



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

**Revisión
Abril de 2019**



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

*“There is nothing noble in being superior to your fellow man;
true nobility is being superior to your former self.”*

Ernest Hemingway

*“It is unwise to be too sure of one's own wisdom.
It is healthy to be reminded that the strongest might
weaken and the wisest might err.”*

Mahatma Gandhi

*“The strongest of all warriors are these two:
Time and Patience.”*

Leo Tolstoy

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

Ricardo Humberto Ramírez Carrero
Director General

Carlos Arturo García Botero
Subdirector de Demanda

William Alberto Martínez Moreno
Profesional Especializado

Revisión
Abril de 2019

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	4
1. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA REGIONAL DE ENERGIA ELECTRICA EN COLOMBIA.....	7
2. METODOLOGÍA	7
3. SEGUIMIENTO DE LA DEMANDA REGIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y SESGO SISTEMÁTICO ..	10
4. PARTICIPACIÓN Y CRECIMIENTOS PROMEDIOS EN LAS REGIONES	13
4.1 Participación en la demanda de energía eléctrica	13
4.2 Participación en la demanda de potencia máxima	14
4.3 Crecimiento en la demanda de energía eléctrica	15
4.4 Crecimiento en la demanda de potencia máxima	16
5. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELECTRICA Y LA POTENCIA MÁXIMA.....	19
5.1 Región Centro.....	19
5.1.1 Demanda de energía eléctrica	21
5.1.2 Demanda de potencia máxima	24
5.2 Región Costa - Caribe	27
5.2.1 Demanda de energía eléctrica	29
5.2.2 Demanda de potencia máxima	33
5.3 Región Noroeste.....	37
5.3.1 Demanda de energía eléctrica	39
5.3.2 Demanda de potencia máxima	41
5.4 Región Oriente	43
5.4.1 Demanda de energía eléctrica	45
5.4.2 Demanda de potencia máxima	49
5.5 Región Valle.....	53
5.5.1 Demanda de energía eléctrica	55
5.5.2 Demanda de potencia máxima	58
5.6 Región CQR.....	61
5.6.1 Demanda de energía eléctrica	63
5.6.2 Demanda de potencia máxima	66
5.7 Región Tolima Grande.....	69
5.7.1 Demanda de energía eléctrica	71
5.7.2 Demanda de potencia máxima	74
5.8 Región Sur	77
5.8.1 Demanda de energía eléctrica	79
5.8.2 Demanda de potencia máxima	83
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	87

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 2033. En estas proyecciones emplean el método de mínimos cuadrados ordinarios dinámico.

Se resaltan los siguientes elementos:

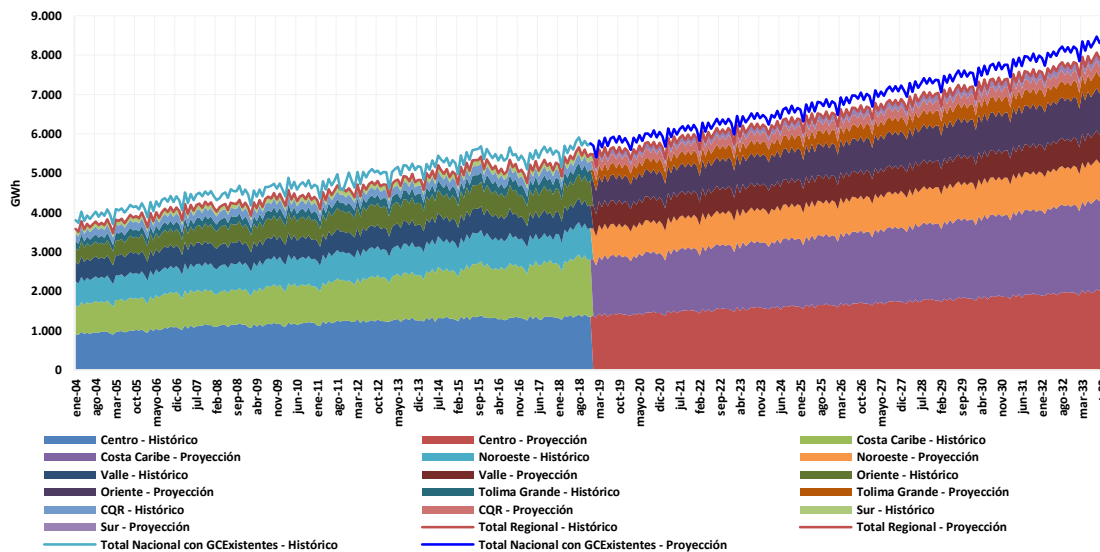
1. En cuanto al análisis macroeconómico, éste se presenta en el informe cuatrimestral de las Proyecciones Nacionales Demanda de Energía Eléctrica y Potencia Máxima – Revisión Febrero 2019.
2. El desempeño de los modelos de junio de 2014 a diciembre de 2018, han mostrado un alto grado de precisión. Para los modelos de demanda de energía eléctrica, se han obtenido reducciones entre 0,49% y 0,11% en el MSE de las proyecciones respectivamente.
3. Las regiones más representativas dentro de la demanda nacional de electricidad en el período 2004 - 2018 son: Centro, Costa - Caribe, Noroeste, Valle y Oriente con una participación de 82,42% del total de nacional.
4. Se estima que la demanda de energía eléctrica regional tenga un crecimiento promedio para el período 2019 a 2033 en el escenario medio del 2,36%; el cual es conformado por los crecimientos de cada una las regiones: Centro (2,57%), Costa – Caribe (3,14%), Noroeste (1,45%), Oriente (3,89%), Valle (1,39%), CQR (1,02%), Tolima Grande (2,90%) y Sur (1,72%).
5. Para la demanda de potencia máxima, se estima que el crecimiento promedio para el período 2019 a 2033 en el escenario medio del 1,61%; el cual es conformado por los crecimientos de cada una las regiones: Centro (1,91%), Costa – Caribe (2,19%), Noroeste (0,77%), Oriente (2,75%), Valle (0,60%), CQR (1,16%), Tolima Grande (1,23%) y Sur (0,27%).
6. Se evidencia una mejora importante eficiencia energética en cada una de las regiones, mostrando reducciones promedio anuales de la cantidad de energía eléctrica requerida para producir un peso de PIB, en el período comprendido desde 2006 a 2018. A continuación se presentan las reducciones por región:
 - Región Centro: 1,32%
 - Región Costa – Caribe: 0,63%
 - Región Noroeste: 0,41%
 - Región Oriente: 0,16%
 - Región Valle: 1,54%
 - Región CQR: 0,51%
 - Región Tolima Grande: 0,35%
 - Región Sur: 0,47%.

7. En cuanto al consumo de energía eléctrica de cada Región, éste es función directa del crecimiento económico; el cual está ligado al nivel de industrialización y de desarrollo de la

economía, así como también en cuanto al avance en I+D+i de las tecnologías, como de su progreso productivo y laboral.

Resumen de Resultados Demanda Regional de Energía Eléctrica 2019 - 2033

Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – Escenario Medio (GWh)



Fuente: UPME, 2019.

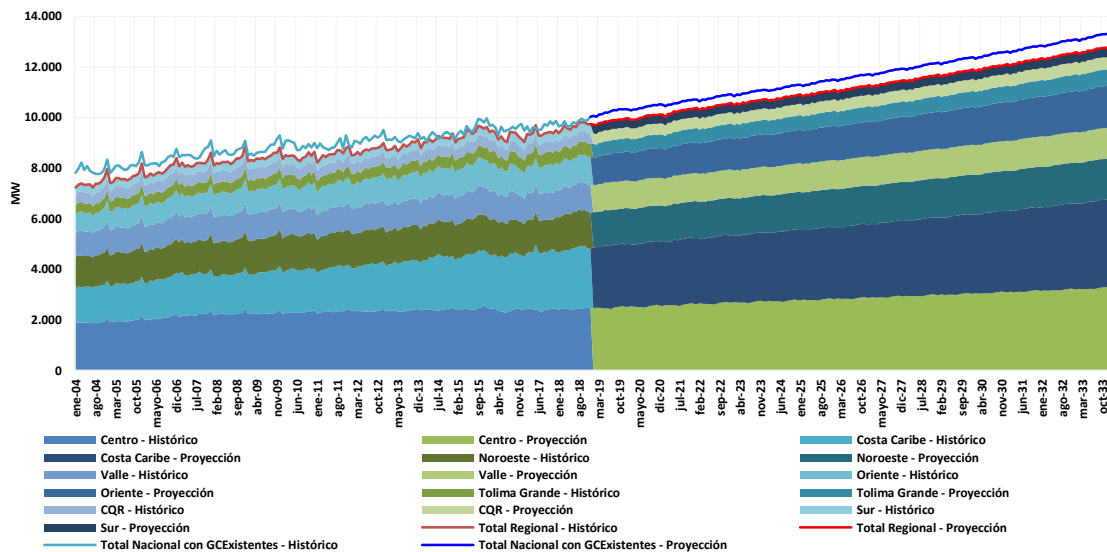
Proyección de la demanda regional de energía eléctrica – Escenario Medio (GWh)

