



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

**Revisión
Julio de 2019**



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

“It is the accuracy and detail inherent in crafted goods that endows them with lasting value. It is the time and attention paid by the carpenter, the seamstress and the tailor that makes this detail possible”.

Tim Jackson

“Better a patient person than a warrior, one with self-control than one who takes a city”.

Proverbs 16:32

“Never be haughty to the humble or humble to the haughty”.

Jefferson Davis

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

Elaborado por:

William Alberto Martínez Moreno
Profesional Especializado

Romel Rodríguez Hernández
Profesional Especializado

Revisión
Julio de 2019

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	4
1. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA EN COLOMBIA	11
1.1 Demanda de Energía Eléctrica a largo plazo (Anual)	11
1.2 Demanda de potencia máxima a largo plazo (Anual)	14
1.3 Demanda de Energía Eléctrica a corto plazo (Mensual)	15
1.4 Demanda de Potencia Máxima a corto plazo (Mensual)	16
1.5 Demanda de Energía Eléctrica Total (Anual).....	17
1.6 Demanda de Potencia Máxima Total (Anual)	22
1.7 Demanda de Energía Eléctrica Total (Mensual)	25
1.8 Demanda de Potencia Máxima Total (Mensual).....	26
1.9 Demanda de Energía Eléctrica Total (Diaria).....	28
2. PANORAMA INTERNACIONAL: DETERIORO DEL ENTORNO, MENOR CONFIANZA INVERSIONISTA Y TENSIONES COMERCIALES EE. UU. – CHINA, REDUCEN EXPECTATIVAS DE CRECIMIENTO Y AUMENTAN AVERSIÓN AL RIESGO	33
3. ECONOMÍA COLOMBIANA: DESACELERACIÓN DE LAS ECONOMÍAS DESARROLLADAS, TENSIONES COMERCIALES Y CRISIS REGIONAL, RESTRINGEN EL CRECIMIENTO A CORTO PLAZO	36
4. ANÁLISIS MICROECONÓMICO MERCADOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA	40
5. PREVISIONES MACROECONÓMICAS DE CORTO Y MEDIANO PLAZO.....	42
6. EVOLUCIÓN DE LA CURVA DE CARGA NACIONAL: ¿EFICIENCIA ENERGÉTICA, HÁBITOS DE CONSUMO O GESTIÓN DE LA DEMANDA?	43
ANEXO A. SEGUIMIENTO A LAS PROYECCIONES DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA	47
Análisis de Sesgo Sistemático.....	47
ANEXO B. EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA	52
Indicadores de desempeño de los GCE.....	52
Demanda comercial de energía eléctrica por tipo de mercado	55
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	56

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:

a) Análisis macroeconómico y sectorial

1. La economía mundial afronta su mayor desaceleración desde la crisis 2006 – 2009, que en su momento condujo a la recesión más profunda en Estados Unidos y las principales economías de Europa Occidental, desde la crisis de 1929.

Las razones de esta desaceleración global que se observa en esta coyuntura económica, se concentran en cinco factores:

- i. Las tensiones comerciales entre Estados Unidos y China, que se han presentado tras los esfuerzos de la Administración Trump desde el inicio de su mandato en 2017, para proteger la industria nacional, que llevaron al incremento de los aranceles de productos importados de China, cuyo Gobierno decidió inicialmente enfrentar disminuyendo el flujo de importaciones de Estados Unidos mediante cuotas y mayores aranceles.
- ii. Sin embargo, la progresividad en el incremento de las tasas arancelarias, como de los productos chinos sujetos del mayor gravamen en Estados

Unidos, llevaron al Gobierno de China a tomar la medida de devaluar su moneda aproximadamente en un 10%, hecho que produjo un efecto dominó en las economías emergentes, quienes reaccionaron con una fuerte depreciación de sus monedas, y una caída en sus mercados de bonos y acciones. En países desarrollados, particularmente Europa Occidental, la respuesta ha sido la depreciación del Euro frente al dólar, y una caída en sus índices accionarios.

- iii. La inestabilidad política que se presenta Europa Occidental, principalmente en España y Reino Unido. La salida de Reino Unido de la Unión Europea, con la aprobación del Brexit, ha generado una inestabilidad política que condujo a la salida del poder de su Primer Ministro, Teresa May. Si bien el Brexit es un hecho, hay una polarización entre la población británica sobre la conveniencia de seguir adelante con la separación de la Eurozona, o de revertir esta decisión mediante un nuevo Referendo, a pesar que el Parlamento Europeo considera que Gran Bretaña no debe dilatar más las consecuencias del Brexit. En el caso de España, aunque las elecciones de Mayo dieron por ganador por mayoría apreciable al PSOE, partido político del actual Presidente del Gobierno, Pedro Sánchez, las reglas que imponen una mayoría en el Congreso de mitad más uno en los escaños, que obliga a alianzas del PSOE con otras fuerzas políticas, y que éstas alianzas no se hayan consumado, han

- desencadenado en una incertidumbre sobre si habrá nuevas elecciones, considerando que España ha tenido dos elecciones parlamentarias en los últimos 4 años.
- iv. La crisis migratoria que está generando disensos en el ambiente político, en Europa, Estados Unidos y Latinoamérica. La xenofobia y el resurgimiento de movimientos nacionalistas, están creando una polarización, que, viene influyendo a más, en las decisiones políticas de países desarrollados y emergentes. El tema de migraciones pasó a ser parte fundamental de la agenda en las elecciones, en particular, en Estados Unidos, que en el próximo año decidirá en presidenciales, la continuidad de la Administración Trump. En el caso de Latinoamérica, la migración masiva de venezolanos, como respuesta a la grave crisis económica e institucional que enfrentan en su país, está llevando a los países de la región a tomar medidas, considerando que la capacidad de recepción de migrantes ha desbordado sus previsiones, y que genera alteraciones tanto en la demografía como en el mercado laboral.
- v. La pérdida de confianza global, de parte de los inversionistas, al observar la menor dinámica de crecimiento de los países desarrollados, y aumentar su temor por una desaceleración brusca de Estados Unidos, a medida que el impacto de la reducción de impuestos a empresas, tras la reforma tributaria hecha por el Gobierno Trump en 2017, tiende a reducirse en el mediano plazo.
- vi. A nivel regional, la baja popularidad de los Gobiernos, el posicionamiento de fuerzas políticas anti – establishment, y el descontento por el incremento del desempleo y la reducción en las expectativas de crecimiento económico. A esto se suma, la inestabilidad política que ha generado el escándalo de corrupción de Oldebrech, que en el caso de Perú, la economía de mayor crecimiento en la presente década en Latinoamérica, fue determinante en la reducción de las expectativas de crecimiento de 3.8% a 3% para 2019. La recesión que enfrentan Brasil y Argentina, país que este año tendrá elecciones presidenciales, donde se presentó a reelección la Administración Macri, y las tensiones entre el sector empresarial y la administración López Obrador, acentúan un entorno regional crítico que restringe el crecimiento.
2. Para Colombia, las posibilidades de crecer por encima del 3%, como se ha planteado en el Marco Fiscal de Mediano Plazo, se restringen con este panorama internacional, deteriorado por los cinco factores descritos con anterioridad.
3. El crecimiento en 2019Q1, de 2.8%, estuvo por debajo de las expectativas de analistas y Gobierno, que tiene por meta 3.5% en 2019. No obstante, el dato de 2.8%, es el doble del crecimiento que el país tuvo en 2017 cuando se tuvo el punto más crítico tras el choque por la

- caída de precios del petróleo entre junio de 2014 y febrero de 2016, que redujo de manera sustancial las exportaciones y los ingresos corrientes de la nación. También se debe tener en cuenta, los efectos negativos que el cierre de la vía al llano que conecta Bogotá y en general, el centro del país y la región andina, con los llanos orientales originado por fallas en las obras acentuadas por la intensidad que tuvo el invierno en el primer semestre de 2019.
4. Las tensiones comerciales entre Estados Unidos y China, no han sido ajenas a la economía nacional. Colombia tras dichas tensiones, pasó ser para los Estados Unidos, uno de los principales destinos de exportación, en particular en productos de refinería. Ello sumado con la reconversión industrial que ha impulsado la ley de financiamiento, incrementó la demanda por divisas, que con la volatilidad de los mercados, acentuó la depreciación del peso hasta niveles de COP 3500. Por su parte, la correlación inversa que a largo plazo se evidencia entre dólar y precio de materias primas, se ha vuelto a fortalecer. La apreciación del dólar en 2019, ha vuelto a hacer retroceder la referencia Brent a niveles de USD 55 – USD 60 por barril.
 5. Los efectos de la mayor depreciación del peso colombiano, sobre la inflación, dependerán de buena parte de la recuperación con el ciclo de cultivos, tras el invierno, del comportamiento de los ingresos tributarios, así como a la respuesta de la producción nacional de petróleo, minerales metálicos y carbón, la cual se ha venido incrementando en el último año.
 6. A pesar de no crecer aún por encima del 3%, el recaudo tributario a julio de 2019, según cifras oficiales, está COP 2 Billones por encima de la meta de la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacional – DIAN. El crecimiento del consumo de los hogares ha vuelto a situarse en un rango 4% - 5%, y el clima de inversión ha respondido de forma positiva a los estímulos que ofreció la Ley de Financiamiento.
 7. Las preocupaciones de corto plazo en materia de precios, se centran en el repunte de la inflación de precios al consumidor y al productor, que refleja la depreciación del tipo de cambio, el encarecimiento de productos agrícolas, y el aumento de los precios de la energía (asociado a restricciones), el encarecimiento del gas y los combustibles, (por el choque cambiario), y las mayores demandas de industria (aumento de su capacidad instalada) y el comercio (mayor rotación de inventarios)
 8. En lo que atañe a los precios de la electricidad, su repunte ha acentuado una tendencia hacia una demanda menos inelástica en hogares y comercio, y más elástica en industria. Los cambios en la metodología de medición del IPC en 2018, hacen que el impacto de presiones inflacionarias en energía, tengan una mayor repercusión en el índice de precios al consumidor base 2018, con relación al índice de precios anterior base 2005.

9. La dinámica del consumo de electricidad, destaca el repunte de la industria, en menor magnitud del comercio y una ralentización en el consumo de hogares.
10. Aunque la Junta Directiva del Banco de la República, alerta por el repunte de las presiones inflacionarias, las expectativas de los agentes siguen controladas, y se mantienen en el rango meta 2% - 4% a 1 y 2 años. A mediano plazo, la principal preocupación se orienta hacia la reducción del desempleo, que ha venido teniendo un repunte en forma sostenida desde el primer semestre de 2017. La disminución de la tasa global de participación, la sistematización de labores de mano de obra no calificada, y la persistencia de un peso relativo alrededor del 90% de la mujer, en labores de hogar, muestran que la problemática del desempleo en Colombia va más allá de la dinámica del ciclo económico, y que su reducción al 8%, que es la tasa natural de desempleo estimada para Colombia, no será posible sólo con mayores tasas de crecimiento.
11. En relación con las previsiones de crecimiento económico, la Subdirección de Demanda bajó ligeramente su previsión 2019 a 3.2% (antes 3.5%) en un escenario base; los escenarios alternos, ubican el crecimiento en un rango de 2.7% - 4.0%. Sin embargo, mantiene su escenario de crecimiento promedio 3.5% para 2019 – 2022. Una nueva revisión está sujeta a la evolución del deterioro de la confianza global, a un crecimiento económico inferior a 2% en el segundo semestre en EE. UU. y a la evolución que sigan las economías principales en Europa y Latinoamérica, en consonancia

con el ciclo político y las tensiones que se han derivado con los cambios de Gobierno y la proximidad de elecciones presidenciales (Argentina).

b) Análisis Energético

1. La composición promedio del consumo de energía eléctrica en Colombia se encuentra representado en primer lugar por el sector Residencial (42%), seguido del sector Industrial (33%) y por último del sector Terciario (25%).
2. No obstante, cabe resaltar que para el sector Residencial los picos de potencia (mayor consumo de electricidad), se presentan en: a) 12 horas, y b) 19 y 21 horas (valor pico a las 20 horas).
3. El comportamiento de consumo eléctrico ha venido presentando una contribución positiva hacia la reducción en las horas pico y el aumento en las horas valle, como consecuencia de medidas de eficiencia energética y hábitos de consumo. Sin embargo en los últimos 2 a 3 años se ha presentado la implementación y penetración mecanismos de gestión de la demanda como son: respuesta a la demanda y generación distribuida.
4. Se concluye que existe además un balance de contribuciones dentro de los cuatro (4) bloques de la participación horaria en la curva de carga. Ya que el aumento de la contribución presentada en la hora 2 es cubierta por la reducción de la contribución en la hora 20. Caso similar, se presenta con la reducción de la contribución en la hora 7 que es

- cubierta por el aumento en la contribución en la hora 16.
5. 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.
 6. Cabe resaltar que en 2019, las expectativas de crecimiento potencial de la economía por parte de la UPME, se encuentran por debajo respecto a las demás entidades.
 7. Los datos demográficos y poblacionales empleados en las distintas revisiones de proyecciones energéticas de UPME, se han obtenido de los valores reportados por la Organización de las Naciones Unidas (ONU) y se han contrastado con los estimados por el DANE. De acuerdo al último comunicado de prensa emitido por el DANE el día 04 de julio del presentado, se estimó un total de 48.258.494 personas para el año 2018.
 8. La diferencia entre las proyecciones presentadas en la presente revisión y la revisión de febrero del año en curso, radica en una mayor desaceleración en la tasa de crecimiento poblacional y del crecimiento potencial de la economía en el periodo 2019 a 2023. Por lo que al transcurrir el tiempo de la proyección, la presente revisión se va aislando (a la baja) del valor proyectado en la revisión de febrero de 2019.
 9. El crecimiento promedio anual para la demanda de energía eléctrica para el período comprendido entre 2019 a 2033 será: SIN (1,92%), SIN+GCE (2,39%), SIN + GCE + Panamá (2,53%) y SIN + GCE + Panamá + GD (2,44%).
 10. El crecimiento promedio anual para la demanda de potencia máxima para el período comprendido entre 2019 a 2033 será: SIN (1,36%), SIN+GCE (1,85%), SIN + GCE + Panamá (2,01%) y SIN + GCE + Panamá + GD (1,87%).
 11. Para el desarrollo de las proyecciones de demanda de energía eléctrica a nivel diario, fue necesario implementar la metodología realizada y expuesta en 2012 por el Operador de Red (OR) Enel - Codensa, la cual ha mostrado resultados de proyección a nivel horario para los nuevos clientes (los cuales no cuentan con mediciones) con un ajuste proyectado contra el valor real superior al 95%. Para ello, se debe tener al menos un mínimo de características en común, tales como: actividad económica, estacionalidad de consumo, tipo de día calendario, crecimiento mensual, etc.
 12. Para los modelos de demanda de energía eléctrica (incluyendo y excluyendo los "GCE" Rubiales y Drummond), se han obtenido reducciones del 0,92% y 0,00% en el MSE de las proyecciones respectivamente.

13. En cuanto a los modelos de demanda de potencia máxima (incluyendo y excluyendo los “GCE” Rubiales y Drummond), se obtuvieron reducciones del 1,38% y 0,04% en el MSE de las proyecciones.
14. El crecimiento anual promedio de la demanda de energía eléctrica, durante los últimos 3 años para los Grandes Consumidores existentes (GC): Cerromatoso (-0,5%), Cerrejón (4,6%), OXY (45,6%), La Cira Infantas (9,0%), Rubiales (9,4%) y Drummond (10,6%).
15. El crecimiento anual promedio de la demanda de potencia máxima, durante los últimos 8 años para los Grandes Consumidores existentes (GC) fue: Cerromatoso (-4,5%), Cerrejón (12,6%), OXY (10,0%), La Cira Infantas (9,6%), Rubiales (8,0%) y Drummond (7,3%).

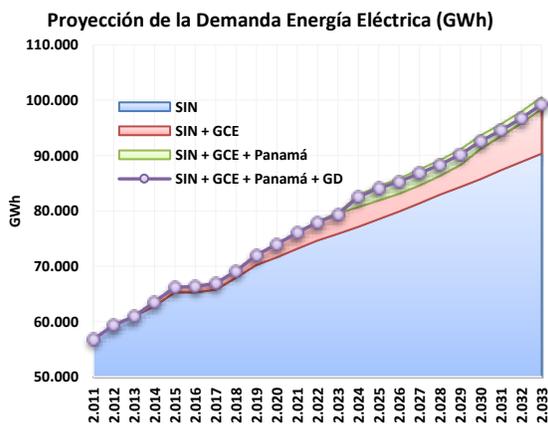
- Los resultados de integrar estas demandas a la proyección de la demanda nacional de energía eléctrica se muestran en la Tabla 1.

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

Año	PROYECCIÓN ESCENARIO MEDIO			
	SIN	SIN + GCE	SIN + GCE + Panamá	SIN + GCE + Panamá + GD
2019	70.244	71.998	71.998	71.977
2020	71.600	74.010	74.010	73.968
2021	73.172	76.111	76.111	76.031
2022	74.647	78.062	78.062	77.926
2023	75.845	79.590	79.590	79.380
2024	77.095	80.688	82.852	82.549
2025	78.525	81.887	84.467	84.054
2026	79.888	83.105	85.816	85.285
2027	81.390	84.610	87.455	86.797
2028	82.899	86.345	89.118	88.331
2029	84.302	88.286	91.095	90.187
2030	85.724	91.231	93.631	92.614
2031	87.343	93.487	95.683	94.558
2032	88.864	95.843	97.959	96.740
2033	90.332	98.440	100.555	99.261

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

Resumen de Resultados Demanda Energía Eléctrica 2019 - 2033

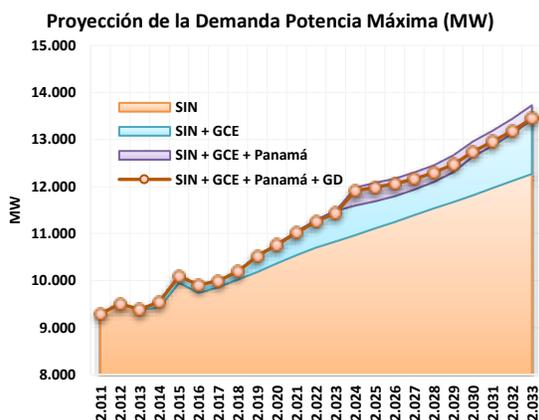


Fuente: UPME, 2019.

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

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

Resumen de Resultados Demanda Potencia Máxima 2019 - 2033



Fuente: UPME, 2019.

- 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	10.185	10.526	10.526	10.522
2020	10.363	10.769	10.769	10.761
2021	10.542	11.033	11.033	11.016
2022	10.703	11.286	11.286	11.257
2023	10.833	11.480	11.480	11.435
2024	10.972	11.595	11.973	11.909
2025	11.109	11.688	12.075	11.986
2026	11.247	11.796	12.166	12.056
2027	11.397	11.939	12.299	12.159
2028	11.536	12.101	12.453	12.293
2029	11.675	12.306	12.666	12.470
2030	11.817	12.642	12.956	12.743
2031	11.969	12.872	13.188	12.954
2032	12.121	13.127	13.438	13.181
2033	12.270	13.416	13.727	13.448

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

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

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

1. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA EN COLOMBIA

1.1 Demanda de Energía Eléctrica a largo plazo (Anual)

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

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

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

	ABREVIATURA	PERIODICIDAD	FUENTE
Demanda de Energía Eléctrica :	DEE	Mensual (Enero 1991 – Junio 2018)	XM
PIB Total :	PIBTotal	Trimestral (Marzo 1994 – Diciembre 2018)	DANE
		Trimestral (Marzo 2019 – 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 (17 de Junio), ONU (Junio 2019), 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 Q3/2017 a Q2/2018).

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.

