

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

**Revisión
Julio de 2016**



**Proyección de Regional de Demanda de Energía Eléctrica
y Potencia Máxima en Colombia
Revisión Julio de 2016**

*“We always overestimate the change that
will occur in the next two years and underestimate
the change that will occur in the next 10.”
(Bill Gates, 1996. “The Road Ahead”)*

*“Nosotros siempre sobrestimamos el cambio
que ocurrirá en los próximos 2 años y subestimamos
los cambios que ocurrirán en los próximos 10 años”
(Bill Gates, 1996. “The Road Ahead”)*

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

Jorge Alberto Valencia Marín
Director General

Carlos Arturo García Botero
Subdirector de Demanda

William Alberto Martínez Moreno
Profesional Especializado

Revisión
Julio de 2016

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	4
1. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA REGIONAL EN COLOMBIA	5
2. METODOLOGÍA	5
3. SEGUIMIENTO DE LA DEMANDA REGIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y SESGO SISTEMÁTICO	8
4. PARTICIPACIÓN Y CRECIMIENTOS PROMEDIOS EN LAS REGIONES	11
4.1 Participación en la demanda de energía eléctrica	11
4.2 Participación en la demanda de potencia máxima	12
4.3 Crecimiento en la demanda de energía eléctrica	13
4.4 Crecimiento en la demanda de potencia máxima	14
5. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELECTRICA Y LA POTENCIA MÁXIMA	16
5.1 Región Centro	16
5.1.1 Demanda de energía eléctrica.....	17
5.1.2 Demanda de potencia máxima.....	19
5.2 Región Costa - Caribe	22
5.2.1 Demanda de energía eléctrica.....	23
5.2.2 Demanda de potencia máxima.....	26
5.3 Región Noroeste	29
5.3.1 Demanda de energía eléctrica.....	30
5.3.2 Demanda de potencia máxima.....	31
5.4 Región Oriente	33
5.4.1 Demanda de energía eléctrica.....	34
5.4.2 Demanda de potencia máxima.....	37
5.5 Región Valle	40
5.5.1 Demanda de energía eléctrica.....	41
5.5.2 Demanda de potencia máxima.....	43
5.6 Región CQR	46
5.6.1 Demanda de energía eléctrica.....	47
5.6.2 Demanda de potencia máxima.....	49
5.7 Región Tolima Grande	51
5.7.1 Demanda de energía eléctrica.....	52
5.7.2 Demanda de potencia máxima.....	54
5.8 Región Sur	56
5.8.1 Demanda de energía eléctrica.....	57
5.8.2 Demanda de potencia máxima.....	59
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	62

INTRODUCCIÓN

El Sistema Interconectado Nacional está dividido para propósitos de funcionamiento en áreas de red. Cada uno de éstas es responsable de la operación y las tareas necesarias para suministrar la energía eléctrica a los usuarios de la región a la que atienden.

El presente documento se muestran las proyecciones de demanda de energía eléctrica y potencia máxima a nivel de Unidades de Control de Pronóstico “UCP”, ya que son de vital importancia en el despacho de los generadores eléctricos y además se posee información primaria de los mismos.

Por otra parte, se pretende brindar una visión a largo plazo de las proyecciones con un horizonte de pronóstico hasta el año 2030. En estas proyecciones se combinan los métodos de series de tiempo y los econométricos, utilizando también información macro-económica regional.

Para una mejor desempeño del ejercicio de proyección, se requiere mantener el análisis de las tendencias de crecimiento, las periodicidades, el desarrollo económico de los sectores, y otros factores como los ambientales (fenómenos climáticos) en cada una de las regiones que hacen parte del SIN.

Agradecemos la información suministrada por el CND y por otros agentes, para poder elaborar las bases de datos desde el año 2000 y así poder evaluar el comportamiento desagregado de cada región, con resolución mensual.

1. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA REGIONAL DE ENERGIA ELECTRICA EN COLOMBIA

El presente documento presenta las proyecciones de demanda de energía eléctrica y potencia máxima a nivel de Unidades de Control de Pronóstico (UCP), que están relacionadas con los nodos del STN, para atención de la demanda de cada región, departamento, o grupo de departamentos.

En esta actualización, se emplean los datos reportados por XM, para cada una de las 30 UCP, sin incluir las UCP de Grandes Consumidores Existentes (GC Existentes), tales como: Cerrejón, Cerromatoso, OXY y La Cira Infantas.

Es importante tener en cuenta que las fronteras de las áreas alimentadas por cada UCP no se ajustan a las fronteras departamentales en que se divide el País.

2. METODOLOGÍA

Partiendo de la clasificación por UCP y regiones establecida por el CND, y teniendo en cuenta las siguientes desagregaciones de algunas UCP:

- a. UCP Pasto en UCP Bajo Putumayo, UCP CEDENAR y UCP Putumayo a partir de Abril de 2013.
- b. UCP EPSA en UCP Cartago, UCP Pacifico y UCP Tuluá a partir de Enero de 2010.
- c. UCP Cafeteros en UCP CHEC y UCP Quindío a partir de Enero de 2010.
- d. UCP Noroeste en UCP Antioquia y UCP Chocó a partir de Noviembre de 2010.
- e. UCP Oriente en UCP CENS, UCP EBSA, UCP ENELAR, UCP ENERCA y UCP Santander a partir de Agosto de 2010.
- f. UCP Centro en UCP CODENSA y UCP Cundinamarca a partir de Marzo de 2013.
- g. UCP Meta en UCP EMSA y UCP Guaviare a partir de Julio de 2010.

A continuación, se presenta la desagregación por UCP de pendiendo de la región:

Tabla 1. Desagregación de las UCP por Regiones

REGIÓN	UCP ORIGINAL	UCP DESAGREGADA
CENTRO	CENTRO	CODENSA CUNDINAMARCA
	META	EMSA GUAVIARE
COSTA - CARIBE	CARTAGENA	CARTAGENA
	PLANETA RICA	PLANETA RICA
	SINÚ	SINÚ
	BARRRANQUILLA	BARRRANQUILLA
NOROESTE	NOROESTE	TAIRONA
		ANTIOQUIA CHOCÓ
ORIENTE	ORIENTE	CENS EBSA
		ENELAR ENERCA
		SANTANDER
VALLE	CALI	CALI
	EPSA	CARTAGO PACÍFICO
		TULUÁ
CQR	CAFETEROS	CHEC QUINDÍO
	PEREIRA	PEREIRA
TOLIMA GRANDE	ANDAKÍ	ANDAKÍ
	PACANDÉ	PACANDÉ
	PIJAOS	PIJAOS
SUR	PASTO	BAJO PUTUMAYO CEDENAR
		PUTUMAYO
	SUR	SUR

Fuente: UPME, 2016.

Gráfica 1. Mapa de Desagregación de la Demanda Nacional del SIN por Regiones



Fuente: UPME, 2016.

Para la obtención de las proyecciones de demanda de energía eléctrica y potencia máxima regionales, es decir, desagregadas en las mencionadas UCP, se emplean los valores de la demanda nacional obtenidos a partir del método de combinación de pronósticos expuestos en el documento de: “Proyección

de Demanda de Energía Eléctrica y Potencia Máxima en Colombia - Revisión Mayo de 2016” las cuales guardan relación con las diferentes variables como PIB, Población y Temperatura de las áreas geográficas del SIN, de manera que las proyecciones nacionales y regionales mantengan la coherencia necesaria¹.

Además, se consideran los efectos calendario, permitiendo la obtención de proyecciones mensuales de la demanda de electricidad regional.

Para la obtención de la potencia máxima, y dadas las dificultades para medir este parámetro a nivel regional y para proyectar un evento que se presenta durante una hora al mes, se parte de la demanda de energía eléctrica mensualizada a la que se aplica el método de mínimos cuadrados ordinarios dinámicos, el cual “genera estimaciones robustas principalmente cuando el número de observaciones consideradas es pequeño y las series no son estacionarias.

Además, el método de mínimos cuadrados ordinarios dinámicos corrige posibles problemas de simultaneidad entre las variables explicativas, al tiempo que considera diferente orden de integración de dichas variables. La potencial simultaneidad y el sesgo generado al trabajar con muestras pequeñas son tratados mediante la incorporación de valores rezagos y adelantados de las variables explicativas” (Masih & Masih, 1996).

¹ La sumatoria de las demandas regionales, cargas especiales y pérdidas del Sistema de Transmisión Nacional debe ser consistente con la demanda del SIN calculada.

SIEL. Sistema de Información Eléctrico Colombia. (2016). “Demanda de Energía. Escenarios de Proyección de Demanda. Proyección de Demanda de Energía Eléctrica y Potencia Máxima en Colombia. Revisión Junio de 2016”. En línea: <http://www.siel.gov.co/Inicio/Demanda/ProyeccionesdeDemanda/tabid/97/Default.aspx>

Luego se agregaron tanto las regiones como las UCP de tal forma que, como prueba de chequeo, los resultados explicaran la demanda nacional, y se obtuvo la participación esperada, con respecto a la demanda del SIN, de la demanda de energía de cada UCP, y de cada Región.

Gráfica 2. Sistema de Trasmisión Nacional Actual



Fuente: “Plan de Expansión de Referencia: Generación - Trasmisión 2015-2029”, UPME, 2015.

Dentro de la historia y las proyecciones de cada una las regiones antes mencionadas, se aclara que en estas no se encuentran las UCP de Grandes Consumidores Existentes (GC Existentes), tales como: Cerrejón, Cerromatoso, OXY y La Cira Infantas, ya que éstas se modelan independientemente debido a las características propias que poseen.

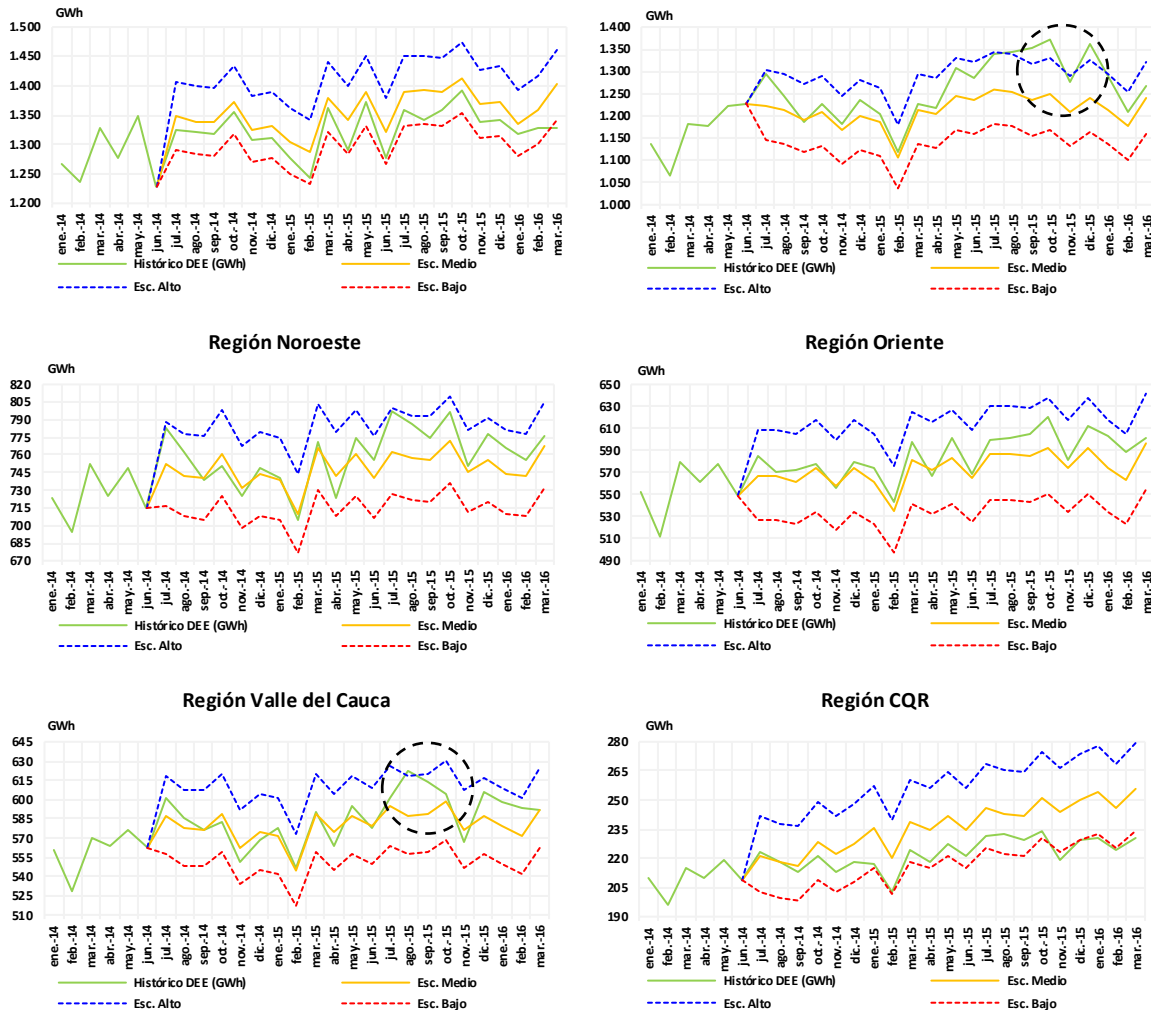
3. SEGUIMIENTO DE LA DEMANDA REGIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y SESGO SISTEMÁTICO

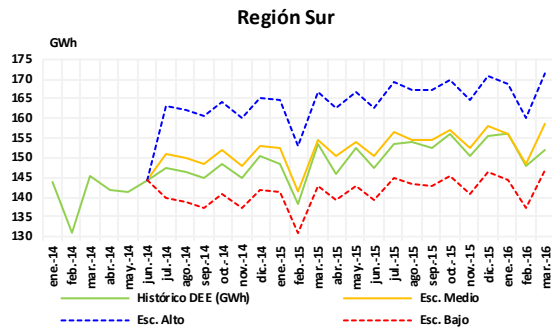
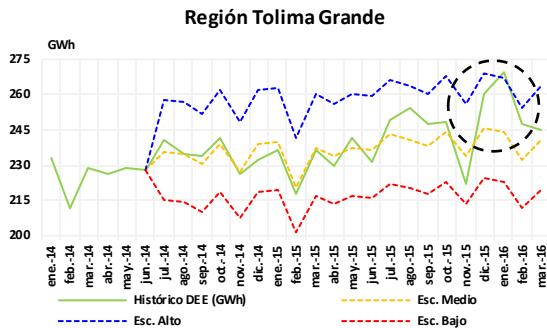
Los modelos empleados para este seguimiento de la demanda regional se han ajustado y han reflejado el comportamiento de la demanda real. Sin embargo, las regiones de Costa – Caribe, Valle del Cauca y Tolima Grande, presentaron un crecimiento mayor al escenario alto de nuestras proyecciones en el período junio a diciembre de 2015, esto

debido especialmente, al fenómeno climático de “El Niño” que afronto el país.

No obstante, las proyecciones en todas regiones se han mantenido cercanas a los valores reales; manteniéndose alrededor del escenario medio, que es el escenario de mayor probabilidad de ocurrencia. Lo que demuestra un nivel de detalle mayor en cuanto a replicar la tendencia y estacionalidad de estos. (Gráfica 3).

Gráfica 3. Seguimiento a las Proyecciones de Demanda de Energía Eléctrica Regional





Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2016.

En las revisiones publicadas desde julio de 2014, 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 no se incluye la demanda de los Grandes Consumidores Especiales.

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

Los resultados son los siguientes:

- a. Se analizó el comportamiento de las proyecciones realizadas en el mes de junio de 2014 por la Unidad, para el período de análisis junio 2014 a marzo de 2016, con respecto a los valores realmente demandados. Empleando el Error Promedio Porcentual (APE), el Error Promedio Absoluto (AAE), y el Error Cuadrático Medio (MSE) (Tabla 2).

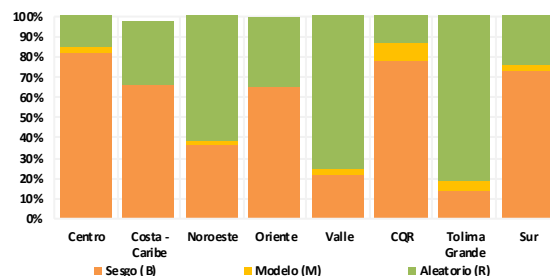
Tabla 2. Errores de las Proyecciones por Región

	Centro	Costa – Caribe	Noroeste	Oriente
APE	2,29%	-3,94%	-1,38%	-2,04%
AEE	30,22	52,05	15,07	12,69
MSE	0,06%	0,24%	0,06%	0,07%

	Valle del Cauca	CQR	Tolima Grande	Sur
APE	-1,04%	6,22%	1,28%	1,77%
AEE	10,50	14,13	6,85	2,64
MSE	0,05%	0,50%	0,13%	0,04%

- b. Se realizó una descomposición del Error Medio Cuadrático para determinar si los errores presentaban un sesgo sistemático o aleatorio. Al determinar el tipo de errores de cada proyección, se descompuso el MSE en las tres componentes: Errores por sesgo (B), Errores por el modelo (M) y Errores aleatorios (R), en la Gráfica 4 y en Tabla 3 se muestran los resultados obtenidos:

Gráfica 4. Porcentaje de Participación de las Componentes del Error Medio Cuadrático



Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2016.

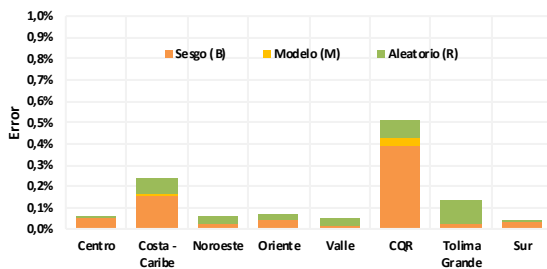
Tabla 3. Participación del Error Cuadrático Medio de las Proyecciones Regionales

	Centro	Costa – Caribe	Noroeste	Oriente
Sesgo (B)	81,86%	65,67%	36,57%	64,69%
Modelo (M)	3,37%	0,51%	2,26%	0,03%
Aleatorio (R)	17,89%	31,75%	63,16%	34,84%

	Valle del Cauca	CQR	Tolima Grande	Sur
Sesgo (B)	21,72%	77,79%	13,98%	73,21%
Modelo (M)	2,42%	8,73%	4,91%	2,36%
Aleatorio (R)	77,77%	15,68%	84,43%	26,35%

El desempeño de los modelos de junio de 2014 a marzo de 2016 que son modelos de mínimos cuadrados ordinarios dinámicos, han mostrado un alto grado de precisión. Para los modelos de demanda de energía eléctrica, se han obtenido reducciones del 0,04% y 0,5% en el MSE de las proyecciones respectivamente.

Gráfica 5. Composición del Error Cuadrático Medio de las Proyecciones Regionales



Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2016.

La sobreestimación en la Región CQR en la componente de sesgo, fue debido a que las proyecciones se realizaron con bases históricas desde 1996, lo que hizo que el modelo para ésta región capturara el crecimiento explosivo (recuperación económica, social y energética) que tuvo después del terremoto del eje cafetero del año de 1999. Para esta nueva revisión, solo se emplearon datos históricos para cada una de las regiones y sus respectivas UCP desde enero de 2001.

4. PARTICIPACIÓN Y CRECIMIENTOS PROMEDIOS EN LAS REGIONES

Durante la historia, las distintas regiones han mostrado sustanciales diferencias en sus tasas de crecimiento de la demanda de energía eléctrica, dichas diferencias se originan en la complejidad de sus estructuras económicas, en sus niveles de cobertura, en sus crecimientos poblacionales, entre otras. Entre los años 2006 y 2007 la demanda nacional se incrementó a un promedio anual de 4,04%, valor promedio que encubre diferencias a nivel regional como la UCP Centro con un crecimiento de 6,27% basado

en su desarrollo económico, y de otra parte la UCP CQR, en donde la demanda durante este período solo creció en promedio un 1,86%.

4.1 Participación en la demanda de energía eléctrica

En la Tabla 4, se puede extraer que las cinco regiones más representativas dentro del consumo nacional, se encuentra en primer lugar Centro, seguida de Costa - Caribe, Noroeste, Valle y Oriente con una participación de 82,35% del total de la demanda nacional en el período 2000 - 2015.