	CENTRO	COSTA - CARIBE	NOROESTE	VALLE	ORIENTE	TOLIMA GRANDE	CQR	SUR	REGIONAL	NACIONAL
2019	16.862	17.468	9.300	7.076	7.624	3.445	2.692	1.925	66.392	69.402
2020	17.235	17.911	9.408	7.134	7.894	3.500	2.698	1.943	67.723	70.842
2021	17.794	18.542	9.622	7.267	8.246	3.667	2.736	1.989	69.864	72.701
2022	18.301	19.136	9.809	7.383	8.567	3.761	2.769	2.029	71.755	74.583
2023	18.724	19.649	9.942	7.454	8.848	3.871	2.788	2.061	73.337	76.349
2024	19.167	20.219	10.092	7.537	9.150	3.959	2.812	2.095	75.033	78.245
2025	19.624	20.822	10.248	7.633	9.471	4.066	2.838	2.132	76.834	80.333
2026	20.088	21.458	10.405	7.728	9.797	4.161	2.865	2.169	78.672	82.421
2027	20.596	22.159	10.580	7.839	10.155	4.271	2.896	2.211	80.707	84.669
2028	21.116	22.901	10.763	7.954	10.528	4.376	2.929	2.255	82.822	86.963
2029	21.634	23.649	10.936	8.062	10.902	4.483	2.959	2.297	84.923	89.216
2030	22.164	24.440	11.117	8.176	11.296	4.591	2.991	2.340	87.114	91.548
2031	22.745	25.320	11.320	8.311	11.726	4.709	3.029	2.389	89.549	94.130
2032	23.331	26.222	11.523	8.441	12.162	4.826	3.066	2.439	92.010	96.695
2033	23.923	27.155	11.720	8.565	12.613	4.942	3.102	2.487	94.509	99.288

Fuente: UPME, 2019.

Resumen de Resultados Demanda Regional de Potencia Máxima 2019 - 2033

Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – Escenario Medio (MW)



Fuente: UPME, 2019.

Proyección de la demanda de potencia máxima – Escenario Medio (MW)

	CENTRO	COSTA - CARIBE	NOROESTE	VALLE	ORIENTE	TOLIMA GRANDE	CQR	SUR	REGIONAL	NACIONAL
2019	2.556	2.542	1.443	1.098	1.154	532	434	351	10.110	10.333
2020	2.610	2.566	1.448	1.103	1.182	540	440	351	10.240	10.513
2021	2.675	2.627	1.474	1.114	1.224	552	446	354	10.466	10.711
2022	2.726	2.680	1.488	1.122	1.257	562	450	356	10.642	10.905
2023	2.776	2.731	1.496	1.129	1.288	569	454	358	10.801	11.082
2024	2.819	2.791	1.508	1.133	1.321	577	456	359	10.965	11.284
2025	2.870	2.852	1.520	1.142	1.356	585	463	361	11.150	11.486
2026	2.922	2.918	1.534	1.151	1.391	594	468	363	11.339	11.698
2027	2.974	2.988	1.550	1.157	1.428	603	471	365	11.536	11.925
2028	3.031	3.063	1.563	1.168	1.465	611	476	367	11.744	12.141
2029	3.083	3.139	1.578	1.179	1.505	620	483	369	11.956	12.358
2030	3.140	3.219	1.592	1.188	1.547	628	493	371	12.178	12.584
2031	3.201	3.308	1.610	1.200	1.591	637	503	374	12.423	12.826
2032	3.254	3.393	1.627	1.208	1.633	646	504	376	12.642	13.071
2033	3.318	3.486	1.644	1.220	1.679	655	506	379	12.887	13.315

Fuente: UPME, 2019.

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:

- UCP Pasto en: UCP Bajo Putumayo, UCP CEDENAR, UCP EMEC y UCP Putumayo a partir de Abril de 2013.
- UCP EPSA en: UCP Cartago, UCP Pacifico y UCP Tuluá a partir de Enero de 2010.
- UCP Cafeteros en: UCP CHEC y UCP Quindío a partir de Enero de 2010.
- UCP Noroeste en: UCP Antioquia y UCP Chocó a partir de Noviembre de 2010.

- UCP Oriente en: UCP CENS, UCP EBSA, UCP ENELAR, UCP ENERCA y UCP Santander a partir de Agosto de 2010.
- UCP Centro en: UCP CODENSA y UCP Cundinamarca a partir de Marzo de 2013. Sin embargo, la UCP Cundinamarca desde 2017 hace parte de la UCP CODENSA.
- 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
	META	EMSA
		GUAVIARE
COSTA - CARIBE	CARTAGENA	CARTAGENA
	PLANETA RICA	PLANETA RICA
	SINÚ	SINÚ
	BARRRANQUILLA	BARRANQUILLA
NOROESTE	TAIRONA	TAIRONA
	NOROESTE	ANTIOQUIA
ORIENTE		CHOCÓ
		CENS
		EBSA
		ENELAR
		ENERCA
VALLE	SANTANDER	SANTANDER
	CALI	CALI
		CARTAGO
	EPSA	PACÍFICO
CQR		TULUÁ
	CAFETEROS	CHEC
		QUINDÍO
TOLIMA GRANDE	PEREIRA	PEREIRA
	ANDAKÍ	ANDAKÍ
	PACANDÉ	PACANDÉ
SUR	PIJAOS	PIJAOS
		BAJO PUTUMAYO
	PASTO	CEDENAR
		EMEC
		PUTUMAYO
	SUR	SUR

Fuente: UPME, 2019.

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



Fuente: UPME, 2019.

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 Febrero de 2019” 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).

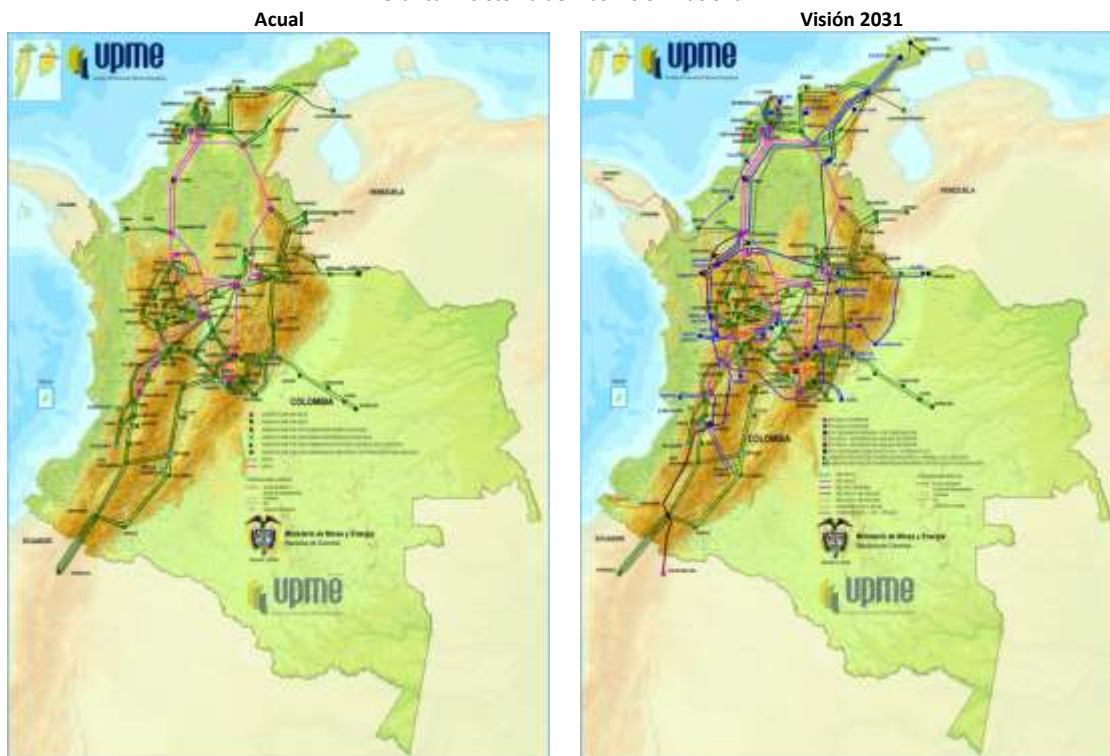
¹ La sumatoria de las demandas regionales, cargas especiales y pérdidas del Sistema de Transmisión Nacional debe ser consistente con la demanda del SIN calculada.

SIEL. Sistema de Información Eléctrico Colombia. (2019). “Demanda de Energía. Escenarios de Proyección de Demanda. Proyección de Demanda de Energía Eléctrica y Potencia Máxima en Colombia. Revisión Febrero de 2019”. 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 explicarían 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 Transmisión Nacional



Fuente: "Plan de Expansión de Referencia: Generación - Transmisión 2017-2031", UPME, 2019.

Dentro de la historia y las proyecciones de cada una de 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.

