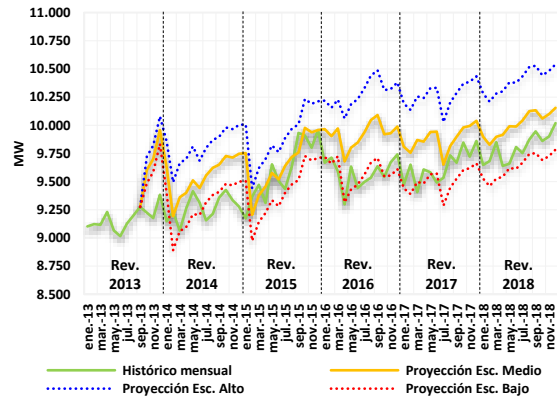
Gráfica 78. Seguimiento a las Proyecciones de Demanda de EE



Potencia Máxima (Con GCE Nuevos)



Potencia Máxima (Sin GCE Nuevos)



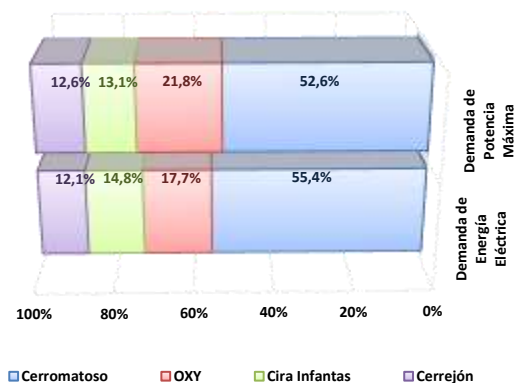
Fuente: UPME, Base de Datos XM (07 de Febrero), 2019.

## ANEXO B. EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA

### 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 79. Participación Promedio mensual de los GC Existentes (2011 – 2018)



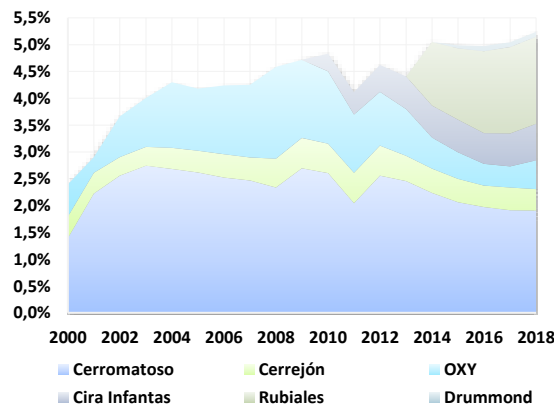
Fuente: UPME, Base de Datos XM (07 de Febrero), 2019.

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 5,78% en diciembre de 2018. La participación promedio mensual de los GCE en la demanda total de energía eléctrica para el período enero de 2000 a diciembre de 2018, se encuentra en

4,34%; y alcanza un máximo de 5,78% en diciembre de 2018 y un mínimo de 1,79% en octubre de 2000.

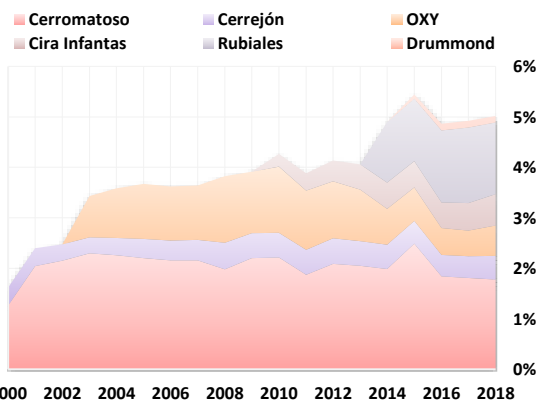
Gráfica 80. Evolución de la Participación Promedio Anual de los GCE en la Demanda de Energía Eléctrica



Fuente: UPME, Base de Datos XM (07 de Febrero), 2019.

- **Potencia máxima:** pasa de alrededor de 1,62% de la demanda total desde enero de 2000 y llega hasta 5,30% en diciembre de 2018. La participación promedio mensual de los GCE en la demanda máxima de potencia para el período enero de 2000 a diciembre de 2018, encuentra en 3,88%; y alcanza un máximo de 5,94% en julio de 2015 y un mínimo de 1,50% en marzo de 2000.