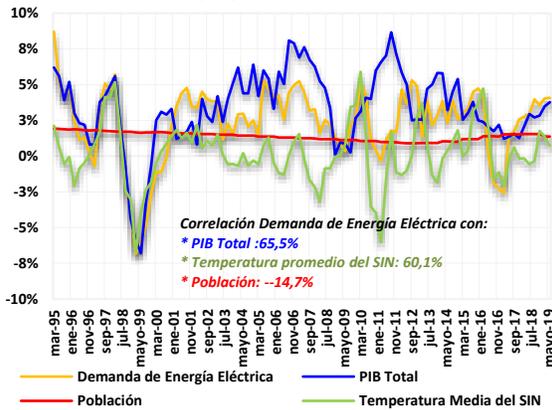
Como resultado, la composición del modelo combinado es: VAR Endógeno (14%), VAR Exógeno (50%) y VEC (36%).

¹ 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 1).

Gráfica 1. Crecimiento anual de las variables empleadas en las proyecciones UPME



Fuente: UPME, Base de Datos XM (17 de Junio), ONU (Junio 2019), 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	45.663
2012	713.707	23,31	46.076
2013	746.301	23,38	46.495
2014	781.589	23,55	46.968
2015	804.692	23,98	47.521
2016	821.489	24,21	48.175
2017	832.590	24,09	48.910
2018	854.721	24,13	49.661
2019	884.662	24,14	50.339
2020	918.240	24,10	50.883
2021	950.917	24,22	51.266
2022	982.070	24,26	51.513
2023	1.010.820	24,19	51.673
2024	1.039.240	24,22	51.820
2025	1.074.030	24,26	52.007
2026	1.108.935	24,27	52.249
2027	1.144.752	24,33	52.530
2028	1.180.684	24,36	52.835
2029	1.216.548	24,32	53.136
2030	1.253.296	24,30	53.417
2031	1.291.033	24,39	53.674
2032	1.329.851	24,38	53.914
2033	1.370.822	24,35	54.139

Fuente: DANE – IDEAM – (ONU)
 Cálculos UPME Cálculos UPME
 Revisión: Marzo de 2019 2015 Junio de 2019

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%	0,97%
2012	3,90%	0,10%	0,90%
2013	4,57%	0,29%	0,91%
2014	4,73%	0,74%	1,02%
2015	2,96%	1,80%	1,18%
2016	2,09%	0,96%	1,38%
2017	1,35%	-0,48%	1,53%
2018	2,66%	0,17%	1,54%
2019	3,50%	0,05%	1,37%
2020	3,80%	-0,15%	1,08%
2021	3,56%	0,47%	0,75%
2022	3,28%	0,17%	0,48%
2023	2,93%	-0,29%	0,31%
2024	2,81%	0,14%	0,28%
2025	3,35%	0,16%	0,36%
2026	3,25%	0,02%	0,47%
2027	3,23%	0,26%	0,54%

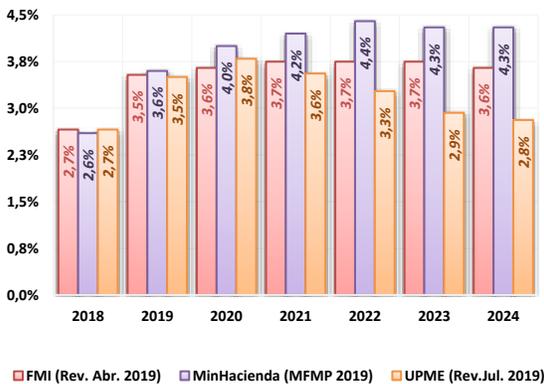
	Crecimiento Anual		
	PIB	Temperatura Media Áreas Geográficas del SIN	Población
2028	3,14%	0,13%	0,58%
2029	3,04%	-0,14%	0,57%
2030	3,02%	-0,09%	0,53%
2031	3,01%	0,36%	0,48%
2032	3,01%	-0,06%	0,45%
2033	3,08%	-0,13%	0,42%

Como se pudo observar en la Gráfica 2, 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).

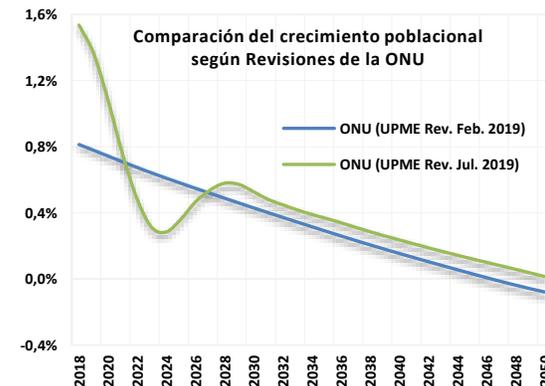
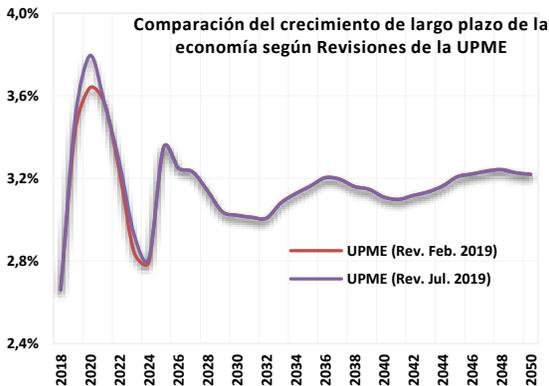
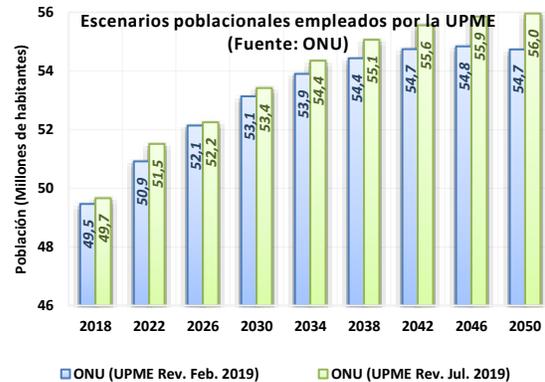
Cabe resaltar que en 2019, las expectativas de crecimiento potencial de la economía por parte de la UPME, se encuentran por debajo respecto a las demás entidades.

Los datos demográficos y poblacionales empleados en las distintas revisiones de proyecciones energéticas de UPME, se han obtenido de los valores reportados por la Organización de las Naciones Unidas (ONU) y se han contrastado con los estimados por el DANE. De acuerdo al último comunicado de prensa emitido por el DANE el día 04 de julio del presentado, se estimó un total de 48.258.494 personas para el año 2018.

Gráfica 2. Crecimiento potencial de la economía



Gráfica 3. Crecimiento poblacional - ONU



Fuente: UPME, MINHACIENDA, FMI, 2019.

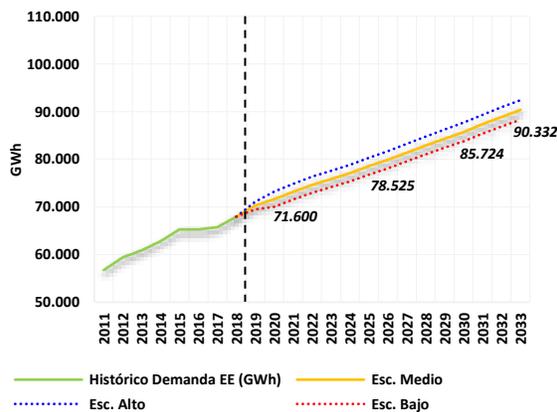
Fuente: ONU, 2019.

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 4 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	71.052	70.244	69.443
2020	73.224	71.600	69.989
2021	74.833	73.172	71.525
2022	76.342	74.647	72.966
2023	77.568	75.845	74.135
2024	78.846	77.095	75.358
2025	80.309	78.525	76.755
2026	81.702	79.888	78.089
2027	83.237	81.390	79.557
2028	84.782	82.899	81.032
2029	86.216	84.302	82.402
2030	87.671	85.724	83.793
2031	89.326	87.343	85.375
2032	90.882	88.864	86.862
2033	92.383	90.332	88.296

Gráfica 4. Proyección Demanda EE Anual (GWh) – Sin GCE ni Panamá

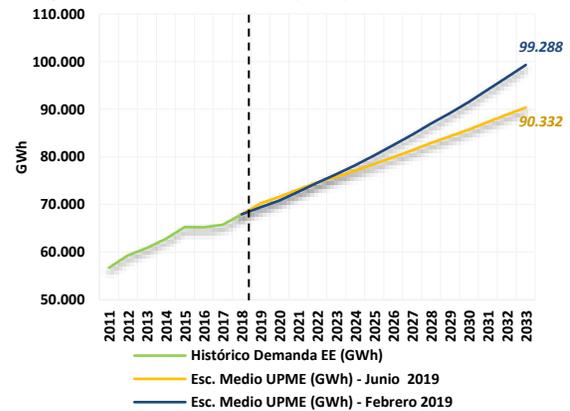


Fuente: UPME, Base de Datos XM (17 de Julio), ONU, DANE e IDEAM, 2019.

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 1,92% en el escenario medio.

En la Gráfica 5 se muestra el cambio entre las proyecciones publicadas por la Unidad en Febrero 2019 y la presente revisión.

Gráfica 5. Comparación Junio vs Febrero 2019 de la Proyección Demanda EE Anual (GWh) – Sin GCE ni Panamá



Fuente: UPME, Base de Datos XM (17 de Julio), ONU, DANE e IDEAM, 2019.

El valor promedio de diferencia anual entre proyecciones en el escenario medio se encuentra alrededor del 3,91% en el período 2019 – 2033.

1.2 Demanda de potencia máxima a largo plazo (Anual)

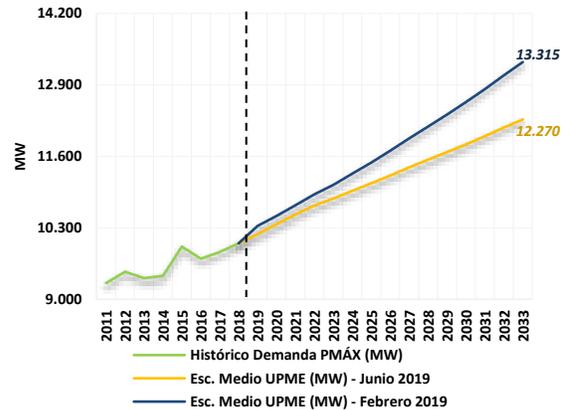
El modelo de largo plazo emplea los datos obtenidos de la proyección del modelo de corto plazo de potencia máxima. La periodicidad de los datos es mensual, para lo cual se deben anualizar tomando el máximo valor presentado durante los doce meses de cada año.

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

PROYECCIÓN MW			
Año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	10.525	10.185	10.028
2020	10.710	10.363	10.028
2021	10.895	10.542	10.201
2022	11.061	10.703	10.357
2023	11.195	10.833	10.482
2024	11.339	10.972	10.617
2025	11.480	11.109	10.749
2026	11.624	11.247	10.883
2027	11.778	11.397	11.028
2028	11.921	11.536	11.162
2029	12.066	11.675	11.297
2030	12.212	11.817	11.435
2031	12.369	11.969	11.581
2032	12.527	12.121	11.729
2033	12.681	12.270	11.873

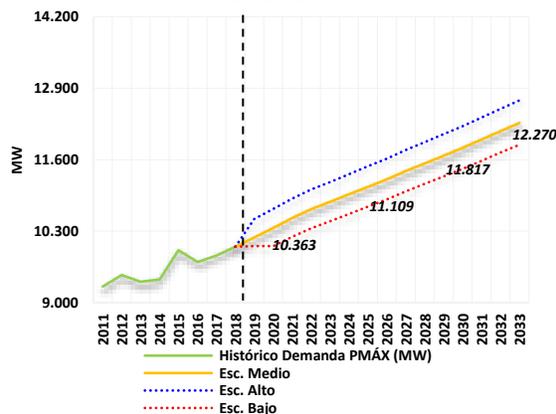
Gráfica 7. Comparación Junio vs Febrero 2019 de la Proyección Demanda PMÁX Anual (MW) – Sin GCE ni Panamá



Fuente: UPME, Base de Datos XM (17 de Julio), ONU, DANE e IDEAM, 2019.

La Gráfica 6 muestra los resultados de esta proyección para el período 2019 - 2033.

Gráfica 6. Proyección Demanda PMÁX Anual (MW) – Sin GCE ni Panamá



Fuente: UPME, Base de Datos XM (17 de Julio), 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 1,36%.

En la Gráfica 7 se muestra el cambio entre las proyecciones publicadas por la Unidad en Febrero 2019 y la presente revisión.

El valor promedio de diferencia anual entre proyecciones en el escenario medio, se encuentra alrededor del 4,31% en el período 2019 - 2033.

1.3 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 – Junio 2019)	XM
Efecto Calendario	CALEND	Mensual (Enero 1991 – Diciembre 2033)	Construcción Propia ²

Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2019.

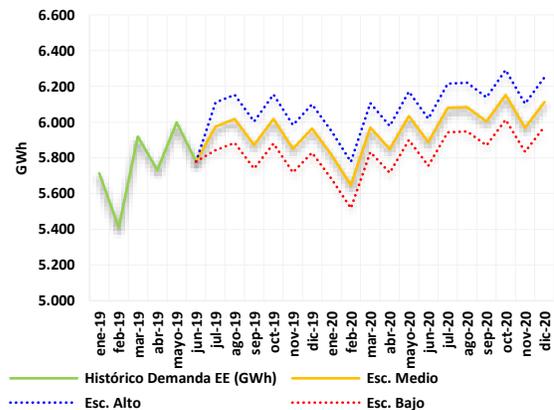
La Tabla 11 muestra los resultados de esta proyección sin incluir la demanda de Grandes Consumidores Especiales.

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

Mes	PROYECCIÓN GWh		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
jul-19	6.110	5.975	5.842
ago-19	6.153	6.017	5.883
sep-19	6.003	5.871	5.740
oct-19	6.154	6.017	5.881
nov-19	5.983	5.850	5.718
dic-19	6.100	5.964	5.829
ene-20	5.950	5.816	5.683
feb-20	5.778	5.647	5.518
mar-20	6.107	5.970	5.833
abr-20	5.979	5.848	5.717
may-20	6.170	6.034	5.900
jun-20	6.020	5.887	5.756
jul-20	6.216	6.079	5.943
ago-20	6.221	6.084	5.948
sep-20	6.138	6.003	5.869
oct-20	6.291	6.152	6.013
nov-20	6.104	5.968	5.834
dic-20	6.250	6.111	5.974

La Gráfica 8 muestra los valores proyectados entre julio de 2019 a diciembre 2020:

Gráfica 8. Proyección Demanda EE Mensual (GWh) – Sin GCE ni Panamá



Fuente: UPME, Base de Datos XM (17 de Julio), 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 Unidad³.

1.4 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:

² UPME - MARTÍNEZ M., WILLIAM ALBERTO. (2012). "Escenarios alternativos de proyección de energía eléctrica que consideren los eventos y tendencias recientes del consumo". Contrato UPME 200-2012164. Bogotá, D.C. Colombia. 19 de Noviembre de 2012 (Consulta: Julio 2019).

³ SIEL. Sistema de Información Eléctrico Colombia. Demanda de Energía. Escenarios de Proyección de Demanda. En línea: <http://www.siel.gov.co/Inicio/Demanda/ProyeccionesDeDemanda/tabid/97/Default.aspx>

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

	ABREVIATURA	PERIODICIDAD	FUENTE
Demanda de Potencia Máxima :	DPMÁX	Mensual (Enero 1991 – Junio 2019)	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.

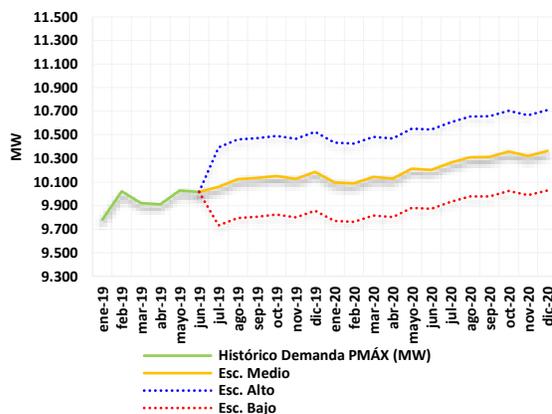
A continuación, en la Tabla 13 se presentan los resultados de la proyección de potencia máxima mensual sin incluir la demanda de potencia de Grandes Consumidores Especiales para el período enero 2019 - diciembre 2020.

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

Mes	PROYECCIÓN MW		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
jul-19	10.394	10.057	9.732
ago-19	10.461	10.122	9.795
sep-19	10.472	10.133	9.806
oct-19	10.491	10.151	9.823
nov-19	10.466	10.127	9.799
dic-19	10.525	10.185	9.855
ene-20	10.434	10.096	9.770
feb-20	10.425	10.088	9.761
mar-20	10.482	10.143	9.815
abr-20	10.469	10.130	9.802
may-20	10.553	10.211	9.881
jun-20	10.543	10.202	9.872
jul-20	10.606	10.263	9.931
ago-20	10.655	10.310	9.976
sep-20	10.656	10.312	9.978
oct-20	10.705	10.358	10.023
nov-20	10.667	10.321	9.987
dic-20	10.710	10.363	10.028

Estos valores se ilustran en la Gráfica 9.

Gráfica 9. Proyección Demanda PMÁX Mensual (MW) – Sin GCE ni Panamá



Fuente: UPME, Base de Datos XM (17 de Julio), ONU, DANE e IDEAM, 2019.

1.5 Demanda de Energía Eléctrica Total (Anual)

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

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

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

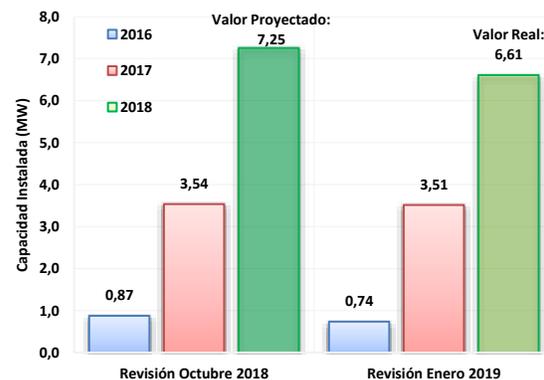
i) Es importante resaltar, que los valores presentados en éste informe en cuanto a la conexión con Panamá, fueron realizados como ejercicio de planeación en colaboración con la Empresa de

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

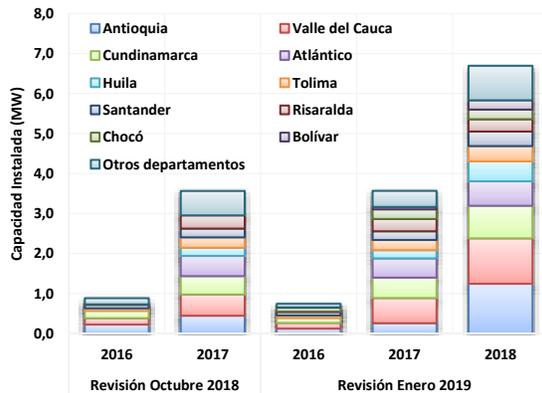
Como se ha venido mencionando en informes anteriores, se tuvo en cuenta la normativa regulatoria y los decretos pertinentes a la Generación Distribuida. Además, se empleó nuevamente la base de datos de los proyectos que han solicitado y se han certificado, para acceder a los incentivos tributarios contemplados 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 10. Capacidad Instalada de los Proyectos para Generación Distribuida empleando FNCE (Solar Fotovoltaica)



Fuente: UPME, 2019.

Gráfica 11. 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*

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

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.*

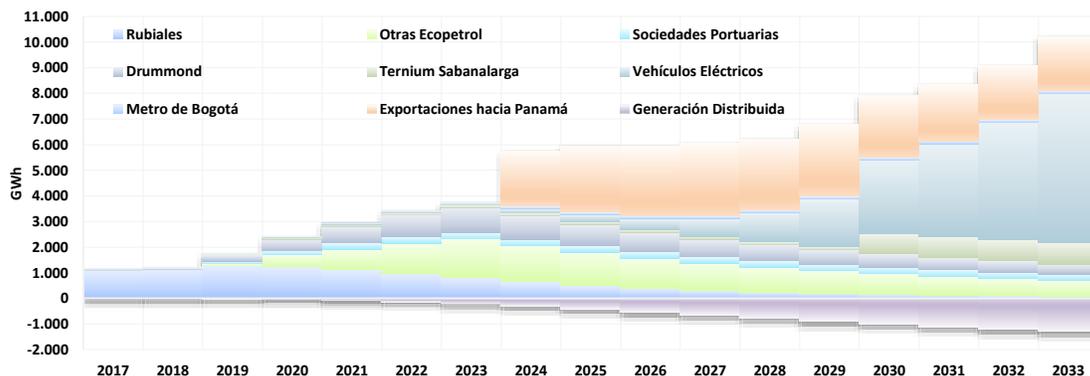
Además, se empleó los datos reportados por el IDEAM⁴ en cuanto a Brillo (horas día) y Radiación Solar (kWh/m²), los cuales fueron contrastados con la base de datos de NREL - NSRDB⁵ (Base de Datos Nacional de Radiación Solar).