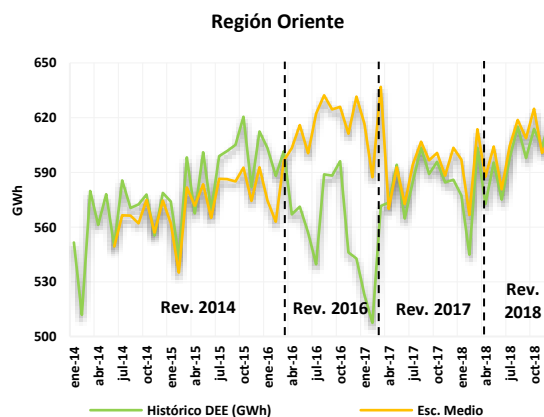
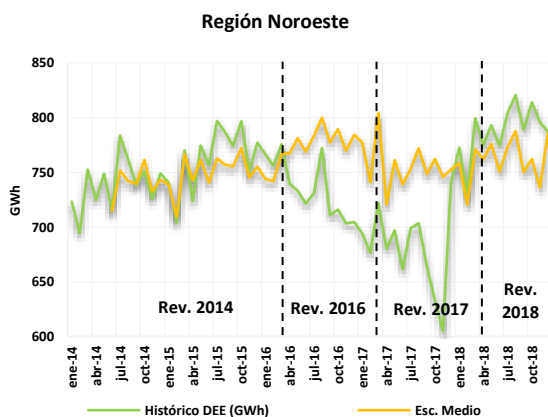
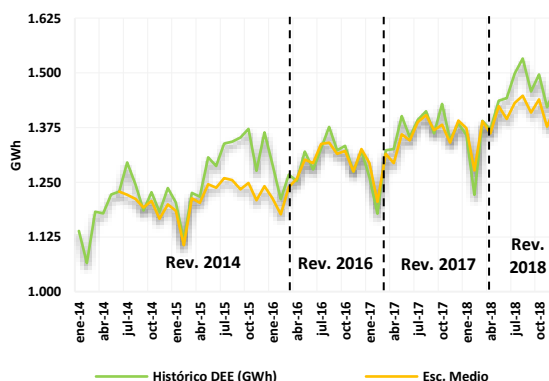
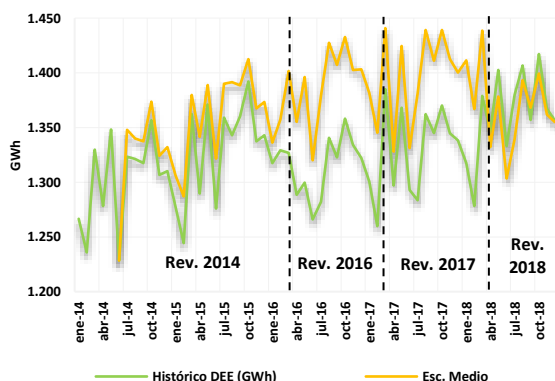
3. SEGUIMIENTO DE LA DEMANDA REGIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y SESCO SISTEMÁTICO

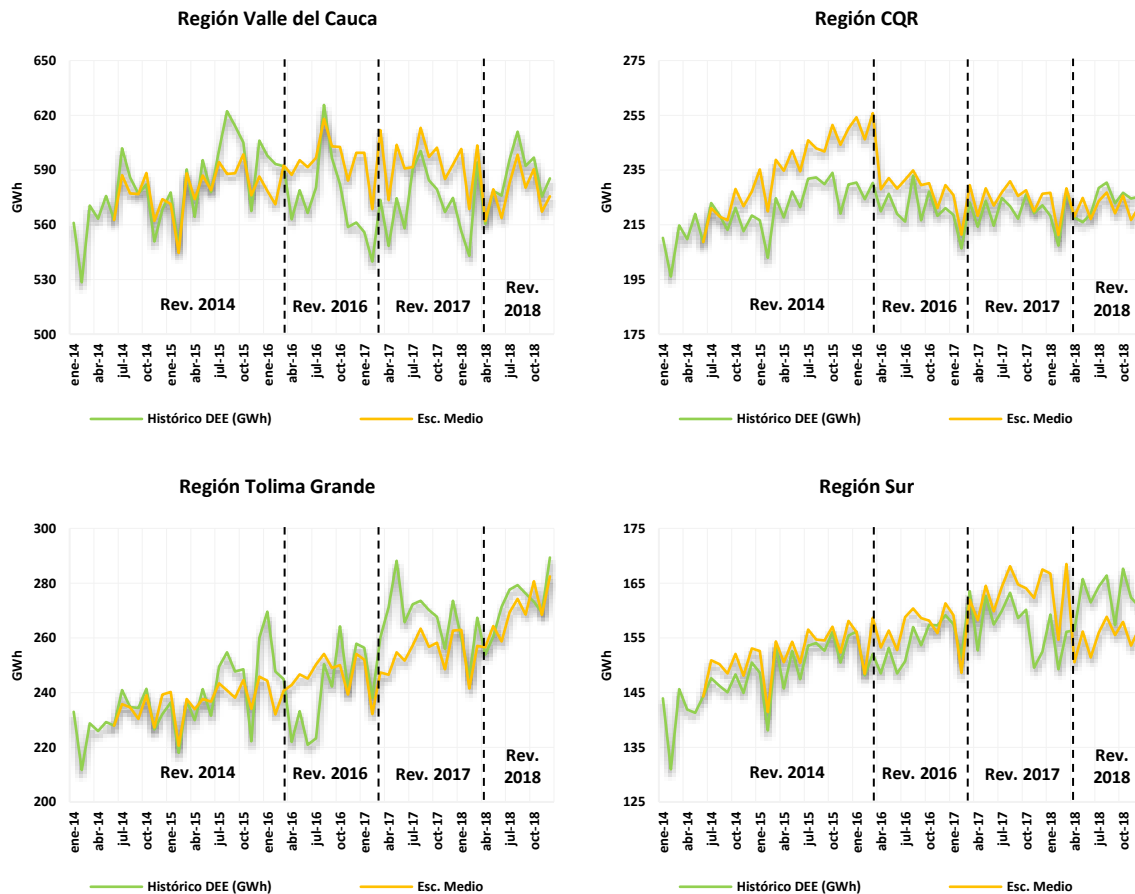
Los modelos empleados para este seguimiento de la demanda regional se han ajustado y han reflejado el comportamiento de la demanda real. Sin embargo, las regiones de Centro, Noroeste y Oriente, presentaron un crecimiento menor al escenario medio de nuestras proyecciones en el período marzo 2016 a marzo de 2018, esto debido

especialmente, al fenómeno climático de “El Niño” que afrontó 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
Región Centro
Región Costa - Caribe





Fuente: UPME, Base de datos XM, 2019.

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 el error sistemático tipo “sesgo”, para producir resultados que no se aparten sistemáticamente del valor real.

Los resultados son los siguientes:

- a. Se analizó el comportamiento de las proyecciones realizadas en el mes de junio de 2014 por la Unidad, para el período de análisis junio 2014 a diciembre de 2018, con respecto a los valores realmente demandados. Empleando el Error Promedio Porcentual (APE), el Error Promedio Absoluto (AAE), y el Error Cuadrático Medio (MSE) (Tabla 2).

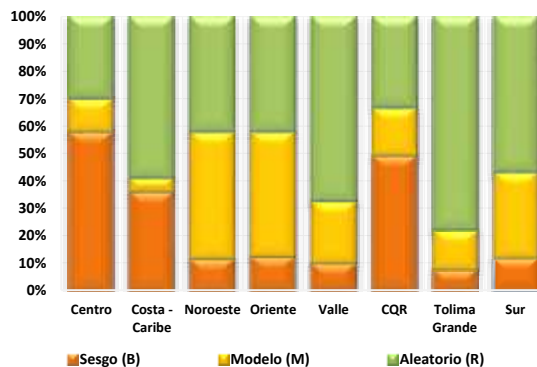
Tabla 2. Errores de las Proyecciones por Región

	Centro	Costa – Caribe	Noroeste	Oriente
APE	3,15%	-2,09%	2,48%	2,08%
AEE	46,88	35,48	37,57	21,51
MSE	0,17%	0,13%	0,49%	0,33%

	Valle del Cauca	CQR	Tolima Grande	Sur
APE	1,10%	3,48%	-1,22%	1,26%
AEE	15,55	8,77	9,15	4,49
MSE	0,11%	0,24%	0,22%	0,13%

- 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, 2019.

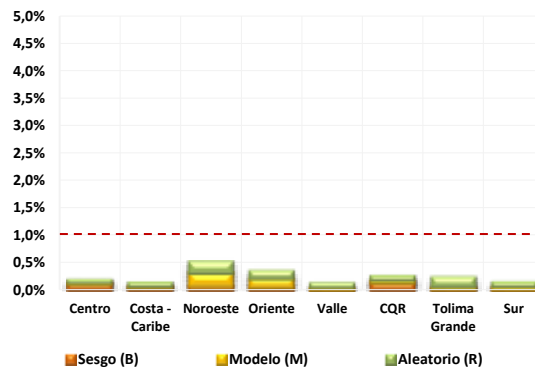
Tabla 3. Participación del Error Cuadrático Medio de las Proyecciones Regionales

	Centro	Costa – Caribe	Noroeste	Oriente
Sesgo (B)	57,70%	35,96%	11,65%	12,53%
Modelo (M)	12,30%	5,27%	46,37%	45,48%
Aleatorio (R)	30,00%	58,77%	41,98%	41,99%

	Valle del Cauca	CQR	Tolima Grande	Sur
Sesgo (B)	10,15%	49,14%	7,85%	12,03%
Modelo (M)	22,75%	17,61%	14,43%	31,37%
Aleatorio (R)	67,11%	33,25%	77,71%	56,60%

El desempeño de los modelos de junio de 2014 a diciembre de 2018 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 entre 0,49% y 0,11% en el MSE de las proyecciones respectivamente.

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



Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2019.

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.

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 82,42% del total de la demanda nacional en el período 2004 - 2018.