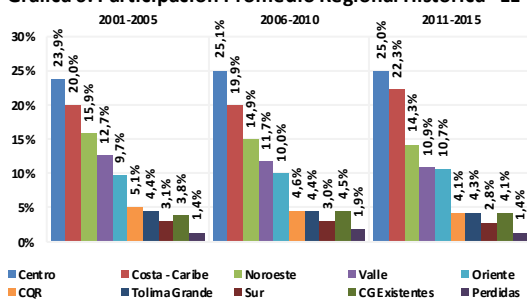
Tabla 4. Participación Promedio Regional respecto a la Demanda Nacional de Energía Eléctrica

	2001-2005	2006-2010	2011-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030
Centro	25,23%	26,81%	26,48%	26,58%	27,10%	27,26%
Costa - Caribe	21,15%	21,28%	23,57%	24,53%	25,55%	26,87%
Noroeste	16,75%	15,92%	15,13%	14,45%	13,75%	12,98%
Valle	13,36%	12,54%	11,54%	10,92%	10,05%	9,25%
Oriente	10,27%	10,66%	11,32%	11,79%	12,31%	12,88%
CQR	5,34%	4,93%	4,37%	4,11%	3,72%	3,35%
Tolima Grande	4,67%	4,69%	4,59%	4,66%	4,64%	4,61%
Sur	3,23%	3,16%	3,00%	2,96%	2,89%	2,80%
CG Existentes	3,81%	4,52%	4,13%	5,13%	5,24%	5,03%
Perdidas	1,42%	1,87%	1,40%	0,93%	0,90%	0,86%

* GC Existentes: Cerrejón, Cerromatoso, OXY y La Cira Infantas

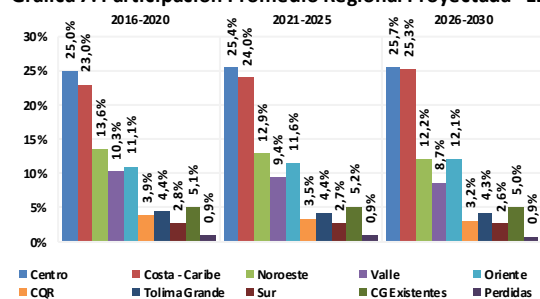
Fuente: UPME, Base de datos XM, 2016.

Gráfica 6. Participación Promedio Regional Histórica - EE



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2016.

Gráfica 7. Participación Promedio Regional Proyectada - EE



Fuente: UPME, 2016.

Por otra parte, algunas de estas regiones representativas pierden participación tales como: Valle con un 2,30%, seguido de Noroeste con un 2,12% para el período 2016 – 2030.

4.2 Participación en la demanda de potencia máxima

La demanda máxima de potencia para cada región se presenta en distintos instantes de tiempo y no coinciden en su gran mayoría con el instante de tiempo de la demanda de potencia máxima nacional, por lo tanto, si

sumamos los picos de potencia para cada región deberá ser mayor su valor en algunas ocasiones con respecto al valor nacional.

En la Tabla 5, al igual que en la demanda de energía eléctrica, las regiones más representativas dentro del consumo nacional siguen siendo: Centro, seguida de Costa - Caribe, Noroeste, Valle y Oriente con una participación de 83,49% del total de la demanda nacional en el período 2000 - 2015.

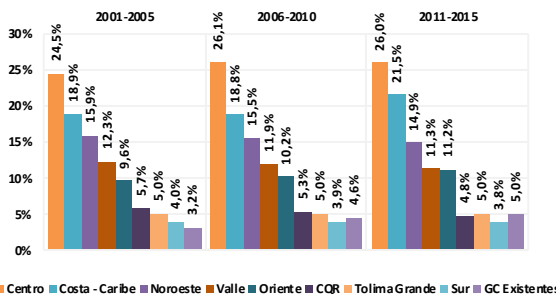
Tabla 5. Participación Promedio Regional respecto a la Demanda Nacional de Potencia Máxima

	2001-2005	2006-2010	2011-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030
Centro	24,54%	26,12%	26,02%	25,28%	25,30%	25,38%
Costa - Caribe	18,93%	18,77%	21,54%	21,31%	21,95%	23,01%
Noroeste	15,93%	15,53%	14,88%	13,92%	13,44%	12,91%
Valle	12,35%	11,94%	11,30%	11,07%	10,36%	9,85%
Oriente	9,60%	10,16%	11,25%	11,46%	12,18%	13,04%
CQR	5,71%	5,33%	4,76%	4,41%	4,16%	3,92%
Tolima Grande	5,03%	5,04%	5,04%	4,68%	4,59%	4,50%
Sur	4,00%	3,92%	3,79%	3,42%	3,31%	3,19%
GC Existentes	3,15%	4,58%	4,99%	4,56%	4,52%	4,24%

* GC Existentes: Cerrejón, Cerromatoso, OXY y La Cira Infantas

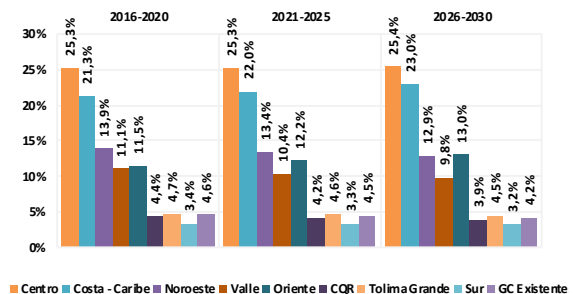
Fuente: UPME, Base de datos XM, 2016.

Gráfica 8. Participación Promedio Regional Histórica – PMÁX



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2016.

Gráfica 9. Participación Promedio Regional Proyectada - PMÁX



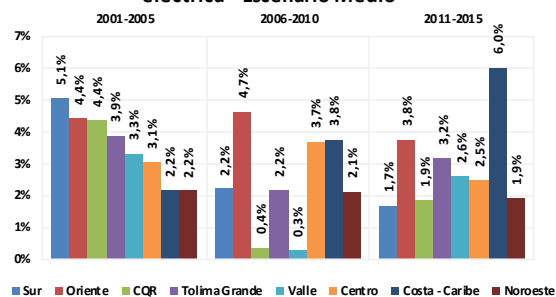
Fuente: UPME, 2016.

Sin embargo, la posición de pérdida de participación en potencia se invierte con respecto al análisis hecho en energía eléctrica. Noroeste presenta un detrimento del 2,02%, seguido de Valle con un 1,43% para el período 2016 – 2030.

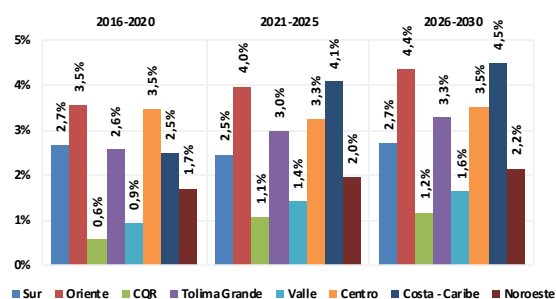
4.3 Crecimiento en la demanda de energía eléctrica

Se estima que la demanda de energía eléctrica regional tenga un crecimiento promedio para el período 2016 a 2030 en el escenario medio del 2,99%; el cual es conformado por los crecimientos de cada una las regiones: Centro (3,40%), Costa – Caribe (3,68%), Noroeste (1,95%), Oriente (3,96%), Valle (1,33%), CQR (0,94%), Tolima Grande (2,94%) y Sur (2,61%).

Gráfica 10. Crecimiento regional de la demanda de energía eléctrica – Escenario Medio



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2016.



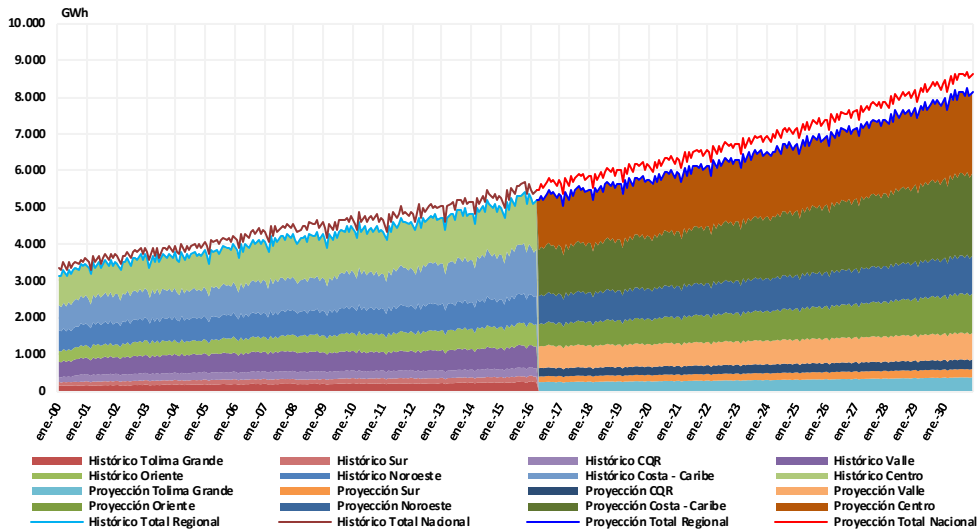
Fuente: UPME, 2016.

Tabla 6. Proyección de la demanda de energía eléctrica – Escenario Medio

	SUR	TOLIMA GRANDE	CQR	VALLE	ORIENTE	NOROESTE	COSTA - CARIBE	CENTRO	REGIONAL	NACIONAL
2016	1.872	2.993	2.750	7.161	7.360	9.320	15.538	16.497	63.491	67.198
2017	1.925	3.011	2.702	7.197	7.574	9.446	15.773	17.125	64.753	68.974
2018	1.970	3.090	2.712	7.250	7.835	9.610	16.224	17.728	66.419	70.822
2019	2.015	3.174	2.735	7.320	8.117	9.782	16.790	18.316	68.249	72.775
2020	2.062	3.263	2.763	7.405	8.419	9.963	17.421	18.909	70.205	74.850
2021	2.111	3.357	2.792	7.500	8.740	10.152	18.102	19.516	72.270	77.038
2022	2.163	3.456	2.821	7.603	9.082	10.349	18.830	20.143	74.446	79.343
2023	2.216	3.558	2.851	7.709	9.441	10.550	19.592	20.792	76.708	81.732
2024	2.271	3.666	2.882	7.824	9.824	10.763	20.405	21.476	79.110	84.264
2025	2.330	3.780	2.914	7.942	10.227	10.982	21.268	22.190	81.634	86.916
2026	2.391	3.899	2.948	8.067	10.658	11.211	22.189	22.940	84.302	89.711
2027	2.454	4.025	2.982	8.197	11.114	11.449	23.166	23.730	87.117	92.650
2028	2.520	4.156	3.017	8.330	11.597	11.694	24.203	24.556	90.074	95.722
2029	2.590	4.294	3.052	8.468	12.111	11.951	25.301	25.432	93.200	98.960
2030	2.662	4.440	3.090	8.613	12.659	12.219	26.481	26.353	96.518	102.382

Fuente: UPME, 2016.

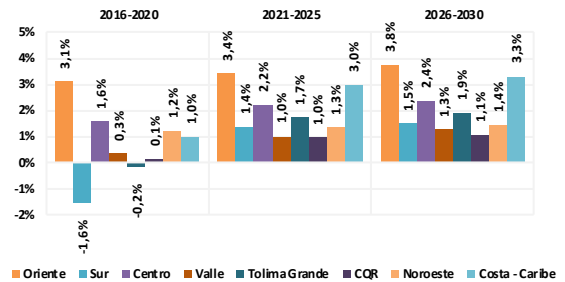
Gráfica 11. Proyección de la demanda de energía eléctrica – Escenario Medio



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2016.

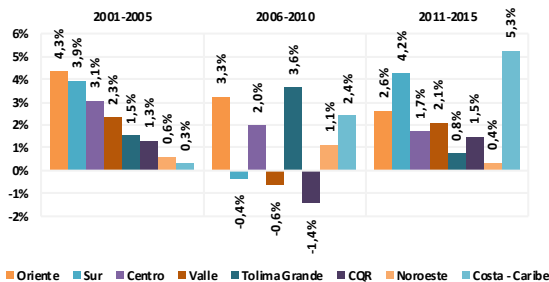
4.4 Crecimiento en la demanda de potencia máxima

En la demanda de potencia máxima, se estima que el crecimiento promedio para el período 2016 a 2030 en el escenario medio del 2,09%; el cual es conformado por los crecimientos de cada una las regiones: Centro (2,04%), Costa – Caribe (2,42 %), Noroeste (1,32%), Oriente (3,42%), Valle (0,87%), CQR (0,72%), Tolima Grande (1,14%) y Sur (0,43%).



Fuente: UPME, 2016.

Gráfica 12. Crecimiento regional de la potencia máxima – Escenario Medio



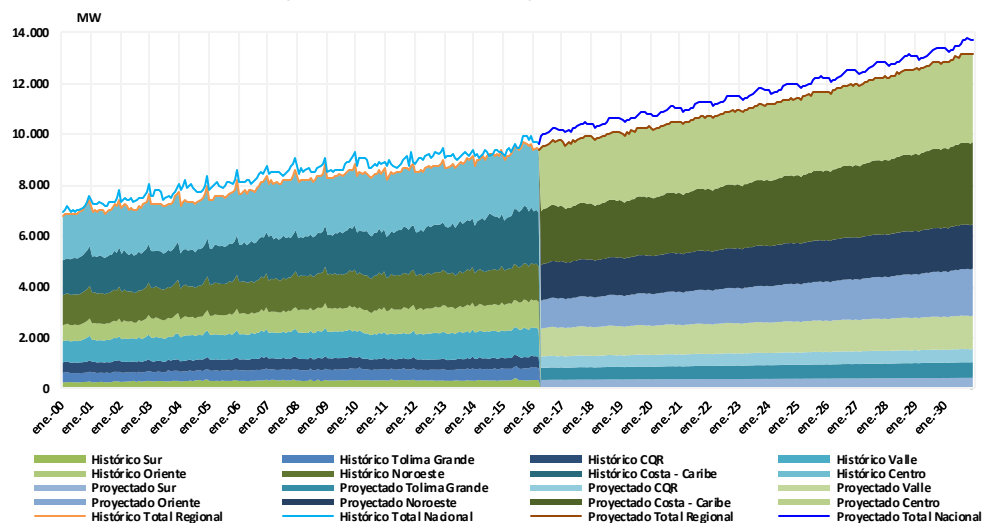
Fuente: UPME, Base de datos XM, 2016.

Tabla 7. Proyección de la demanda de potencia máxima – Escenario Medio

	SUR	TOLIMA GRANDE	CQR	VALLE	ORIENTE	NOROESTE	COSTA - CARIBE	CENTRO	REGIONAL	NACIONAL
2016	356	488	464	1.148	1.154	1.448	2.211	2.614	9.779	10.238
2017	360	490	466	1.150	1.186	1.465	2.218	2.650	9.920	10.463
2018	365	497	469	1.157	1.220	1.484	2.257	2.688	10.107	10.662
2019	370	505	474	1.164	1.258	1.503	2.310	2.737	10.295	10.872
2020	374	513	478	1.173	1.298	1.522	2.370	2.793	10.503	11.102
2021	380	522	481	1.184	1.342	1.542	2.438	2.855	10.729	11.304
2022	385	531	484	1.196	1.387	1.562	2.510	2.913	10.960	11.536
2023	390	540	489	1.208	1.433	1.583	2.585	2.976	11.184	11.796
2024	395	549	496	1.221	1.482	1.605	2.661	3.045	11.438	12.011
2025	401	559	501	1.233	1.535	1.627	2.745	3.114	11.699	12.265
2026	407	570	504	1.249	1.591	1.649	2.833	3.185	11.969	12.551
2027	413	580	509	1.264	1.651	1.672	2.926	3.252	12.263	12.853
2028	418	591	513	1.280	1.712	1.695	3.020	3.333	12.540	13.133
2029	425	603	519	1.297	1.776	1.721	3.124	3.414	12.861	13.429
2030	431	614	528	1.313	1.846	1.746	3.229	3.499	13.183	13.767

Fuente: UPME, 2016.

Gráfica 13. Proyección de la demanda de potencia máxima – Escenario Medio



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2016.

5. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y LA POTENCIA MÁXIMA

5.1 Región Centro

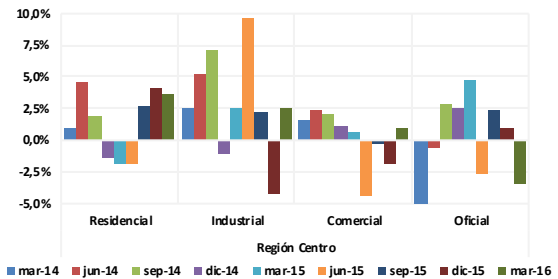
La Región Centro ha registrado una contribución media al PIB nacional superior por ser la economía de mayor tamaño, en virtud de la importancia respectiva en cuanto a las actividades agropecuarias (floricultura - ganadería), su alto grado de industrialización y su significativa capacidad para la generación de energía eléctrica, además de un esencial desarrollo en las actividades ligadas al sector servicios, en particular las relacionadas con el transporte y las comunicaciones; además posee una ubicación privilegiada con una gran cantidad de municipios cercanos la capital del país, que se benefician de su actividad económica.

En la región centro, se localizan importantes centrales hidroeléctricas y termoeléctricas conectadas al Sistema Interconectado Nacional (SIN), como son: la central hidroeléctrica del Guavio, una de las de mayor capacidad instalada en Colombia (ocupando el 3er lugar con 1.213 MW de capacidad instalada); también se encuentran otras generadoras con un alto potencial como son: Guaca, Paraíso y Termozipa.

El consumo de energía eléctrica reportada en el Sistema Único de Información “SUI” entre enero y marzo de 2016, ascendió a 3.347,03 GWh, lo que representa un aumento del 2,37% con relación al primer trimestre de 2015, explicado por un mayor consumo en los sectores residencial (39,62%), industrial (32,91%), comercial (23,97%) y oficial (3,49%).

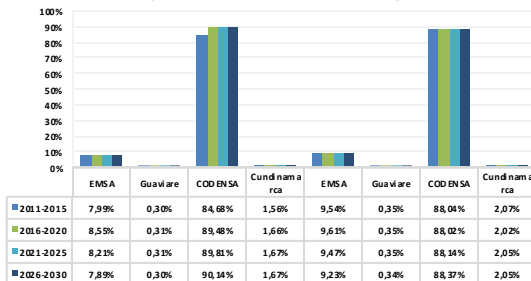
Entretanto, los consumos en los siguientes sectores aumentaron: residencial (5,40%), comercial (0,38%) e industrial (0,10%), el sector oficial tuvo un detrimento del 8,20%, para el respectivo período de análisis.

Gráfica 15. Crecimiento en el consumo de energía eléctrica – Región Centro



Fuente: UPME, Base de datos SUI, 2016.

Gráfica 14. Participación Promedio UCP – Región Centro



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2016.

5.1.1 Demanda de energía eléctrica
A. Regional

B. UNIDAD DE CONTROL DE PRONÓSTICO - UCP

Tabla 8. Proyección de la demanda de energía eléctrica – Región Centro (GWh)

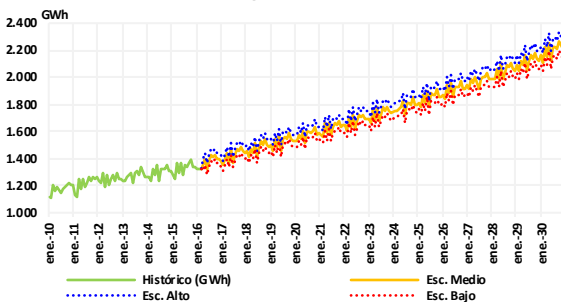
REGIÓN CENTRO			
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	16.884	16.497	16.122
2017	17.653	17.125	16.612
2018	18.275	17.728	17.197
2019	18.881	18.316	17.768
2020	19.493	18.909	18.343
2021	20.118	19.516	18.932
2022	20.765	20.143	19.540
2023	21.434	20.792	20.170
2024	22.138	21.476	20.833
2025	22.875	22.190	21.526
2026	23.648	22.940	22.253
2027	24.462	23.730	23.020
2028	25.314	24.556	23.821
2029	26.217	25.432	24.671
2030	27.166	26.353	25.564

I. EMSA

Tabla 9. Proyección de la demanda de energía eléctrica – UCP EMSA (GWh)

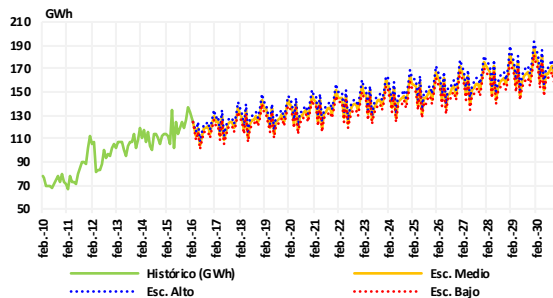
UCP EMSA			
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	1.472	1.440	1.409
2017	1.510	1.465	1.421
2018	1.565	1.519	1.473
2019	1.601	1.554	1.507
2020	1.637	1.588	1.541
2021	1.679	1.629	1.580
2022	1.718	1.667	1.617
2023	1.759	1.707	1.655
2024	1.803	1.749	1.697
2025	1.848	1.793	1.739
2026	1.895	1.838	1.783
2027	1.945	1.886	1.830
2028	1.996	1.936	1.878
2029	2.051	1.990	1.930
2030	2.108	2.045	1.984

Gráfica 16. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – Región Centro (GWh)



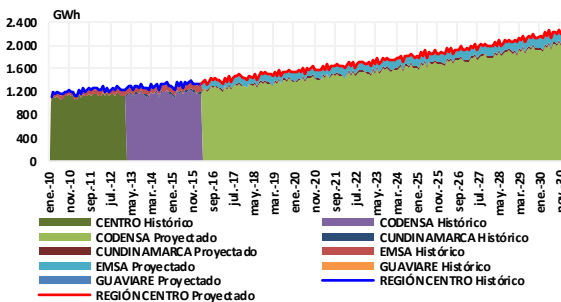
Fuente: UPME, Base de datos XM, 2016.