Gráfica 81. Evolución de la Participación Promedio Anual de los GCE en la Demanda de Potencia Máxima

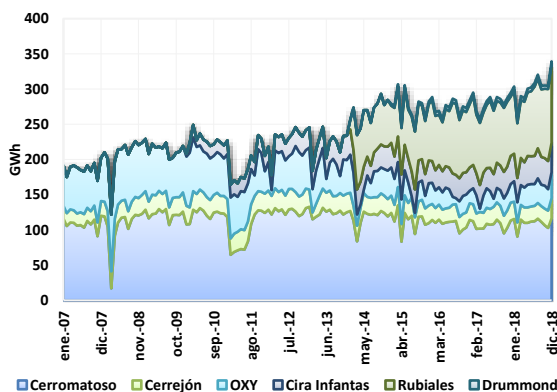


Fuente: UPME, Base de Datos XM (07 de Febrero), 2019.



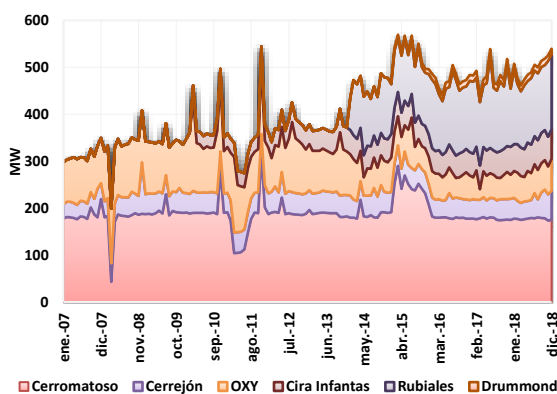
Como insumo de las proyecciones de demanda de energía eléctrica que hace la UPME; se emplea la información del SIN. La cual incorpora información de los agentes en mención, por lo que se incluyen dentro de la bolsa de energía usada para modelar la demanda total. A continuación se presenta un seguimiento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

Gráfica 82. Histórico de la demanda de energía eléctrica de los Grandes Consumidores Existentes (GWh)



Fuente: UPME, Base de Datos XM (07 de Febrero), 2019.

Gráfica 83. Histórico de la demanda de potencia máxima de los Grandes Consumidores Existentes (MW)



Fuente: UPME, Base de Datos XM (07 de Febrero), 2019.

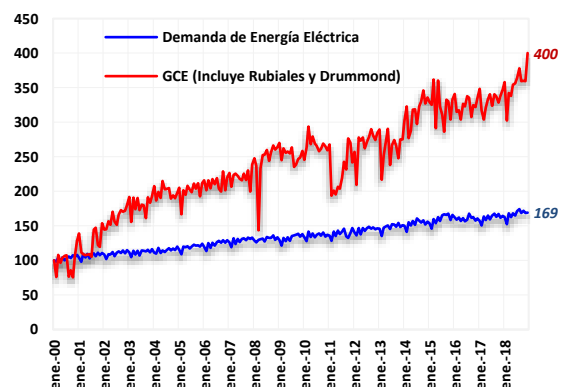
Por otra parte, se realizó el ejercicio de mostrar en un índice la relación de los grandes consumidores versus la demanda nacional del SIN. El índice de los GCE, se ve afectado en

gran medida por el comportamiento de la demanda de energía eléctrica como de potencia máxima a razón del GC Cerromatoso. Tomando como base a enero del 2000, de lo cual se puede observar que:

- a. Energía eléctrica: Tomando como base enero de 2000, la demanda de los grandes consumidores a diciembre de 2018 ha crecido 4,00 veces, mientras la demanda del SIN solamente ha crecido 1,69 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 84).

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 4,00 veces en diciembre de 2018, y un mínimo de 0,76 veces en febrero de 2000.

Gráfica 84. Índice de la demanda de energía eléctrica (Base Enero de 2000 = 100)

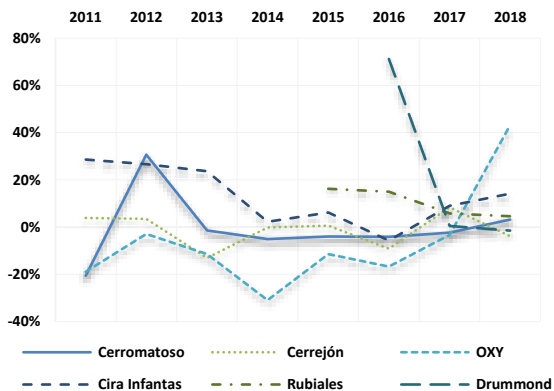


Fuente: UPME, Base de Datos XM (07 de Febrero), 2019.