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 12 se presentan los valores de la proyección de demanda de energía eléctrica esperada para Grandes Consumidores Especiales y ventas a Panamá, los cuales se actualizaron con respecto a las solicitudes de conexión presentadas.

De lo anterior, se empleó la metodología utilizada por Staffell & Stefan⁶, 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 12. Proyección de la Demanda EE de GCE (GWh)



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

⁴ 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)

⁵ NSRDB. National Solar Radiation Database (2018). "NSRDB Data Viewer". En línea: goo.gl/9iyt76 (Consulta: Junio de 2018).

⁶ STAFFELL, IAIN & PFENNINGER, STEFAN. (2018). "The increasing impact of weather on electricity supply and demand". *Energy* 145, pages: 65 – 78, DOI: 10.1016/j.energy.2017.12.051

Tabla 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	1.267	95	82	250	21		39		21
2020	1.235	467	165	438	34		72		43
2021	1.126	788	247	647	52		79		80
2022	977	1.173	247	856	76		85		136
2023	815	1.496	247	982	114		92		210
2024	658	1.401	247	919	175	95	99	2.164	303
2025	519	1.281	247	841	272	97	105	2.580	412
2026	404	1.161	247	762	432	99	112	2.711	531
2027	314	1.053	247	691	695	101	118	2.845	658
2028	247	965	247	633	1.133	103	119	2.773	788
2029	197	879	247	577	1.861	105	118	2.809	908
2030	161	800	247	525	2.862	108	805	2.399	1.016
2031	134	728	247	478	3.620	110	828	2.196	1.125
2032	110	664	247	436	4.580	112	830	2.115	1.218
2033	90	605	247	397	5.804	115	851	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.

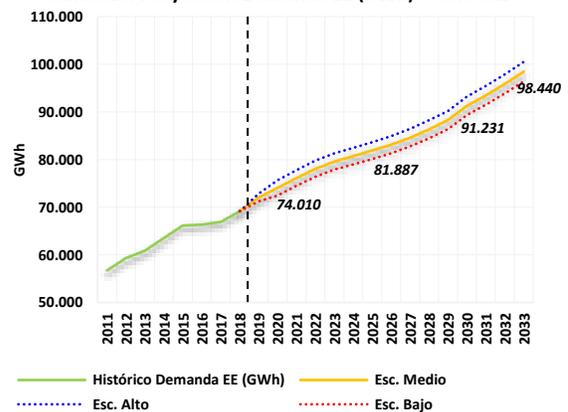
Los resultados de integrar estas demandas a la proyección de la demanda nacional de energía eléctrica (sin incluir GD), se muestran en la Tabla 15:

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

Año	PROYECCIÓN GWH		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	72.806	71.998	71.197
2020	75.634	74.010	72.400
2021	77.771	76.111	74.464
2022	79.757	78.062	76.381
2023	81.314	79.590	77.880
2024	84.602	82.852	81.115
2025	86.251	84.467	82.697
2026	87.630	85.816	84.017
2027	89.302	87.455	85.622
2028	91.001	89.118	87.251
2029	93.009	91.095	89.195
2030	95.577	93.631	91.699
2031	97.666	95.683	93.715
2032	99.977	97.959	95.956
2033	102.607	100.555	98.520

La Gráfica 13 ilustra la proyección nacional más los GCE la cual presenta un crecimiento promedio anual del 2,39% entre 2019 a 2033 para el escenario medio de proyección.

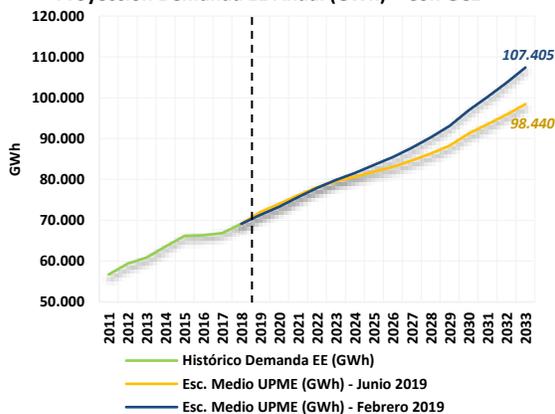
Gráfica 13. Proyección Demanda EE (GWh) – Con GCE



Fuente: UPME, Base de Datos XM (17 de Julio), ONU, DANE e IDEAM, 2019.

En la Gráfica 14, se muestra el cambio entre las proyecciones publicadas por la Unidad en Febrero 2019 y la presente revisión. El valor promedio de diferencia anual entre proyecciones en el escenario medio se encuentra alrededor del 3,56% en el período 2019 – 2033.

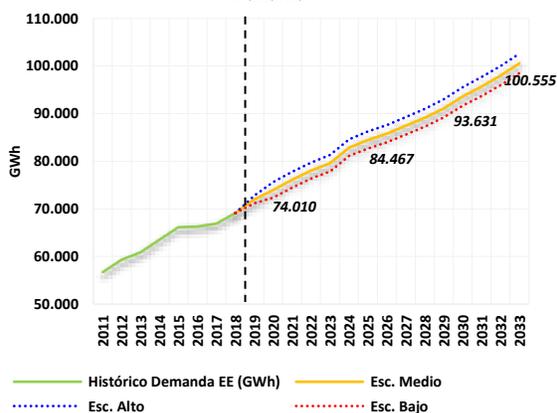
Gráfica 14. Comparación Junio vs Febrero 2019 de la Proyección Demanda EE Anual (GWh) – Con GCE



Fuente: UPME, Base de Datos XM (17 de Julio), ONU, DANE e IDEAM, 2019.

En la Gráfica 15 se muestra la proyección conjunta nacional con GCE y Panamá, la cual tiene un crecimiento promedio anual en el escenario medio del 2,53% durante el período proyectado.

Gráfica 15. Proyección Demanda EE (GWh) – Con GCE y Panamá



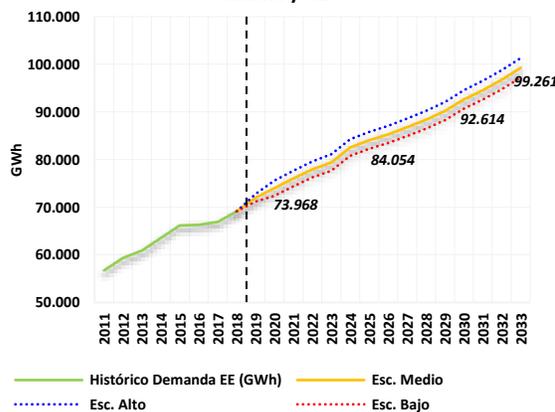
Fuente: UPME, Base de Datos XM (17 de Julio), ONU, DANE e IDEAM, 2019.

De otra parte, en la Tabla 16 y en la Gráfica 16 se muestra la proyección conjunta nacional con GCE, Panamá y GD, la cual tiene un crecimiento promedio anual en el escenario medio del 2,44% durante el período proyectado.

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

Año	PROYECCIÓN GWH		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	72.785	71.977	71.176
2020	75.591	73.968	72.357
2021	77.691	76.031	74.384
2022	79.621	77.926	76.245
2023	81.103	79.380	77.670
2024	84.299	82.549	80.812
2025	85.838	84.054	82.285
2026	87.099	85.285	83.486
2027	88.644	86.797	84.964
2028	90.213	88.331	86.463
2029	92.102	90.187	88.287
2030	94.561	92.614	90.683
2031	96.541	94.558	92.590
2032	98.758	96.740	94.738
2033	101.312	99.261	97.225

Gráfica 16. Proyección Demanda EE (GWh) – Con GCE, Panamá y GD



Fuente: UPME, Base de Datos XM (17 de Julio), ONU, DANE e IDEAM, 2019.

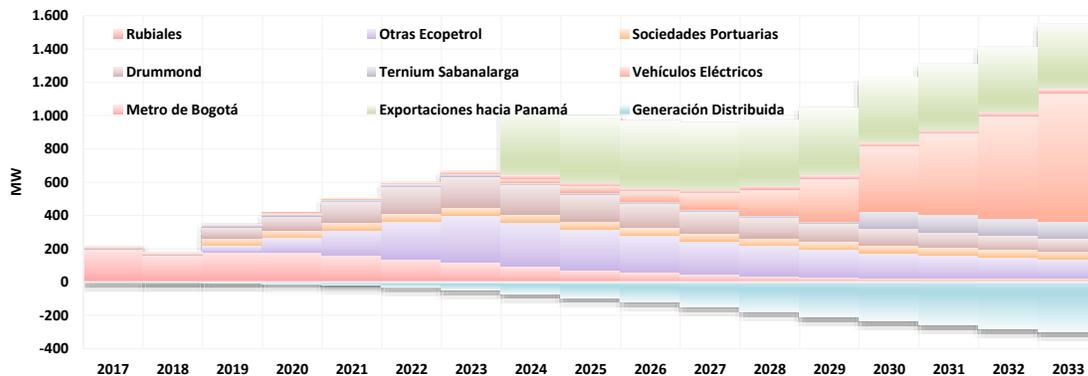
1.6 Demanda de Potencia Máxima Total (Anual)

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 17 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 17. Proyección de la Demanda Potencia Máxima de GCE (MW)



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

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

AÑO	RUBIALES	OTRAS ECOPEPETROL	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	182	36	47	66	3		15		5
2020	178	89	47	83	5		15		10
2021	162	150	47	123	8		15		18
2022	141	223	47	163	11		15		31
2023	117	285	47	187	16		15		48
2024	95	267	47	175	25	19	15	400	69
2025	75	244	47	160	39	20	15	398	94
2026	58	221	47	145	61	20	15	400	121
2027	45	200	47	132	97	21	15	399	150
2028	35	184	47	120	157	21	15	395	179
2029	28	167	47	110	256	22	15	400	207
2030	23	152	47	100	390	22	105	389	232
2031	23	139	47	91	489	23	105	393	257
2032	23	126	47	83	614	24	105	387	277
2033	23	115	47	76	772	24	105	387	296

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

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

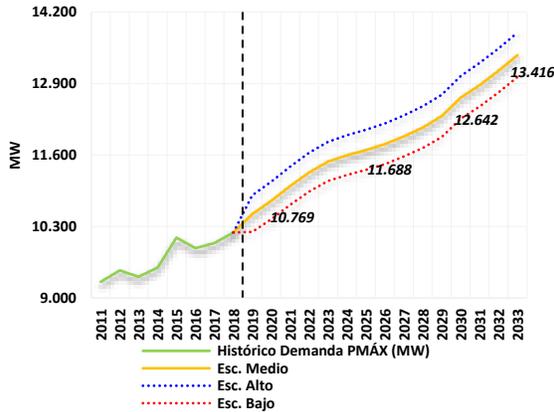
Tabla 18. Proyección de la Demanda PMÁX Anual (MW) – Con GCE y Panamá

Año	PROYECCIÓN MW		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	10.867	10.526	10.200
2020	11.116	10.769	10.434
2021	11.385	11.033	10.692
2022	11.643	11.286	10.939
2023	11.842	11.480	11.129

PROYECCIÓN MW			
Año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2024	12.340	11.973	11.618
2025	12.446	12.075	11.716
2026	12.542	12.166	11.802
2027	12.680	12.299	11.930
2028	12.839	12.453	12.080
2029	13.056	12.666	12.288
2030	13.351	12.956	12.574
2031	13.588	13.188	12.801
2032	13.843	13.438	13.046
2033	14.137	13.727	13.330

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 1,85% entre 2019 a 2033. (Gráfica 18)

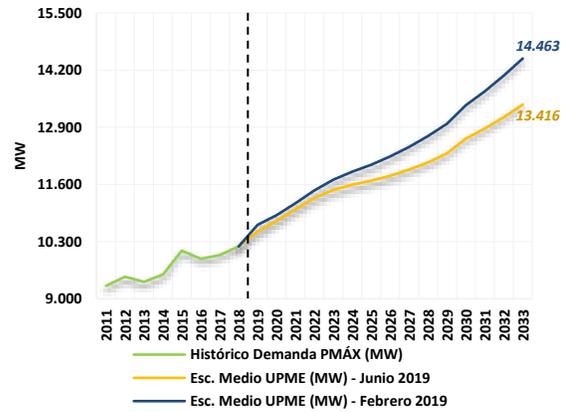
Gráfica 18. Proyección Demanda PMÁX (MW) – Con GCE



Fuente: UPME, Base de Datos XM (17 de Julio), ONU, DANE e IDEAM, 2019.

En la Gráfica 19, se muestra el cambio entre las proyecciones publicadas por la Unidad en Febrero de 2019 y la presente revisión. El valor promedio de diferencia anual entre proyecciones en el escenario medio, se encuentra alrededor del 3,94% en el período 2019 - 2033.

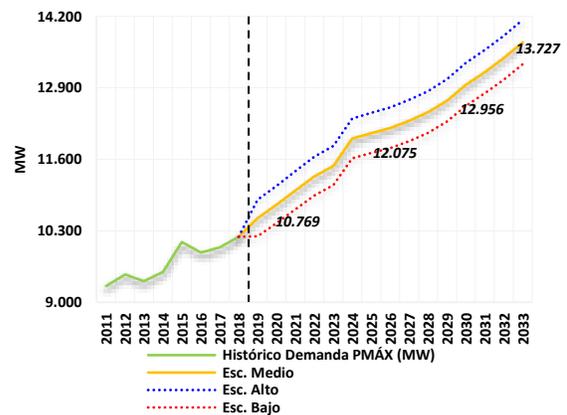
Gráfica 19. Comparación Abril vs Junio 2018 de la Proyección Demanda PMÁX Anual (MW) – Con GCE y Sin Panamá



Fuente: UPME, Base de Datos XM (17 de Julio), ONU, DANE e IDEAM, 2019.

En la Gráfica 20 se muestra la proyección conjunta nacional con GCE y Panamá, la cual tiene un crecimiento promedio anual en el escenario medio del 2,01% durante el período proyectado.

Gráfica 20. Proyección Demanda PMÁX (MW) – Con GCE y Panamá



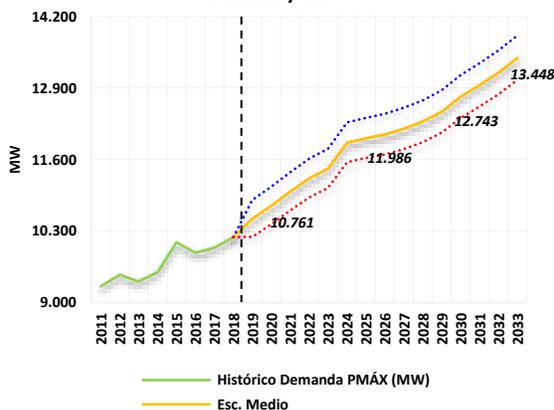
Fuente: UPME, Base de Datos XM (17 de Julio), ONU, DANE e IDEAM, 2019.

De otra parte, en la Tabla 19 y en la Gráfica 21 se muestra la proyección conjunta nacional con GCE, Panamá y GD, la cual tiene un crecimiento promedio anual en el escenario medio del 1,87% 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	10.862	10.522	10.196
2020	11.107	10.761	10.425
2021	11.369	11.016	10.675
2022	11.614	11.257	10.910
2023	11.797	11.435	11.085
2024	12.276	11.909	11.554
2025	12.357	11.986	11.627
2026	12.432	12.056	11.692
2027	12.540	12.159	11.790
2028	12.679	12.293	11.920
2029	12.860	12.470	12.092
2030	13.138	12.743	12.361
2031	13.355	12.954	12.567
2032	13.586	13.181	12.789
2033	13.858	13.448	13.051

Gráfica 21. Proyección Demanda PMÁX (MW) – Con GCE, Panamá y GD



Fuente: UPME, Base de Datos XM (17 de Julio), ONU, DANE e IDEAM, 2019.

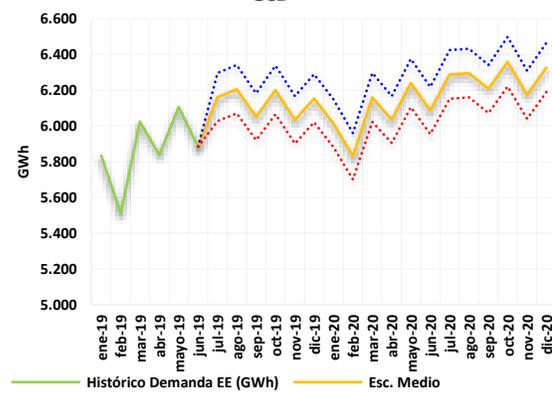
1.7 Demanda de Energía Eléctrica Total (Mensual)

A continuación, en la Tabla 20 y en la Gráfica 22 se presentan los resultados de la proyección de energía eléctrica mensual para el período Julio 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
jul-19	6.296	6.161	6.028
ago-19	6.340	6.205	6.071
sep-19	6.183	6.051	5.920
oct-19	6.337	6.200	6.064
nov-19	6.166	6.033	5.900
dic-19	6.290	6.154	6.019
ene-20	6.148	6.014	5.881
feb-20	5.960	5.830	5.701
mar-20	6.297	6.159	6.023
abr-20	6.167	6.035	5.905
may-20	6.374	6.238	6.104
jun-20	6.218	6.086	5.954
jul-20	6.425	6.288	6.152
ago-20	6.432	6.295	6.159
sep-20	6.341	6.206	6.073
oct-20	6.498	6.359	6.220
nov-20	6.309	6.174	6.039
dic-20	6.465	6.326	6.189

Gráfica 22. Proyección Demanda Mensual EE (GWh) – Con GCE



Fuente: UPME, Base de Datos XM (17 de Julio), ONU, DANE e IDEAM, 2019.

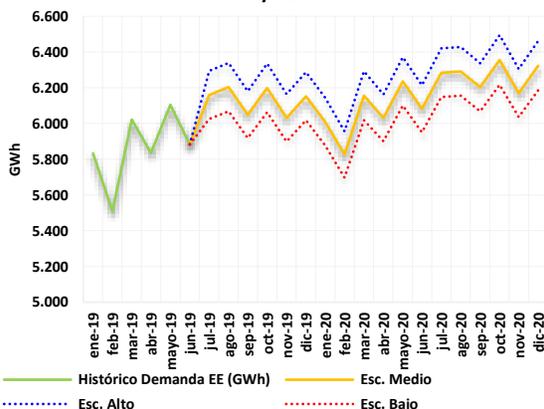
En la gráfica anterior, la cual integra la demanda del SIN + GCE, tiene un crecimiento promedio mensual en el escenario medio del 3,23% durante el período proyectado.

En la Tabla 21 y en la Gráfica 23 se presentan los resultados de la proyección de energía eléctrica mensual para el período Junio 2019 - Diciembre 2020, en donde se incluye la proyección de la demanda de GCE y GD.

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

Mes	PROYECCIÓN GWh		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
jul-19	6.294	6.160	6.026
ago-19	6.339	6.203	6.069
sep-19	6.181	6.049	5.918
oct-19	6.335	6.198	6.062
nov-19	6.164	6.031	5.899
dic-19	6.288	6.152	6.018
ene-20	6.144	6.010	5.877
feb-20	5.957	5.826	5.697
mar-20	6.293	6.156	6.019
abr-20	6.163	6.032	5.901
may-20	6.371	6.235	6.100
jun-20	6.215	6.082	5.951
jul-20	6.421	6.284	6.149
ago-20	6.428	6.291	6.156
sep-20	6.338	6.203	6.069
oct-20	6.495	6.355	6.217
nov-20	6.306	6.170	6.036
dic-20	6.462	6.323	6.185

Gráfica 23. Proyección Demanda Mensual EE (GWh) – Con GCE y GD



Fuente: UPME, Base de Datos XM (17 de Julio), 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 3,20% durante el período proyectado.