Gráfica 18. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP EMSA (GWh)



Fuente: UPME, 2016.

Gráfica 17. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica por UCP (GWh) – Región Centro



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2016.

Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2016 – 2030 para la UCP EMSA en el escenario medio del 2,52%, en el escenario alto del 2,73% y en el escenario bajo del 2,31% respectivamente.

II. GUAVIARE

Tabla 10. Proyección de la demanda de energía eléctrica – UCP Guaviare (GWh)

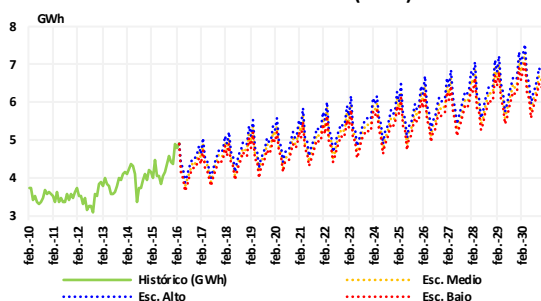
	UCP GUAVIARE		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	54	52	51
2017	55	53	52
2018	57	55	54
2019	59	57	55
2020	60	59	57
2021	62	60	58
2022	64	62	60
2023	66	64	62
2024	67	65	63
2025	69	67	65
2026	71	69	67
2027	74	71	69
2028	76	74	71
2029	78	76	74
2030	81	78	76

III. CODENSA

Tabla 11. Proyección de la demanda de energía eléctrica – UCP CODENSA (GWh)

	UCP CODENSA		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	15.080	14.734	14.397
2017	15.794	15.322	14.863
2018	16.348	15.858	15.384
2019	16.908	16.401	15.910
2020	17.471	16.948	16.440
2021	18.042	17.502	16.978
2022	18.636	18.078	17.537
2023	19.251	18.675	18.116
2024	19.898	19.302	18.724
2025	20.575	19.960	19.362
2026	21.286	20.649	20.031
2027	22.035	21.375	20.735
2028	22.818	22.135	21.472
2029	23.648	22.941	22.254
2030	24.522	23.788	23.076

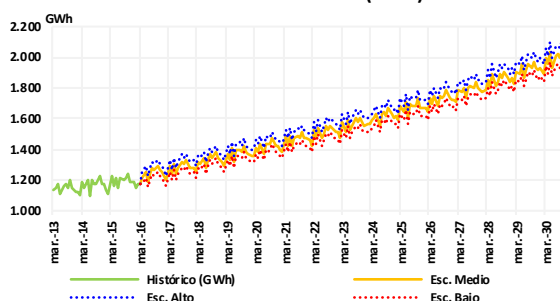
Gráfica 19. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP Guaviare (GWh)



Fuente: UPME, 2016.

Para la UCP Guaviare, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2016 – 2030 en el escenario medio del 2,95%, en el escenario alto del 3,17% y en el escenario bajo del 2,75%.

Gráfica 20. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP CODENSA (GWh)



Fuente: UPME, 2016.

Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2016 – 2030 para la UCP CODENSA, en el escenario medio del 3,49%, en el escenario alto del 3,70% y en el escenario bajo del 3,28% respectivamente.

IV. CUNDINAMARCA

5.1.2 Demanda de potencia máxima A. Regional

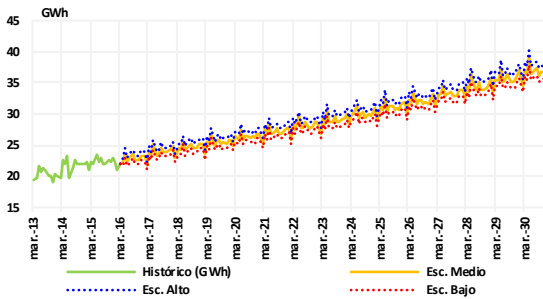
Tabla 12. Proyección de la demanda de energía eléctrica – UCP Cundinamarca (GWh)

	UCP CUNDINAMARCA		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	278	271	265
2017	294	285	276
2018	304	295	286
2019	314	304	295
2020	325	315	305
2021	335	325	315
2022	346	336	326
2023	358	347	337
2024	370	359	348
2025	382	371	360
2026	395	384	372
2027	409	397	385
2028	424	411	399
2029	439	426	413
2030	456	442	429

Tabla 13. Proyección de la demanda de potencia máxima – Región Centro (MW)

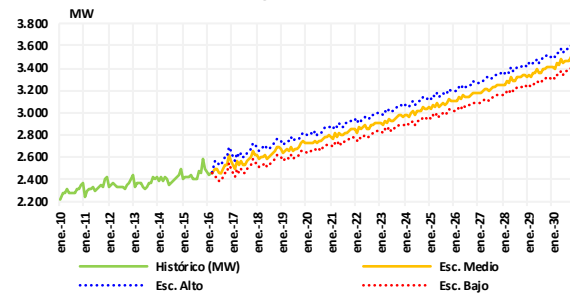
	REGIÓN CENTRO		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	2,689	2,614	2,540
2017	2,727	2,650	2,576
2018	2,766	2,688	2,612
2019	2,817	2,737	2,660
2020	2,874	2,793	2,714
2021	2,938	2,855	2,775
2022	2,998	2,913	2,831
2023	3,062	2,976	2,892
2024	3,133	3,045	2,959
2025	3,205	3,114	3,027
2026	3,277	3,185	3,095
2027	3,346	3,252	3,160
2028	3,430	3,333	3,239
2029	3,514	3,414	3,318
2030	3,601	3,499	3,401

Gráfica 21. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP Cundinamarca (GWh)



Fuente: UPME, 2016.

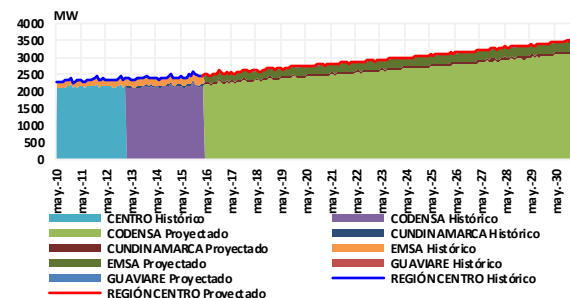
Gráfica 22. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – Región Centro (MW)



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2016.

Para la UCP Cundinamarca, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2016 – 2030 en el escenario medio del 3,39%, en el escenario alto del 3,60% y en el escenario bajo del 3,19%.

Gráfica 23. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima por UCP (MW) – Región Centro



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2016.

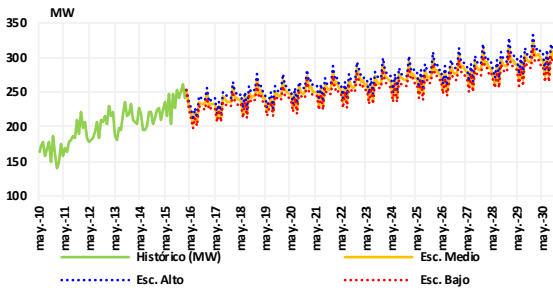
B. UNIDAD DE CONTROL DE PRONÓSTICO - UCP

I. EMSA

Tabla 14. Proyección de la demanda de potencia máxima – UCP EMSA (MW)

	UCP EMSA		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	261	261	261
2017	257	250	243
2018	266	258	251
2019	276	269	261
2020	276	268	260
2021	282	274	266
2022	288	280	272
2023	292	284	276
2024	298	289	281
2025	303	294	286
2026	308	299	291
2027	314	305	296
2028	319	310	301
2029	327	318	309
2030	332	323	314

Gráfica 24. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – UCP EMSA (MW)



Fuente: UPME, 2016.

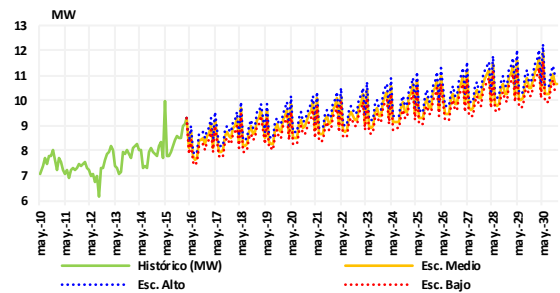
Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2016 – 2030 para la UCP EMSA en el escenario medio del 1,66%, en el escenario alto del 1,84% y en el escenario bajo del 1,48% respectivamente.

II. GUAVIARE

Tabla 15. Proyección de la demanda de potencia máxima – UCP Guaviare (MW)

	UCP GUAVIARE		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	9	9	9
2017	10	9	9
2018	10	10	9
2019	10	10	9
2020	10	10	10
2021	10	10	10
2022	11	10	10
2023	11	10	10
2024	11	11	10
2025	11	11	11
2026	11	11	11
2027	12	11	11
2028	12	11	11
2029	12	12	11
2030	12	12	12

Gráfica 25. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – UCP Guaviare (MW)



Fuente: UPME, 2016.

Para la UCP Guaviare, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2016 – 2030 en el escenario medio del 1,21%, en el escenario alto del 1,40% y en el escenario bajo del 1,02%.

III. CODENSA

Tabla 16. Proyección de la demanda de potencia máxima – UCP CODENSA (MW)

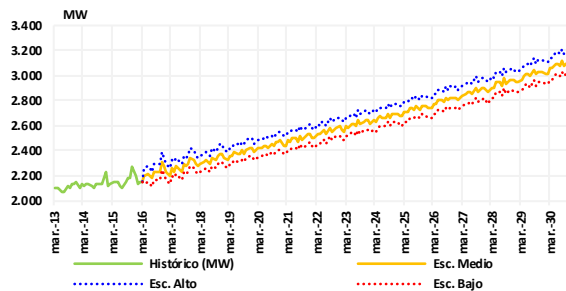
	UCP CODENSA		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	2.387	2.320	2.254
2017	2.420	2.351	2.285
2018	2.450	2.381	2.314
2019	2.501	2.430	2.362
2020	2.554	2.482	2.412
2021	2.611	2.538	2.466
2022	2.667	2.591	2.518
2023	2.723	2.646	2.572
2024	2.781	2.702	2.626
2025	2.845	2.765	2.687
2026	2.911	2.829	2.749
2027	2.990	2.906	2.824
2028	3.066	2.980	2.896
2029	3.140	3.051	2.965
2030	3.209	3.119	3.031

IV. CUNDINAMARCA

Tabla 17. Proyección de la demanda de potencia máxima – UCP Cundinamarca (MW)

	UCP CUNDINAMARCA		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2015	54	52	51
2016	56	55	53
2017	56	54	53
2018	58	56	55
2019	59	58	56
2020	60	59	57
2021	62	60	58
2022	63	62	60
2023	65	63	61
2024	66	64	63
2025	68	66	64
2026	69	67	65
2027	71	69	67
2028	73	71	69
2029	75	73	71

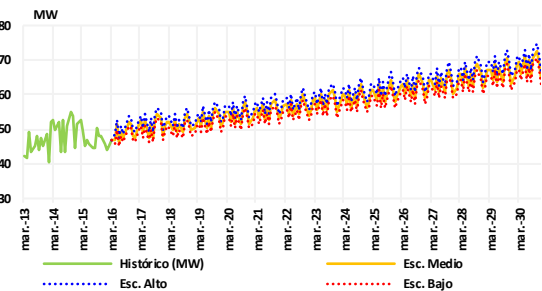
Gráfica 26. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – UCP CODENSA (MW)



Fuente: UPME, 2016.

Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2016 – 2030 para la UCP CODENSA, en el escenario medio del 2,13%, en el escenario alto del 2,32% y en el escenario bajo del 1,94% respectivamente.

Gráfica 27. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – UCP Cundinamarca (MW)



Fuente: UPME, 2016.

Para la UCP Cundinamarca, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2016 – 2030 en el escenario medio del 2,17%, en el escenario alto del 2,36% y en el escenario bajo del 1,99%.

5.2 Región Costa - Caribe

El gran desempeño de la región está relacionado en dos sectores específicos: el industrial (en Atlántico y Bolívar) y el minero (en Cesar, Córdoba y La Guajira).

Se ha ubicado como la segunda región con mayor contribución al PIB nacional, lo que le ha permitido recomponer su estructura productiva, en donde el sector terciario que reúne las actividades de servicios ha cobrado mayor fuerza.

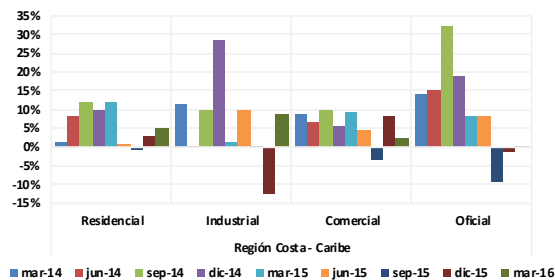
La actividad minero energética, ha mostrado un crecimiento en los últimos períodos, tanto en el país como en la región Caribe, en esta última impulsada básicamente por la extracción y explotación de carbón, en los departamentos de Cesar y La Guajira.

De otro lado, la extracción de gas natural es de gran importancia en el PIB regional y se contabiliza junto con la explotación de petróleo. Los principales yacimientos se encuentran en La Guajira (Pozos de Ballena y Chuchupa – Manaure).

El consumo de energía eléctrica en ésta región entre enero y marzo de 2016, ascendió a 2.960,42 GWh, lo que representa un aumento del 5,13% con relación al primer trimestre de 2015, explicado por el mayor consumo en el sector residencial (56,27%), el comercio (21,10%), la industria (19,79%) y el oficial (2,86%).

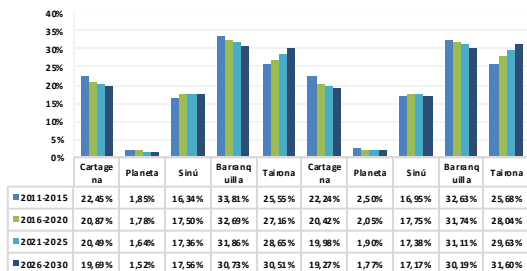
El crecimiento en los consumos industriales aumentaron 7,53%; en el resto de sectores tuvieron un detrimento como: oficial (8,13%), residencial (6,75%), y comercial (6,92%).

Gráfica 29. Crecimiento en el consumo de energía eléctrica – Región Costa - Caribe



Fuente: UPME, Base de datos SUI, 2016.

Gráfica 28. Participación Promedio UCP – Región Costa - Caribe



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2016.

5.2.1 Demanda de energía eléctrica
A. Regional

B. UNIDAD DE CONTROL DE PRONÓSTICO - UCP

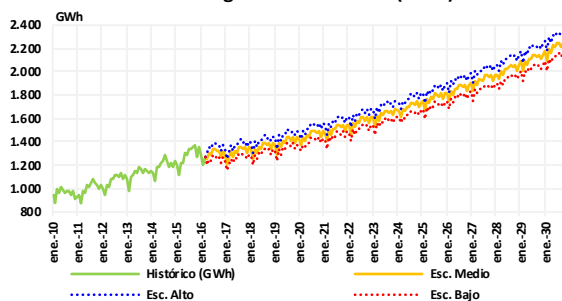
Tabla 18. Proyección de la demanda de energía eléctrica – Región Costa - Caribe (GWh)

REGIÓN COSTA - CARIBE			
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	16.026	15.538	15.069
2017	16.428	15.773	15.145
2018	16.897	16.224	15.578
2019	17.487	16.790	16.121
2020	18.144	17.421	16.727
2021	18.853	18.102	17.380
2022	19.611	18.830	18.079
2023	20.405	19.592	18.811
2024	21.252	20.405	19.591
2025	22.151	21.268	20.420
2026	23.111	22.189	21.305
2027	24.128	23.166	22.243
2028	25.208	24.203	23.238
2029	26.352	25.301	24.292
2030	27.581	26.481	25.425

Tabla 19. Proyección de la demanda de energía eléctrica – UCP Cartagena (GWh)

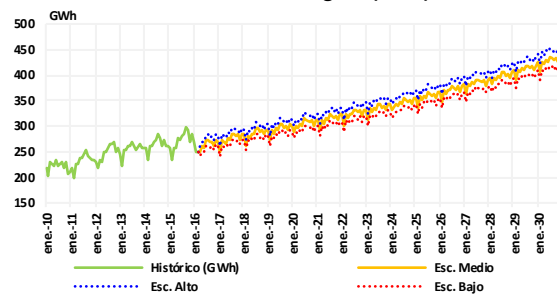
UCP CARTAGENA			
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	3.252	3.157	3.066
2017	3.434	3.303	3.176
2018	3.559	3.423	3.292
2019	3.674	3.534	3.398
2020	3.791	3.646	3.507
2021	3.913	3.764	3.620
2022	4.042	3.887	3.738
2023	4.174	4.014	3.861
2024	4.314	4.149	3.990
2025	4.462	4.291	4.127
2026	4.618	4.442	4.272
2027	4.782	4.599	4.423
2028	4.955	4.765	4.583
2029	5.135	4.939	4.750
2030	5.328	5.124	4.928

Gráfica 30. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – Región Costa - Caribe (GWh)



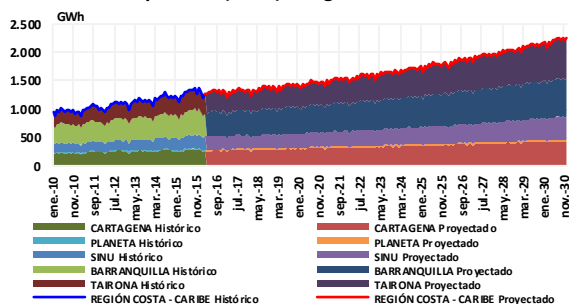
Fuente: UPME, Base de datos XM, 2016.

Gráfica 32. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP Cartagena (GWh)



Fuente: UPME, 2016.

Gráfica 31. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica por UCP (GWh) – Región Costa - Caribe



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2016.

Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2016 – 2030 para la UCP Cartagena, en el escenario medio del 3,06%, en el escenario alto del 3,32% y en el escenario bajo del 2,81% respectivamente.

II. PLANETA

Tabla 20. Proyección de la demanda de energía eléctrica – UCP Planeta (GWh)

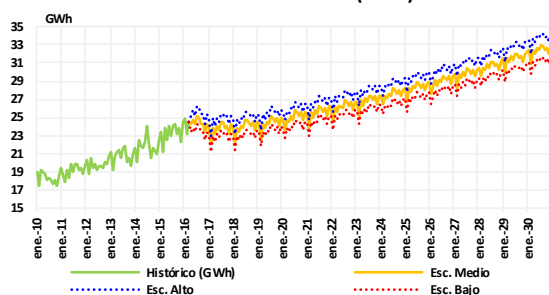
	UCP PLANETA		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	301	292	284
2017	296	285	274
2018	298	287	276
2019	304	293	281
2020	311	299	288
2021	319	306	295
2022	327	314	302
2023	335	322	310
2024	343	330	318
2025	352	339	326
2026	362	348	335
2027	372	357	344
2028	382	367	353
2029	392	377	363
2030	404	388	373

III. SINÚ

Tabla 21. Proyección de la demanda de energía eléctrica – UCP Sinú (GWh)

	UCP SINÚ		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	2.928	2.843	2.762
2017	2.865	2.755	2.650
2018	2.911	2.800	2.692
2019	3.007	2.892	2.782
2020	3.124	3.005	2.890
2021	3.253	3.128	3.008
2022	3.391	3.261	3.136
2023	3.536	3.401	3.271
2024	3.691	3.550	3.414
2025	3.856	3.709	3.567
2026	4.032	3.878	3.730
2027	4.219	4.058	3.903
2028	4.418	4.249	4.087
2029	4.629	4.452	4.282
2030	4.856	4.670	4.492

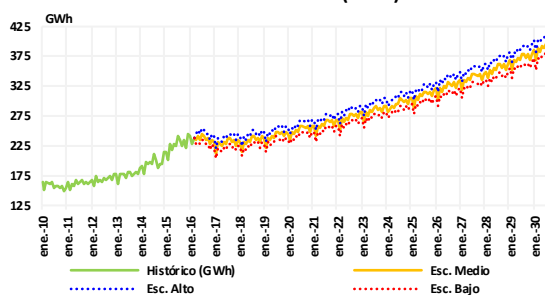
Gráfica 33. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP Planeta (GWh)



Fuente: UPME, 2016.

Para la UCP Planeta, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2016 – 2030 en el escenario medio del 2,21%, en el escenario alto del 2,49% y en el escenario bajo del 1,95%.

Gráfica 34. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP Sinú (GWh)



Fuente: UPME, 2016.

Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2016 – 2030 para la UCP Sinú, en el escenario medio del 3,70%, en el escenario alto del 3,97% y en el escenario bajo del 3,44% respectivamente.