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

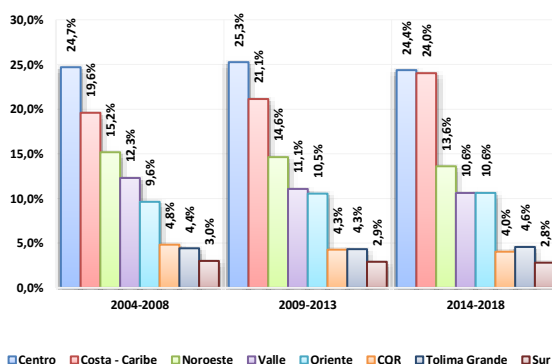
	2004-2008	2009-2013	2014-2018	2019-2023	2024-2028	2029-2033
Centro	24,69%	25,26%	24,36%	24,43%	24,38%	24,17%
Costa - Caribe	19,59%	21,13%	24,02%	25,47%	26,06%	26,91%
Noroeste	15,18%	14,63%	13,61%	13,22%	12,63%	12,03%
Valle	12,29%	11,07%	10,62%	9,98%	9,38%	8,83%
Oriente	9,63%	10,55%	10,62%	11,31%	11,89%	12,46%
CQR	4,83%	4,27%	4,05%	3,76%	3,48%	3,22%
Tolima Grande	4,43%	4,33%	4,58%	5,01%	5,05%	5,00%
Sur	3,01%	2,92%	2,82%	2,73%	2,63%	2,54%

*No se incluyen:

- Grandes Consumidores Existentes: Cerrejón, Cerromatoso, OXY y La Cira Infantas
- Pérdidas.

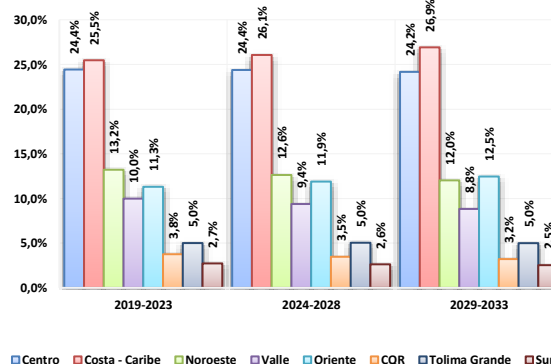
Fuente: UPME, Base de datos XM, 2019.

Gráfica 6. Participación Promedio Regional Histórica - EE



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2019.

Gráfica 7. Participación Promedio Regional Proyectada - EE



Fuente: UPME, 2019.

Por otra parte, algunas de estas regiones representativas pierden participación tales como: Noroeste con un 1,19%; seguido de Valle con un 1,15% y CQR con un 0,54% para el período 2019 – 2033.

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 84,21% del total de la demanda nacional en el período 2004 - 2018.

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

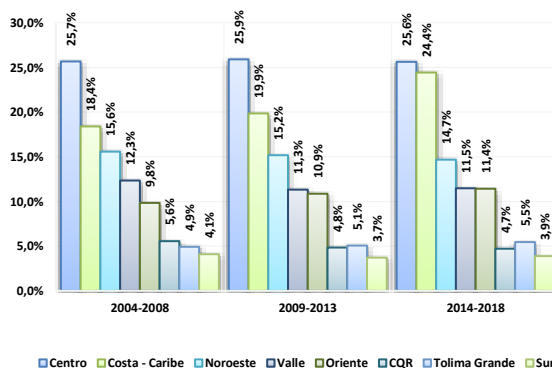
	2004-2008	2009-2013	2014-2018	2019-2023	2024-2028	2029-2033
Centro	25,67%	25,90%	25,63%	24,92%	24,97%	24,93%
Costa - Caribe	18,40%	19,85%	24,43%	24,55%	24,96%	25,78%
Noroeste	15,58%	15,18%	14,68%	13,73%	13,12%	12,55%
Valle	12,35%	11,33%	11,48%	10,40%	9,83%	9,35%
Oriente	9,84%	10,87%	11,43%	11,40%	11,89%	12,40%
CQR	5,56%	4,85%	4,72%	4,15%	3,99%	3,88%
Tolima Grande	4,93%	5,06%	5,46%	5,15%	5,07%	4,97%
Sur	4,10%	3,72%	3,89%	3,31%	3,10%	2,92%

*No se incluyen:

- Grandes Consumidores Existentes: Cerrejón, Cerromatoso, OXY y La Cira Infantas
- Pérdidas.

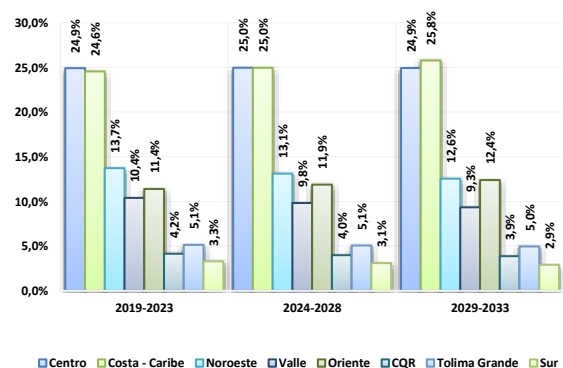
Fuente: UPME, Base de datos XM, 2019.

Gráfica 8. Participación Promedio Regional Histórica – PMÁX



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2019.

Gráfica 9. Participación Promedio Regional Proyectada - PMÁX



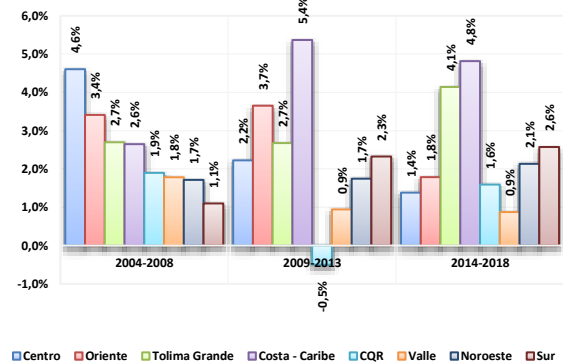
Fuente: UPME, 2019.

De manera similar al análisis hecho en energía eléctrica, las regiones que pierden participación son: Noroeste con un 1,17%, seguido de Valle con un 1,05% y Sur con un 0,39% para el período 2018 – 2032.

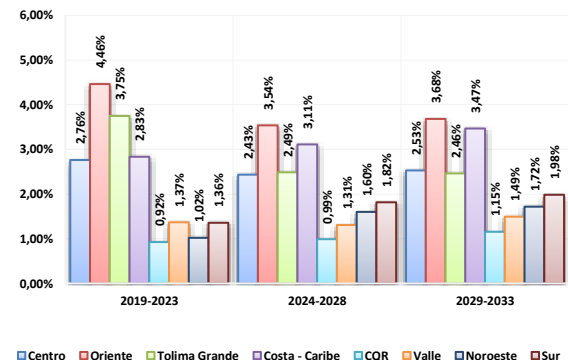
4.3 Crecimiento en la demanda de energía eléctrica

Se estima que la demanda de energía eléctrica regional tenga un crecimiento promedio para el período 2019 a 2033 en el escenario medio del 2,36%; el cual es conformado por los crecimientos de cada una las regiones: Centro (2,57%), Costa – Caribe (3,14%), Noroeste (1,45%), Oriente (3,89%), Valle (1,39%), CQR (1,02%), Tolima Grande (2,90%) y Sur (1,72%).

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



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2019.



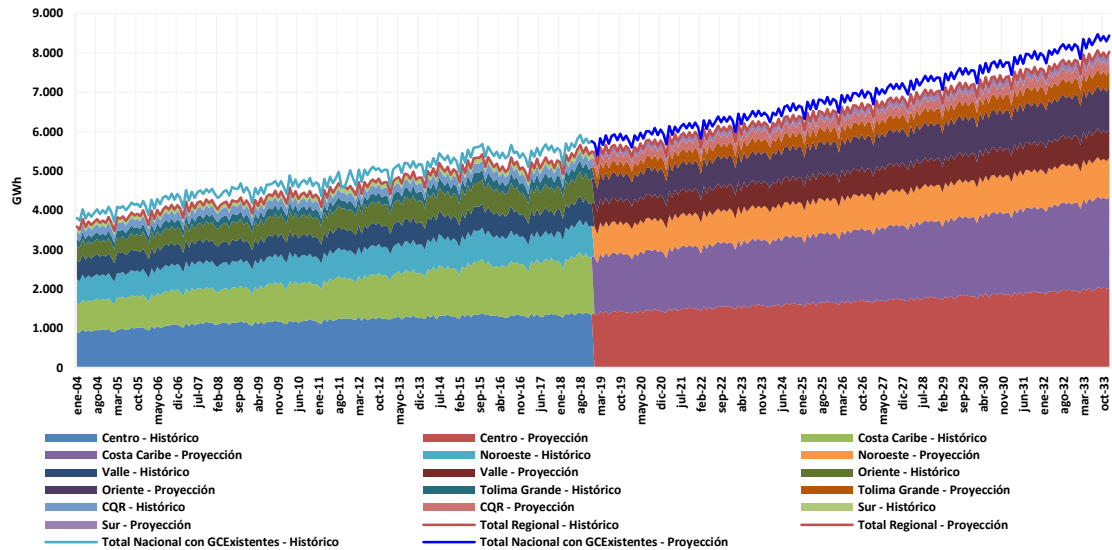
Fuente: UPME, 2019.