El crecimiento de los GC durante los últimos 8 años (Gráfica 85), muestra distintas dinámicas de comportamiento debido a diversos

fenómenos socioeconómicos, climáticos, O&M, entre otros. El crecimiento anual promedio para estos son: Cerromatoso (-0,4%), Cerrejón (-1,2%), OXY (-6,5%), La Cira Infantas (13,1%), Rubiales (10,4%) y Drummond (23,4%).

Gráfica 85. Crecimiento promedio de la demanda de energía eléctrica de los GCE en los últimos 8 años

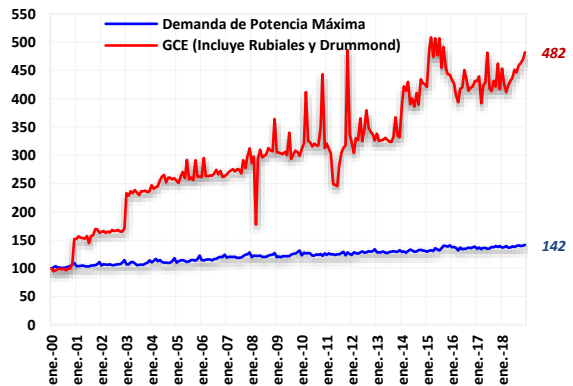


Fuente: UPME, Base de Datos XM (07 de Febrero), 2019.

b. Potencia máxima: Tomando como base enero de 2000, la demanda de los grandes consumidores a diciembre de 2018 ha crecido 4,82 veces, mientras la demanda del SIN ha crecido 1,42 veces. (Gráfica 86).

El índice para la Demanda de potencia máxima del SIN, alcanza un máximo de 1,42 veces en diciembre de 2018, 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.

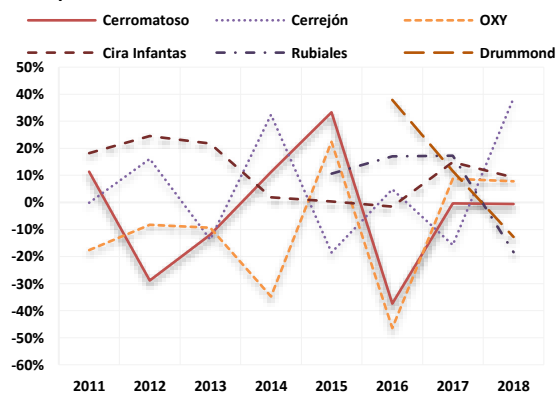
Gráfica 86. Índice de la demanda de potencia máxima (Base Enero de 2000 = 100)



Fuente: UPME, Base de Datos XM (07 de Febrero), 2019.

El crecimiento de los GC durante los últimos 8 años (Gráfica 87), muestra distintas dinámicas de comportamiento debido a diversos fenómenos socioeconómicos, climáticos, O&M, entre otros. El crecimiento anual promedio para estos son: Cerromatoso (-2,9%), Cerrejón (5,5%), OXY (-9,7%), La Cira Infantas (11,2%), Rubiales (6,7%) y Drummond (12,2%).

Gráfica 87. Crecimiento promedio de la demanda de potencia máxima de los GCE en los últimos 8 años

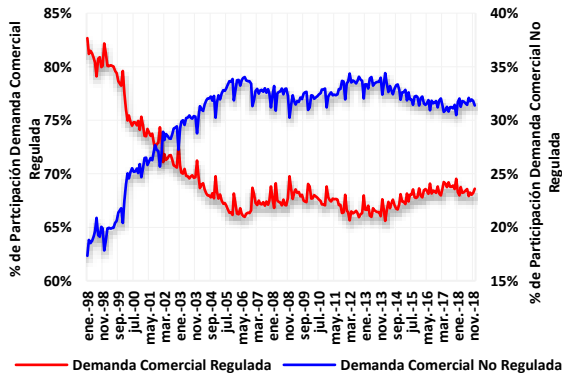


Fuente: UPME, Base de Datos XM (07 de Febrero), 2019.