IV. BARRANQUILLA

Tabla 22. Proyección de la demanda de energía eléctrica – UCP Barranquilla (GWh)

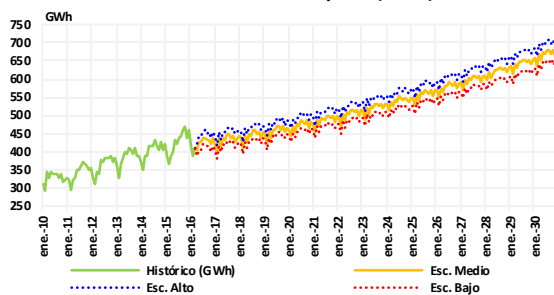
UCP BARRANQUILLA			
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	5.224	5.060	4.903
2017	5.414	5.192	4.980
2018	5.553	5.326	5.108
2019	5.718	5.484	5.260
2020	5.899	5.657	5.426
2021	6.092	5.843	5.604
2022	6.297	6.039	5.792
2023	6.509	6.243	5.987
2024	6.733	6.458	6.194
2025	6.970	6.685	6.411
2026	7.219	6.924	6.641
2027	7.481	7.175	6.882
2028	7.756	7.438	7.134
2029	8.043	7.714	7.399
2030	8.349	8.008	7.680

V. TAIRONA

Tabla 23. Proyección de la demanda de energía eléctrica – UCP Tairona (GWh)

UCP TAIRONA			
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	4.320	4.185	4.055
2017	4.419	4.238	4.065
2018	4.576	4.389	4.210
2019	4.783	4.588	4.400
2020	5.019	4.813	4.617
2021	5.276	5.060	4.853
2022	5.555	5.328	5.110
2023	5.851	5.612	5.382
2024	6.170	5.917	5.675
2025	6.511	6.245	5.989
2026	6.879	6.598	6.328
2027	7.274	6.977	6.691
2028	7.698	7.383	7.081
2029	8.152	7.818	7.499
2030	8.644	8.291	7.952

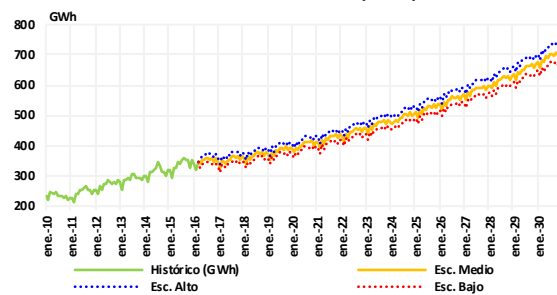
Gráfica 35. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP Barranquilla (GWh)



Fuente: UPME, 2016.

Para la UCP Barranquilla, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2016 – 2030 en el escenario medio del 3,06%, en el escenario alto del 3,35% y en el escenario bajo del 2,79%.

Gráfica 36. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP Tairona (GWh)



Fuente: UPME, 2016.

Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2016 – 2030 para la UCP Tairona, en el escenario medio del 4,91%, en el escenario alto del 5,20% y en el escenario bajo del 4,63% respectivamente.

5.2.2 Demanda de potencia máxima
A. Regional

B. UNIDAD DE CONTROL DE PRONÓSTICO - UCP

I. CARTAGENA

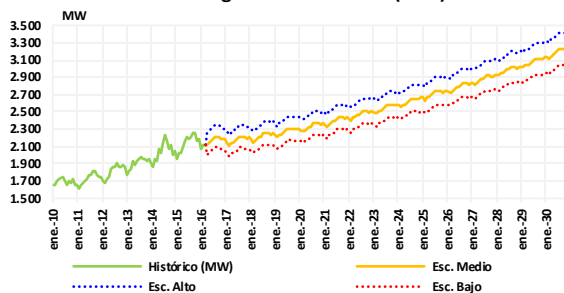
Tabla 24. Proyección de la demanda de potencia máxima – Región Costa - Caribe (MW)

REGIÓN COSTA - CARIBE			
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	2,344	2,211	2,134
2017	2,351	2,218	2,092
2018	2,392	2,257	2,129
2019	2,449	2,310	2,179
2020	2,512	2,370	2,236
2021	2,584	2,438	2,300
2022	2,661	2,510	2,368
2023	2,740	2,585	2,438
2024	2,821	2,661	2,510
2025	2,910	2,745	2,590
2026	3,003	2,833	2,672
2027	3,102	2,926	2,760
2028	3,202	3,020	2,849
2029	3,312	3,124	2,947
2030	3,423	3,229	3,046

Tabla 25. Proyección de la demanda de potencia máxima – UCP Cartagena (MW)

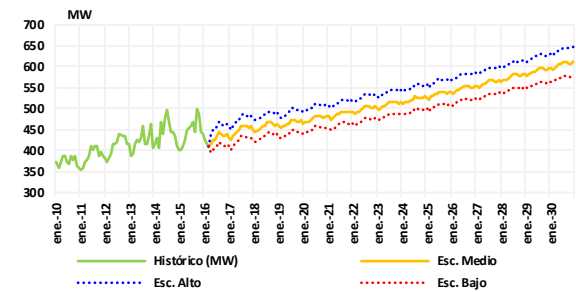
UCP CARTAGENA			
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	469	443	423
2017	486	460	435
2018	494	468	443
2019	500	473	447
2020	511	483	457
2021	522	494	467
2022	534	506	478
2023	546	517	489
2024	558	528	500
2025	572	541	512
2026	586	555	525
2027	601	568	538
2028	615	582	551
2029	632	598	565
2030	647	613	580

Gráfica 37. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – Región Costa - Caribe (MW)



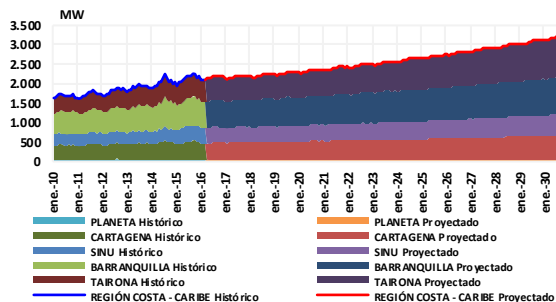
Fuente: UPME, Base de datos XM, 2016.

Gráfica 39. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – UCP Cartagena (MW)



Fuente: UPME, 2016.

Gráfica 38. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima por UCP (MW) – Región Costa - Caribe



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2016.

Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2016 – 2030 para la UCP Cartagena, en el escenario medio del 1,43%, en el escenario alto del 1,77% y en el escenario bajo del 1,10% respectivamente.

II. PLANETA

Tabla 26. Proyección de la demanda de potencia máxima – UCP Planeta (MW)

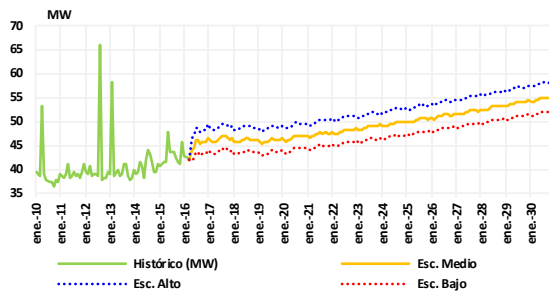
	UCP PLANETA		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	49	47	44
2017	50	47	44
2018	49	47	44
2019	49	46	44
2020	50	47	44
2021	50	48	45
2022	51	49	46
2023	52	49	47
2024	53	50	47
2025	54	51	48
2026	55	52	49
2027	56	53	50
2028	56	53	50
2029	57	54	51
2030	58	55	52

III. SINÚ

Tabla 27. Proyección de la demanda de potencia máxima – UCP Sinú (MW)

	UCP SINÚ		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	429	407	407
2017	419	397	375
2018	418	395	374
2019	430	407	385
2020	439	416	393
2021	450	426	403
2022	462	437	414
2023	475	450	425
2024	488	462	437
2025	502	475	450
2026	517	489	463
2027	532	504	477
2028	548	519	491
2029	565	535	506
2030	583	551	522

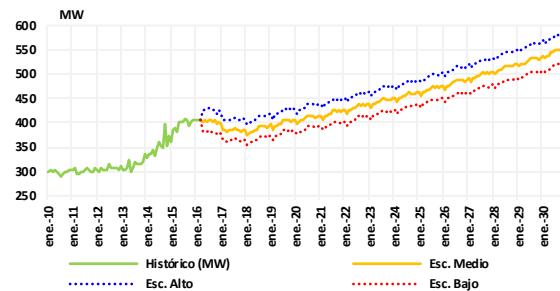
Gráfica 40. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – UCP Planeta (MW)



Fuente: UPME, 2016.

Para la UCP Planeta, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2016 – 2030 en el escenario medio del 0,99%, en el escenario alto del 1,36% y en el escenario bajo del 0,64%.

Gráfica 41. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – UCP Sinú (MW)



Fuente: UPME, 2016.

Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2016 – 2030 para la UCP Sinú, en el escenario medio del 2,04%, en el escenario alto del 2,42% y en el escenario bajo del 1,69% respectivamente.

IV. BARRANQUILLA

Tabla 28. Proyección de la demanda de potencia máxima – UCP Barranquilla (MW)

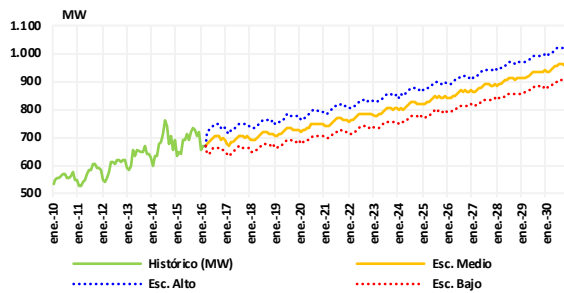
UCP BARRANQUILLA			
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	749	705	671
2017	751	707	666
2018	764	719	677
2019	781	735	692
2020	797	751	707
2021	816	768	723
2022	835	786	740
2023	854	804	757
2024	875	824	776
2025	898	845	796
2026	920	866	816
2027	945	889	837
2028	968	911	858
2029	995	937	882
2030	1.022	962	906

V. TAIRONA

Tabla 29. Proyección de la demanda de potencia máxima – UCP Tairona (MW)

UCP TAIRONA			
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	654	615	593
2017	655	616	580
2018	671	632	595
2019	694	653	615
2020	721	679	639
2021	750	706	664
2022	780	735	692
2023	813	766	721
2024	849	799	752
2025	886	834	786
2026	926	872	821
2027	969	912	859
2028	1.014	955	899
2029	1.062	1.000	941
2030	1.113	1.048	986

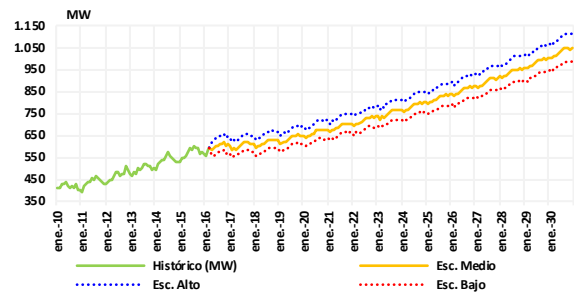
Gráfica 42. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – UCP Barranquilla (MW)



Fuente: UPME, 2016.

Para la UCP Barranquilla, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2016 – 2030 en el escenario medio del 1,86%, en el escenario alto del 2,26% y en el escenario bajo del 1,48%.

Gráfica 43. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – UCP Tairona (MW)



Fuente: UPME, 2016.

Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2016 – 2030 para la UCP Tairona, en el escenario medio del 3,78%, en el escenario alto del 4,21% y en el escenario bajo del 3,38% respectivamente.

5.3 Región Noroeste

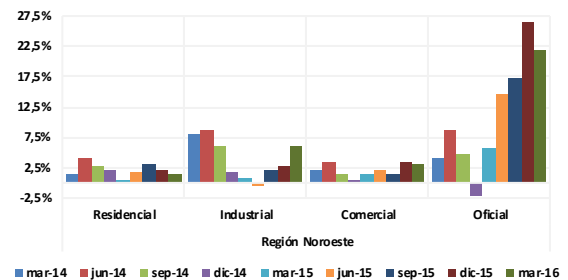
El sector secundario continúa respaldado sobre la industria manufacturera. Mientras tanto, los servicios se dinamizaron en forma especial, propios del manejo más abierto e internacionalizado de la economía.

En esta región, especialmente en el departamento de Antioquia se encuentran grandes empresas dedicadas a la generación, distribución y comercialización, como son: ISAGEN S.A. E.S.P., Empresas Públicas de Medellín S.A. E.S.P., y un grupo de empresas menores. Esto se debe a las características fisiográficas, de suelos y de oferta hidrográfica propias del departamento, que le han permitido contar con alrededor de más 15 embalses generadores de potencia máxima. En la región Noroeste, se localiza una de las más importantes centrales hidroeléctricas conectadas al Sistema Interconectado Nacional (SIN), como son: Ituango y San Carlos, siendo las mayores centrales hidroeléctricas de Colombia con una capacidad instalada total entre ambas de 2.440 MW a la fecha y de 3.600 MW a 2022.

Para la región Noroeste, el consumo de energía eléctrica entre enero y marzo de 2016, ascendió a 2.075,56 GWh, lo que representa un aumento del 4,26% con relación al primer trimestre de 2015, explicado por el mayor consumo en el sector residencial (39,82%), la industria (32,63%), el comercio (22,10%) y el oficial (5,45%).

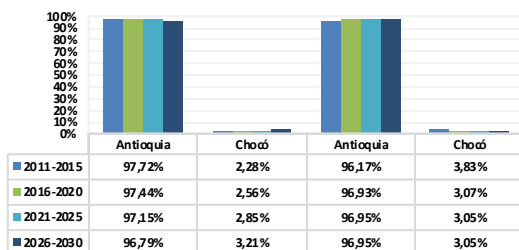
Por otra parte, el crecimiento del consumo en todos los sectores aumento: oficial (16,07%), industrial (5,45%), residencial (0,98%), y comercial (1,61%).

Gráfica 45. Crecimiento en el consumo de energía eléctrica – Región Noroeste



Fuente: UPME, Base de datos SUI, 2016.

Gráfica 44. Participación Promedio UCP – Región Noroeste



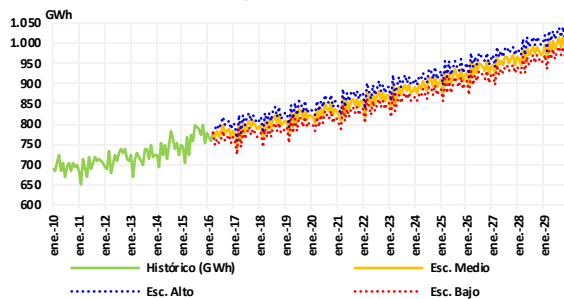
Fuente: UPME, Base de datos XM, 2016.

5.3.1 Demanda de energía eléctrica
A. Regional

Tabla 30. Proyección de la demanda de energía eléctrica – Región Noroeste (GWh)

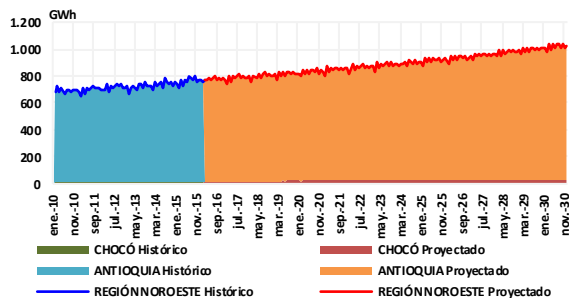
REGIÓN NOROESTE			
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	9.484	9.320	9.159
2017	9.667	9.446	9.229
2018	9.836	9.610	9.390
2019	10.011	9.782	9.558
2020	10.197	9.963	9.735
2021	10.390	10.152	9.920
2022	10.591	10.349	10.112
2023	10.798	10.550	10.309
2024	11.015	10.763	10.516
2025	11.240	10.982	10.731
2026	11.474	11.211	10.954
2027	11.718	11.449	11.187
2028	11.968	11.694	11.426
2029	12.231	11.951	11.678
2030	12.505	12.219	11.939

Gráfica 46. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – Región Noroeste (GWh)



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2016.

Gráfica 47. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica por UCP (GWh) – Región Noroeste



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2016.

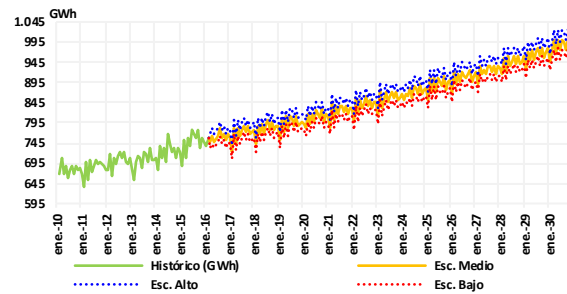
B. UNIDAD DE CONTROL DE PRONÓSTICO - UCP

I. ANTIOQUIA

Tabla 31. Proyección de la demanda de energía eléctrica – UCP Antioquia (GWh)

UCP ANTIOQUIA			
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	9.248	9.087	8.931
2017	9.425	9.209	8.998
2018	9.585	9.365	9.150
2019	9.750	9.527	9.309
2020	9.925	9.698	9.476
2021	10.108	9.876	9.650
2022	10.297	10.061	9.830
2023	10.490	10.250	10.015
2024	10.694	10.449	10.210
2025	10.905	10.655	10.411
2026	11.124	10.869	10.620
2027	11.351	11.091	10.837
2028	11.585	11.319	11.060
2029	11.830	11.559	11.294
2030	12.084	11.807	11.536

Gráfica 48. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP Antioquia (GWh)



Fuente: UPME, 2016.

Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2016 – 2030 para la UCP Antioquia, en el escenario medio del 1,88%, en el escenario alto del 2,04% y en el escenario bajo del 1,72% respectivamente.

II. CHOCÓ

5.3.2 Demanda de potencia máxima

A. Regional

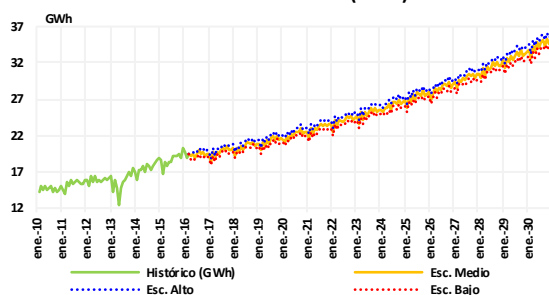
Tabla 32. Proyección de la demanda de energía eléctrica – UCP Chocó (GWh)

	UCP CHOCHÓ		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	237	232	228
2017	242	236	231
2018	251	245	240
2019	261	255	249
2020	271	265	259
2021	283	276	270
2022	295	288	281
2023	307	300	293
2024	321	313	306
2025	335	327	320
2026	350	342	334
2027	366	358	350
2028	384	375	366
2029	402	393	384
2030	422	412	403

Tabla 33. Proyección de la demanda de potencia máxima – Región Noroeste (MW)

	REGIÓN NOROESTE		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	1.498	1.448	1.425
2017	1.515	1.465	1.416
2018	1.535	1.484	1.434
2019	1.555	1.503	1.453
2020	1.575	1.522	1.472
2021	1.595	1.542	1.490
2022	1.616	1.562	1.510
2023	1.638	1.583	1.530
2024	1.660	1.605	1.551
2025	1.683	1.627	1.572
2026	1.706	1.649	1.594
2027	1.730	1.672	1.616
2028	1.754	1.695	1.639
2029	1.780	1.721	1.663
2030	1.807	1.746	1.688

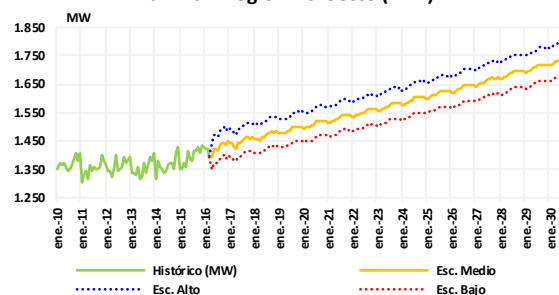
Gráfica 49. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP Chocó (GWh)



Fuente: UPME, 2016.

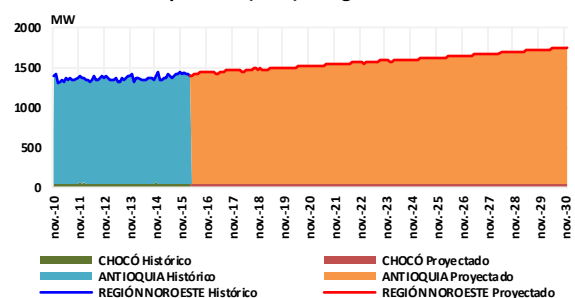
Para la UCP Chocó, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2016 – 2030 en el escenario medio del 4,15%, en el escenario alto del 4,32% y en el escenario bajo del 4,00%.

Gráfica 50. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – Región Noroeste (MW)



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2016.

Gráfica 51. CHOCÓ Histórico y Proyectado y Región Noroeste Histórico y Proyectado (MW)



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2016.