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

	CENTRO	COSTA - CARIBE	NOROESTE	VALLE	ORIENTE	TOLIMA GRANDE	CQR	SUR	REGIONAL	NACIONAL
2019	16.862	17.468	9.300	7.076	7.624	3.445	2.692	1.925	66.392	69.402
2020	17.235	17.911	9.408	7.134	7.894	3.500	2.698	1.943	67.723	70.842
2021	17.794	18.542	9.622	7.267	8.246	3.667	2.736	1.989	69.864	72.701
2022	18.301	19.136	9.809	7.383	8.567	3.761	2.769	2.029	71.755	74.583
2023	18.724	19.649	9.942	7.454	8.848	3.871	2.788	2.061	73.337	76.349
2024	19.167	20.219	10.092	7.537	9.150	3.959	2.812	2.095	75.033	78.245
2025	19.624	20.822	10.248	7.633	9.471	4.066	2.838	2.132	76.834	80.333
2026	20.088	21.458	10.405	7.728	9.797	4.161	2.865	2.169	78.672	82.421
2027	20.596	22.159	10.580	7.839	10.155	4.271	2.896	2.211	80.707	84.669
2028	21.116	22.901	10.763	7.954	10.528	4.376	2.929	2.255	82.822	86.963
2029	21.634	23.649	10.936	8.062	10.902	4.483	2.959	2.297	84.923	89.216
2030	22.164	24.440	11.117	8.176	11.296	4.591	2.991	2.340	87.114	91.548
2031	22.745	25.320	11.320	8.311	11.726	4.709	3.029	2.389	89.549	94.130
2032	23.331	26.222	11.523	8.441	12.162	4.826	3.066	2.439	92.010	96.695
2033	23.923	27.155	11.720	8.565	12.613	4.942	3.102	2.487	94.509	99.288

Fuente: UPME, 2019.

Gráfica 11. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – Escenario Medio (GWh)

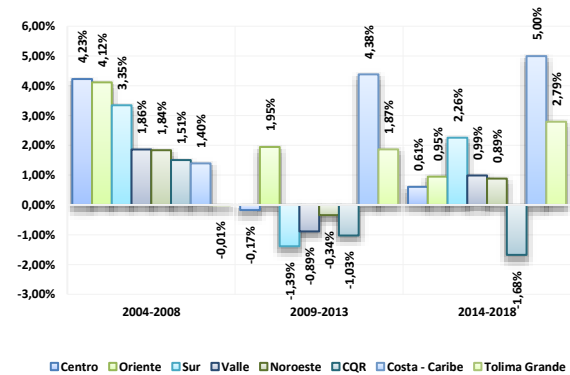


Fuente: UPME, Base de datos XM, 2019.

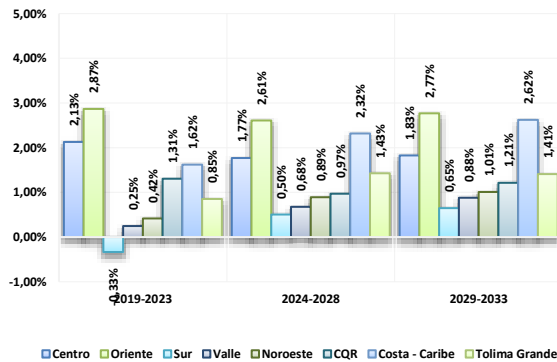
4.4 Crecimiento en la demanda de potencia máxima

En la demanda de potencia máxima, se estima que el crecimiento promedio para el período 2019 a 2033 en el escenario medio del 1,61%; el cual es conformado por los crecimientos de cada una las regiones: Centro (1,91%), Costa – Caribe (2,19%), Noroeste (0,77%), Oriente (2,75%), Valle (0,60%), CQR (1,16%), Tolima Grande (1,23%) y Sur (0,27%).

Gráfica 12. Crecimiento Promedio Regional de la potencia máxima – Escenario Medio



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2019.



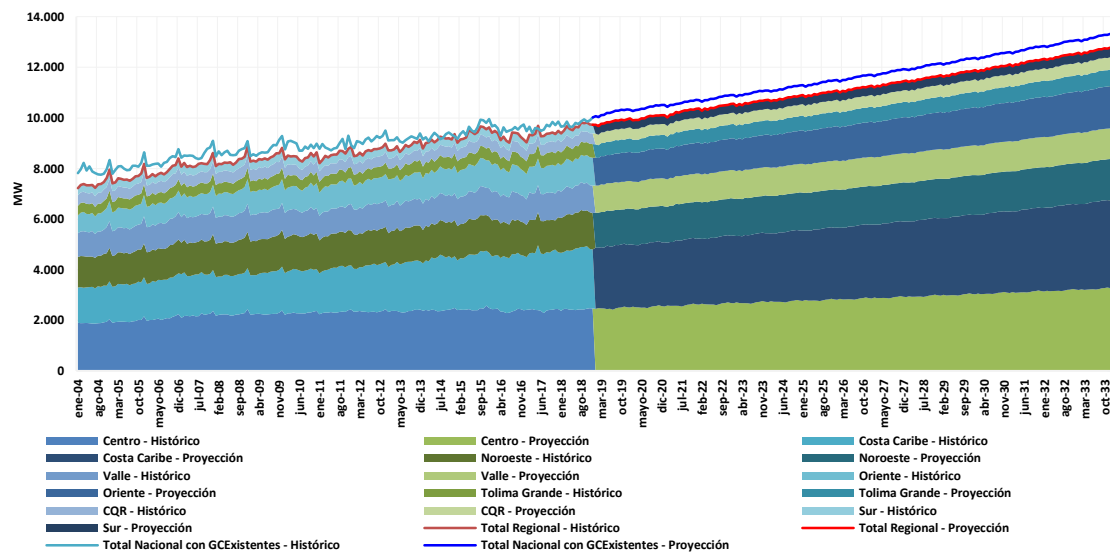
Fuente: UPME, 2019.

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

	CENTRO	COSTA - CARIBE	NOROESTE	VALLE	ORIENTE	TOLIMA GRANDE	CQR	SUR	REGIONAL	NACIONAL
2019	2.556	2.542	1.443	1.098	1.154	532	434	351	10.110	10.333
2020	2.610	2.566	1.448	1.103	1.182	540	440	351	10.240	10.513
2021	2.675	2.627	1.474	1.114	1.224	552	446	354	10.466	10.711
2022	2.726	2.680	1.488	1.122	1.257	562	450	356	10.642	10.905
2023	2.776	2.731	1.496	1.129	1.288	569	454	358	10.801	11.082
2024	2.819	2.791	1.508	1.133	1.321	577	456	359	10.965	11.284
2025	2.870	2.852	1.520	1.142	1.356	585	463	361	11.150	11.486
2026	2.922	2.918	1.534	1.151	1.391	594	468	363	11.339	11.698
2027	2.974	2.988	1.550	1.157	1.428	603	471	365	11.536	11.925
2028	3.031	3.063	1.563	1.168	1.465	611	476	367	11.744	12.141
2029	3.083	3.139	1.578	1.179	1.505	620	483	369	11.956	12.358
2030	3.140	3.219	1.592	1.188	1.547	628	493	371	12.178	12.584
2031	3.201	3.308	1.610	1.200	1.591	637	503	374	12.423	12.826
2032	3.254	3.393	1.627	1.208	1.633	646	504	376	12.642	13.071
2033	3.318	3.486	1.644	1.220	1.679	655	506	379	12.887	13.315

Fuente: UPME, 2019.

Gráfica 13. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – Escenario Medio (MW)



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2019.

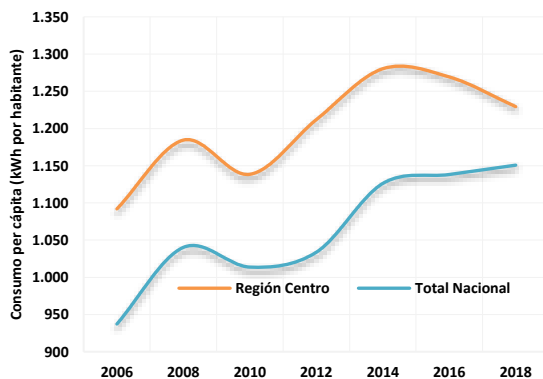
5. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y LA POTENCIA MÁXIMA

5.1 Región Centro

Al analizar la participación del consumo de electricidad en los últimos años, la Región Centro posee una mayor relevancia en los sectores Industrial y Comercial frente al total Nacional. Esto se encuentra ligado especialmente, a que en dicha región se localizan la gran mayoría de empresas de servicios y una parte de la industria alimenticia y agroindustrial.

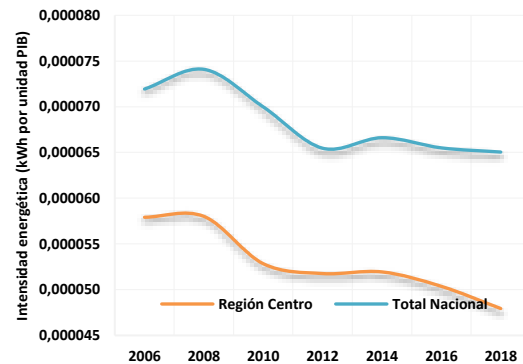
También en dicha región, se encuentra una gran parte del asentamiento poblacional del país, ante lo cual el sector residencial se ha visto limitado en los últimos años por factores tales como: hábitos de consumo, condiciones climáticas y penetración de electrodomésticos más eficientes de acuerdo a estándares reglamentados. Lo cual, ha representado una menor participación frente al total Nacional.