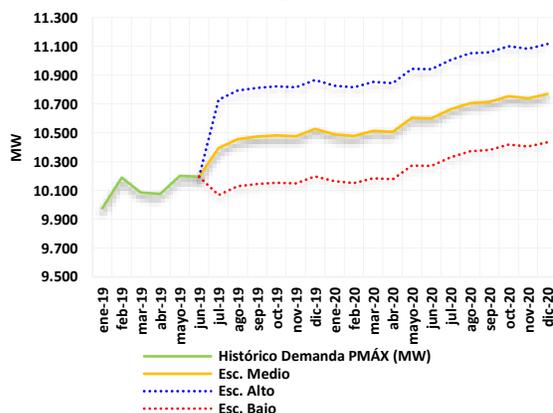
1.8 Demanda de Potencia Máxima Total (Mensual)

En la Tabla 22 y en la Gráfica 24 se presentan los resultados de la proyección de potencia máxima mensual para el período Julio 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
jul-19	10.730	10.393	10.068
ago-19	10.794	10.456	10.128
sep-19	10.812	10.473	10.145
oct-19	10.821	10.482	10.153
nov-19	10.815	10.477	10.149
dic-19	10.867	10.526	10.197
ene-20	10.827	10.490	10.163
feb-20	10.815	10.477	10.151
mar-20	10.852	10.513	10.185
abr-20	10.845	10.506	10.179
may-20	10.944	10.603	10.272
jun-20	10.941	10.600	10.269
jul-20	11.006	10.663	10.331
ago-20	11.051	10.706	10.373
sep-20	11.059	10.715	10.381
oct-20	11.100	10.754	10.419
nov-20	11.083	10.738	10.404
dic-20	11.116	10.769	10.434

Gráfica 24. Proyección Demanda Mensual PMÁX (MW) – Con GCE



Fuente: UPME, Base de Datos XM (17 de Julio), 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 3,32% durante el período proyectado.

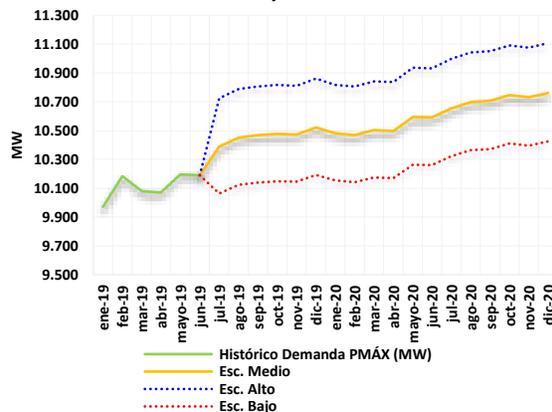
En la Tabla 23 y en la Gráfica 25 se presentan los resultados de la proyección de potencia máxima mensual para el período Julio 2019 - Diciembre 2020, en donde se incluye la proyección de la demanda de GCE y GD.

En la gráfica anterior, la cual integra la demanda del SIN + GCE + GD, tiene un crecimiento promedio mensual en el escenario medio del 3,29% durante el período proyectado.

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

Mes	PROYECCIÓN MW		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
jul-19	10.725	10.389	10.063
ago-19	10.789	10.451	10.123
sep-19	10.807	10.468	10.140
oct-19	10.817	10.477	10.149
nov-19	10.811	10.473	10.145
dic-19	10.862	10.522	10.192
ene-20	10.818	10.481	10.154
feb-20	10.806	10.469	10.142
mar-20	10.842	10.503	10.175
abr-20	10.837	10.498	10.170
may-20	10.936	10.594	10.264
jun-20	10.932	10.591	10.261
jul-20	10.997	10.654	10.322
ago-20	11.042	10.697	10.364
sep-20	11.051	10.706	10.372
oct-20	11.092	10.746	10.410
nov-20	11.075	10.730	10.396
dic-20	11.107	10.761	10.425

Gráfica 25. Proyección Demanda Mensual PMÁX (MW) – Con GCE y GD



Fuente: UPME, Base de Datos XM (17 de Julio), ONU, DANE e IDEAM, 2019.

1.9 Demanda de Energía Eléctrica Total (Diaria)

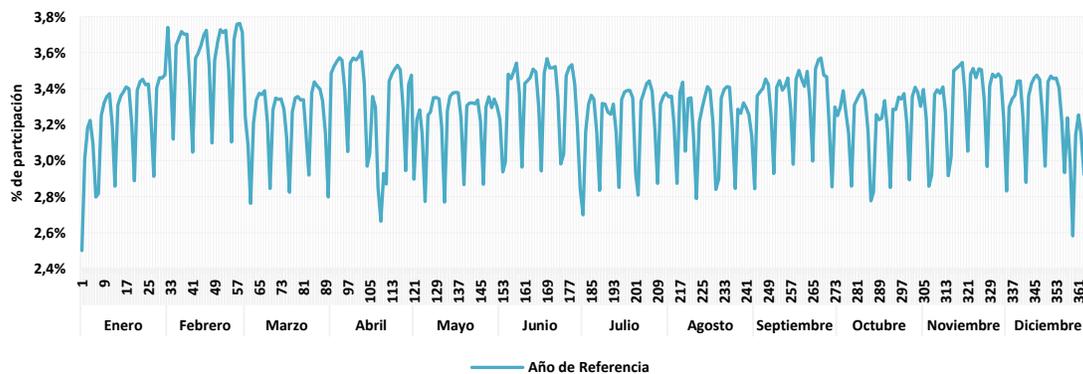
Para el desarrollo a este nivel de desagregación o periodicidad, fue necesario implementar la metodología realizada y expuesta en 2012 por el Operador de Red (OR) Enel - Codensa⁷, la cual ha mostrado resultados de proyección a nivel horario para los nuevos clientes (los cuales no cuentan con mediciones) con un ajuste proyectado contra el valor real superior al 95%. Para ello, se debe tener al menos un mínimo de características en común, tales como: actividad económica,

estacionalidad de consumo, tipo de día calendario, crecimiento mensual, etc.

De lo anterior, se aplicará dicha metodología a la proyección nacional, en donde se realizara a nivel diario y se contrastará con el valor real reportado con el operador del sistema (XM).

A continuación, se mostrará un breve análisis gráfico del año de referencia que se empleará para la proyección diaria del 2019.

Gráfica 26. Estacionalidad de referencia a nivel mensual para la demanda espejo



Fuente: UPME, Base de Datos XM (17 de Julio), 2019.

Para el análisis de tipo de día, se empleó la metodología realizada y expuesta en 2012 por UPME- W.A. Martínez M.⁸, en donde se presentó un modelo de proyección de energía eléctrica de corto plazo, el cual tiene un ajuste más cercano a lo real.

En éste se tuvo en cuenta los datos día a día de la demanda de energía eléctrica desde el año 1996 hasta el mes de Noviembre de 2012 en la base de datos NEÓN (XM, 2012).

⁷ SASTRE, MARIA CONSTANZA., AMÉZQUITA, ÁNGELA LILIANA. (2012). "Proyección de Demanda para Nuevos Clientes que Deseen Contratar Energía en el Mercado Competitivo". Revista Mundo Eléctrico. Premio ASOCODIS – CNO – CAC. CODENSA S.A. E.S.P. División Compras de Energía. Edición 87. Bogotá, D.C. Colombia. (Consulta: Julio 2019).

⁸ UPME - MARTÍNEZ M., WILLIAM ALBERTO. (2012). "Escenarios alternativos de proyección de energía eléctrica que consideren los eventos y tendencias recientes del consumo". Contrato UPME 200-2012164. Bogotá, D.C. Colombia. 19 de Noviembre de 2012 (Consulta: Julio 2019).

A partir de ésta información, se analizó semana a semana el porcentaje de participación que tenía cada uno de los días. De manera independiente se analizaron aquellas semanas “atípicas” como son: la semana santa y las semanas finales de Diciembre y principios de enero de cada año.

Dando como resultado, una clasificación que incorpora cinco tipos de Días Comerciales (DCOM) para el modelo de corto plazo:

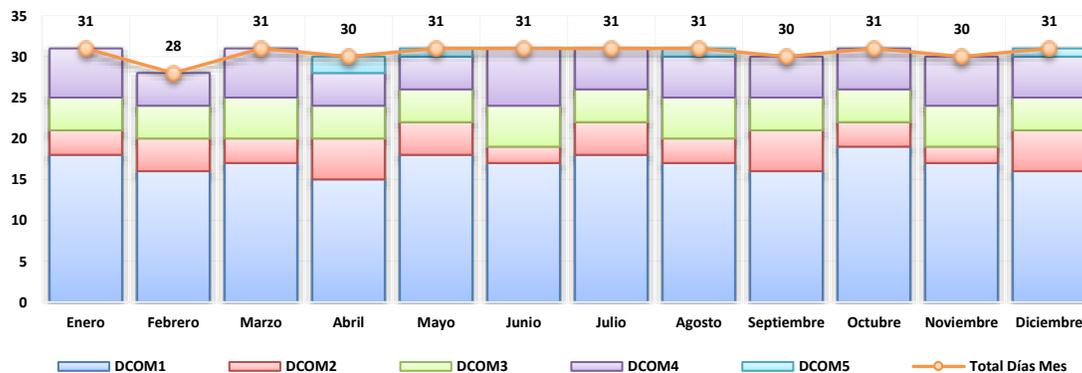
- i. DCOM1: Martes, Miércoles, Jueves, Viernes.
- ii. DCOM2: Lunes.
- iii. DCOM3: Sábado, Sábado Festivo.
- iv. DCOM4: Domingo, Lunes Festivo, Martes Festivo.
- v. DCOM5: Miércoles Festivo, Jueves Festivo, Viernes Festivo.

Tabla 24. Tipo de día de referencia a nivel mensual para la demanda espejo – Año 2019

	DCOM 1	DCOM 2	DCOM 3	DCOM 4	DCOM 5	Total Días Mes
Ene.	18	3	4	6	0	31
Feb.	16	4	4	4	0	28
Mar.	17	3	5	6	0	31
Abr.	15	5	4	4	2	30
May.	18	4	4	4	1	31
Jun.	17	2	5	7	0	31
Jul.	18	4	4	5	0	31
Ago.	17	3	5	5	1	31
Sep.	16	5	4	5	0	30
Oct.	19	3	4	5	0	31
Nov.	17	2	5	6	0	30
Dic.	16	5	4	5	1	31

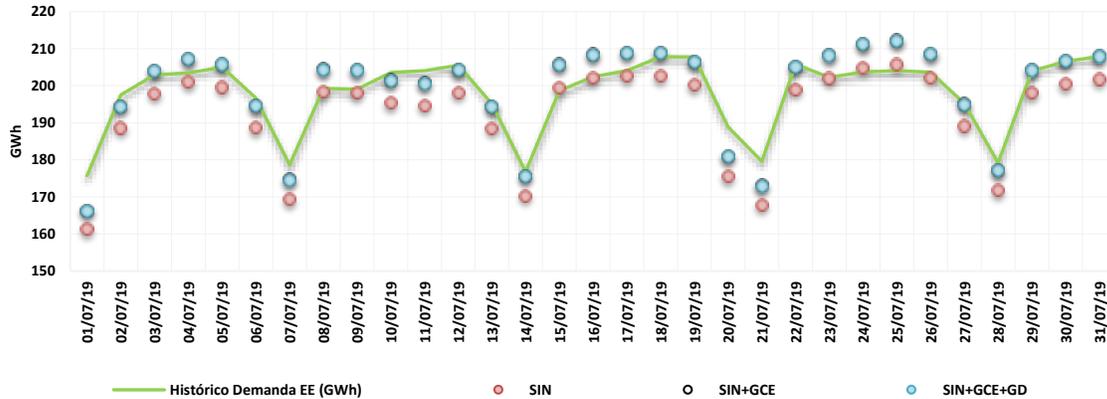
Fuente: UPME, 2019.

Gráfica 27. Tipo de día a nivel mensual de referencia para la demanda espejo – Año 2019



Fuente: UPME, 2019.

Gráfica 28. Contraste mensual entre la demanda real y la demanda espejo – Septiembre 2019



Fuente: UPME, Base de Datos XM (06 de Agosto), 2019.

En la Tabla 25 y en la Gráfica 29 se presentan los resultados de la proyección de energía eléctrica diaria para el período Julio 2019 - Diciembre 2019, de acuerdo a los escenarios medios de cada una las proyecciones expuestas en los numerales anteriores (SIN, SIN+ GCE y SIN+GCE+GD).

Tabla 25. Proyección de la Demanda EE Diaria – Esc. Medio (GWh) – SIN, SIN+GCE y SIN+GCE+GD

	PROYECCIÓN GWh		
	SIN	SIN+GCE	SIN+GCE+GD
01/07/19	161,29	166,31	166,26
02/07/19	188,62	194,48	194,43
03/07/19	197,91	204,07	204,01
04/07/19	201,00	207,25	207,19
05/07/19	199,60	205,81	205,75
06/07/19	188,69	194,56	194,51
07/07/19	169,40	174,67	174,62
08/07/19	198,30	204,47	204,41
09/07/19	198,03	204,19	204,13
10/07/19	195,39	201,46	201,40
11/07/19	194,66	200,71	200,66
12/07/19	198,10	204,26	204,20
13/07/19	188,50	194,36	194,31
14/07/19	170,35	175,65	175,60
15/07/19	199,54	205,74	205,68
16/07/19	202,11	208,40	208,34
17/07/19	202,65	208,95	208,89
18/07/19	202,61	208,91	208,85
19/07/19	200,21	206,43	206,37
20/07/19	175,49	180,95	180,90
21/07/19	167,84	173,06	173,01
22/07/19	198,99	205,18	205,12
23/07/19	201,96	208,24	208,18

	PROYECCIÓN GWh		
	SIN	SIN+GCE	SIN+GCE+GD
24/07/19	204,91	211,28	211,22
25/07/19	205,78	212,18	212,12
26/07/19	202,30	208,59	208,53
27/07/19	189,13	195,01	194,96
28/07/19	171,77	177,11	177,06
29/07/19	198,03	204,19	204,13
30/07/19	200,58	206,82	206,76
31/07/19	201,71	207,98	207,92
01/08/19	201,92	208,22	208,16
02/08/19	202,13	208,44	208,38
03/08/19	192,07	198,06	198,00
04/08/19	172,98	178,37	178,32
05/08/19	203,31	209,65	209,59
06/08/19	206,79	213,24	213,17
07/08/19	183,70	189,43	189,37
08/08/19	201,20	207,48	207,42
09/08/19	201,57	207,86	207,80
10/08/19	188,47	194,35	194,29
11/08/19	167,83	173,06	173,01
12/08/19	193,35	199,38	199,32
13/08/19	197,65	203,81	203,75
14/08/19	201,82	208,12	208,05
15/08/19	205,31	211,71	211,65
16/08/19	204,17	210,54	210,48
17/08/19	193,04	199,06	199,01
18/08/19	170,91	176,24	176,19
19/08/19	174,45	179,89	179,84
20/08/19	201,47	207,75	207,69
21/08/19	204,35	210,72	210,66
22/08/19	205,30	211,70	211,64
23/08/19	205,06	211,45	211,39
24/08/19	190,82	196,77	196,72
25/08/19	171,29	176,63	176,58
26/08/19	197,71	203,87	203,81
27/08/19	196,34	202,47	202,41

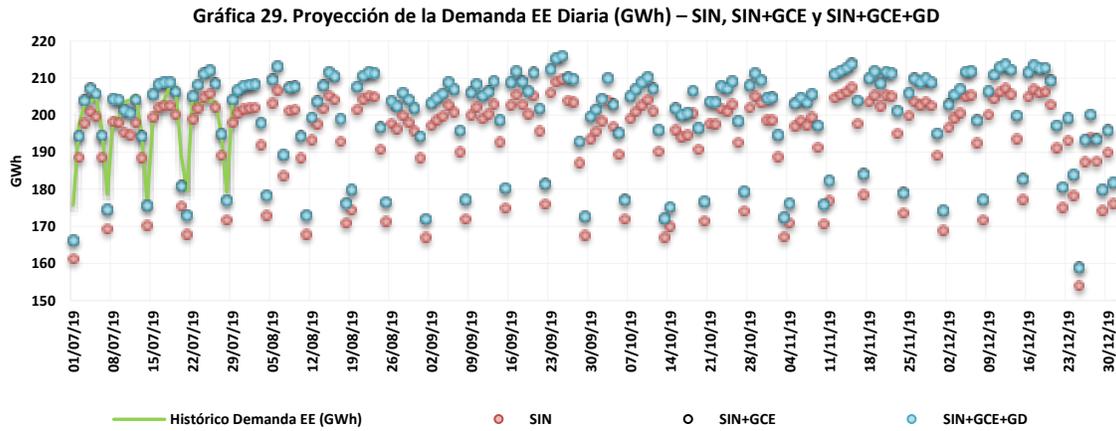
	PROYECCIÓN GWh		
	SIN	SIN+GCE	SIN+GCE+GD
28/08/19	199,92	206,16	206,10
29/08/19	198,10	204,28	204,22
30/08/19	195,85	201,96	201,90
31/08/19	188,45	194,33	194,27
01/09/19	166,97	172,09	172,04
02/09/19	197,29	203,34	203,28
03/09/19	198,63	204,72	204,66
04/09/19	199,77	205,89	205,83
05/09/19	202,73	208,95	208,89
06/09/19	200,90	207,06	207,00
07/09/19	190,11	195,93	195,88
08/09/19	171,99	177,26	177,21
09/09/19	200,07	206,20	206,14
10/09/19	202,23	208,44	208,37
11/09/19	199,20	205,31	205,25
12/09/19	200,35	206,49	206,43
13/09/19	203,07	209,29	209,23
14/09/19	192,84	198,75	198,69
15/09/19	174,95	180,32	180,26
16/09/19	202,74	208,95	208,89
17/09/19	205,57	211,88	211,82
18/09/19	202,90	209,12	209,06
19/09/19	200,43	206,57	206,51
20/09/19	205,27	211,56	211,50
21/09/19	195,88	201,88	201,82
22/09/19	176,06	181,46	181,41
23/09/19	206,13	212,45	212,39
24/09/19	209,02	215,43	215,37
25/09/19	209,62	216,05	215,98
26/09/19	203,99	210,25	210,19
27/09/19	203,56	209,80	209,74
28/09/19	187,25	192,99	192,94
29/09/19	167,62	172,76	172,71
30/09/19	193,69	199,63	199,57
01/10/19	195,62	201,57	201,51
02/10/19	198,47	204,51	204,45
03/10/19	203,89	210,09	210,03
04/10/19	196,98	202,97	202,91
05/10/19	189,49	195,26	195,20
06/10/19	171,96	177,20	177,15
07/10/19	199,12	205,18	205,12
08/10/19	200,94	207,06	207,00
09/10/19	202,81	208,98	208,92
10/10/19	204,13	210,34	210,28
11/10/19	201,09	207,21	207,15
12/10/19	190,25	196,04	195,98
13/10/19	167,11	172,19	172,14
14/10/19	170,07	175,24	175,19
15/10/19	195,97	201,93	201,88
16/10/19	194,20	200,11	200,05
17/10/19	194,74	200,66	200,61
18/10/19	200,58	206,69	206,63
19/10/19	190,80	196,60	196,55
20/10/19	171,55	176,77	176,72
21/10/19	197,71	203,73	203,67