B. UNIDAD DE CONTROL DE PRONÓSTICO - UCP

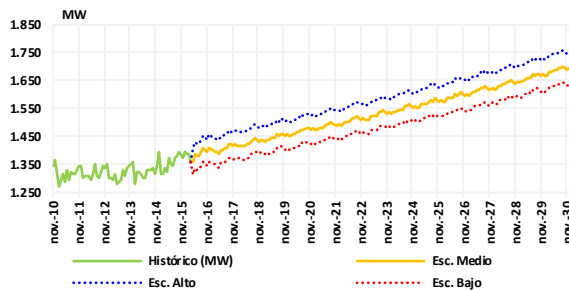
II. CHOCÓ

I. ANTIOQUIA

Tabla 34. Proyección de la demanda de potencia máxima – UCP Antioquia (MW)

UCP ANTIOQUIA			
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	1.456	1.408	1.387
2017	1.474	1.425	1.377
2018	1.494	1.444	1.396
2019	1.514	1.463	1.414
2020	1.534	1.483	1.433
2021	1.555	1.503	1.453
2022	1.575	1.523	1.472
2023	1.596	1.543	1.492
2024	1.618	1.564	1.511
2025	1.640	1.585	1.532
2026	1.663	1.607	1.554
2027	1.686	1.630	1.576
2028	1.710	1.653	1.598
2029	1.735	1.677	1.621
2030	1.760	1.701	1.644

Gráfica 52. Proyección de la demanda de potencia máxima – UCP Antioquia (MW)



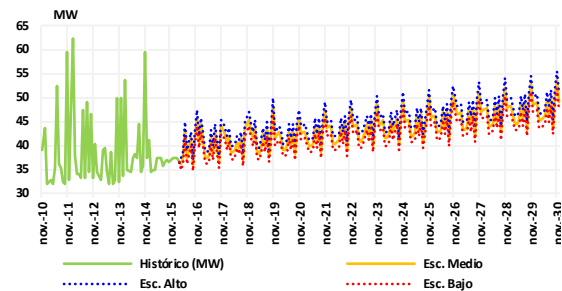
Fuente: UPME, 2016.

Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2016 – 2030 para la UCP Antioquia, en el escenario medio del 1,32%, en el escenario alto del 1,56% y en el escenario bajo del 1,10% respectivamente.

Tabla 35. Proyección de la demanda de potencia máxima – UCP Chocó (MW)

	UCP CHOCHÓ		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	47	46	44
2017	46	44	43
2018	47	45	44
2019	50	48	47
2020	47	46	44
2021	49	47	46
2022	49	48	46
2023	50	49	47
2024	51	49	48
2025	51	50	48
2026	52	51	49
2027	53	51	50
2028	54	52	50
2029	55	53	51
2030	55	54	52

Gráfica 53. Proyección de la demanda de potencia máxima – UCP Chocó (MW)



Fuente: UPME, 2016.

Para la UCP Chocó, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2016 – 2030 en el escenario medio del 1,83%, en el escenario alto del 2,09% y en el escenario bajo del -1,58%.

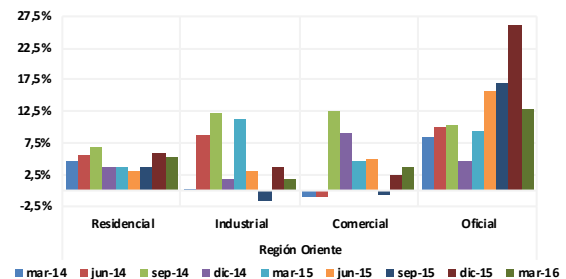
5.4 Región Oriente

La región ha mantenido una participación relativamente estable y creciente en el contexto nacional, los principales pesos relativos fueron reportados por los departamentos de Santander y Boyacá. En la región Oriente, se localiza una de las más importantes centrales hidroeléctricas conectadas al Sistema Interconectado Nacional (SIN), como son: Sogamoso y Chivor, siendo dos de las mayores centrales hidroeléctricas de Colombia con una capacidad instalada total entre ambas de 2.213 MW.

Este comportamiento está influenciado por el desempeño en el departamento de Santander en el sector secundario, especialmente por la refinación de petróleo y la industria petroquímica, y en menor se resaltan la transformación de alimentos, bebidas y tabaco, y la construcción de edificaciones.

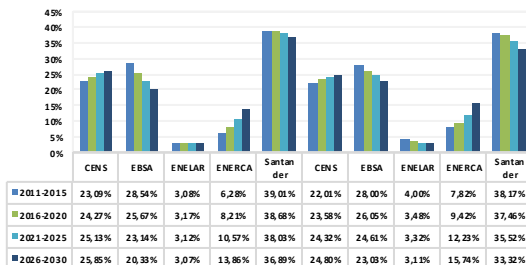
Además, los consumos residenciales y los oficiales tuvieron un crecimiento positivo del 1,72% y 3,51% respectivamente, el resto de sectores tuvieron un detrimento como: industrial (9,38%) y comercial (0,92%).

Gráfica 55. Crecimiento en el consumo de energía eléctrica – Región Oriente



Fuente: UPME, Base de datos SUI, 2016.

Gráfica 54. Participación Promedio UCP – Región Oriente



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2016.

El consumo de energía eléctrica entre enero y marzo de 2016, ascendió a 1.409,45 GWh, lo que representa un aumento del 4,14% con relación al primer trimestre de 2015, explicado por el mayor consumo en el sector residencial (41,56%), la industria (33,97%), el comercio (19,96%) y el oficial (4,51%).

5.4.1 Demanda de energía eléctrica
A. Regional

B. UNIDAD DE CONTROL DE PRONÓSTICO - UCP

I. CENS

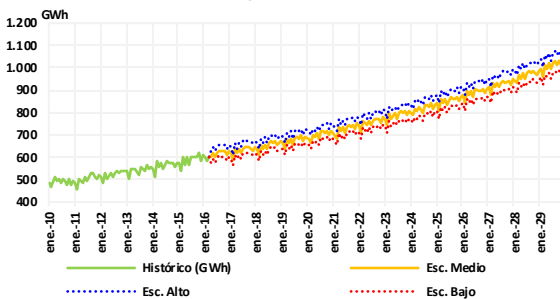
Tabla 36. Proyección de la demanda de energía eléctrica – Región Oriente (GWh)

	REGIÓN ORIENTE		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	7.598	7.360	7.132
2017	7.898	7.574	7.264
2018	8.170	7.835	7.515
2019	8.463	8.117	7.784
2020	8.778	8.419	8.074
2021	9.113	8.740	8.382
2022	9.470	9.082	8.711
2023	9.844	9.441	9.054
2024	10.243	9.824	9.421
2025	10.664	10.227	9.809
2026	11.113	10.658	10.221
2027	11.589	11.114	10.659
2028	12.092	11.597	11.122
2029	12.628	12.111	11.615
2030	13.199	12.659	12.141

Tabla 37. Proyección de la demanda de energía eléctrica – UCP CENS (GWh)

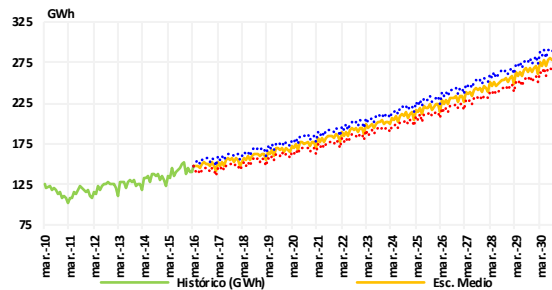
	UCP CENS		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	1.824	1.767	1.712
2017	1.901	1.823	1.749
2018	1.981	1.900	1.822
2019	2.067	1.983	1.902
2020	2.160	2.072	1.987
2021	2.259	2.167	2.078
2022	2.365	2.268	2.175
2023	2.475	2.373	2.276
2024	2.592	2.486	2.384
2025	2.715	2.604	2.497
2026	2.845	2.729	2.617
2027	2.983	2.861	2.744
2028	3.128	2.999	2.877
2029	3.280	3.146	3.017
2030	3.441	3.300	3.165

Gráfica 56. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – Región Oriente (GWh)



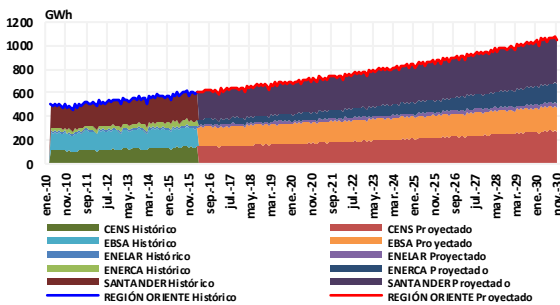
Fuente: UPME, Base de datos XM, 2016.

Gráfica 58. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP CENS (GWh)



Fuente: UPME, 2016.

Gráfica 57. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica por UCP (GWh) – Región Oriente



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2016.

Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2016 – 2030 para la UCP CENS, en el escenario medio del 4,66%, en el escenario alto del 4,96% y en el escenario bajo del 4,37% respectivamente.

II. EBSA

Tabla 38. Proyección de la demanda de energía eléctrica – UCP EBSA (GWh)

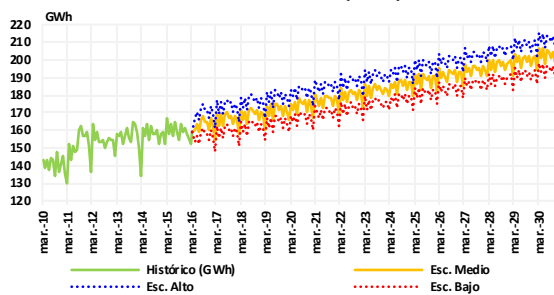
	UCP EBSA		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	2.005	1.942	1.882
2017	2.071	1.986	1.905
2018	2.104	2.018	1.935
2019	2.138	2.050	1.966
2020	2.173	2.084	1.998
2021	2.208	2.118	2.031
2022	2.243	2.152	2.064
2023	2.279	2.185	2.096
2024	2.315	2.220	2.129
2025	2.351	2.255	2.163
2026	2.388	2.290	2.196
2027	2.424	2.325	2.229
2028	2.459	2.358	2.262
2029	2.495	2.392	2.294
2030	2.530	2.426	2.327

III. ENELAR

Tabla 39. Proyección de la demanda de energía eléctrica – UCP ENELAR (GWh)

	UCP ENELAR		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	249	242	234
2017	248	238	228
2018	256	246	236
2019	266	255	244
2020	275	264	253
2021	286	274	263
2022	296	284	273
2023	308	295	283
2024	319	306	294
2025	332	318	305
2026	345	330	317
2027	358	343	329
2028	372	357	342
2029	386	370	355
2030	401	385	369

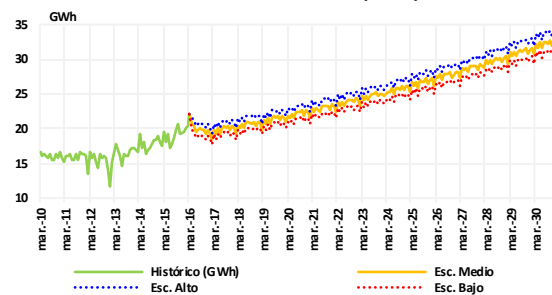
Gráfica 59. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP EBSA (GWh)



Fuente: UPME, 2016.

Para la UCP EBSA, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2016 – 2030 en el escenario medio del 1,57%, en el escenario alto del 1,86% y en el escenario bajo del 1,30%.

Gráfica 60. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP ENELAR (GWh)



Fuente: UPME, 2016.

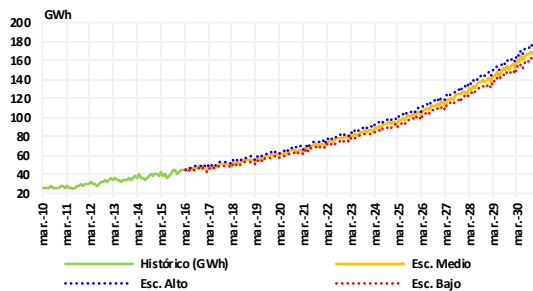
Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2016 – 2030 para la UCP ENELAR, en el escenario medio del 3,66%, en el escenario alto del 3,95% y en el escenario bajo del 3,37% respectivamente.

IV. ENERCA

Tabla 40. Proyección de la demanda de energía eléctrica – UCP ENERCA (GWh)

	UCP ENERCA		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	572	554	537
2017	615	590	566
2018	666	639	613
2019	725	695	667
2020	790	758	727
2021	864	828	794
2022	946	907	870
2023	1.037	994	954
2024	1.138	1.091	1.047
2025	1.250	1.199	1.150
2026	1.375	1.319	1.265
2027	1.515	1.453	1.393
2028	1.671	1.602	1.537
2029	1.844	1.769	1.696
2030	2.038	1.955	1.875

Gráfica 61. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP ENERCA (GWh)



Fuente: UPME, 2016.

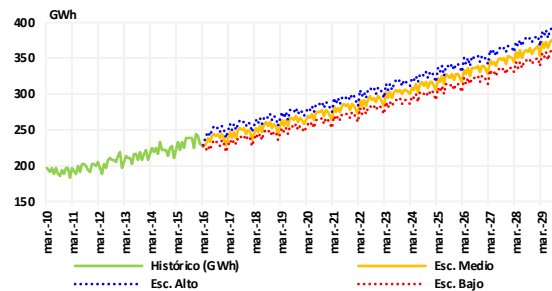
Para la UCP ENERCA, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2016 – 2030 en el escenario medio del 9,70%, en el escenario alto del 10,02% y en el escenario bajo del 9,39%.

V. SANTANDER

Tabla 41. Proyección de la demanda de energía eléctrica – UCP Santander (GWh)

	UCP SANTANDER		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	2.948	2.856	2.767
2017	3.063	2.938	2.817
2018	3.162	3.033	2.909
2019	3.268	3.134	3.006
2020	3.379	3.241	3.108
2021	3.497	3.353	3.216
2022	3.619	3.471	3.329
2023	3.746	3.593	3.446
2024	3.879	3.720	3.568
2025	4.017	3.852	3.694
2026	4.160	3.990	3.826
2027	4.309	4.133	3.964
2028	4.463	4.281	4.105
2029	4.623	4.434	4.252
2030	4.789	4.593	4.405

Gráfica 62. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP Santander (GWh)



Fuente: UPME, 2016.

Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2016 – 2030 para la UCP Santander, en el escenario medio del 3,42%, en el escenario alto del 3,71% y en el escenario bajo del 3,14% respectivamente.

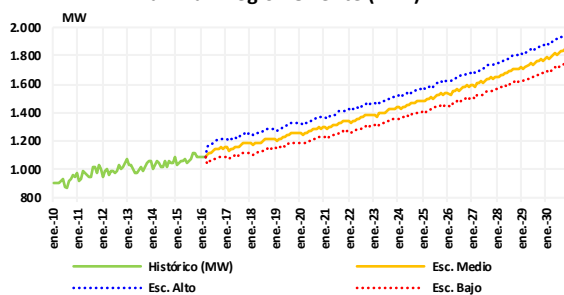
5.4.2 Demanda de potencia máxima

A. Regional

Tabla 42. Proyección de la demanda de potencia máxima – Región Oriente (MW)

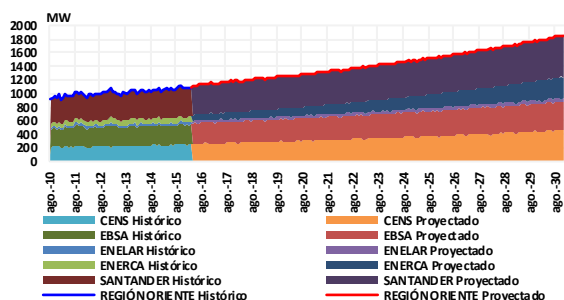
Año	REGIÓN ORIENTE		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	1,220	1,154	1,092
2017	1,253	1,186	1,122
2018	1,290	1,220	1,154
2019	1,329	1,258	1,190
2020	1,372	1,298	1,228
2021	1,419	1,342	1,270
2022	1,466	1,387	1,312
2023	1,515	1,433	1,356
2024	1,567	1,482	1,403
2025	1,622	1,535	1,452
2026	1,682	1,591	1,505
2027	1,745	1,651	1,562
2028	1,809	1,712	1,619
2029	1,877	1,776	1,680
2030	1,951	1,846	1,746

Gráfica 63. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – Región Oriente (MW)



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2015.

Gráfica 64. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima por UCP (MW) – Región Oriente



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2015.

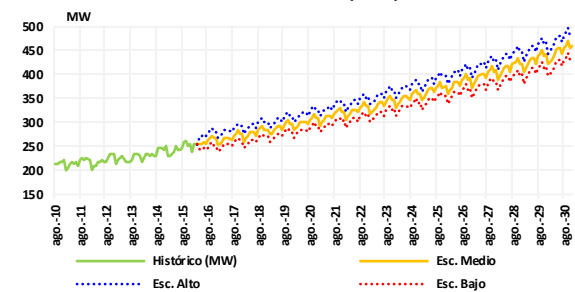
B. UNIDAD DE CONTROL DE PRONÓSTICO - UCP

I. CENS

Tabla 43. Proyección de la demanda de potencia máxima – UCP CENS (MW)

Año	UCP CENS		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	288	273	258
2017	299	283	268
2018	310	293	277
2019	323	305	289
2020	335	317	300
2021	347	329	311
2022	361	342	323
2023	376	356	337
2024	391	370	350
2025	407	385	364
2026	424	401	379
2027	441	417	394
2028	459	434	411
2029	478	452	428
2030	498	471	446

Gráfica 65. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – UCP CENS (MW)



Fuente: UPME, 2015.

Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2016 – 2030 para la UCP CENS, en el escenario medio del 3,99%, en el escenario alto del 4,38% y en el escenario bajo del 3,61% respectivamente.

II. EBSA

Tabla 44. Proyección de la demanda de potencia máxima – UCP EBSA (MW)

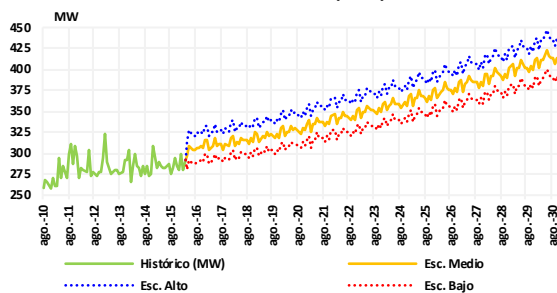
Año	UCP EBSA		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	333	315	299
2017	337	319	302
2018	343	325	307
2019	348	329	311
2020	354	335	317
2021	365	346	327
2022	373	353	334
2023	380	360	340
2024	388	367	348
2025	397	376	355
2026	407	385	364
2027	416	394	373
2028	426	403	381
2029	436	412	390
2030	447	423	400

III. ENELAR

Tabla 45. Proyección de la demanda de potencia máxima – UCP ENELAR (MW)

Año	UCP ENELAR		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	42	41	41
2017	45	43	41
2018	47	45	42
2019	46	43	41
2020	48	45	43
2021	49	46	44
2022	50	48	45
2023	51	49	46
2024	52	49	47
2025	54	51	48
2026	55	52	49
2027	56	53	50
2028	58	54	52
2029	59	56	53
2030	60	57	54

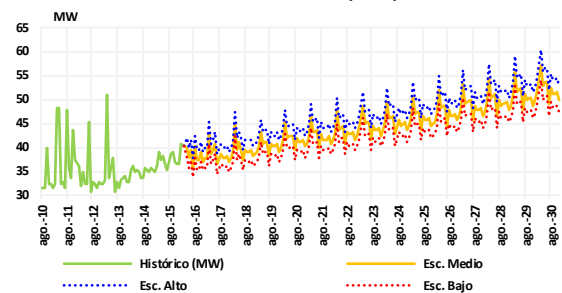
Gráfica 66. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – UCP EBSA (MW)



Fuente: UPME, 2015.

Para la UCP EBSA, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2016 – 2030 en el escenario medio del 2,45%, en el escenario alto del 2,85% y en el escenario bajo del 2,06%.

Gráfica 67. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – UCP ENELAR (MW)



Fuente: UPME, 2015.

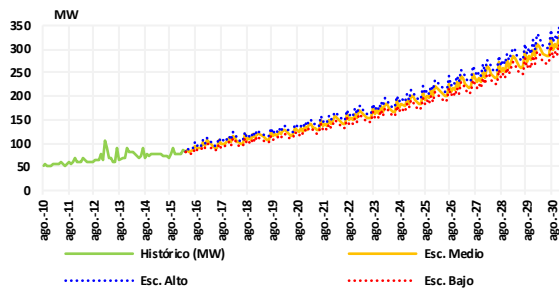
Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2016 – 2030 para la UCP ENELAR, en el escenario medio del 2,57%, en el escenario alto del 2,96% y en el escenario bajo del 2,19% respectivamente.

IV. ENERCA

Tabla 46. Proyección de la demanda de potencia máxima – UCP ENERCA (MW)

	UCP ENERCA		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	107	101	95
2017	116	109	104
2018	125	118	111
2019	131	124	118
2020	144	136	129
2021	160	151	143
2022	173	164	155
2023	188	178	169
2024	205	194	183
2025	224	212	200
2026	244	231	219
2027	266	252	238
2028	291	275	260
2029	317	300	284
2030	346	327	310

Gráfica 68. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – UCP ENERCA (MW)



Fuente: UPME, 2015.

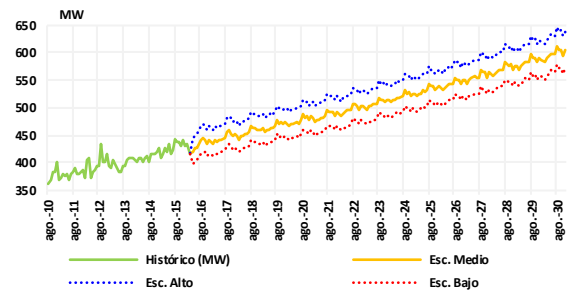
Para la UCP ENERCA, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2016 – 2030 en el escenario medio del 9,01%, en el escenario alto del 9,44% y en el escenario bajo del 8,61%.