Gráfica 14. Consumo per cápita



Fuente: UPME, Base de Datos SUI, 2019.

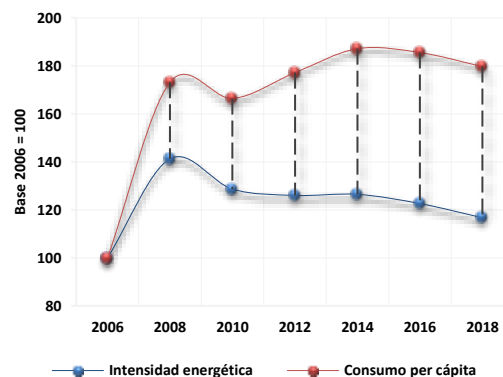
Gráfica 15. Intensidad energética



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

Además, se puede corroborar que la intensidad energética ha venido disminuyendo, convirtiéndose en un indicador de eficiencia energética. Lo que traduce en una reducción del consumo energético mediante la utilización de tecnologías más eficientes. Sin embargo, en el período 2015 – 2016 y parte del 2018 se redujo el consumo energético, mediante cambios en los hábitos de comportamiento.

Gráfica 16. Comparación de los Índices de Intensidad energética y Consumo per cápita



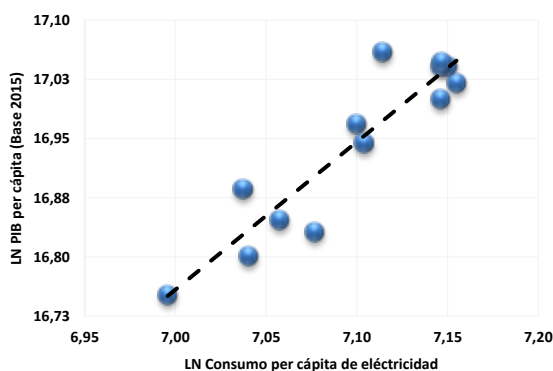
Fuente: UPME, Base de Datos SUI, DANE, 2019.

- Índice Intensidad energética: Con respecto al año 2006, el indicador para el 2018 presenta una reducción del 17,22%; explicado por un incremento del 34,08% del consumo de energía frente a un incremento del 61,97% del PIB total de la Región.
- Índice Consumo per cápita: Con respecto al año 2006, el indicador para el 2018 presenta un incremento del 12,58%, explicado por un incremento del 34,08% del consumo de energía frente a un incremento del 19,09% de la Población Regional.

avance en I+D+i de las tecnologías, como de su progreso productivo y laboral.

En conclusión, los datos muestran una mejora muy importante de la eficiencia energética. Ésta ha mostrado una reducción del 1,32% promedio anual de la cantidad de energía eléctrica requerida para producir un peso de PIB, para el período comprendido desde 2006 a 2018.

Gráfica 17. Relación entre el PIB per cápita y el consumo de electricidad per cápita para el período 2006 – 2018 – Región Centro



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

En cuanto al consumo de energía eléctrica de la Región Centro, éste es función directa del crecimiento económico; el cual está ligado al nivel de industrialización y de desarrollo de la economía, así como también en cuanto al

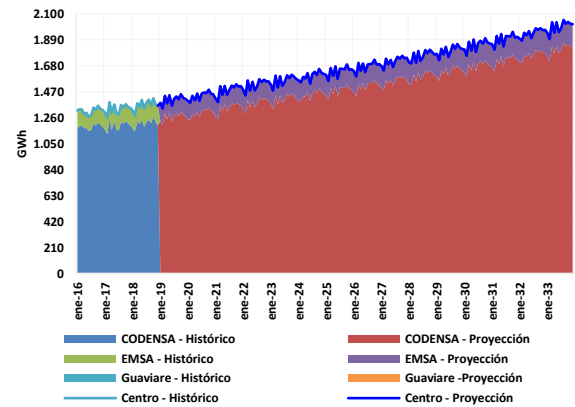
5.1.1 Demanda de energía eléctrica

A. Regional

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

	REGIÓN CENTRO		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	17.163	16.862	16.560
2020	17.542	17.235	16.926
2021	18.108	17.794	17.479
2022	18.622	18.301	17.977
2023	19.054	18.724	18.392
2024	19.505	19.167	18.827
2025	19.972	19.624	19.274
2026	20.445	20.088	19.729
2027	20.963	20.596	20.227
2028	21.492	21.116	20.737
2029	22.019	21.634	21.245
2030	22.559	22.164	21.766
2031	23.150	22.745	22.337
2032	23.746	23.331	22.913
2033	24.348	23.923	23.495

Gráfica 19. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica por UCP (GWh) – Región Centro



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2019.

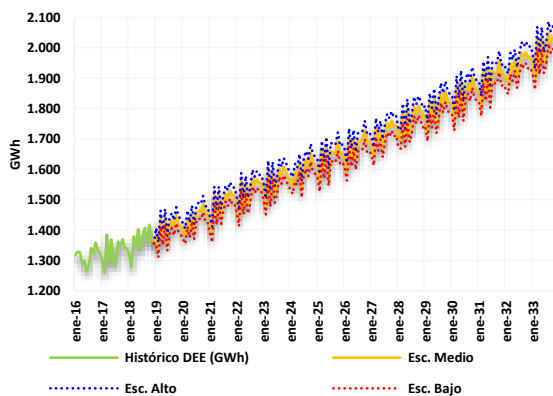
B. UNIDAD DE CONTROL DE PRONÓSTICO - UCP

I. EMSA

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

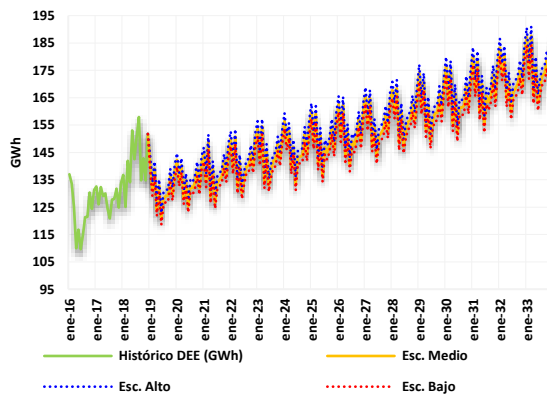
	UCP EMSA		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	1.609	1.580	1.552
2020	1.646	1.617	1.588
2021	1.682	1.653	1.623
2022	1.725	1.695	1.665
2023	1.758	1.728	1.697
2024	1.790	1.759	1.728
2025	1.826	1.794	1.762
2026	1.860	1.828	1.795
2027	1.898	1.865	1.832
2028	1.938	1.904	1.870
2029	1.976	1.942	1.907
2030	2.016	1.980	1.945
2031	2.059	2.023	1.987
2032	2.102	2.066	2.029
2033	2.146	2.109	2.071

Gráfica 18. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – Región Centro (GWh)



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2019.

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



Fuente: UPME, 2019.

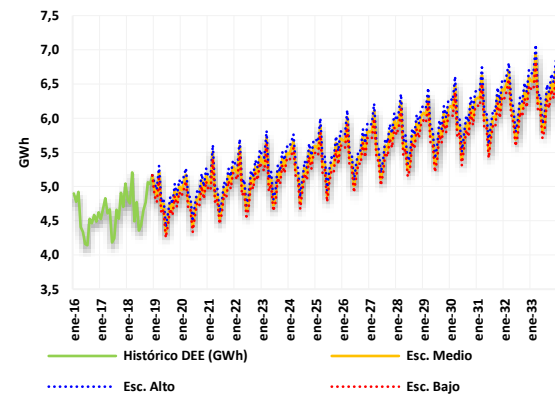
Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2019 – 2033 para la UCP EMSA en el escenario medio del 1,45%, en el escenario alto del 1,56% y en el escenario bajo del 1,34% respectivamente.

II. GUAVIARE

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

	UCP GUAVIARE		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	59	57	56
2020	60	59	58
2021	61	60	59
2022	63	62	60
2023	64	63	62
2024	65	64	63
2025	66	65	64
2026	68	66	65
2027	69	68	66
2028	70	69	68
2029	72	70	69
2030	73	72	71
2031	75	73	72
2032	76	75	74
2033	78	77	75

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



Fuente: UPME, 2019.

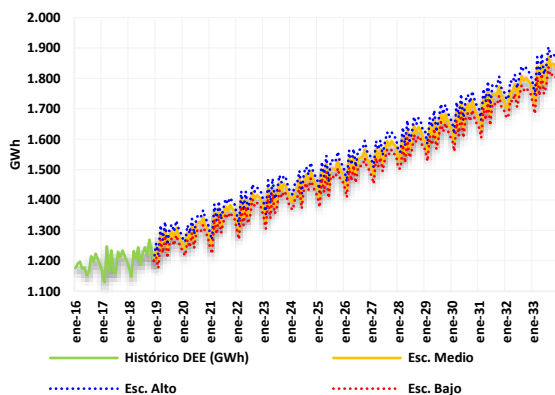
Para la UCP Guaviare, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2019 – 2033 en el escenario medio del 1,92%, en el escenario alto del 2,04% y en el escenario bajo del 1,80%.