	PROYECCIÓN GWh		
	SIN	SIN+GCE	SIN+GCE+GD
22/10/19	197,60	203,61	203,56
23/10/19	201,77	207,91	207,85
24/10/19	201,12	207,24	207,18
25/10/19	202,99	209,16	209,10
26/10/19	192,62	198,48	198,42
27/10/19	174,15	179,45	179,40
28/10/19	202,00	208,15	208,09
29/10/19	205,09	211,33	211,27
30/10/19	203,39	209,58	209,52
31/10/19	198,71	204,75	204,69
01/11/19	198,66	204,85	204,79
02/11/19	188,79	194,67	194,62
03/11/19	167,20	172,41	172,36
04/11/19	170,92	176,24	176,19
05/11/19	197,09	203,23	203,17
06/11/19	198,61	204,79	204,74
07/11/19	197,38	203,53	203,47
08/11/19	199,54	205,75	205,69
09/11/19	191,34	197,30	197,25
10/11/19	170,67	175,99	175,94
11/11/19	176,92	182,43	182,38
12/11/19	204,78	211,16	211,10
13/11/19	205,61	212,02	211,96
14/11/19	206,40	212,83	212,77
15/11/19	207,49	213,95	213,89
16/11/19	197,78	203,94	203,89
17/11/19	178,60	184,16	184,11
18/11/19	203,67	210,02	209,96
19/11/19	205,46	211,86	211,80
20/11/19	202,45	208,75	208,70
21/11/19	205,36	211,75	211,70
22/11/19	205,09	211,47	211,42
23/11/19	195,17	201,24	201,19
24/11/19	173,67	179,07	179,03
25/11/19	199,84	206,06	206,01
26/11/19	203,64	209,99	209,93
27/11/19	202,74	209,05	208,99
28/11/19	203,70	210,04	209,98
29/11/19	202,60	208,90	208,85
30/11/19	189,18	195,07	195,02
01/12/19	168,92	174,31	174,26
02/12/19	196,68	202,94	202,88
03/12/19	199,23	205,58	205,52
04/12/19	200,62	207,01	206,95
05/12/19	205,22	211,76	211,70
06/12/19	205,38	211,93	211,87
07/12/19	192,54	198,67	198,62
08/12/19	171,77	177,24	177,19
09/12/19	200,17	206,55	206,49
10/12/19	204,47	210,98	210,92
11/12/19	206,37	212,95	212,89
12/12/19	207,22	213,82	213,76
13/12/19	205,75	212,30	212,24
14/12/19	193,72	199,89	199,84
15/12/19	177,18	182,83	182,77

	PROYECCIÓN GWh		
	SIN	SIN+GCE	SIN+GCE+GD
16/12/19	205,06	211,60	211,54
17/12/19	206,96	213,56	213,50
18/12/19	206,14	212,70	212,64
19/12/19	206,27	212,85	212,79
20/12/19	202,91	209,38	209,32
21/12/19	191,22	197,32	197,26
22/12/19	175,03	180,60	180,55
23/12/19	193,14	199,30	199,24
24/12/19	178,32	184,01	183,95

	PROYECCIÓN GWh		
	SIN	SIN+GCE	SIN+GCE+GD
25/12/19	154,06	158,96	158,92
26/12/19	187,46	193,43	193,38
27/12/19	194,05	200,24	200,18
28/12/19	187,60	193,58	193,52
29/12/19	174,38	179,94	179,89
30/12/19	189,96	196,01	195,96
31/12/19	176,21	181,82	181,77

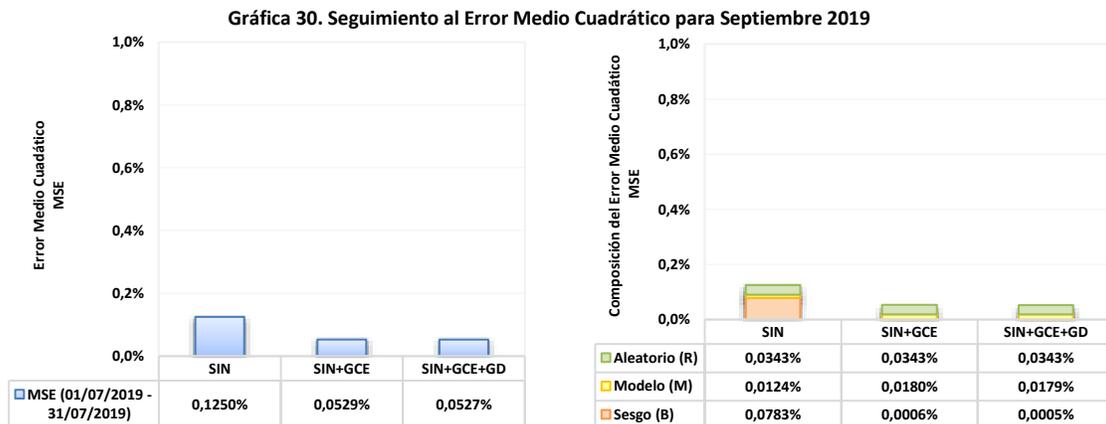
Fuente: UPME, Base de Datos XM (30 de Julio), 2019.



Fuente: UPME, Base de Datos XM (06 de Agosto), 2019.

Además, se presenta un breve análisis de sesgo sistemático en el cual se analizan el desempeño de los escenarios medios de cada

una de las proyecciones contra el valor real reportado por XM.



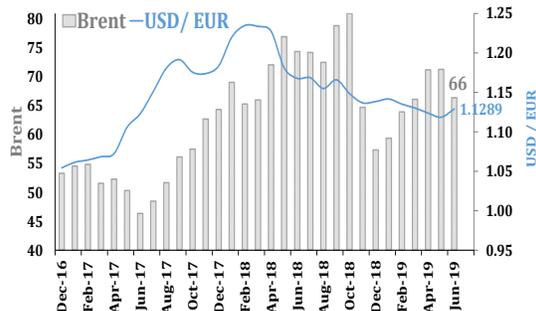
Fuente: UPME, Base de Datos XM (06 de Agosto), 2019.

2. PANORAMA INTERNACIONAL: DETERIORO DEL ENTORNO, MENOR CONFIANZA INVERSIONISTA Y TENSIONES COMERCIALES EE. UU. – CHINA, REDUCEN EXPECTATIVAS DE CRECIMIENTO Y AUMENTAN AVERSIÓN AL RIESGO

La tensión por los conflictos en materia comercial entre Estados Unidos y China, han condicionado la dinámica de la economía mundial. Este conflicto nace de un propósito hecho en campaña presidencial, y que luego ha incorporado en su programa de Gobierno, la Administración Trump, de proteger su economía, buscando nivelar a través de cargas impositivas y cuotas, la competitividad por precios entre los productos nacionales y los productos que se importan de China.

La decisión de extender a más productos de China, la imposición de sobrecargas arancelarias, llevó a que China respondiera con una mayor depreciación de su moneda, el Yuan, lo que condujo a un efecto dominó que propició el fortalecimiento del dólar en los mercados internacionales, y la caída del precio de materias primas (Gráfica 31).

Gráfica 31. Precio Petróleo (USD/ Barril) Vs Dólar (USD/ EUR)

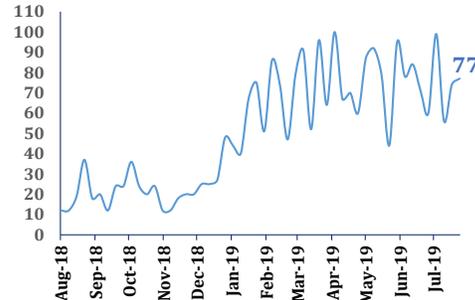


Fuente: Bloomberg

La tensión que generó en los mercados la crisis en las relaciones comerciales de China y Estados Unidos, acentuó los temores por una

mayor desaceleración de la economía mundial, y el riesgo por una nueva recesión, como lo corrobora el fuerte incremento de búsquedas en Google (el principal motor de búsqueda mundial) en 2019 (Gráfica 32)

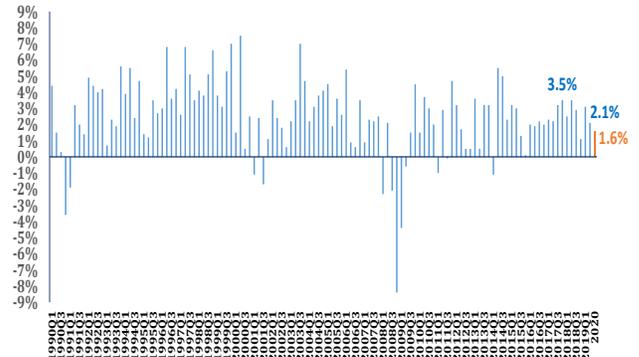
Gráfica 32. Frecuencia de la tendencia "Crisis Económica Mundial en Google"



Fuente: Google

Los datos de la economía estadounidense señalan que su crecimiento ha perdido impulso tras el impacto positivo que tuvo la reducción de impuestos a empresas, con la reforma tributaria aprobada al finalizar 2017. La economía luego de crecer al 3% en 2018, tiende a crecer a 2% en 2019 y proyecta un crecimiento de 1.6% en 2020.

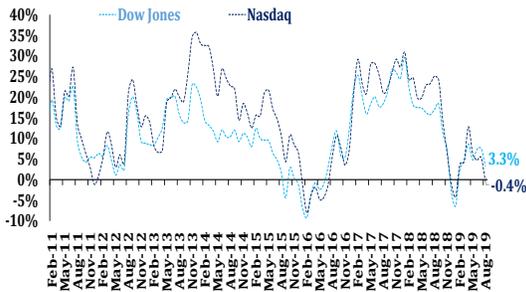
Gráfica 33. Crecimiento Económico EE. UU.



Fuente: Federal Reserve

Si bien los mercados han tenido caídas en sus principales índices, en una perspectiva de largo plazo, el Dow Jones y el Nasdaq se mantienen en niveles altos, y las caídas observadas en 2019, son inferiores en magnitud y duración a las que precedieron a la crisis de 2008 – 2009 (Gráfica 34).

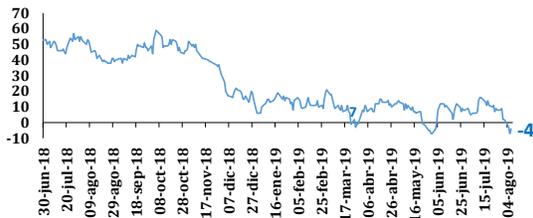
Gráfica 34. Variación Anual índices Accionarios (Dow Jones, Nasdaq)



Fuente: Bloomberg - Cálculos UPME

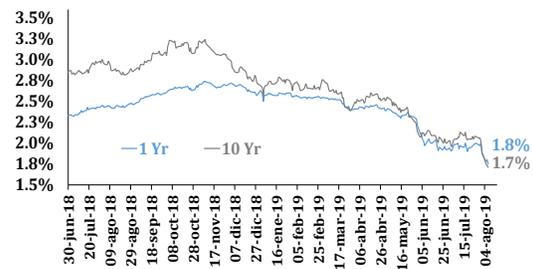
El indicador que tiende a acercar la posibilidad de una recesión en Estados Unidos, es la inversión que ha sufrido su curva de rendimientos, esto es, que la tasa de corto plazo (a un año) es menor a la tasa de largo plazo (10 años), lo que implica una pendiente negativa a lo largo de la curva). Una tasa a corto plazo mayor a una tasa a largo plazo, significa una mayor valoración por el consumo presente, una mayor aversión al riesgo, y una desconfianza por la capacidad de liquidez, a largo plazo, de los agentes económicos (Gráficas 35 y 36).

Gráfica 35. Pendiente Curva de Rendimientos Bonos del Tesoro Americano



Fuente: Bloomberg - Cálculos UPME

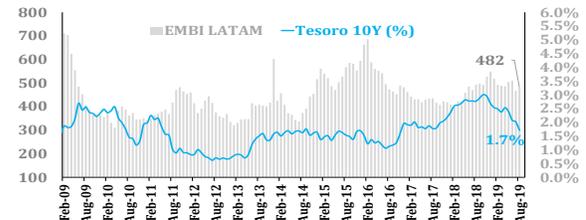
Gráfica 36. Tasas Tesoro Americano 10 Años vs 1 Año



Fuente: Bloomberg - Cálculos UPME

No obstante la apreciación de los bonos del tesoro americano, en concordancia con su menor tasa de negociación, el riesgo país de Latinoamérica se mantiene debajo de 500 puntos, nivel históricamente bajo, lo que muestra que aún no hay una volatilidad ni un cambio sistémico en la percepción de riesgo de la región (Gráfica 37).

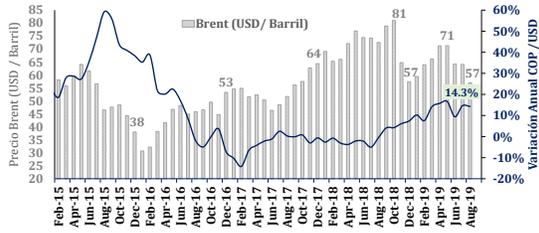
Gráfica 37. EMBI LATAM Vs Tasa Bonos del Tesoro Americano 10 Años



Fuente: Bloomberg - Cálculos UPME

Quienes sí han sentido el fortalecimiento del dólar y la mayor aversión al riesgo, han sido los precios de las materias primas, en particular el petróleo, que aunque había retrocedido durante el primer semestre de 2019, luego del repunte que tuvo desde marzo de 2016 hasta octubre de 2018, acentuó su caída volviendo a ubicarse en niveles menores a los USD 60/ Barril, lo que para Colombia tiene una repercusión en su marco fiscal de mediano plazo, el cual supone un precio del crudo a largo plazo de USD 30 por barril (Gráfica 38).

**Gráfica 38. Variación Dólar (COP / USD) Versus Precio
Petróleo (USD/ Barril – Brent)**

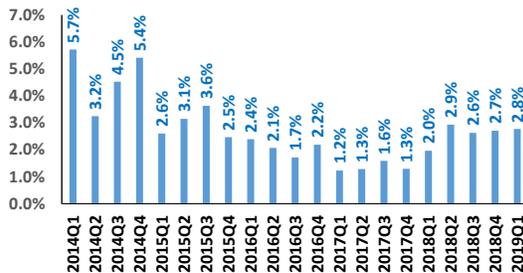


Fuente: Bloomberg - Cálculos UPME

3. ECONOMÍA COLOMBIANA: DESACELERACIÓN DE LAS ECONOMÍAS DESARROLLADAS, TENSIONES COMERCIALES Y CRISIS REGIONAL, RESTRINGEN EL CRECIMIENTO A CORTO PLAZO

La economía colombiana creció durante el primer trimestre de 2019 – 2019Q1, a una tasa de 2.8%, menor a la previsión de la UPME y del Gobierno Nacional, de 3.5%. Sin embargo, es el crecimiento económico observado, es acorde a la recuperación que presenta la economía colombiana, luego del choque petrolero de 2014 – 2016, y es el más alto para un primer trimestre en 5 años (2014Q1, Gráfica 39)

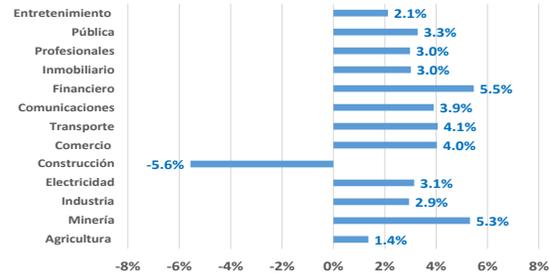
Gráfica 39. Crecimiento Económico Colombia 2014Q2 – 2019Q1



Fuente: DANE

La desagregación del crecimiento, muestra que éste se sustentó en el sector financiero, comunicaciones, transporte, comercio y minería. 11 de los 12 sectores económicos crecieron (Gráfica 40), siendo la nota negativa, el mal comportamiento de la construcción, en lo que ha confluído la incertidumbre que pudo generar por su alcance en beneficios tributarios, la ley de financiamiento, y el retraso que viene desde 2018, por la incertidumbre que generaron las elecciones presidenciales.

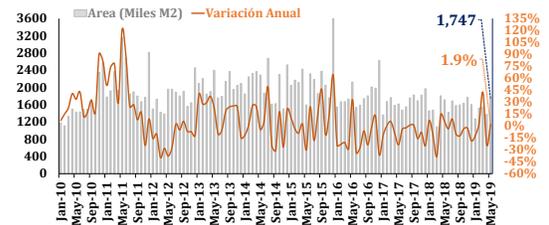
Gráfica 40. Desagregación Crecimiento Económico PIB Colombia 2019Q1



Fuente: DANE

Sin embargo las cifras a mayo de 2019, muestran señales de una recuperación de la construcción con un crecimiento anual en licencias de 1.9%, lo que llevaría a un crecimiento de la economía por encima del 3% en el segundo semestre de 2019.

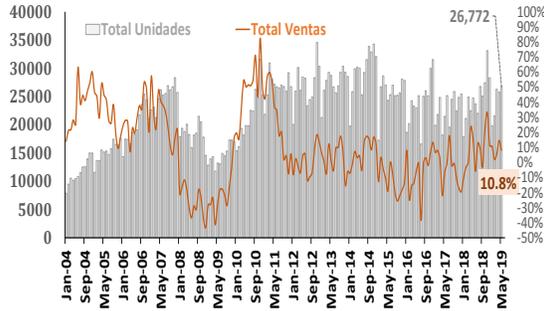
Gráfica 41. Licencias de Construcción. Nivel y Variación Anual



Fuente: DANE

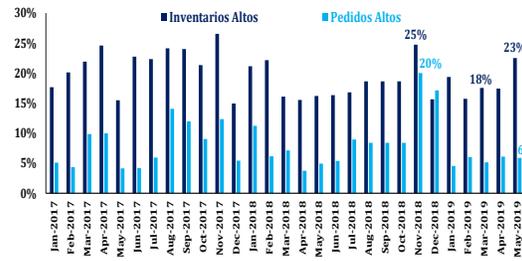
Otros indicadores líderes relacionados, con la actividad industrial, y vehículos, dan señales claras de una recuperación estructural. El aumento de la capacidad instalada, que ha retornado a niveles por encima del 80%, la alta rotación de inventarios y la recuperación del mercado de vehículos, que es la más alta a nivel Latinoamérica, infieren que hay optimismo de parte de empresarios y de los comerciantes por la economía colombiana a mediano plazo (Gráficas 42 – 45).

Gráfica 42. Ventas de Vehículos. Unidades Vendidas y Crecimiento en Ventas.



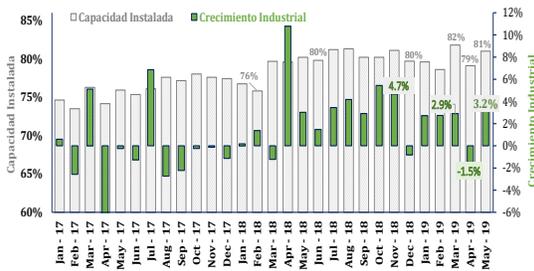
Fuente: DANE – Cálculos UPME

Gráfica 45. Porcentaje de Empresas que consideran altos su nivel de inventarios y de pedidos



Fuente: ANDI

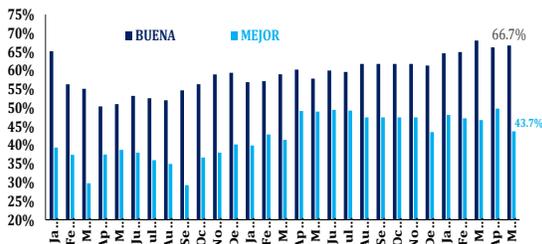
Gráfica 43. Capacidad Instalada Industria – Crecimiento Actividad Industrial



Fuente: ANDI – DANE – Cálculos UPME

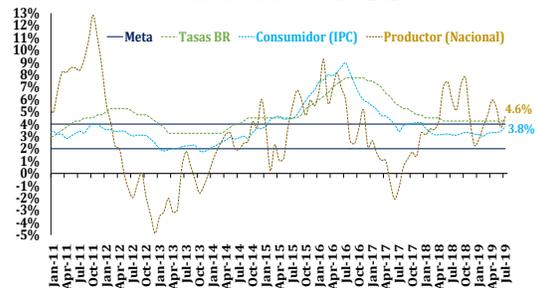
Las preocupaciones de la economía colombiana están por el lado de la inflación, la fuerte depreciación del peso en lo corrido de 2019 y el desempleo, que vienen mostrando una tendencia al alza, que puede comprometer el cumplimiento de la meta de crecimiento económico para 2019 y 2020.