V. SANTANDER

Tabla 47. Proyección de la demanda de potencia máxima – UCP Santander (MW)

	UCP SANTANDER		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	470	445	433
2017	485	459	434
2018	493	466	441
2019	504	477	451
2020	516	488	462
2021	524	496	469
2022	537	508	481
2023	549	520	492
2024	562	532	503
2025	575	544	514
2026	588	556	526
2027	602	570	539
2028	617	584	552
2029	632	598	565
2030	647	612	579

Gráfica 69. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – UCP Santander (MW)



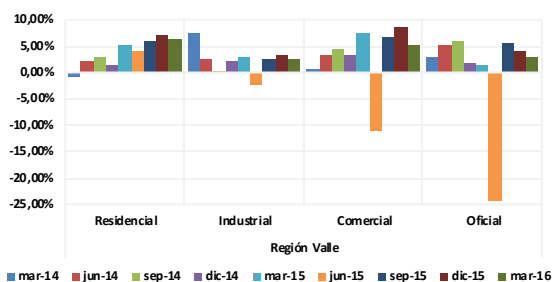
Fuente: UPME, 2015.

Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2016 – 2030 para la UCP Santander, en el escenario medio del 2,18%, en el escenario alto del 2,56% y en el escenario bajo del 1,81% respectivamente.

5.5 Región Valle

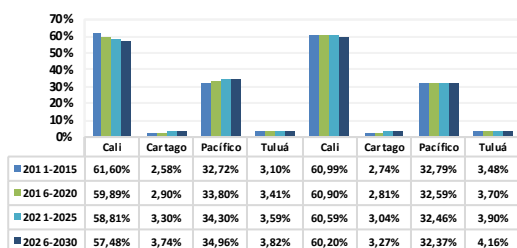
La región se ha destacado por: la consolidación del conglomerado originado a partir del cultivo de caña de azúcar, las refinерías para la producción de alcohol carburante, la gran influencia de la industria papelera a partir del bagazo de la caña, por otra parte, la utilización en gran medida de la cogeneración de energía a partir de los excedentes industriales.

Gráfica 71. Crecimiento en el consumo de energía eléctrica – Región Valle



Fuente: UPME, Base de datos SUI, 2016.

Gráfica 70. Participación Promedio UCP – Región Valle



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2016.

El consumo de energía eléctrica en ésta región entre enero y marzo de 2016, ascendió a 1.434,71 GWh, lo que representa un aumento del 4,60% con relación al primer trimestre de 2015, explicado por el mayor consumo en el sector residencial (36,80%), la industria (35,09%), el comercio (23,97%) y el oficial (4,14%).

Algunos de los consumos sectoriales tuvieron un aumento en su crecimiento, tal como en los sectores residencial y oficial con un 1,13% y 1,48% respectivamente, el resto de sectores tuvieron un detrimento como: comercial (2,26%), e industrial (0,34%).

5.5.1 Demanda de energía eléctrica
A. Regional

B. UNIDAD DE CONTROL DE PRONÓSTICO - UCP

I. CALI

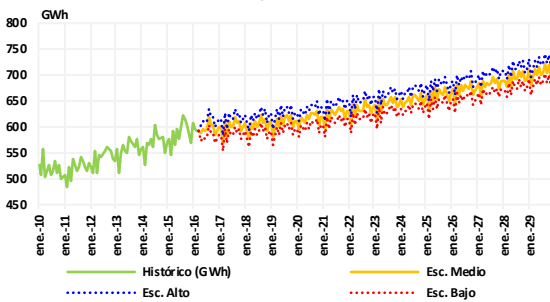
Tabla 48. Proyección de la demanda de energía eléctrica – Región Valle (GWh)

	REGIÓN VALLE		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	7.304	7.161	7.022
2017	7.388	7.197	7.010
2018	7.443	7.250	7.062
2019	7.515	7.320	7.130
2020	7.602	7.405	7.213
2021	7.699	7.500	7.305
2022	7.806	7.603	7.406
2023	7.915	7.709	7.509
2024	8.032	7.824	7.621
2025	8.154	7.942	7.736
2026	8.282	8.067	7.858
2027	8.415	8.197	7.984
2028	8.552	8.330	8.114
2029	8.693	8.468	8.248
2030	8.842	8.613	8.390

Tabla 49. Proyección de la demanda de energía eléctrica – UCP Cali (GWh)

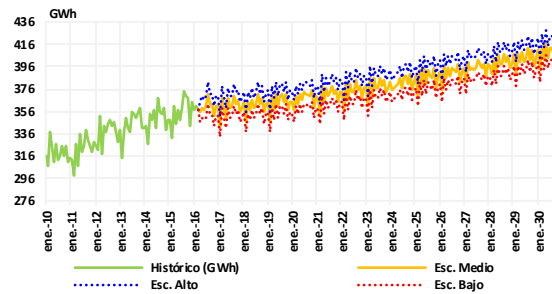
	UCP CALI		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	4.404	4.318	4.234
2017	4.438	4.323	4.211
2018	4.457	4.341	4.229
2019	4.487	4.370	4.257
2020	4.524	4.407	4.292
2021	4.565	4.447	4.332
2022	4.610	4.491	4.374
2023	4.655	4.535	4.417
2024	4.704	4.582	4.463
2025	4.755	4.631	4.511
2026	4.807	4.683	4.561
2027	4.861	4.735	4.612
2028	4.916	4.788	4.664
2029	4.972	4.843	4.717
2030	5.031	4.900	4.773

Gráfica 72. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – Región Valle (GWh)



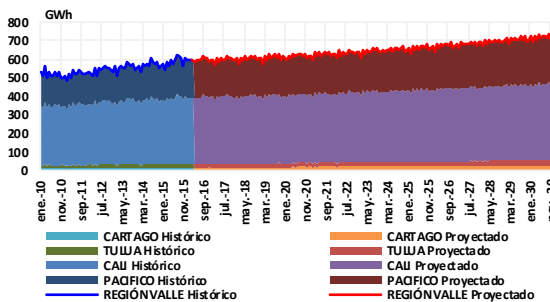
Fuente: UPME, Base de datos XM, 2016.

Gráfica 74. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP Cali (GWh)



Fuente: UPME, 2016.

Gráfica 73. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica por UCP (GWh) – Región Valle



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2016.

Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2016 – 2030 para la UCP Cali, en el escenario medio del 0,92%, en el escenario alto del 1,10% y en el escenario bajo del 0,74% respectivamente.

II. CARTAGO

Tabla 50. Proyección de la demanda de energía eléctrica – UCP Cartago (GWh)

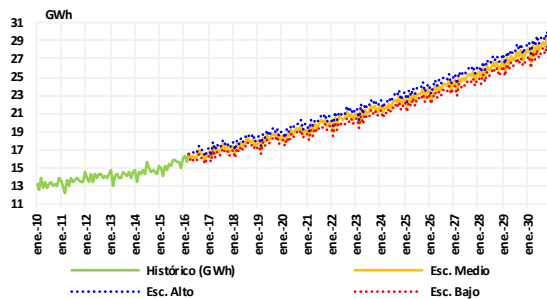
	UCP CARTAGO		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	199	195	191
2017	209	203	198
2018	217	211	206
2019	225	219	213
2020	233	227	221
2021	242	236	230
2022	251	245	238
2023	261	254	248
2024	271	264	257
2025	282	275	268
2026	294	286	279
2027	306	298	291
2028	319	311	303
2029	333	325	316
2030	348	339	330

III. PACÍFICO

Tabla 51. Proyección de la demanda de energía eléctrica – UCP Pacífico (GWh)

	UCP PACÍFICO		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	2.459	2.411	2.364
2017	2.492	2.427	2.364
2018	2.514	2.449	2.386
2019	2.544	2.478	2.414
2020	2.581	2.514	2.448
2021	2.622	2.554	2.487
2022	2.667	2.598	2.531
2023	2.715	2.644	2.576
2024	2.765	2.693	2.624
2025	2.817	2.744	2.673
2026	2.873	2.798	2.726
2027	2.930	2.854	2.780
2028	2.990	2.913	2.837
2029	3.052	2.972	2.895
2030	3.116	3.036	2.957

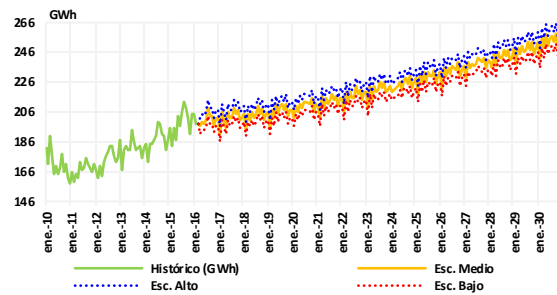
Gráfica 75. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP Cartago (GWh)



Fuente: UPME, 2016.

Para la UCP Cartago, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2016 – 2030 en el escenario medio del 4,17%, en el escenario alto del 4,36% y en el escenario bajo del 3,99%.

Gráfica 76. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP Pacífico (GWh)



Fuente: UPME, 2016.

Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2016 – 2030 para la UCP Pacífico, en el escenario medio del 1,62%, en el escenario alto del 1,80% y en el escenario bajo del 1,44% respectivamente.

IV. TULUÁ

5.5.2 Demanda de potencia máxima A. Regional

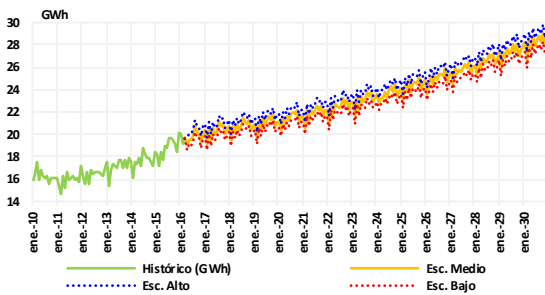
Tabla 52. Proyección de la demanda de energía eléctrica – UCP Tuluá (GWh)

	UCP TULUÁ		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	242	237	233
2017	250	243	237
2018	254	248	241
2019	259	252	246
2020	264	258	251
2021	270	263	256
2022	277	270	263
2023	284	276	269
2024	291	284	276
2025	299	292	284
2026	308	300	292
2027	317	309	301
2028	326	318	310
2029	337	328	319
2030	347	338	329

Tabla 53. Proyección de la demanda de potencia máxima – Región Valle (MW)

	REGIÓN VALLE		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	1.199	1.148	1.126
2017	1.201	1.150	1.102
2018	1.208	1.157	1.108
2019	1.215	1.164	1.115
2020	1.224	1.173	1.124
2021	1.236	1.184	1.134
2022	1.249	1.196	1.146
2023	1.261	1.208	1.157
2024	1.274	1.221	1.169
2025	1.287	1.233	1.181
2026	1.304	1.249	1.196
2027	1.320	1.264	1.211
2028	1.336	1.280	1.226
2029	1.354	1.297	1.243
2030	1.370	1.313	1.257

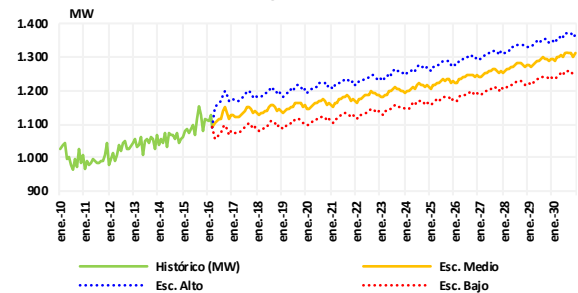
Gráfica 77. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP Tuluá (GWh)



Fuente: UPME, 2016.

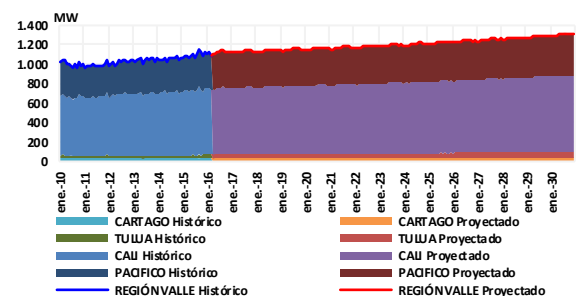
Para la UCP Tuluá, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2016 – 2030 en el escenario medio del 2,73%, en el escenario alto del 2,92% y en el escenario bajo del 2,55%.

Gráfica 78. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – Región Valle (MW)



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2016.

Gráfica 79. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima por UCP (MW) – Región Valle



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2016.

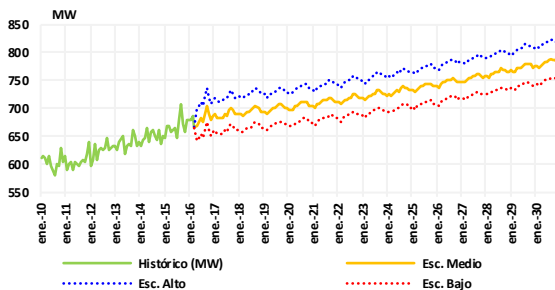
B. UNIDAD DE CONTROL DE PRONÓSTICO - UCP

I. CALI

Tabla 54. Proyección de la demanda de potencia máxima – UCP Cali (MW)

	UCP CALI		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	737	706	687
2017	734	703	674
2018	736	705	675
2019	739	707	678
2020	744	713	683
2021	751	719	689
2022	758	726	696
2023	765	732	702
2024	772	739	708
2025	778	746	714
2026	787	754	722
2027	796	763	731
2028	805	771	739
2029	815	780	748
2030	823	789	756

Gráfica 80. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – UCP Cali (MW)



Fuente: UPME, 2016.

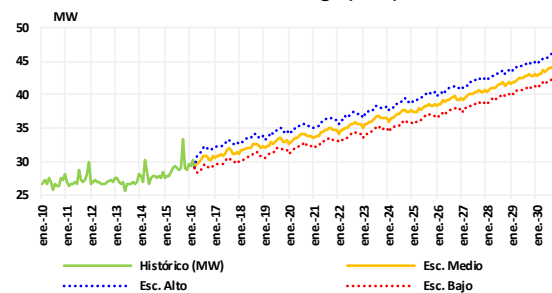
Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2016 – 2030 para la UCP Cali, en el escenario medio del 0,72%, en el escenario alto del 1,01% y en el escenario bajo del 0,44% respectivamente.

II. CARTAGO

Tabla 55. Proyección de la demanda de potencia máxima – UCP Cartago (MW)

	UCP CARTAGO		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	32	31	30
2017	33	32	31
2018	34	33	31
2019	35	33	32
2020	36	34	33
2021	37	35	34
2022	37	36	34
2023	38	37	35
2024	39	38	36
2025	40	39	37
2026	41	40	38
2027	43	41	39
2028	44	42	40
2029	45	43	41
2030	46	44	42

Gráfica 81. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – UCP Cartago (MW)



Fuente: UPME, 2016.

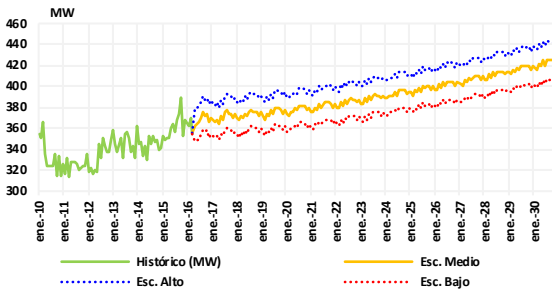
Para la UCP Cartago, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2016 – 2030 en el escenario medio del 1,95%, en el escenario alto del 2,22% y en el escenario bajo del 1,67%.

III. PACÍFICO

Tabla 56. Proyección de la demanda de potencia máxima – UCP Pacífico (MW)

Año	UCP PACÍFICO		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	391	375	369
2017	393	377	361
2018	395	378	362
2019	396	380	364
2020	398	382	366
2021	401	385	368
2022	406	389	372
2023	410	392	376
2024	413	396	379
2025	419	401	384
2026	423	405	388
2027	427	409	392
2028	433	414	397
2029	438	420	402
2030	444	425	407

Gráfica 82. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – UCP Pacífico (MW)



Fuente: UPME, 2016.

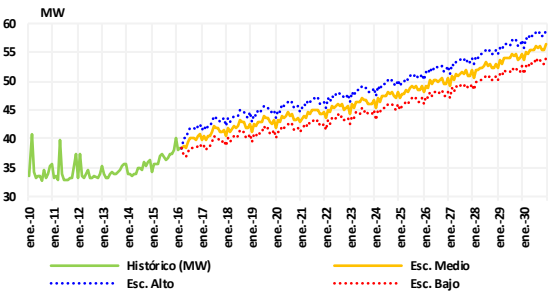
Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2016 – 2030 para la UCP Pacífico, en el escenario medio del 0,60%, en el escenario alto del 0,88% y en el escenario bajo del 0,32% respectivamente.

IV. TULUÁ

Tabla 57. Proyección de la demanda de potencia máxima – UCP Tuluá (MW)

Año	UCP TULUÁ		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	43	41	39
2017	44	42	40
2018	45	43	41
2019	46	44	42
2020	46	45	43
2021	47	45	43
2022	48	46	44
2023	49	47	45
2024	50	48	46
2025	51	49	47
2026	53	51	48
2027	54	52	50
2028	56	53	51
2029	57	55	53
2030	59	56	54

Gráfica 83. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – UCP Tuluá (MW)



Fuente: UPME, 2016.

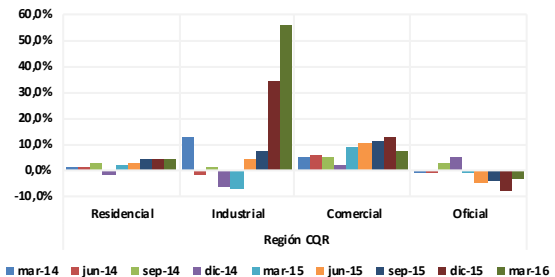
Para la UCP Tuluá, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2016 – 2030 en el escenario medio del 2,33%, en el escenario alto del 2,62% y en el escenario bajo del 2,04%.

5.6 Región CQR

La Región CQR ha venido aumentando su crecimiento. Desde la última década el sector primario ha reducido su participación (no obstante ha mostrado buenos resultados en diversos cultivos, especialmente en el café), lo que ha dado paso a que sector terciario gané importancia dentro de la economía ésta, con un contribución significativa en los tres departamentos que componen la región, destacándose principalmente por las actividades de servicios a las empresas, administración pública, comercio, actividades inmobiliarias y turismo, localizadas especialmente en Caldas y Risaralda.

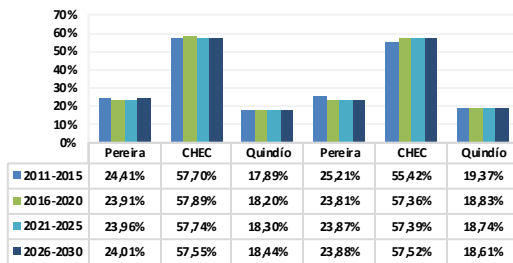
Por otra parte, los consumos en los sectores: Industrial y residencial crecieron un 63,11% y 2,01% respectivamente, en los sectores comercial y oficial tuvieron unos detrimentos del 1,24% y 2,23%.

Gráfica 85. Crecimiento en el consumo de energía eléctrica – Región CQR



Fuente: UPME, Base de datos SUI, 2016.

Gráfica 84. Participación Promedio UCP – Región CQR



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2016.

Para la región CQR, el consumo de energía eléctrica entre enero y marzo de 2016, ascendió a 547,56 GWh, lo que representa un aumento del 4,73% con relación al primer trimestre de 2015, explicado por el mayor consumo en el sector residencial (44,73%), la industria (26,86%), el comercio (26,15%) y el oficial (2,26%).

5.6.1 Demanda de energía eléctrica
A. Regional

B. UNIDAD DE CONTROL DE PRONÓSTICO - UCP

Tabla 58. Proyección de la demanda de energía eléctrica – Región CQR (GWh)

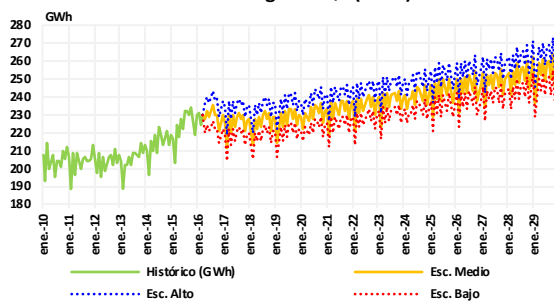
	REGIÓN VALLE		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	2.822	2.750	2.680
2017	2.797	2.702	2.611
2018	2.807	2.712	2.620
2019	2.832	2.735	2.643
2020	2.860	2.763	2.669
2021	2.890	2.792	2.697
2022	2.920	2.821	2.725
2023	2.951	2.851	2.754
2024	2.983	2.882	2.784
2025	3.017	2.914	2.815
2026	3.051	2.948	2.848
2027	3.087	2.982	2.881
2028	3.123	3.017	2.914
2029	3.160	3.052	2.949
2030	3.199	3.090	2.985

Tabla 59. Proyección de la demanda de energía eléctrica – UCP Pereira (GWh)

	UCP Pereira		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	673	655	639
2017	669	647	625
2018	672	649	627
2019	678	655	633
2020	685	661	639
2021	692	669	646
2022	700	676	653
2023	707	683	660
2024	715	691	667
2025	723	699	675
2026	732	707	683
2027	741	716	691
2028	750	724	700
2029	759	733	708
2030	768	742	717

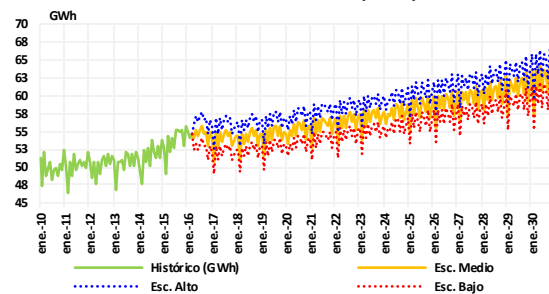
I. PEREIRA

Gráfica 86. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – Región CQR (GWh)



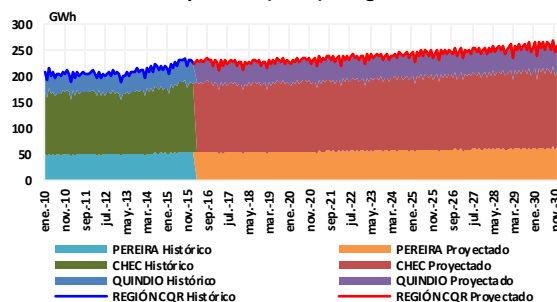
Fuente: UPME, Base de datos XM, 2016.