III. CODENSA

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

	UCP CODENSA		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	15.496	15.225	14.951
2020	15.837	15.560	15.281
2021	16.365	16.082	15.797
2022	16.834	16.544	16.251
2023	17.232	16.933	16.633
2024	17.650	17.344	17.036
2025	18.080	17.766	17.448
2026	18.517	18.194	17.868
2027	18.995	18.663	18.329
2028	19.484	19.143	18.799
2029	19.971	19.621	19.269
2030	20.470	20.112	19.751
2031	21.016	20.648	20.278
2032	21.567	21.190	20.810
2033	22.125	21.738	21.349

Gráfica 22. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP CODENSA (GWh)



Fuente: UPME, 2019.

Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2019 – 2033 para la UCP CODENSA, en el escenario medio del 2,70%, en el escenario alto del 2,83% y en el escenario bajo del 2,58% respectivamente.

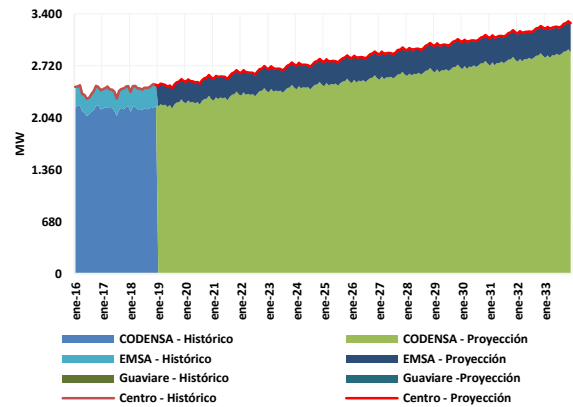
5.1.2 Demanda de potencia máxima

A. Regional

Tabla 12. Proyección de la demanda de potencia máxima – Región Centro (MW)

	REGIÓN CENTRO		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	2.608	2.556	2.504
2020	2.664	2.610	2.557
2021	2.729	2.675	2.621
2022	2.782	2.726	2.671
2023	2.833	2.776	2.720
2024	2.877	2.819	2.761
2025	2.929	2.870	2.811
2026	2.982	2.922	2.862
2027	3.036	2.974	2.913
2028	3.094	3.031	2.968
2029	3.147	3.083	3.020
2030	3.205	3.140	3.075
2031	3.267	3.201	3.134
2032	3.322	3.254	3.187
2033	3.387	3.318	3.249

Gráfica 24. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima por UCP (MW) – Región Centro



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2019.

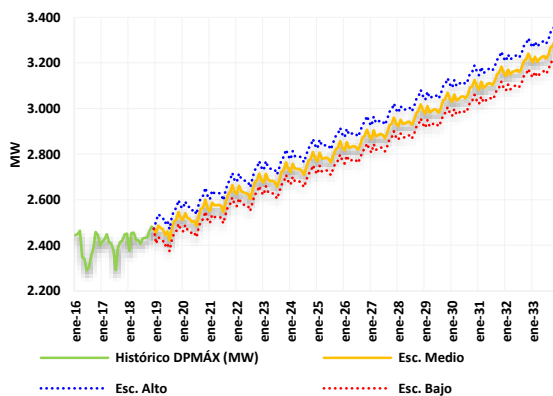
B. UNIDAD DE CONTROL DE PRONÓSTICO - UCP

I. EMSA

Tabla 13. Proyección de la demanda de potencia máxima – UCP EMSA (MW)

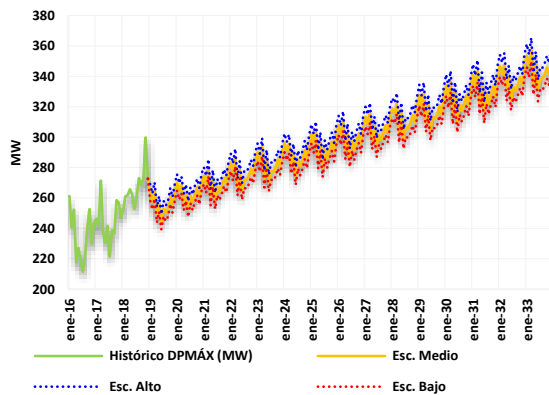
	UCP EMSA		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	271	265	260
2020	277	271	266
2021	286	281	275
2022	293	288	282
2023	301	295	289
2024	304	298	292
2025	313	306	300
2026	320	313	307
2027	326	320	313
2028	333	326	320
2029	341	334	327
2030	349	342	335
2031	357	350	343
2032	363	355	348
2033	374	366	359

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



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2019.

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



Fuente: UPME, 2019.

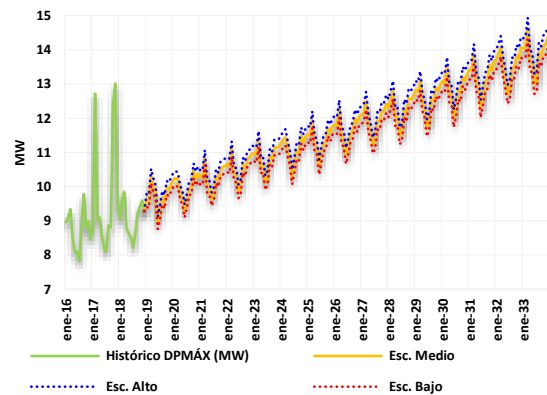
Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2019 – 2033 para la UCP EMSA en el escenario medio del 1,41%, en el escenario alto del 1,53% y en el escenario bajo del 1,29% respectivamente.

II. GUAVIARE

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

	UCP GUAVIARE		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	11	10	10
2020	11	10	10
2021	11	11	11
2022	11	11	11
2023	12	11	11
2024	12	12	11
2025	12	12	12
2026	13	12	12
2027	13	13	12
2028	13	13	13
2029	14	13	13
2030	14	14	13
2031	14	14	14
2032	15	14	14
2033	15	15	15

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



Fuente: UPME, 2019.

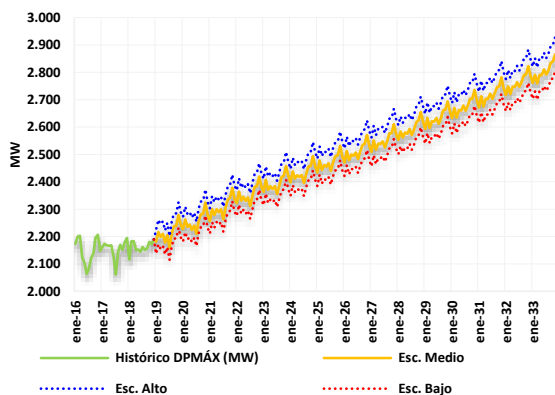
Para la UCP Guaviare, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2019 – 2033 en el escenario medio del 2,83%, en el escenario alto del 2,98% y en el escenario bajo del 2,69%.

III. CODENSA

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

	UCP CODENSA		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	2.327	2.280	2.234
2020	2.376	2.328	2.281
2021	2.432	2.383	2.335
2022	2.477	2.427	2.378
2023	2.521	2.470	2.420
2024	2.561	2.509	2.458
2025	2.604	2.552	2.499
2026	2.650	2.596	2.543
2027	2.697	2.642	2.587
2028	2.747	2.691	2.636
2029	2.793	2.736	2.679
2030	2.842	2.784	2.726
2031	2.896	2.837	2.778
2032	2.945	2.885	2.825
2033	2.998	2.937	2.876

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



Fuente: UPME, 2019.

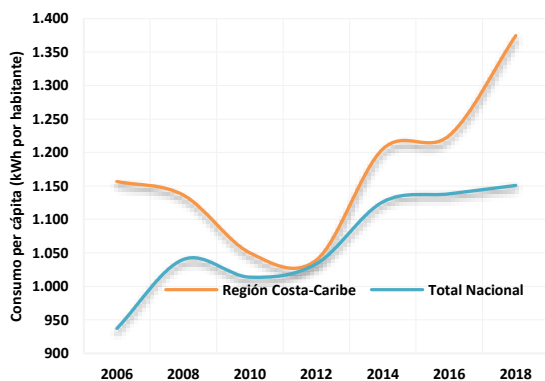
Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2019 – 2033 para la UCP CODENSA, en el escenario medio del 1,98%, en el escenario alto del 2,12% y en el escenario bajo del 1,84% respectivamente.

5.2 Región Costa - Caribe

La Región Centro posee una mayor relevancia en consumo de electricidad del sector Residencial frente al total Nacional. Esto se encuentra ligado especialmente, a que en dicha región los hábitos de consumo y las condiciones climáticas han sido más acentuadas, especialmente en períodos climático atmosféricos severos, como lo es el Niño.

También en dicha región, se encuentra una gran parte de la industria extractiva de minerales no metálicos del país, la cual ha mantenido su participación para el período de análisis. De igual manera, el sector comercial (basado en gran parte en el Turismo), también ha mantenido estable su participación a lo largo del período.