### Demanda comercial de energía eléctrica por tipo de mercado

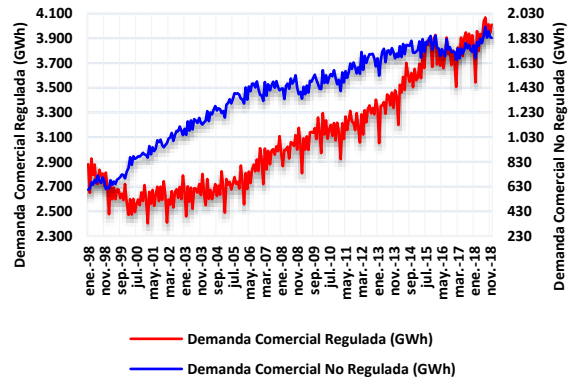
La participación promedio de la demanda comercial Regulada equivale 67,59% y el 32,41% restante, representa la demanda comercial No Regulada. Esta participación relativamente estable, se ha venido manteniendo desde 2004 hasta la fecha. Además, en los períodos climáticos severos de “El Niño”, la demanda Regulada aumenta su participación (pudiendo estar asociado al aumento de electricidad en sistemas de aire acondicionado, refrigeración, etc.), caso contrario se observa para la demanda No Regulada. A continuación, se presenta las participaciones históricas de estas:

Gráfica 88. Relación de la demanda de energía por tipo de usuario (%)



Fuente: UPME, Cubo XM (07 de Febrero), 2019.

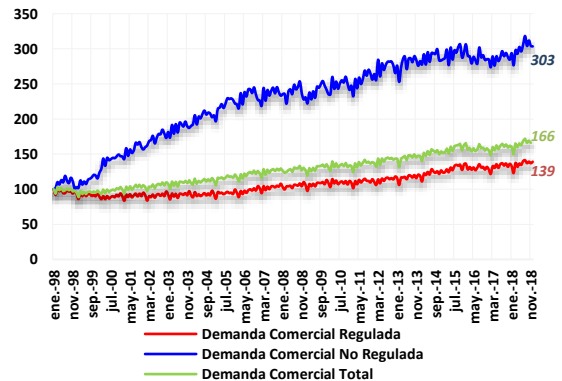
Gráfica 89. Relación de la demanda de energía por tipo de usuario (GWh)



Fuente: UPME, Cubo XM (07 de Febrero), 2019.

Para los índices de crecimiento de la demanda comercial, se tiene: a) Demanda Comercial No Regulada alcanza un máximo de 3,18 veces, b) Demanda Comercial Regulada alcanza un máximo de 1,41 veces, y c) Demanda Comercial Total alcanza un máximo de 1,72 veces en agosto de 2018.

Gráfica 90. Índice de la demanda comercial (Base Enero de 1998 = 100)



Fuente: UPME, Cubo XM (07 de Febrero), 2019.

## 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: Enero de 2019).
- -----. **Departamento Administrativo Nacional de Estadística. (2018).** “PIB. Cuentas Trimestrales”. En línea: <http://www.dane.gov.co/index.php/cuentas-economicas/cuentas-trimestrales> (Consulta: Enero de 2019).
- **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: Febrero 21 de 2019).
- -----. **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=](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: Febrero 21 de 2019).
- **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=%2FOCS%2FP\\_MHCP\\_WCC-119167%2F%2FidcPrimaryFile&revision=latestreleased](http://www.minhacienda.gov.co/HomeMinhacienda/ShowProperty?nodeId=%2FOCS%2FP_MHCP_WCC-119167%2F%2FidcPrimaryFile&revision=latestreleased) (Consulta: Febrero 21 de 2019).
- **NSRDB. National Solar Radiation Database (2018).** “NSRDB Data Viewer”. En línea: [goo.gl/9iyt76](http://goo.gl/9iyt76) (Consulta: Febrero 21 de 2019).

- 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: Febrero 21 de 2019).
- 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: Febrero 21 de 2019).
- 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: Febrero 07 de 2019).
- -----, 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: Febrero 07 de 2019).
- -----, 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: Febrero 07 de 2019).

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