Gráfica 88. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP Pereira (GWh)



Fuente: UPME, 2016.

Gráfica 87. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica por UCP (GWh) – Región CQR



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2016.

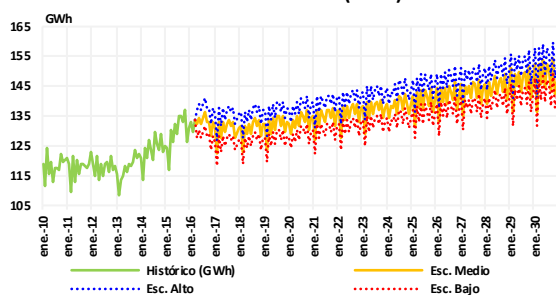
Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2016 – 2030 para la UCP Pereira, en el escenario medio del 0,95%, en el escenario alto del 1,19 % y en el escenario bajo del 0,72% respectivamente.

II. CHEC

Tabla 60. Proyección de la demanda de energía eléctrica – UCP CHEC (GWh)

	UCP CHEC		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	1.635	1.593	1.553
2017	1.620	1.565	1.512
2018	1.625	1.570	1.516
2019	1.638	1.583	1.529
2020	1.654	1.598	1.544
2021	1.670	1.614	1.559
2022	1.687	1.630	1.575
2023	1.704	1.646	1.590
2024	1.721	1.663	1.606
2025	1.740	1.681	1.624
2026	1.758	1.699	1.641
2027	1.778	1.717	1.659
2028	1.797	1.736	1.677
2029	1.817	1.756	1.696
2030	1.838	1.776	1.716

Gráfica 89. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP CHEC (GWh)



Fuente: UPME, 2016.

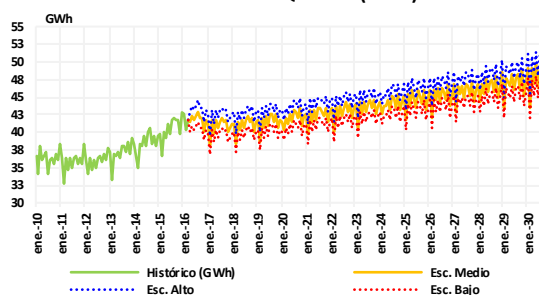
Para la UCP CHEC, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2016 – 2030 en el escenario medio del 0,89%, en el escenario alto del 1,12% y en el escenario bajo del 0,66%.

III. QUINDÍO

Tabla 61. Proyección de la demanda de energía eléctrica – UCP Quindío (GWh)

	UCP QUINDÍO		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	514	501	488
2017	508	491	474
2018	510	493	476
2019	515	498	481
2020	521	503	486
2021	527	509	492
2022	534	516	498
2023	540	522	504
2024	547	528	510
2025	554	535	517
2026	561	542	524
2027	568	549	530
2028	576	556	537
2029	584	564	545
2030	592	572	552

Gráfica 90. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP Quindío (GWh)



Fuente: UPME, 2016.

Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2016 – 2030 para la UCP Quindío, en el escenario medio del 1,09%, en el escenario alto del 1,33% y en el escenario bajo del 0,86% respectivamente.

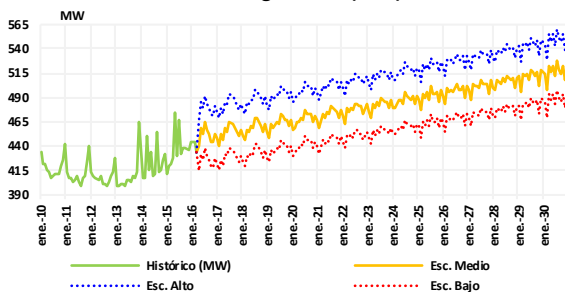
5.6.2 Demanda de potencia máxima

A. Regional

Tabla 62. Proyección de la demanda de potencia máxima – Región CQR (MW)

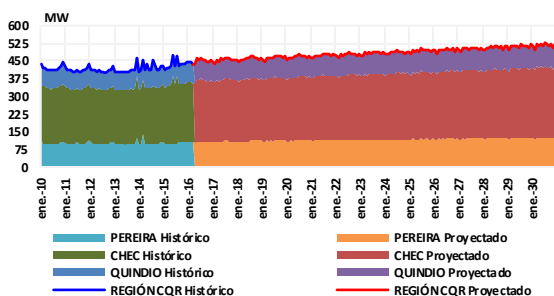
	REGIÓN VALLE		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	492	464	445
2017	494	466	439
2018	497	469	442
2019	503	474	447
2020	507	478	450
2021	510	481	453
2022	514	484	456
2023	519	489	461
2024	526	496	467
2025	532	501	472
2026	535	504	475
2027	540	509	480
2028	544	513	484
2029	551	519	489
2030	560	528	498

Gráfica 91. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – Región CQR (MW)



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2016.

Gráfica 92. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima por UCP (MW) – Región CQR



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2016.

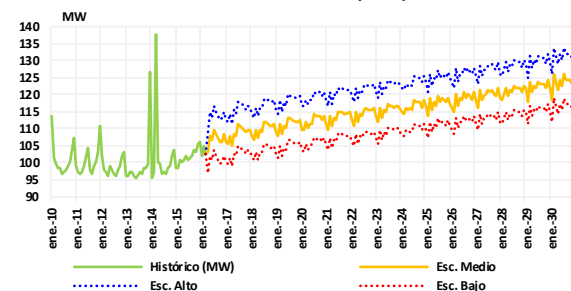
B. UNIDAD DE CONTROL DE PRONÓSTICO - UCP

I. PEREIRA

Tabla 63. Proyección de la demanda de potencia máxima – UCP Pereira (MW)

	UCP PEREIRA		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	117	110	105
2017	118	111	105
2018	119	112	106
2019	120	113	107
2020	121	114	108
2021	122	115	108
2022	123	116	109
2023	124	117	110
2024	126	118	112
2025	127	120	113
2026	128	121	114
2027	129	122	115
2028	130	123	116
2029	132	124	117
2030	134	126	119

Gráfica 93. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – UCP Pereira (MW)



Fuente: UPME, 2016.

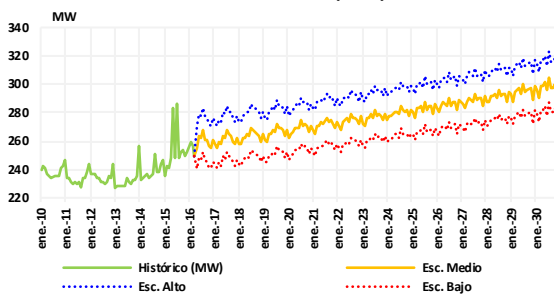
Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2016 – 2030 para la UCP Pereira, en el escenario medio del 1,17%, en el escenario alto del 1,59% y en el escenario bajo del 0,77% respectivamente.

II. CHEC

Tabla 64. Proyección de la demanda de potencia máxima – UCP CHEC (MW)

	UCP CHEC		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	284	268	260
2017	284	268	252
2018	286	269	254
2019	289	272	256
2020	291	274	258
2021	293	276	260
2022	295	278	262
2023	299	281	265
2024	302	285	268
2025	306	288	272
2026	308	291	274
2027	311	293	276
2028	314	296	279
2029	318	300	282
2030	323	305	287

Gráfica 94. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – UCP CHEC (MW)



Fuente: UPME, 2016.

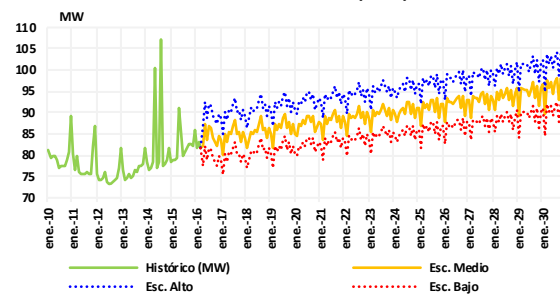
Para la UCP CHEC, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2016 – 2030 en el escenario medio del 0,43%, en el escenario alto del 0,81% y en el escenario bajo del 0,06%.

III. QUINDÍO

Tabla 65. Proyección de la demanda de potencia máxima – UCP Quindío (MW)

	UCP QUINDÍO		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	93	87	83
2017	93	88	83
2018	95	89	84
2019	95	90	84
2020	95	89	84
2021	96	91	85
2022	97	92	86
2023	98	92	87
2024	98	92	87
2025	99	93	88
2026	100	94	89
2027	101	95	89
2028	102	96	90
2029	103	97	92
2030	104	98	92

Gráfica 95. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – UCP Quindío (MW)



Fuente: UPME, 2016.

Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2016 – 2030 para la UCP Quindío, en el escenario medio del 0,49%, en el escenario alto del 0,88% y en el escenario bajo del 0,12% respectivamente.

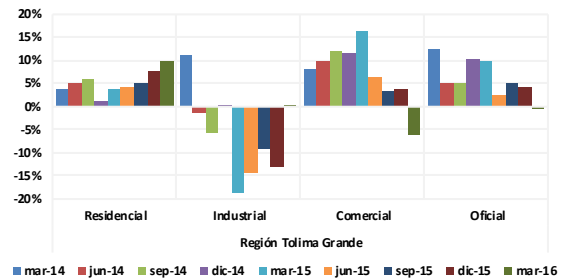
5.7 Región Tolima Grande

En la región de Tolima Grande, la generación de valor agregado ha estado sujeto en gran parte a las actividades del sector primario, tales como: la agricultura (café y otros cultivos), y la explotación minero energética, la cual ha logrado un relativo avance en los últimos años, especialmente en el departamento del Huila donde están reservas de petróleo, las cuales le han generado un flujo importante de ingresos por concepto de regalías, además ésta región también cuenta con actividades de extracción de madera y producción pecuaria.

En el Huila se encuentra la hidroeléctrica de Betania y en el Tolima la hidroeléctrica de Prado.

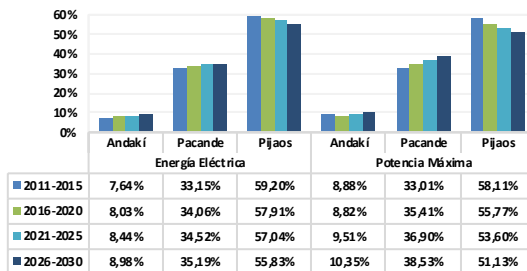
Los consumos en los sectores industrial y residencial tuvieron un crecimiento positivo del 18,93% y 6,08%, mientras para los sectores comercial y oficial se presentó un crecimiento negativo del 22,45% y 10,20%, respectivamente

Gráfica 97. Crecimiento en el consumo de energía eléctrica – Región Tolima Grande



Fuente: UPME, Base de datos SUI, 2016.

Gráfica 96. Participación Promedio UCP – Región Tolima Grande



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2016.

Para la región de Tolima Grande, el consumo de energía eléctrica entre enero y marzo de 2016, ascendió a 517,48 GWh, lo que representa un aumento del 3,12% con relación al primer trimestre de 2015, explicado por el mayor consumo en el sector residencial (51,54%), el comercio (24,33%), la industria (18,00%) y el oficial (6,13%).

5.7.1 Demanda de energía eléctrica
A. Regional

B. UNIDAD DE CONTROL DE PRONÓSTICO - UCP

I. ANDAKÍ

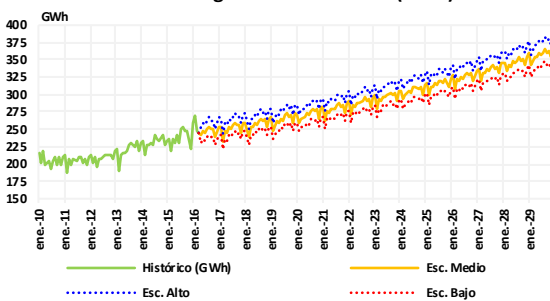
Tabla 66. Proyección de la demanda de energía eléctrica – Región Tolima Grande (GWh)

REGIÓN TOLIMA GRANDE			
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	3,101	2,993	2,890
2017	3,157	3,011	2,872
2018	3,239	3,090	2,947
2019	3,327	3,174	3,027
2020	3,421	3,263	3,112
2021	3,519	3,357	3,202
2022	3,623	3,456	3,296
2023	3,730	3,558	3,393
2024	3,844	3,666	3,497
2025	3,963	3,780	3,605
2026	4,088	3,899	3,719
2027	4,220	4,025	3,839
2028	4,358	4,156	3,964
2029	4,502	4,294	4,096
2030	4,656	4,440	4,235

Tabla 67. Proyección de la demanda de energía eléctrica – UCP Andakí (GWh)

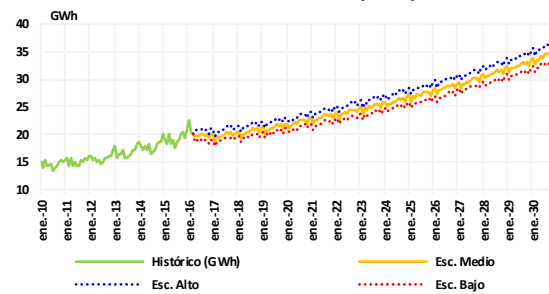
UCP ANDAKÍ			
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	250	241	233
2017	250	238	227
2018	258	246	235
2019	268	256	244
2020	279	266	254
2021	290	277	264
2022	302	288	275
2023	315	300	286
2024	328	313	299
2025	343	327	312
2026	358	341	326
2027	374	357	340
2028	391	373	356
2029	410	391	373
2030	429	409	390

Gráfica 98. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – Región Tolima Grande (GWh)



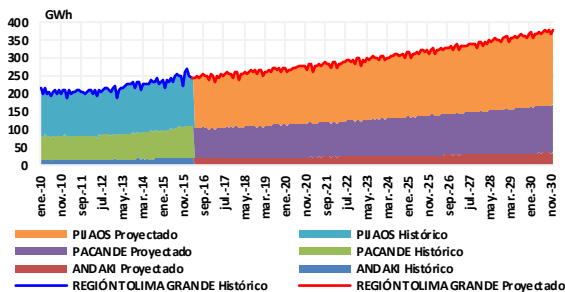
Fuente: UPME, Base de datos XM, 2016.

Gráfica 100. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP Andakí (GWh)



Fuente: UPME, 2016.

Gráfica 99. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica por UCP (GWh) – Región Tolima Grande



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2016.

Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2016 – 2030 para la UCP Andakí, en el escenario medio del 3,93%, en el escenario alto del 4,26% y en el escenario bajo del 3,61% respectivamente.

II. PACANDÉ

Tabla 68. Proyección de la demanda de energía eléctrica – UCP Pacandé (GWh)

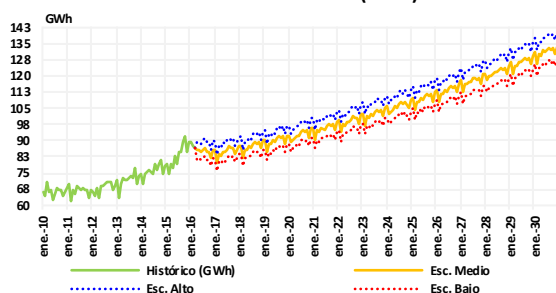
	UCP PACANDÉ		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	1,068	1,031	995
2017	1,068	1,019	972
2018	1,098	1,047	999
2019	1,132	1,079	1,029
2020	1,168	1,114	1,062
2021	1,206	1,150	1,097
2022	1,246	1,188	1,133
2023	1,287	1,228	1,171
2024	1,332	1,270	1,211
2025	1,378	1,314	1,254
2026	1,427	1,361	1,298
2027	1,479	1,411	1,346
2028	1,534	1,463	1,395
2029	1,591	1,517	1,447
2030	1,652	1,575	1,503

III. PIJAOS

Tabla 69. Proyección de la demanda de energía eléctrica – UCP Pijaos (GWh)

	UCP PIJAOS		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	1,784	1,722	1,662
2017	1,839	1,754	1,673
2018	1,883	1,796	1,713
2019	1,928	1,839	1,754
2020	1,975	1,883	1,796
2021	2,024	1,930	1,841
2022	2,075	1,979	1,888
2023	2,128	2,030	1,936
2024	2,184	2,083	1,987
2025	2,242	2,138	2,040
2026	2,303	2,197	2,095
2027	2,367	2,257	2,153
2028	2,433	2,320	2,213
2029	2,502	2,386	2,276
2030	2,575	2,456	2,342

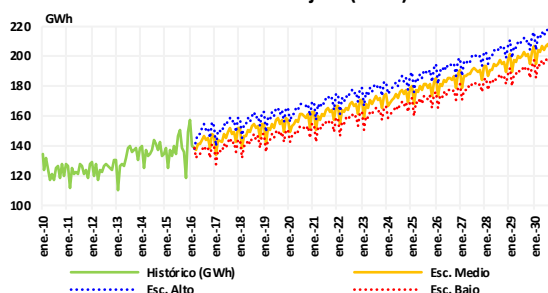
Gráfica 101. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP Pacandé (GWh)



Fuente: UPME, 2016.

Para la UCP Pacandé, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2016 – 2030 en el escenario medio del 3,09%, en el escenario alto del 3,42% y en el escenario bajo del 2,78%.

Gráfica 102. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP Pijaos (GWh)



Fuente: UPME, 2016.

Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2016 – 2030 para la UCP Pijaos, en el escenario medio del 2,70%, en el escenario alto del 3,03% y en el escenario bajo del 2,38% respectivamente.

5.7.2 Demanda de potencia máxima
A. Regional

B. UNIDAD DE CONTROL DE PRONÓSTICO - UCP

I. ANDAKÍ

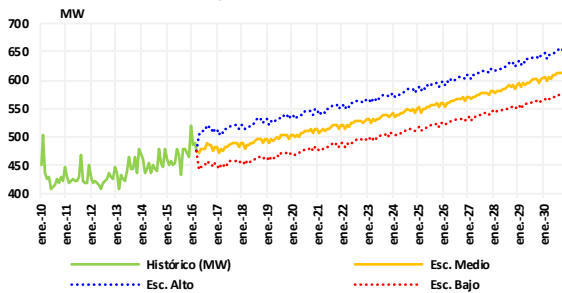
Tabla 70. Proyección de la demanda de potencia máxima – Región Tolima Grande (MW)

REGIÓN TOLIMA GRANDE			
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	520	488	488
2017	523	490	459
2018	530	497	466
2019	538	505	473
2020	548	513	481
2021	557	522	489
2022	566	531	498
2023	576	540	506
2024	586	549	515
2025	597	559	524
2026	608	570	534
2027	619	580	544
2028	631	591	554
2029	643	603	565
2030	655	614	576

Tabla 71. Proyección de la demanda de potencia máxima – UCP Andakí (MW)

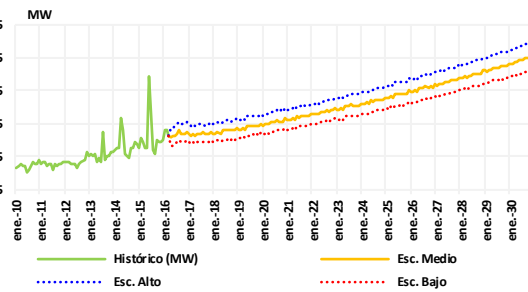
UCP ANDAKÍ			
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	46	43	43
2017	45	43	40
2018	47	44	41
2019	48	45	42
2020	50	47	44
2021	51	48	45
2022	53	50	47
2023	55	51	48
2024	57	53	50
2025	59	55	52
2026	61	57	53
2027	63	59	55
2028	65	61	57
2029	68	63	59
2030	70	66	62

Gráfica 103. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – Región Tolima Grande (MW)



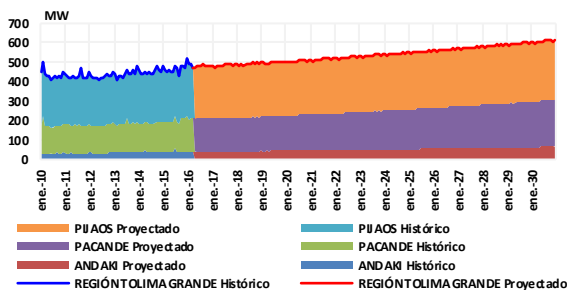
Fuente: UPME, Base de datos XM, 2016.