Gráfica 44. Porcentaje de Empresas que consideran su Situación Buena y su nivel de Expectativas Mejor con relación a un año antes



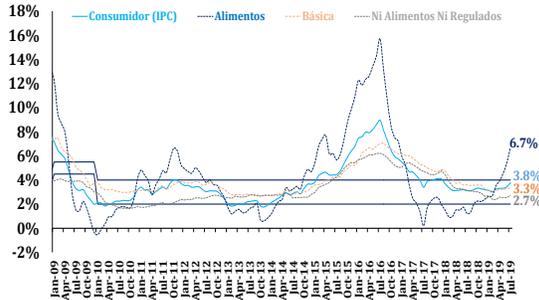
Fuente: ANDI

Gráfica 46. Inflación Precios al Consumidor Versus Inflación Productor. Corte a Julio 2019



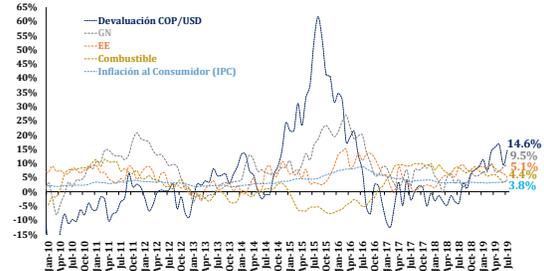
Fuente: DANE

Gráfica 47. Inflación Básica I. Corte a Julio 2019



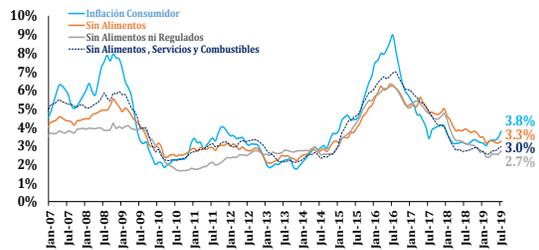
Fuente: DANE

Gráfica 51. Inflación Energía. Corte a Julio 2019



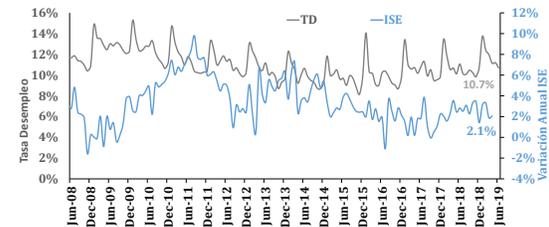
Fuente: DANE – Cálculos UPME

Gráfica 48. Inflación Básica II. Corte a Julio 2019



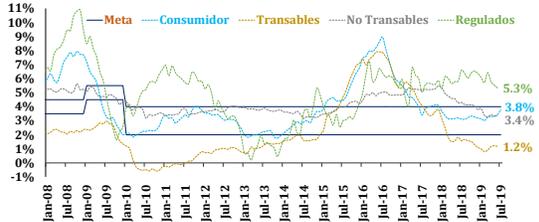
Fuente: DANE

Gráfica 52. Desempleo 13 Ciudades Principales Versus Índice Seguimiento Economía ISE



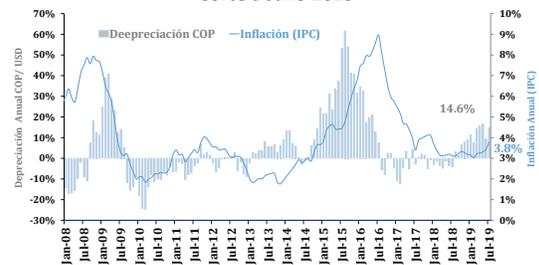
Fuente: DANE – Cálculos UPME

Gráfica 49. Inflación Transables – No Transables. Corte a Julio 2019



Fuente: DANE – Cálculos UPME

Gráfica 50. Depreciación COP Versus Inflación. Corte a Julio 2019



Fuente: DANE

En el repunte del desempleo, que viene desde el primer trimestre de 2017, ha influido la reacomodación que las firmas hicieron en respuesta a la reforma tributaria de 2016 que incrementó su carga impositiva, así como las presiones que la población económicamente activa PEA ha recibido con el fuerte flujo migratorio que el país ha recibido de Venezuela.

En relación con el tipo de cambio, debe entenderse, que responde a un ajuste que se hace, ante la decisión de China de utilizar el Yuan como mecanismo de respuesta al aumento de la carga arancelaria de parte de Estados Unidos.

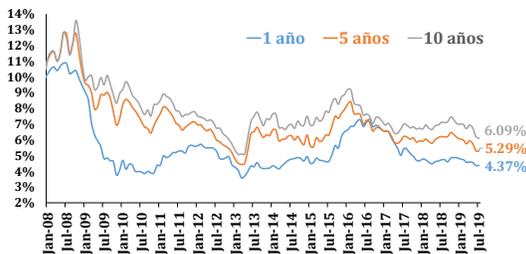
La decisión de la FED de reducir su tasa de interés, por la desaceleración que observa en el PIB de Estados Unidos, si bien ha aumentado el diferencial de tasas con relación a Colombia, no implicó una apreciación del peso, por cuanto el efecto flight to quality, lleva a una menor demanda por monedas en economías emergentes (Gráficas 53 – 54).

Gráfica 53. Tasas de Intervención FED Vs Tasa Banco de la República



Fuente: Banco de la República

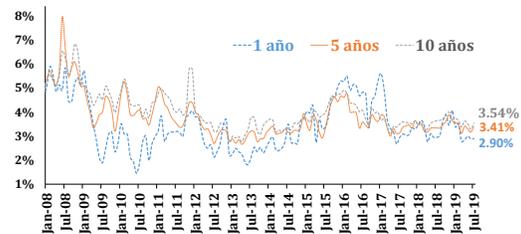
Gráfica 54. Tasas TES



Fuente: Banco de la República

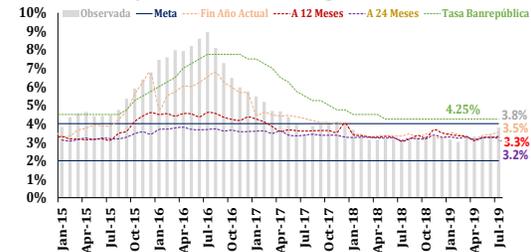
El reto para la Junta Directiva del Banco de la República, es mantener ancladas las expectativas de inflación a un rango 2% - 4%, lo que a julio de 2019 se consigue, pese al repunte de la TRM. (Gráficas 55 – 57)

Gráfica 55. Expectativas Inflación Colombia según Tasas TES. Corte Julio 2019



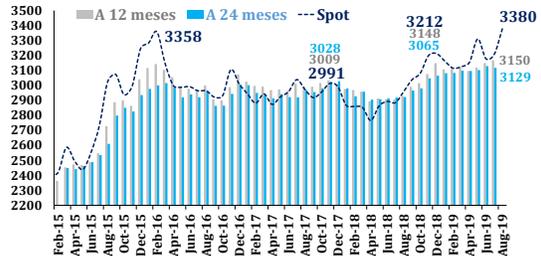
Fuente: Banco de la República – Cálculos UPME

Gráfica 56. Expectativas Inflación Agentes, Corte Julio 2019



Fuente: Banco de la República – Cálculos UPME

Gráfica 57. Expectativas Tasa de Cambio Colombia. Corte Julio 2019



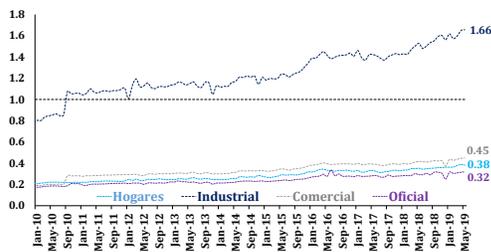
Fuente: Banco de la República – Cálculos UPME

Es claro, que a corto plazo, el repunte de presiones inflacionarias, y la depreciación del peso colombiano, no da margen para una reducción de tasas de interés, y por el contrario puede abrir la puerta para un endurecimiento de la política monetaria.

4. ANÁLISIS MICROECONÓMICO MERCADOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA

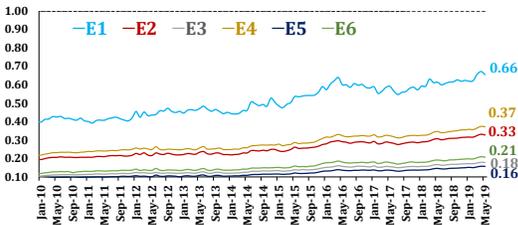
El análisis de elasticidades para medir la sensibilidad de la demanda con relación al precio, muestra en general, una tendencia hacia una demanda cada vez más sensible o elástica a los precios, en respuesta a las presiones inflacionarias que se han generado en los precios de la energía, en particular en el mercado no regulado y en la industria, tanto la regulada como la que está en demanda no regulada (Gráficas 58– 60)

Gráfica 58. Elasticidad Precio – Demanda Mercado Regulado EE



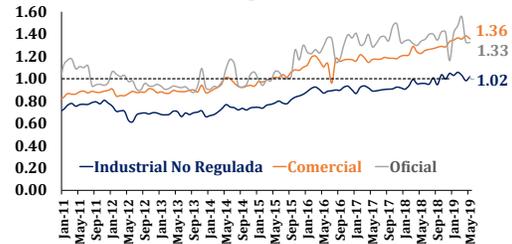
Fuente: Cálculos UPME con base en datos SUI – XM

Gráfica 59. Elasticidad Precio – Demanda Hogares según estrato



Fuente: Cálculos UPME con base en datos SUI

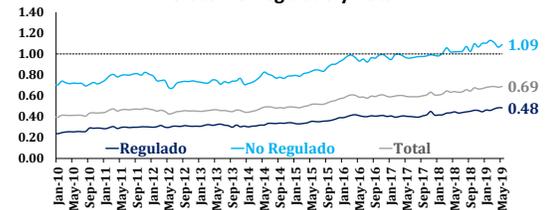
Gráfica 60. Elasticidad Precio – Demanda Mercado No Regulado



Fuente: Cálculos UPME con base en datos SUI

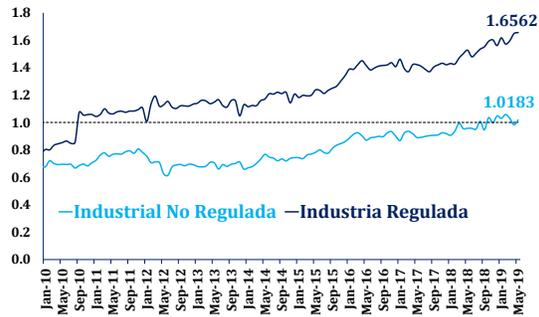
Debe señalarse que el repunte en el consumo de la demanda de electricidad por parte de la industria, es consistente con el comportamiento del ISE, y también puede explicar las presiones inflacionarias en energía. Sin embargo, la mayor elasticidad de la demanda pone a considerar a mediano plazo, la necesidad de los agentes por fuentes de sustitución más sólidas, lo que abre un mayor espacio para la oferta a futuro que el país tendría en las fuentes renovables (Gráfica 63).

Gráfica 61. Elasticidad Precio – Demanda Mercado Regulado Versus No Regulado y Total



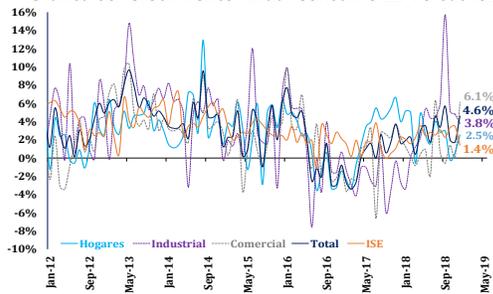
Fuente: Cálculos UPME con base en datos SUI

Gráfica 62. Elasticidad Precio – Demanda Industria Regulada Versus No Regulada



Fuente: Cálculos UPME con base en datos SUI

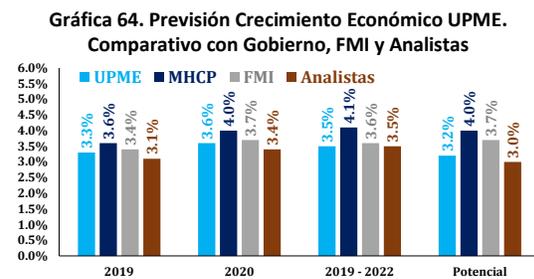
Gráfica 63. Crecimiento Anual Consumo EE Versus ISE



Fuente: Cálculos UPME con base en datos SUI

5. PREVISIONES MACROECONÓMICAS DE CORTO Y MEDIANO PLAZO

La subdirección de Demanda de la UPME redujo ligeramente su proyección de crecimiento económico (Gráfica 64) bajando de 3.5% a 3.3% su proyección para 2019. Pero mantiene su proyección de 3.5% promedio para 2019 – 2022.



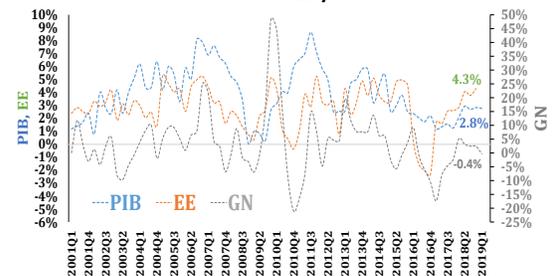
Fuente: Cálculos UPME con base en datos DANE

No obstante, el dato de crecimiento del segundo trimestre de 2019 será determinante en una revisión más fuerte de la proyección 2019; en particular, la UPME considera que los choques externos por la tensión comercial entre Estados Unidos y China, la proximidad del ciclo electoral en Argentina, y el posible mayor deterioro de la actividad económica en Estados Unidos y Europa, que ha advertido la Reserva Federal en su reunión de Julio, pueden contrarrestar la recuperación económica que el país viene presentando desde 2018.

A esto se suma, la posibilidad que la Junta Directiva del Banco de la República pueda aumentar sus tasas de interés para contrarrestar las fuertes presiones inflacionarias que se vienen presentando, y que se pueden acentuar con la mayor depreciación de la tasa de cambio.

Hay que destacar que la demanda de EE y GN han mostrado una notable recuperación a lo largo de 2018 y el primer trimestre de 2019, si bien en la demanda gas se presentó una desaceleración en marzo que explica el crecimiento negativo en 2019Q1 aunque este dato es provisional y puede variar a corto plazo (Gráfica 65).

Gráfica 65. Crecimiento Económico Versus Crecimiento Anual Demanda EE y GN



Fuente: Cálculos UPME – DANE – XM - CONCENTRA

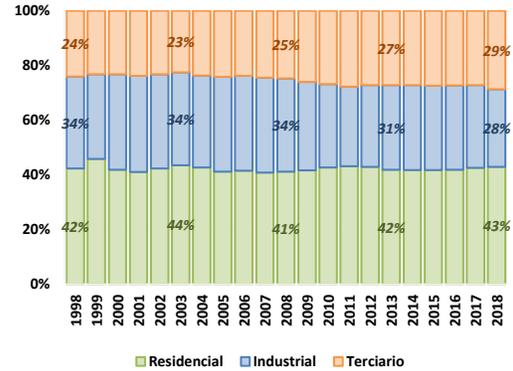
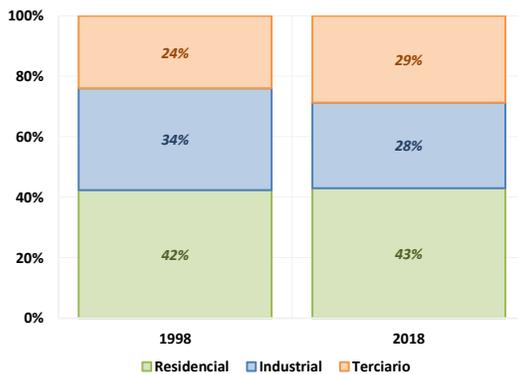
En conclusión, los fundamentales macroeconómicos de Colombia son sólidos, así como las expectativas y confianza de empresarios, comerciantes y hogares. Los riesgos están más asociados a choques externos ya descritos, donde el campo de maniobra de las autoridades económicas se restringe, y pueden alterar las proyecciones de crecimiento económico, que para el caso colombiano, se mantienen por encima del promedio de Latinoamérica.

6. EVOLUCIÓN DE LA CURVA DE CARGA NACIONAL: ¿EFICIENCIA ENERGÉTICA, HÁBITOS DE CONSUMO O GESTIÓN DE LA DEMANDA?

La composición promedio del consumo de energía eléctrica en Colombia se encuentra representado en primer lugar por el sector Residencial (42%), seguido del sector Industrial (33%) y por último del sector Terciario (25%). Lo que permite evidenciar que, el sector Residencial impacta en gran medida sobre el comportamiento de la curva de carga de Colombia.

En las gráficas siguientes, se puede concluir que durante los últimos 20 años (1998-2018) la participación del sector Residencial dentro del consumo total de electricidad se ha mantenido constante. De otra parte, los otros sectores restantes (Industrial y Terciario) que conforman la actividad económica del país, evidencian que ésta se ha trasladado hacia una economía de servicios (sector Terciario), teniendo un incremento de 5 puntos porcentuales durante el período de análisis.

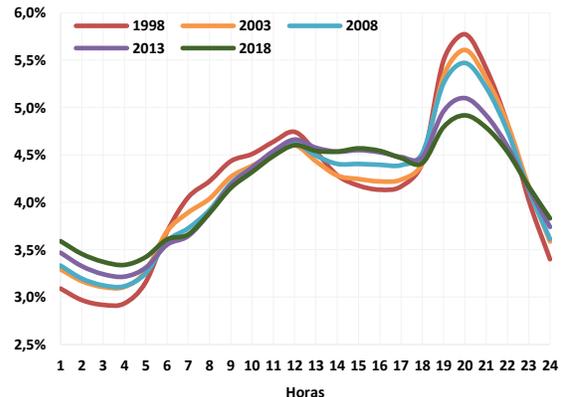
Gráfica 66. Composición histórica sectorial en el consumo de energía eléctrica de Colombia



Fuente: UPME, Base de datos UPME - SUI, 2019.

Para ello, se ha realizado un breve análisis de la curva de carga de Colombia y las posibles causas por las que ésta ha venido reduciendo su participación en las horas pico durante el período de análisis 1998 a 2018. Dentro de las causas posibles tenemos: a) la implementación de la eficiencia energética (se encuentra asociada a cambio tecnológico y conciencia ciudadana), y b) gestión de la demanda (incluye Respuesta a la Demanda y Generación Distribuida). A continuación se muestra la evolución de la curva de carga de Colombia:

Gráfica 67. Evolución de la participación horaria dentro de la curva de carga para el período 1998 a 2018

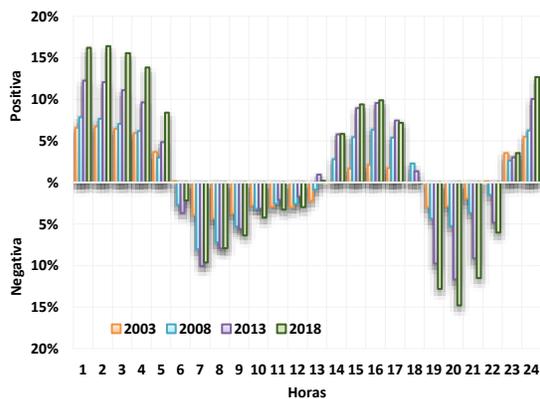


Fuente: UPME, Base de datos UPME - XM, 2019.

No obstante, cabe resaltar que para el sector Residencial los picos de potencia (mayor consumo de electricidad), se presentan en: a) 12 horas, y b) 19 y 21 horas (valor pico a las 20 horas).

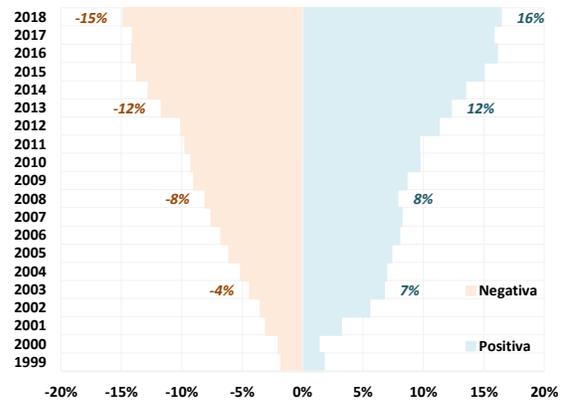
Para los sectores Industrial y Terciario, se ha realizado una revisión bibliográfica de la curva de carga asociada a éstos, para determinar el patrón y los picos de potencia que son característicos de los sectores. Dando como resultado que, para el sector Industrial⁹ y ¹⁰ el pico de potencia se presenta entre las 11 y 17 horas, y para el sector Terciario¹¹ se presenta el pico de potencia entre las 10 y 16 horas, respectivamente.