Gráfica 105. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – UCP Andakí (MW)



Fuente: UPME, 2016.

Gráfica 104. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima por UCP (MW) – Región Tolima Grande



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2016.

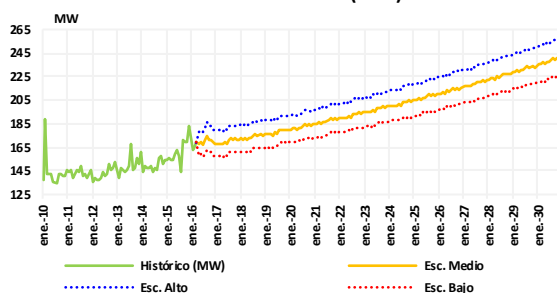
Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2016 – 2030 para la UCP Andakí, en el escenario medio del 1,04%, en el escenario alto del 1,38% y en el escenario bajo del 0,68% respectivamente.

II. PACANDÉ

Tabla 72. Proyección de la demanda de potencia máxima – UCP Pacandé (MW)

	UCP PACANDÉ		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	186	174	169
2017	184	172	162
2018	188	176	165
2019	192	180	169
2020	197	185	173
2021	202	189	178
2022	207	194	182
2023	213	199	187
2024	218	205	192
2025	224	210	197
2026	230	216	202
2027	236	222	208
2028	243	228	214
2029	250	234	220
2030	257	241	226

Gráfica 106. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – UCP Pacandé (MW)



Fuente: UPME, 2016.

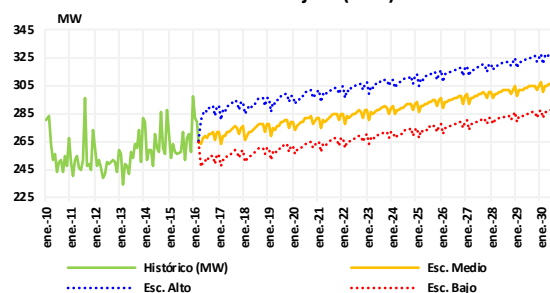
Para la UCP Pacandé, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2016 – 2030 en el escenario medio del 1,89%, en el escenario alto del 2,32% y en el escenario bajo del 1,48%.

III. PIJAOS

Tabla 73. Proyección de la demanda de potencia máxima – UCP Pijaos (MW)

	UCP PIJAOS		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	290	281	281
2017	294	276	259
2018	297	278	261
2019	299	280	262
2020	301	283	265
2021	304	285	267
2022	306	287	269
2023	309	290	272
2024	312	292	274
2025	314	294	276
2026	317	297	279
2027	320	300	281
2028	322	302	283
2029	326	305	286
2030	328	308	289

Gráfica 107. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – UCP Pijaos (MW)



Fuente: UPME, 2016.

Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2016 – 2030 para la UCP Pijaos, en el escenario medio del 0,25%, en el escenario alto del 0,67% y en el escenario bajo del 0,16% respectivamente.

5.8 Región Sur

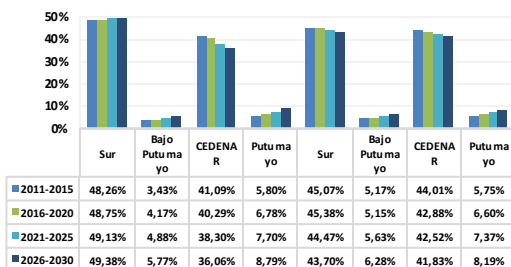
En cuanto a la economía de la región sur, Nariño y Putumayo deben su crecimiento al sector comercio, especialmente el comercio de la frontera asociado a los beneficios brindados por la economía del Ecuador y la dolarización de éste. Por otra parte, el sector agropecuario en Nariño ha venido registrando buenos resultados en cuanto a los cultivos de la palma de aceite y su exportación en bruto hacia mercados internacionales.

En el departamento del Putumayo se ha venido presentado desarrollo económico, debido a la explotación petrolífera, la que se constituye en una de las actividades lícitas que más ingresos aporta al departamento.

Donde, el mayor consumo se presenta en el sector residencial (55,25%), seguido del sector industria (28,08%), el comercio (12,27%) y el oficial (4,40%).

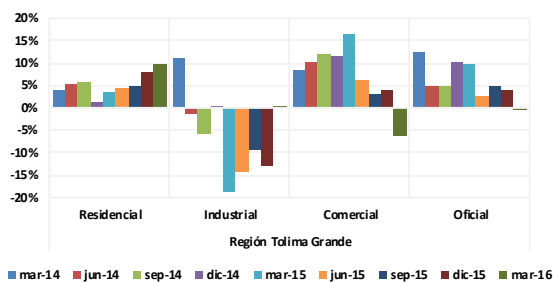
Se presentó un crecimiento negativo de los consumos en casi todos sectores en el período enero a marzo de 2015 - comercial (3,96%), residencial (3,10%) y oficial (3,00%), exceptuando el sector industrial con un crecimiento positivo del 0,10%.

Gráfica 108. Participación Promedio UCP – Región Sur



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2016.

Gráfica 109. Crecimiento en el consumo de energía eléctrica – Región Sur



Fuente: UPME, Base de datos SUI, 2016.

El consumo de energía eléctrica en ésta región entre enero y marzo de 2016, ascendió a 382,13 GWh, lo que representa un aumento del 5,39% con relación al primer trimestre de 2015.

5.8.1 Demanda de energía eléctrica

A. Regional

B. UNIDAD DE CONTROL DE PRONÓSTICO - UCP

I. SUR

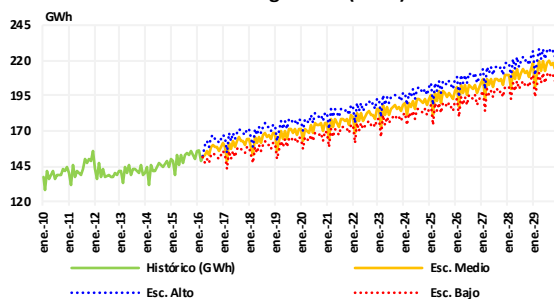
Tabla 74. Proyección de la demanda de energía eléctrica – Región Sur (GWh)

	REGIÓN SUR		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	1.928	1.872	1.818
2017	2.001	1.925	1.852
2018	2.048	1.970	1.896
2019	2.095	2.015	1.939
2020	2.144	2.062	1.984
2021	2.195	2.111	2.031
2022	2.248	2.163	2.081
2023	2.303	2.216	2.131
2024	2.361	2.271	2.185
2025	2.422	2.330	2.241
2026	2.485	2.391	2.300
2027	2.551	2.454	2.361
2028	2.620	2.520	2.424
2029	2.692	2.590	2.491
2030	2.768	2.662	2.561

Tabla 75. Proyección de la demanda de energía eléctrica – UCP Sur (GWh)

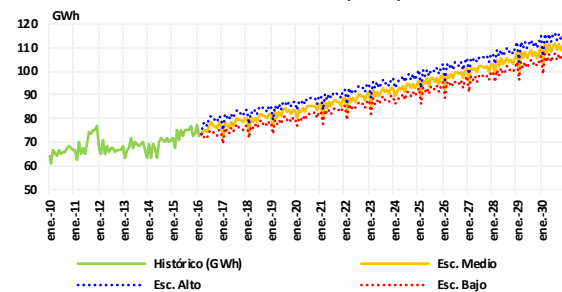
	UCP SUR		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	938	911	885
2017	974	937	901
2018	998	960	924
2019	1.023	984	946
2020	1.048	1.008	970
2021	1.075	1.034	995
2022	1.103	1.061	1.021
2023	1.132	1.089	1.047
2024	1.162	1.118	1.075
2025	1.193	1.148	1.104
2026	1.225	1.179	1.134
2027	1.259	1.211	1.165
2028	1.294	1.245	1.198
2029	1.330	1.280	1.231
2030	1.368	1.316	1.266

Gráfica 110. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – Región Sur (GWh)



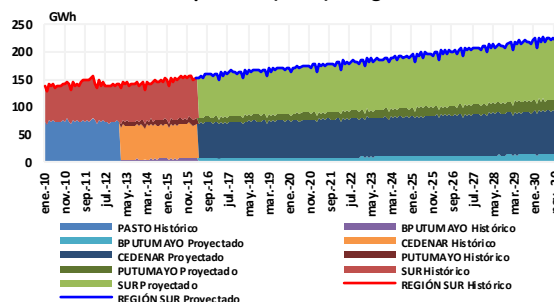
Fuente: UPME, Base de datos XM, 2016.

Gráfica 112. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP Sur (GWh)



Fuente: UPME, 2016.

Gráfica 111. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica por UCP (GWh) – Región Sur



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2016.

Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2016 – 2030 para la UCP Sur, en el escenario medio del 2,70%, en el escenario alto del 2,97% y en el escenario bajo del 2,44% respectivamente.

II. BAJO PUTUMAYO

Tabla 76. Proyección de la demanda de energía eléctrica – UCP Bajo Putumayo (GWh)

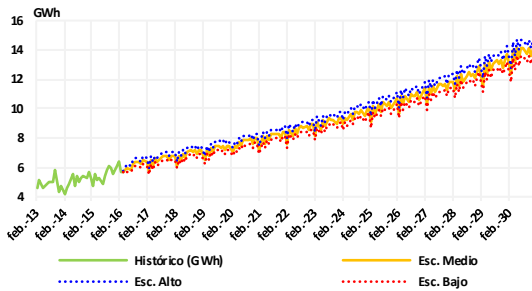
	UCP BAJO PUTUMAYO		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	76	73	71
2017	81	78	75
2018	85	82	79
2019	90	87	83
2020	95	91	88
2021	100	96	93
2022	106	102	98
2023	112	108	104
2024	119	114	110
2025	126	121	117
2026	134	129	124
2027	142	137	131
2028	151	145	140
2029	160	154	149
2030	171	164	158

III. CEDENAR

Tabla 77. Proyección de la demanda de energía eléctrica – UCP CEDENAR (GWh)

	UCP CEDENAR		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	791	768	746
2017	814	783	753
2018	826	794	764
2019	837	805	774
2020	848	815	784
2021	859	826	795
2022	871	838	806
2023	882	849	816
2024	894	860	828
2025	907	872	839
2026	919	884	851
2027	932	897	863
2028	945	909	874
2029	958	922	887
2030	972	935	899

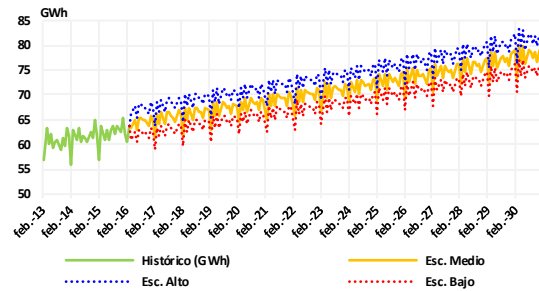
Gráfica 113. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP Bajo Putumayo (GWh)



Fuente: UPME, 2016.

Para la UCP Bajo Putumayo, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2016 – 2030 en el escenario medio del 6,31%, en el escenario alto del 6,59% y en el escenario bajo del 6,02%.

Gráfica 114. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP CEDENAR (GWh)



Fuente: UPME, 2016.

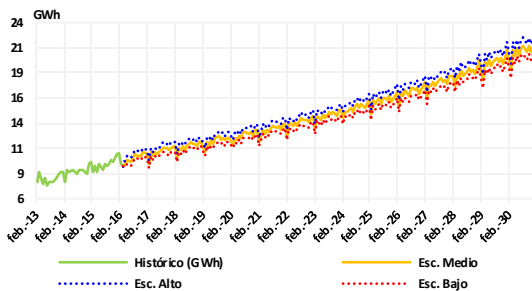
Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2016 – 2030 para la UCP CEDENAR, en el escenario medio del 1,50%, en el escenario alto del 1,77% y en el escenario bajo del 1,24% respectivamente.

IV. PUTUMAYO

Tabla 78. Proyección de la demanda de energía eléctrica – UCP Putumayo (GWh)

	UCP SUR		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	124	120	116
2017	133	128	123
2018	139	134	129
2019	146	140	135
2020	153	147	141
2021	160	154	149
2022	169	162	156
2023	177	170	164
2024	186	179	173
2025	196	189	182
2026	207	199	191
2027	218	210	202
2028	230	221	213
2029	243	234	225
2030	257	247	238

Gráfica 115. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP Putumayo (GWh)



Fuente: UPME, 2016.

Para la UCP Putumayo, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2016 – 2030 en el escenario medio del 5,37%, en el escenario alto del 5,65% y en el escenario bajo del 5,10%.

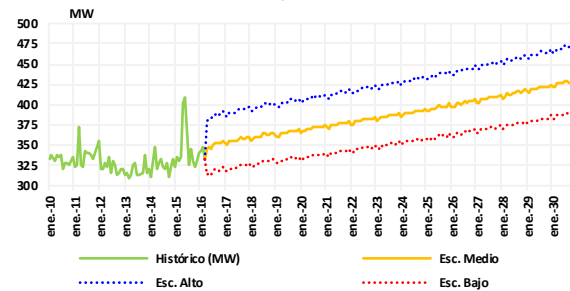
5.8.2 Demanda de potencia máxima

A. Regional

Tabla 79. Proyección de la demanda de potencia máxima – Región Sur (MW)

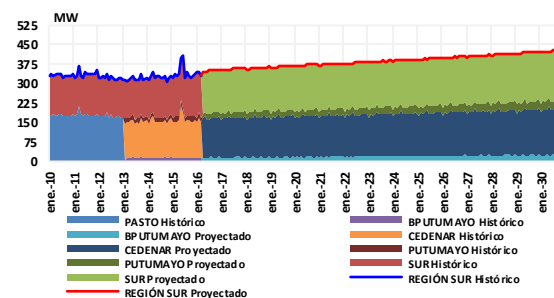
	REGIÓN SUR		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	391	356	347
2017	397	360	327
2018	402	365	332
2019	407	370	336
2020	412	374	340
2021	418	380	345
2022	424	385	349
2023	429	390	354
2024	435	395	358
2025	441	401	364
2026	448	407	369
2027	455	413	375
2028	460	418	380
2029	468	425	386
2030	475	431	392

Gráfica 116. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – Región Sur (MW)



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2016.

Gráfica 117. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima por UCP (MW) – Región Sur



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2016.

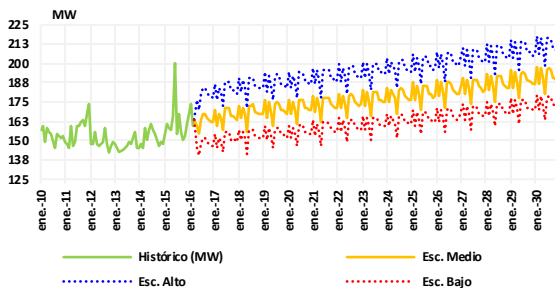
B. UNIDAD DE CONTROL DE PRONÓSTICO - UCP

I. SUR

Tabla 80. Proyección de la demanda de potencia máxima – UCP Sur (MW)

	UCP SUR		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	185	173	173
2017	189	171	156
2018	191	173	157
2019	194	176	160
2020	195	177	160
2021	197	179	163
2022	199	181	164
2023	201	182	166
2024	203	184	168
2025	206	187	170
2026	208	189	171
2027	210	191	173
2028	212	193	175
2029	216	196	178
2030	218	198	180

Gráfica 118. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – UCP Sur (MW)



Fuente: UPME, 2016.

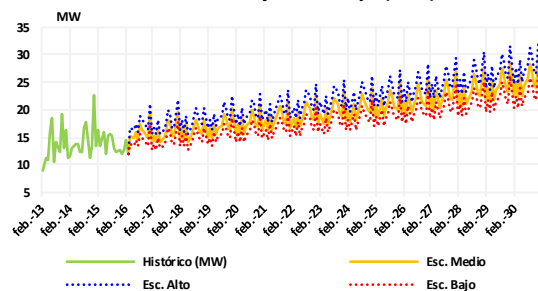
Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2016 – 2030 para la UCP Sur, en el escenario medio del 0,95%, en el escenario alto del 1,18% y en el escenario bajo del 0,30% respectivamente.

II. BAJO PUTUMAYO

Tabla 81. Proyección de la demanda de potencia máxima – UCP Bajo Putumayo (MW)

	UCP BAJO PUTUMAYO		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	21	19	17
2017	22	20	18
2018	20	18	17
2019	23	20	19
2020	23	21	19
2021	24	21	19
2022	25	22	20
2023	26	23	21
2024	26	24	22
2025	27	25	23
2026	28	26	23
2027	29	27	24
2028	30	28	25
2029	32	29	26
2030	33	30	27

Gráfica 119. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – UCP Bajo Putumayo (MW)



Fuente: UPME, 2016.

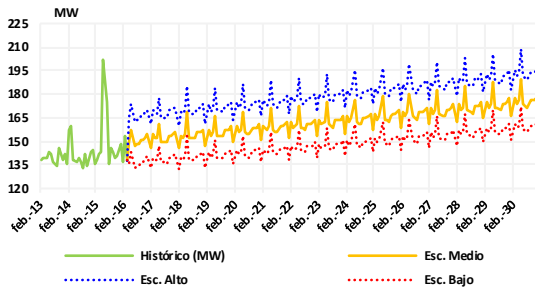
Para la UCP Bajo Putumayo, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2016 – 2030 en el escenario medio del 4,29%, en el escenario alto del 5,09% y en el escenario bajo del 3,56%.

III. CEDENAR

Tabla 82. Proyección de la demanda de potencia máxima – UCP CEDENAR (MW)

	UCP CEDENAR		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	173	157	154
2017	178	161	147
2018	186	169	153
2019	183	167	151
2020	186	169	154
2021	189	171	156
2022	190	173	157
2023	193	175	159
2024	195	177	161
2025	197	179	162
2026	199	181	164
2027	201	183	166
2028	204	185	168
2029	206	187	170
2030	209	189	172

Gráfica 120. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – UCP CEDENAR (MW)



Fuente: UPME, 2016.

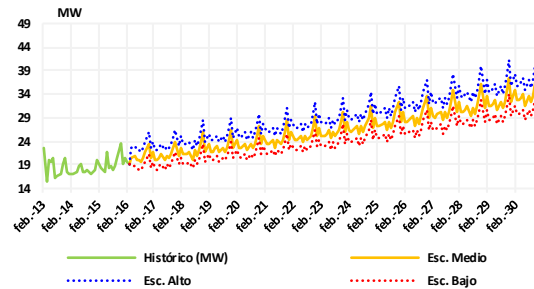
Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2016 – 2030 para la UCP CEDENAR, en el escenario medio del 1,35%, en el escenario alto del 1,35% y en el escenario bajo del 0,83% respectivamente.

IV. PUTUMAYO

Tabla 83. Proyección de la demanda de potencia máxima – UCP Putumayo (MW)

	UCP SUR		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	26	23	21
2017	26	24	22
2018	29	26	24
2019	29	26	24
2020	30	27	25
2021	31	28	26
2022	32	29	27
2023	33	30	28
2024	35	31	29
2025	36	32	29
2026	37	34	31
2027	38	35	32
2028	40	36	33
2029	41	38	34
2030	43	39	35

Gráfica 121. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – UCP Putumayo (MW)



Fuente: UPME, 2016.

Para la UCP Putumayo, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2016 – 2030 en el escenario medio del 3,41%, en el escenario alto del 4,09% y en el escenario bajo del 2,81%.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- **BANREP. BANCO DE LA REPÚBLICA. (2016).** *“Boletín Económico Regional. Marzo 2016”*. Banco Central de Colombia. En línea: <http://www.banrep.org/es/serie-publicaciones/ber?page=10> (Consulta: Junio de 2016).
- **MASIH, RUMI & MASIH, ABUL. (1996).** *“Stock-Watson dynamic OLS (DOLS) and error-correction modeling approaches to estimating long- and short-run elasticities in a demand function: New evidence and methodological implications from an application to the demand form coal in mainland China”*. ELSEVIER. Energy Economics. 18(4), 315-334.
- **SUI. SISTEMA ÚNICO DE INFORMACIÓN DE SERVICIOS PÚBLICOS. (2016).** *“Reporteador O3 – Bodega de datos. SUI_COMERCIAL_ENERGÍA”*. Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. República de Colombia. En línea: <http://www.sui.gov.co/SUIAuth/logon.jsp> (Consulta: Junio 05 de 2016).
- **XM. COMPAÑÍA DE EXPERTOS EN MERCADOS S.A. ESP. (2016).** *“Demanda de energía. Indicadores de Pronósticos Oficiales de Demanda”*. En línea: <http://www.xm.com.co/Pages/IndicadoresdePronosticosOficialesdeDemanda.aspx> (Consulta: Junio 21 de 2016).



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

Av enida calle 26 No 69 D – 91 Torre 1, Oficina 901
PBX (57) 1 222 06 01 FAX: 221 95 37
Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co