Gráfica 68. Contribución horaria en la participación de la curva de carga (Base: 1998)



Fuente: UPME, Base de datos UPME - XM, 2019.

Gráfica 69. Máxima contribución horaria en la participación de la curva de carga (Base: 1998)



Fuente: UPME, Base de datos UPME - XM, 2019.

En la Gráfica 68 y la Gráfica 69, se presentan las acciones que los usuarios han ido adquiriendo a través del tiempo, como son:

A. Eficiencia energética y hábitos de consumo:

- i. El usuario reduce su consumo de energía eléctrica durante las horas pico (contribución negativa “↓” - disminuye la participación en la curva horaria).
- ii. El usuario aumenta su consumo de energía eléctrica durante las horas valle (contribución positiva “↑” - aumenta la participación en la curva horaria).

⁹ CORREA F. CARLOS A., MARULANDA G. GEOVANNY A., PANESSO H. ANDRÉS F. (2016). “Impacto de la penetración de la energía solar fotovoltaica en sistemas de distribución: estudio bajo supuestos del contexto colombiano”. Revista Tecnura. Universidad Distrital Francisco José de Caldas. Facultad Tecnológica. Vol. 20. No. 50. Oct-Dic 2016. p-ISSN: 0123-921X. e-ISSN: 2248-763. pp. 85-95. <https://revistas.udistrital.edu.co/index.php/Tecnura/article/view/11563/12311> (Consulta: Junio 2019).

¹⁰ FAZILITA RENOVABLES PANAMÁ S.A. (2014). “Gestión activa de la demanda. Alteración curva de carga. Consumidor Industrial”. En línea: <http://www.fazilita.com/idi/gestio-activa-demanda/> (Consulta: Junio 2019).

¹¹ FAZILITA RENOVABLES PANAMÁ S.A. (2014). “Gestión activa de la demanda. Alteración curva de carga. Consumidor Comercial”. En línea: <http://www.fazilita.com/idi/gestio-activa-demanda/> (Consulta: Junio 2019).

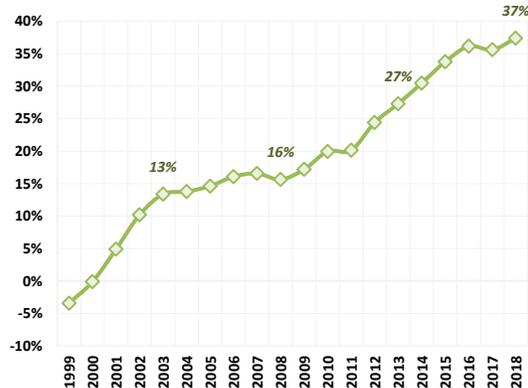
B. Gestión de la demanda:

- i. El usuario reacciona ante un estímulo o castigo económico, si su consumo de energía eléctrica disminuye o aumenta en las horas pico (ej. Campaña Apagar Paga – Mecanismo de respuesta a la demanda), y realizando o no realizando sus labores en las horas valle, según sea el caso.
- ii. El usuario elige generar su propia energía a través de la generación distribuida, impulsado por un análisis costo-beneficio. Además, posee condiciones equitativas para la venta de excedentes, si los hubiere.

Esta contribución ha alcanzado un 37% de aumento en 2018 con respecto a 1998, lo que permite inferir inicialmente como hipótesis: el aplanamiento de la curva de carga de consumo eléctrico en los últimos 20 años.

A continuación, se expone la situación actual a 2018, en donde han confluído todas las combinaciones de acciones que los usuarios han utilizado para la reducción o aumento de la participación horaria en el consumo de la curva de carga.

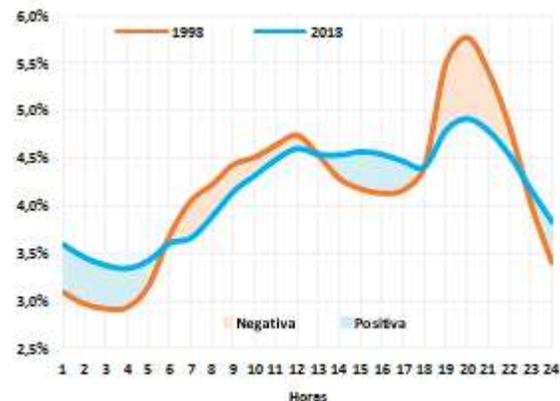
Gráfica 70. Contribución Neta en la participación horaria en la curva de carga (Base: 1998)



Fuente: UPME, Base de datos UPME - XM, 2019.

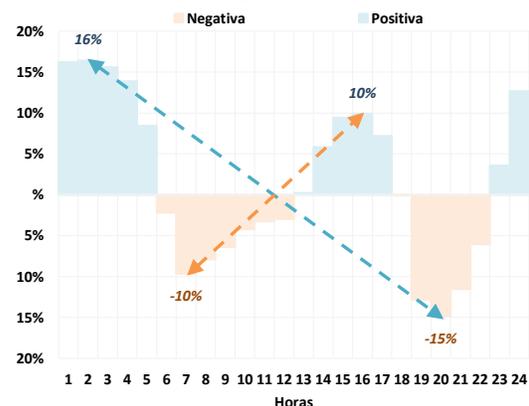
Se evidencia de la gráfica anterior, que el comportamiento de consumo eléctrico ha venido presentando una contribución positiva hacia la reducción en las horas pico y el aumento en las horas valle, como consecuencia de medidas de eficiencia energética y hábitos de consumo. Sin embargo en los últimos 2 a 3 años se ha presentado la implementación y penetración mecanismos de gestión de la demanda como son: respuesta a la demanda y generación distribuida.

Gráfica 71. Evolución de la participación horaria dentro de la curva de carga para el período 1998 vs 2018



Fuente: UPME, Base de datos UPME - XM, 2019.

Gráfica 72. Contribución en la participación horaria en la curva de carga (2018 vs 1998)



Fuente: UPME, Base de datos UPME - XM, 2019.

De la gráfica anterior, se concluye que existe además un balance de contribuciones dentro de los cuatro (4) bloques de la participación horaria en la curva de carga. Ya que el aumento de la contribución presentada en la hora 2 es cubierta por la reducción de la contribución en la hora 20. Caso similar, se presenta con la reducción de la contribución en la hora 7 que es cubierta por el aumento en la contribución en la hora 16.

Lo anterior permite demostrar un desplazamiento de cargas y de esta manera atenuar o aplanar la curva de carga de Colombia y de esta manera validar y aceptar la hipótesis antes enunciada.

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:

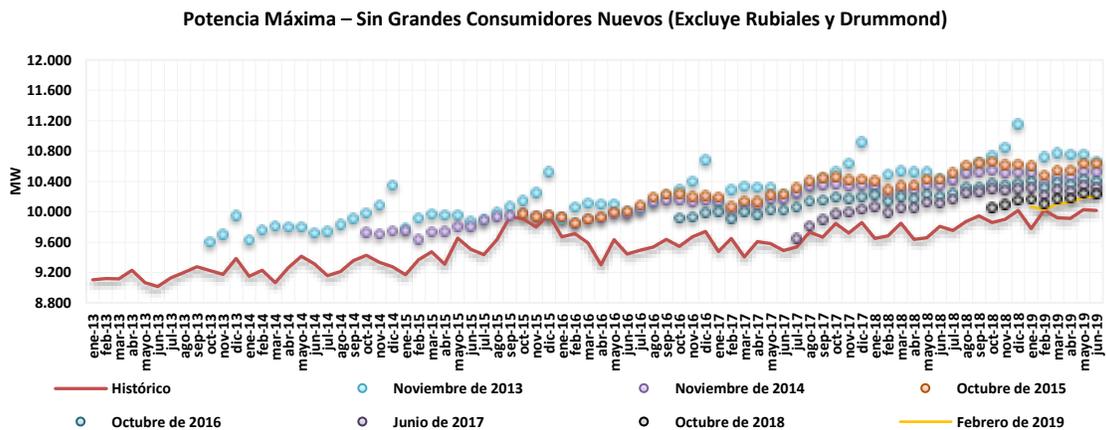
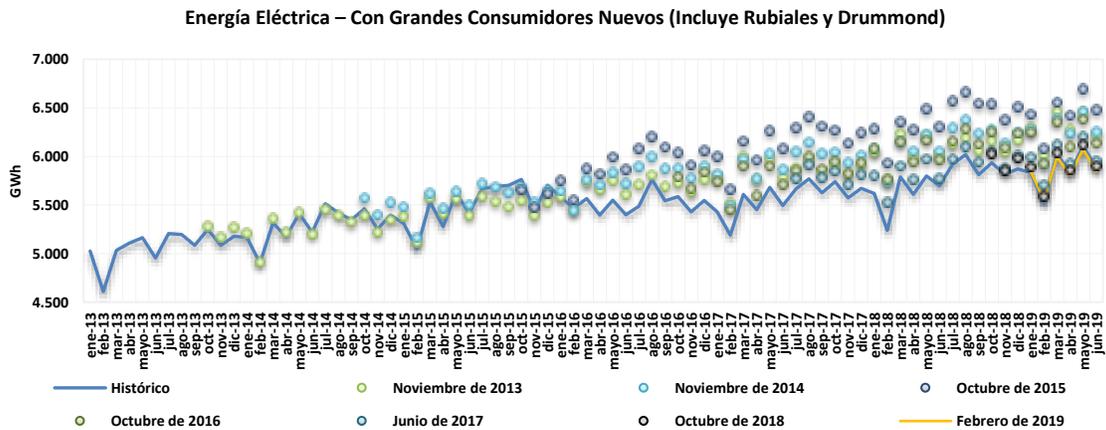
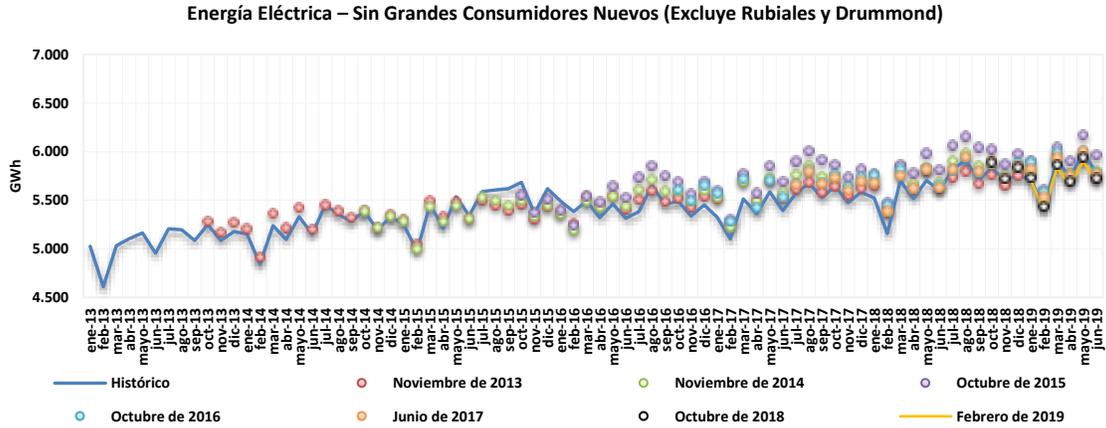
- Se analizó el comportamiento del total histórico de las proyecciones realizadas en la Unidad desde noviembre 2013 a Junio 2019, con respecto a los valores realmente demandados. Empleando el Error Promedio Porcentual (APE), el Error Promedio Absoluto (AAE), y el Error Cuadrático Medio (MSE) (Gráfica 73 y Tabla 26).

Tabla 26. Errores de las proyecciones

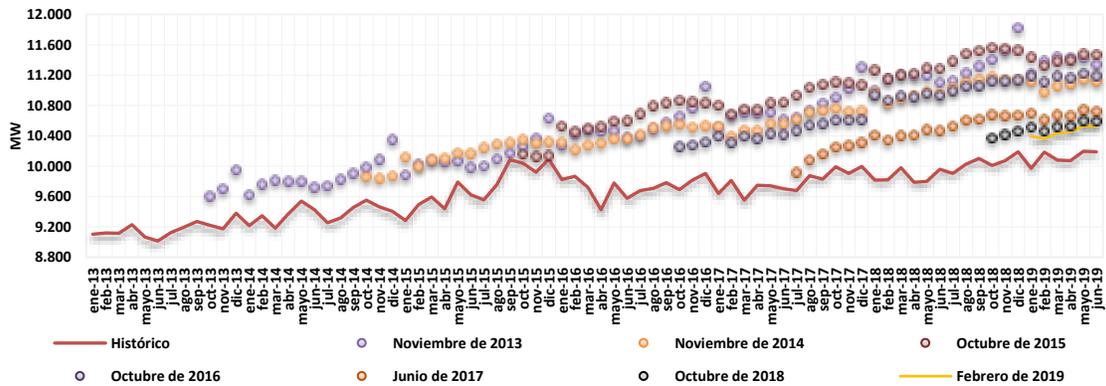
	ENERGÍA ELÉCTRICA					
	Con Grandes Consumidores Nuevos (Incluye Rubiales y Drummond)			Sin Grandes Consumidores Nuevos (Excluye Rubiales y Drummond)		
	APE	AAE	MSE	APE	AAE	MSE
Nov. 2013	2,84%	196	0,19%	0,70%	86	0,04%
Mar. 2014	1,88%	202	0,17%	-0,42%	88	0,04%
Jul. 2014	4,20%	253	0,27%	0,59%	102	0,05%
Nov. 2014	4,84%	280	0,30%	1,20%	107	0,05%
Mar. 2015	3,99%	267	0,27%	1,40%	125	0,06%
Jul. 2015	6,67%	418	0,62%	1,22%	121	0,06%
Oct. 2015	8,99%	518	0,92%	3,60%	220	0,18%
Ene. 2016	6,83%	388	0,51%	4,72%	266	0,25%
Jun. 2016	7,03%	399	0,52%	4,32%	239	0,20%
Oct. 2016	5,16%	293	0,29%	2,23%	123	0,07%
Feb. 2017	2,06%	116	0,06%	1,60%	93	0,04%
Jun. 2017	2,27%	129	0,06%	1,53%	85	0,03%
Abr. 2018	0,15%	45	0,01%	-0,27%	53	0,01%
Oct. 2018	0,89%	52	0,01%	0,04%	44	0,01%
Feb. 2019	-0,19%	27	0,00%	-1,06%	62	0,02%

	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	8,47%	830	0,85%	6,71%	644	0,49%
Mar. 2014	5,95%	600	0,49%	4,02%	394	0,20%
Jul. 2014	7,52%	738	0,65%	4,70%	456	0,26%
Nov. 2014	7,78%	764	0,67%	4,94%	477	0,28%
Mar. 2015	6,49%	661	0,56%	4,08%	415	0,22%
Jul. 2015	9,47%	950	1,08%	4,05%	410	0,21%
Oct. 2015	11,25%	1,111	1,38%	5,96%	579	0,40%
Ene. 2016	9,54%	943	0,98%	6,74%	655	0,48%
Jun. 2016	9,81%	971	1,03%	5,96%	579	0,37%
Oct. 2016	8,74%	868	0,81%	4,47%	435	0,21%
Feb. 2017	5,33%	529	0,30%	3,83%	373	0,16%
Jun. 2017	4,99%	498	0,27%	3,18%	312	0,11%
Abr. 2018	3,82%	382	0,15%	2,25%	222	0,06%
Oct. 2018	3,86%	390	0,16%	2,20%	219	0,05%
Feb. 2019	3,31%	334	0,11%	1,73%	171	0,04%

Gráfica 73. Histórico de las proyecciones – Revisión Noviembre de 2013 a Revisión Febrero de 2019



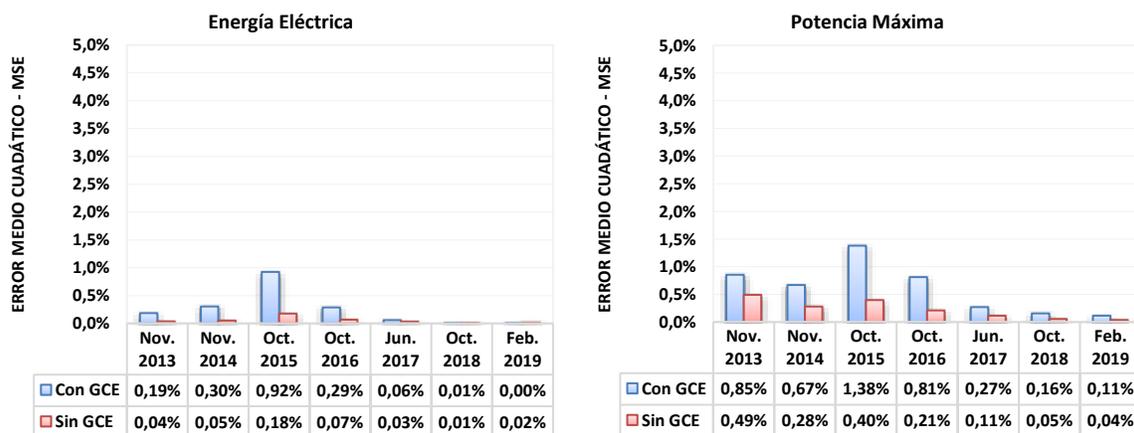
Potencia Máxima – Con Grandes Consumidores Nuevos (Incluye Rubiales y Drummond)



Fuente: UPME, Base de Datos XM (17 de Julio), 2019.

- b. El desempeño de los modelos de noviembre de 2013 hasta junio de 2019 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 0,00% en el MSE de las proyecciones respectivamente. (Gráfica 74).
- 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 1,38% y 0,04% en el MSE de las proyecciones.

Gráfica 74. Seguimiento al Error Medio Cuadrático de las Revisiones Publicadas por la Unidad



Fuente: UPME, Base de Datos XM (17 de Julio), 2019.

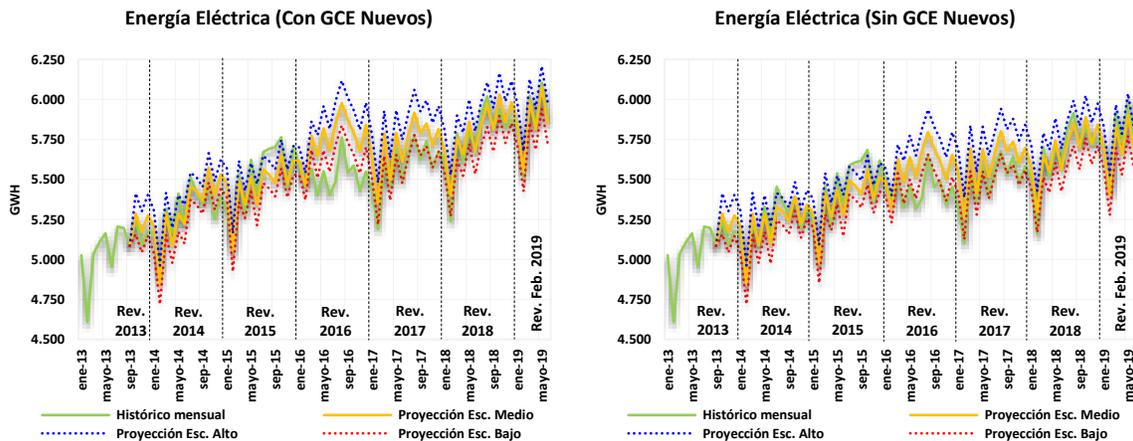
Los informes de proyección de demanda de energía eléctrica y potencia máxima para Colombia presentados cuatrimestralmente por la entidad, han mostrado una alto grado de correlación entre las variables empleadas (PIB, Población y Temperatura de las áreas geográficas del SIN).

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.

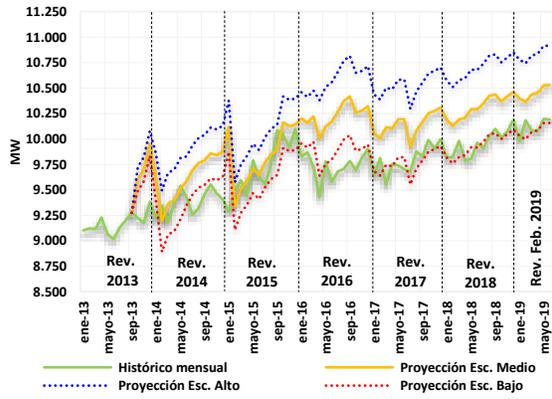
De manera similar, la metodología empleada para la construcción de los escenarios de proyección desde noviembre de 2013 a la fecha, guardan una estrecha relación; que ha permitido realizar los contrastes necesarios para el desarrollo de mecanismos, que permitan identificar los cambios tanto en bases 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 75).

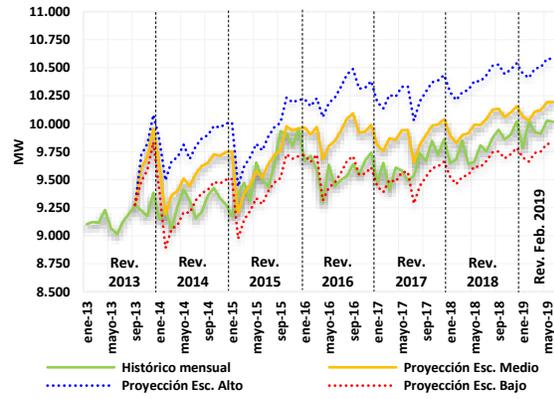
Gráfica 75. Seguimiento a las Proyecciones de Demanda de EE



Potencia Máxima (Con GCE Nuevos)



Potencia Máxima (Sin GCE Nuevos)



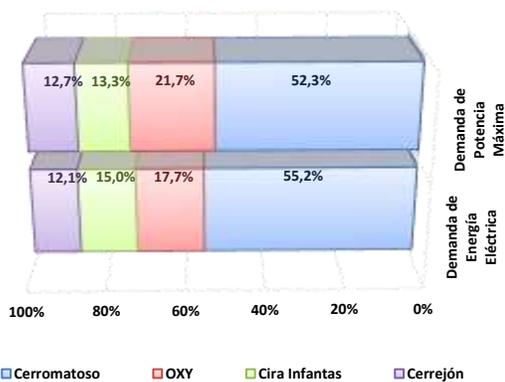
Fuente: UPME, Base de Datos XM (17 de Julio), 2019.

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 2011-2019p.

Gráfica 76. Participación Promedio mensual de los GC Existentes (2011 – 2019p)



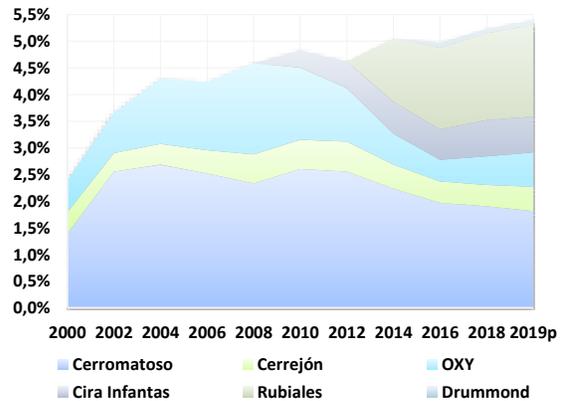
Fuente: UPME, Base de Datos XM (17 de Julio), 2019.

De otra parte, Cerromatoso y OXY poseen alrededor del 72% al 74% 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 5,45% en junio de 2019. La participación promedio mensual de los GCE en la demanda total de energía eléctrica para el período enero de 2000 a

junio de 2019, se encuentra en 4,37%; y alcanza un máximo de 5,78% en diciembre de 2018 y un mínimo de 1,79% en octubre de 2000.

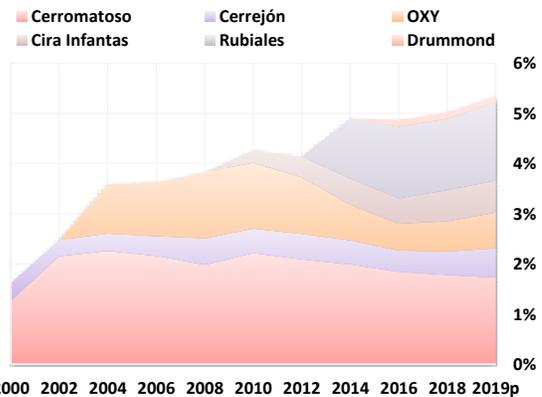
Gráfica 77. Evolución de la Participación Promedio Anual de los GCE en la Demanda de Energía Eléctrica



Fuente: UPME, Base de Datos XM (17 de Julio), 2019.

- **Potencia máxima:** pasa de alrededor de 1,62% de la demanda total desde enero de 2000 y llega hasta 5,48% en junio de 2019. La participación promedio mensual de los GCE en la demanda máxima de potencia para el período enero de 2000 a junio de 2019, encuentra en 3,92%; y alcanza un máximo de 5,94% en julio de 2015 y un mínimo de 1,50% en marzo de 2000.

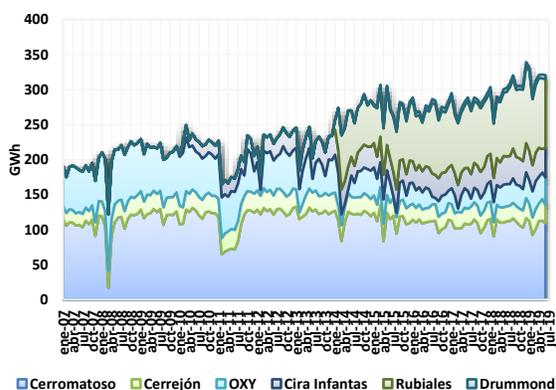
Gráfica 78. Evolución de la Participación Promedio Anual de los GCE en la Demanda de Potencia Máxima



Fuente: UPME, Base de Datos XM (17 de Julio), 2019.

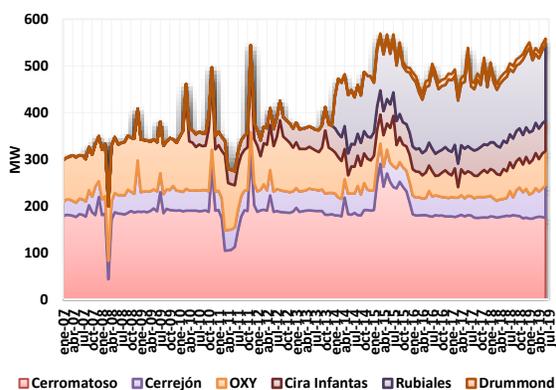
Como insumo de las proyecciones de demanda de energía eléctrica que hace la UPME; se emplea la información del SIN. La cual incorpora información de los agentes en mención, por lo que se incluyen dentro de la bolsa de energía usada para modelar la demanda total. A continuación se presenta un seguimiento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

Gráfica 79. Histórico de la demanda de energía eléctrica de los Grandes Consumidores Existentes (GWh)



Fuente: UPME, Base de Datos XM (17 de Julio), 2019.

Gráfica 80. Histórico de la demanda de potencia máxima de los Grandes Consumidores Existentes (MW)



Fuente: UPME, Base de Datos XM (17 de Julio), 2019.

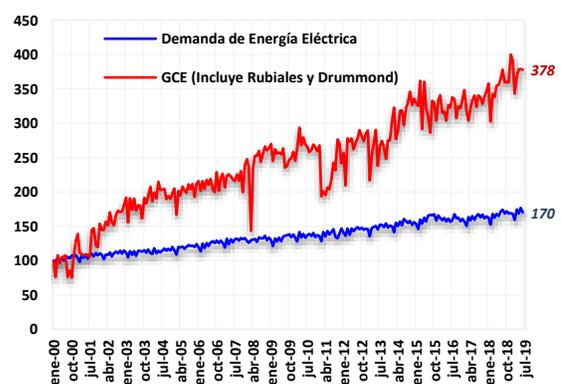
Por otra parte, se realizó el ejercicio de mostrar en un índice la relación de los grandes consumidores versus la demanda nacional del SIN. El índice de los GCE, se ve afectado en

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 junio de 2019 ha crecido 3,78 veces, mientras la demanda del SIN solamente ha crecido 1,70 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 81).

El índice para la Demanda de energía eléctrica del SIN, alcanza un máximo de 1,77 veces en mayo de 2019, 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.

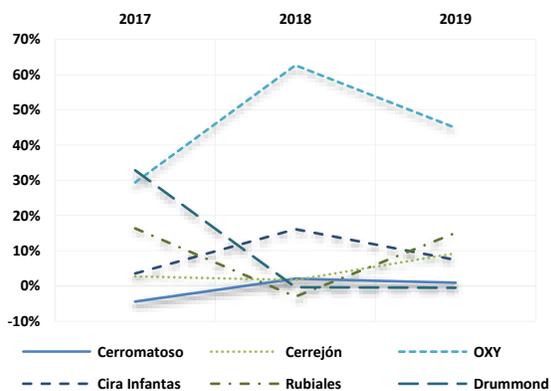
Gráfica 81. Índice de la demanda de energía eléctrica (Base Enero de 2000 = 100)



Fuente: UPME, Base de Datos XM (17 de Julio), 2019.

El crecimiento de los GC durante los últimos 3 años (Gráfica 82), muestra distintas dinámicas de comportamiento debido a diversos fenómenos socioeconómicos, climáticos, O&M, entre otros. El crecimiento anual promedio para estos son: Cerromatoso (-0,5%), Cerrejón (4,6%), OXY (45,6%), La Cira Infantas (9,0%), Rubiales (9,4%) y Drummond (10,6%).

Gráfica 82. Crecimiento promedio de la demanda de energía eléctrica de los GCE en los últimos 3 años

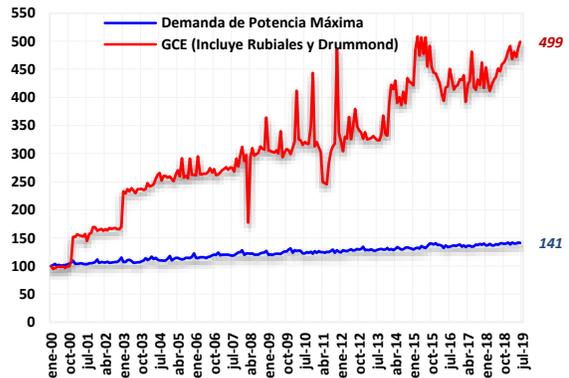


Fuente: UPME, Base de Datos XM (17 de Julio), 2019.

b. Potencia máxima: Tomando como base enero de 2000, la demanda de los grandes consumidores a junio de 2019 ha crecido 4,99 veces, mientras la demanda del SIN ha crecido 1,41 veces. (Gráfica 83).

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.

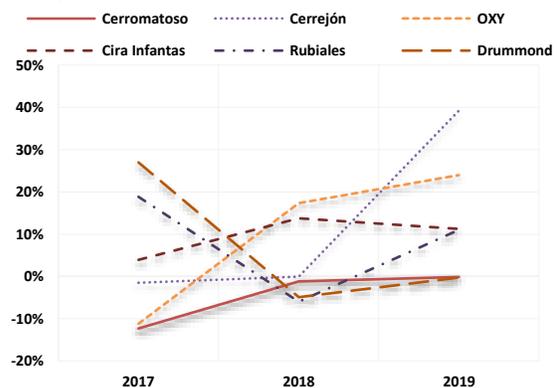
Gráfica 83. Índice de la demanda de potencia máxima (Base Enero de 2000 = 100)



Fuente: UPME, Base de Datos XM (17 de Julio), 2019.

El crecimiento de los GC durante los últimos 3 años (Gráfica 84), muestra distintas dinámicas de comportamiento debido a diversos fenómenos socioeconómicos, climáticos, O&M, entre otros. El crecimiento anual promedio para estos son: Cerromatoso (-4,5%), Cerrejón (12,6%), OXY (10,0%), La Cira Infantas (9,6%), Rubiales (8,0%) y Drummond (7,3%).

Gráfica 84. Crecimiento promedio de la demanda de potencia máxima de los GCE en los últimos 3 años

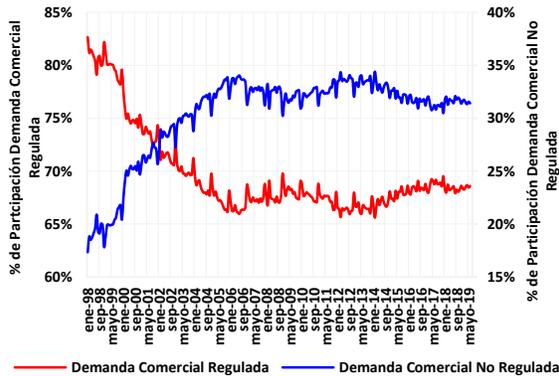


Fuente: UPME, Base de Datos XM (17 de Julio), 2019.

Demanda comercial de energía eléctrica por tipo de mercado

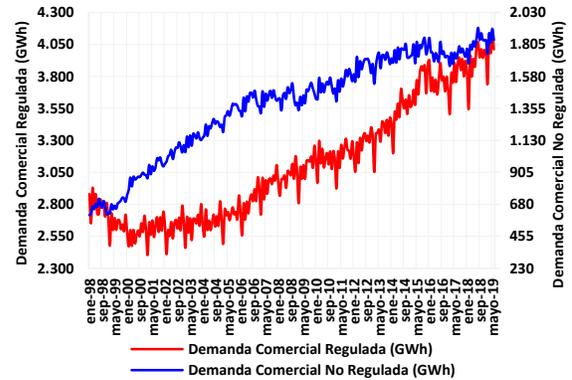
La participación promedio de la demanda comercial Regulada equivale 67,62% y el 32,38% restante, representa la demanda comercial No Regulada. Esta participación relativamente estable, se ha venido manteniendo desde 2004 hasta la fecha. Además, en los períodos climáticos severos de “El Niño”, la demanda 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 85. Relación de la demanda de energía por tipo de usuario (%)



Fuente: UPME, Cubo XM (17 de Julio), 2019.

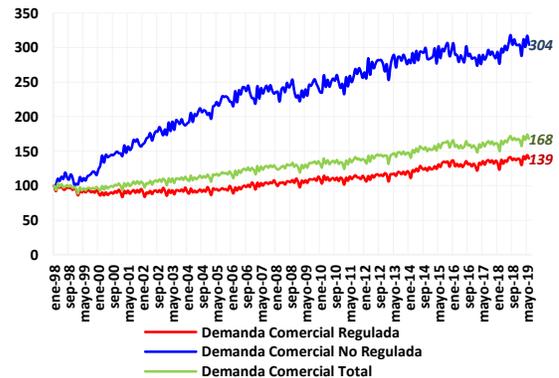
Gráfica 86. Relación de la demanda de energía por tipo de usuario (GWh)



Fuente: UPME, Cubo XM (17 de Julio), 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 1,44 veces, y c) Demanda Comercial Total alcanza un máximo de 1,74 veces en mayo de 2019.

Gráfica 87. Índice de la demanda comercial (Base Enero de 1998 = 100)



Fuente: UPME, Cubo XM (17 de Julio), 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. ISSNe 2323-0622. Páginas 59 – 80. (Consulta: Septiembre 30 de 2014).
- **CORREA F. CARLOS A., MARULANDA G. GEOVANNY A., PANESSO H. ANDRÉS F. (2016).** “Impacto de la penetración de la energía solar fotovoltaica en sistemas de distribución: estudio bajo supuestos del contexto colombiano”. Revista Tecnura. Universidad Distrital Francisco José de Caldas. Facultad Tecnológica. Vol. 20. No. 50. Oct-Dic 2016. p-ISSN: 0123-921X. e-ISSN: 2248-763. pp. 85-95. <https://revistas.udistrital.edu.co/index.php/Tecnura/article/view/11563/12311> (Consulta: Junio 2019).
- **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: Mayo 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: Mayo 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).
- **FAZILITA RENOVABLES PANAMÁ S.A. (2014).** “Gestión activa de la demanda. Alteración curva de carga. Consumidor Industrial”. En línea: <http://www.fazilita.com/idi/gestio-activa-demanda/> (Consulta: Junio 2019).
- ----- **(2014).** “Gestión activa de la demanda. Alteración curva de carga. Consumidor Comercial”. En línea: <http://www.fazilita.com/idi/gestio-activa-demanda/> (Consulta: Junio 2019).
- **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: Julio 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. (2019).** World Economic Outlook Database, April 2019. En línea: <https://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2019/01/weodata/weoselco.aspx?g=205&sg=All+countries+%2f+Emerging+market+and+developing+economies+%2f+Latin+America+and+the+Caribbean> (Consulta: Julio 21 de 2019).
- **MINHACIENDA. Ministerio de Hacienda y Crédito Público. (2019).** Marco Fiscal de Mediano Plazo 2019, 26 de junio de 2018. En línea: http://www.minhacienda.gov.co/HomeMinhacienda/faces/oracle/webcenter/porta/lapp/pages/politicafiscal/marcofiscalmedi/anoplazo.jspx?_afLoop=6038876500791173&_afWindowMode=0&_afWindowId=1atpyaz802_1#!%40%40%3F_afWindowId%3D1atpyaz802_1%26_afLoop%3D6038876500791173%26_afWindowMode%3D0%26_adf.ctrl-state%3Df6s6ti7qe_57 (Consulta: Julio 21 de 2019).
- **NSRDB. National Solar Radiation Database (2019).** "NSRDB Data Viewer". En línea: goo.gl/9iyt76 (Consulta: Julio 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
- **SASTRE, MARIA CONSTANZA, AMÉZQUITA, ÁNGELA LILIANA. (2012).** "Proyección de Demanda para Nuevos Clientes que Deseen Contratar Energía en el Mercado Competitivo". Revista Mundo Eléctrico. Premio ASOCODIS – CNO – CAC. CODENSA S.A. E.S.P. División Compras de Energía. Edición 87. Bogotá, D.C. Colombia. (Consulta: Julio 2019).
- **STAFFELL, IAIN & PFENNINGER, STEFAN. (2018).** "The increasing impact of weather on electricity supply and demand". Energy 145, pages: 65 – 78, DOI: 10.1016/j.energy.2017.12.051 (Consulta: Julio 21 de 2019).
- **SUI. Sistema Único de Información. (2019).** 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: Julio 21 de 2019).
- **UPME - MARTÍNEZ M., WILLIAM ALBERTO. (2012).** "Escenarios alternativos de proyección de energía eléctrica que consideren los eventos y tendencias recientes del consumo". Contrato UPME 200-2012164. Bogotá, D.C. Colombia. 19 de Noviembre de 2012 (Consulta: Julio 2019).

- **UN. UNITED NATIONS. (2019).** *“Population Division, Population Estimates and Projections Section. World Population Prospects: The 2019 Revision. Excel Tables - Population Data. Total Population - Both Sexes”.* United Nations, Department of Economic and Social Affairs. En línea: <https://esa.un.org/unpd/wpp/Download/Standard/Population/> (Consulta: Junio 21 de 2019).

- **XM. COMPAÑÍA DE EXPERTOS EN MERCADOS S.A. ESP. (2019).** *“Demanda de energía. Indicadores de Pronósticos Oficiales de Demanda”.* <http://www.xm.com.co/Pages/IndicadoresdePronosticosOficialesdeDemanda.aspx> En línea: Consulta: Julio 17 de 2019).

- **-----, COMPAÑÍA DE EXPERTOS EN MERCADOS S.A. ESP. (2019).** *“Portal BI. Información Inteligente. Demanda. Demanda Energía SIN”.* En línea: [http://informacioninteligente10.xm.com.co/demanda/Paginas/Demanda%20Energia%20SIN%20\(kWh\).aspx](http://informacioninteligente10.xm.com.co/demanda/Paginas/Demanda%20Energia%20SIN%20(kWh).aspx) (Consulta: Julio 17 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%20OPotencia%20\(kW\).aspx](http://informacioninteligente10.xm.com.co/demanda/Paginas/Demanda%20de%20OPotencia%20(kW).aspx) (Consulta: Julio 17 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
Síguenos en: @UPMEOFICIAL