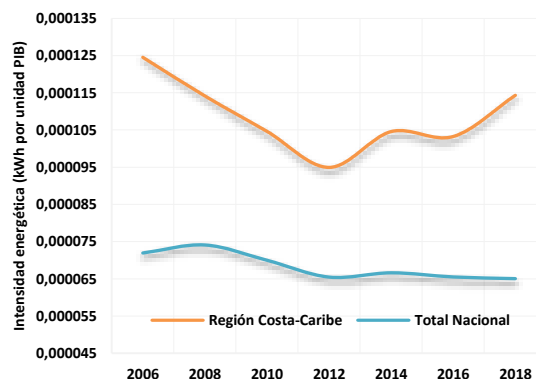
Gráfica 28. Consumo per cápita



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

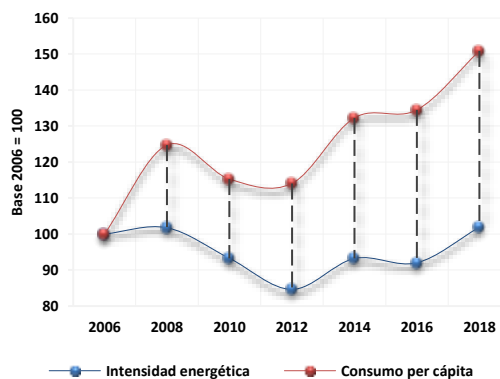
Además, se puede corroborar que la intensidad energética ha venido aumentando, y se ha acentuado más a partir de El Niño (2015-2016) y a la utilización de tecnologías poco eficientes.

Gráfica 29. Intensidad energética



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

Gráfica 30. Comparación de los Índices de Intensidad energética y Consumo per cápita

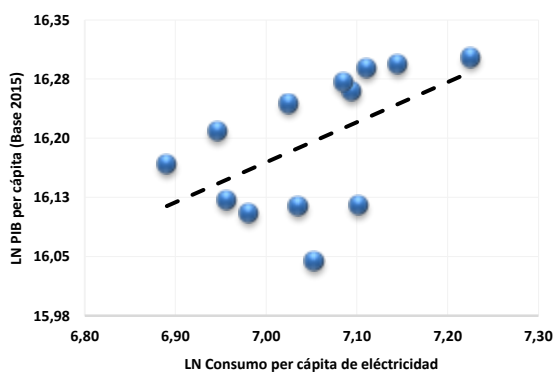


Fuente: UPME, Base de Datos SUI, DANE, 2019.

- **Índice Intensidad energética:** Con respecto al año 2006, el indicador para el 2018 presenta una reducción del 8,20%; explicado por un incremento del 39,95% del consumo de energía frente a un incremento del 52,46% del PIB total de la Región.
- **Índice Consumo per cápita:** Con respecto al año 2006, el indicador para el 2018 presenta un incremento del 18,83%, explicado por un incremento del 39,95% del consumo de energía frente a un incremento del 17,77% de la Población Regional.

En conclusión, los datos muestran una mejora muy importante de la eficiencia energética. Ésta ha mostrado una reducción del 0,63% promedio anual de la cantidad de energía eléctrica requerida para producir un peso de PIB, para el período comprendido desde 2006 a 2018.

Gráfica 31. Relación entre el PIB per cápita y el consumo de electricidad per cápita para el período 2006 – 2018 – Región Costa-Caribe



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

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

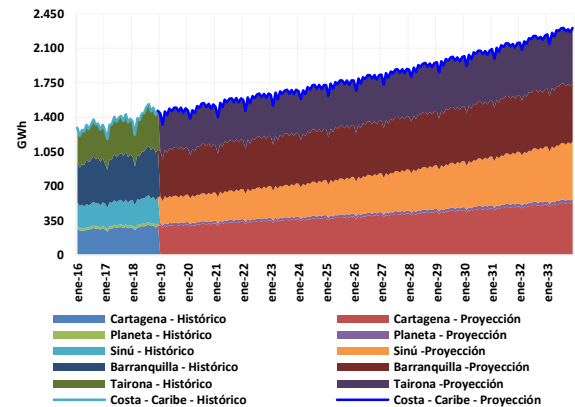
5.2.1 Demanda de energía eléctrica

A. Regional

Tabla 16. Proyección de la demanda de energía eléctrica – Región Costa - Caribe (GWh)

	REGIÓN COSTA - CARIBE		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	17.918	17.468	17.022
2020	18.372	17.911	17.454
2021	19.015	18.542	18.073
2022	19.623	19.136	18.654
2023	20.150	19.649	19.153
2024	20.734	20.219	19.708
2025	21.354	20.822	20.296
2026	22.006	21.458	20.915
2027	22.725	22.159	21.598
2028	23.486	22.901	22.321
2029	24.252	23.649	23.051
2030	25.062	24.440	23.822
2031	25.964	25.320	24.681
2032	26.888	26.222	25.561
2033	27.843	27.155	26.472

Gráfica 33. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica por UCP (GWh) – Región Costa - Caribe



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2019.

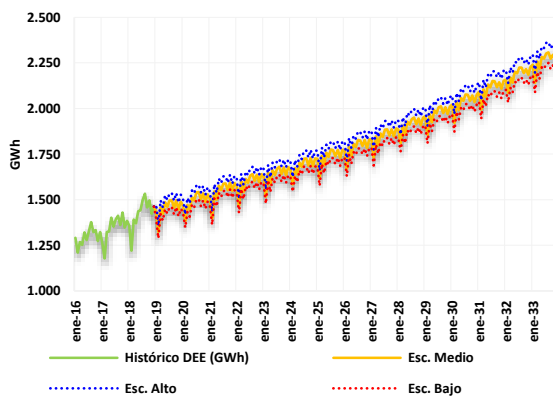
B. UNIDAD DE CONTROL DE PRONÓSTICO - UCP

I. CARTAGENA

Tabla 17. Proyección de la demanda de energía eléctrica – UCP Cartagena (GWh)

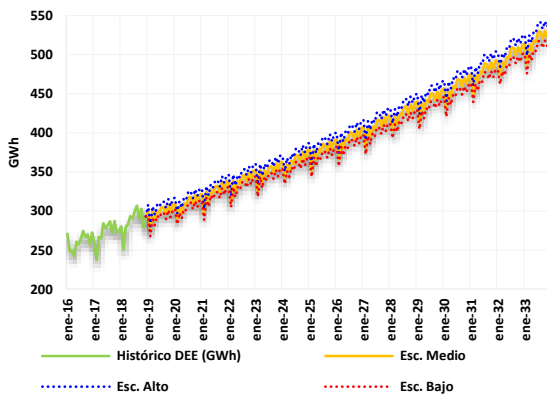
	UCP CARTAGENA		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	3.666	3.583	3.501
2020	3.804	3.718	3.632
2021	3.983	3.894	3.805
2022	4.151	4.058	3.966
2023	4.301	4.205	4.108
2024	4.466	4.365	4.265
2025	4.639	4.534	4.430
2026	4.818	4.709	4.600
2027	5.010	4.896	4.783
2028	5.216	5.097	4.979
2029	5.419	5.296	5.174
2030	5.635	5.507	5.380
2031	5.873	5.740	5.607
2032	6.114	5.975	5.837
2033	6.362	6.218	6.074

Gráfica 32. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – Región Costa - Caribe (GWh)



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2019.

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



Fuente: UPME, 2019.

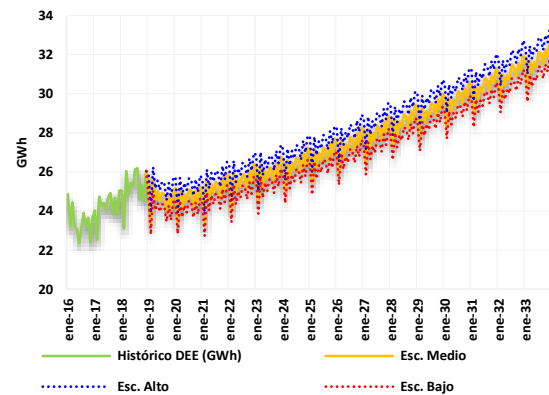
Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2019 – 2033 para la UCP Cartagena, en el escenario medio del 4,01%, en el escenario alto del 4,17% y en el escenario bajo del 3,85% respectivamente.

II. PLANETA

Tabla 18. Proyección de la demanda de energía eléctrica – UCP Planeta (GWh)

	UCP PLANETA		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	303	296	289
2020	303	296	289
2021	308	301	294
2022	313	306	299
2023	318	311	304
2024	324	316	309
2025	330	322	315
2026	336	329	321
2027	343	335	328
2028	351	343	335
2029	358	350	341
2030	365	357	348
2031	373	365	356
2032	381	372	364
2033	389	380	372

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



Fuente: UPME, 2019.

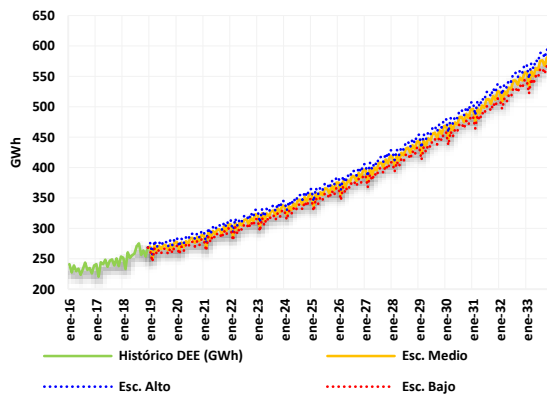
Para la UCP Planeta, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2019 – 2033 en el escenario medio del 1,55%, en el escenario alto del 1,70% y en el escenario bajo del 1,40%.

III. SINÚ

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

	UCP SINÚ		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	3.297	3.222	3.148
2020	3.418	3.341	3.263
2021	3.596	3.515	3.435
2022	3.785	3.701	3.616
2023	3.972	3.883	3.794
2024	4.181	4.087	3.994
2025	4.410	4.311	4.211
2026	4.654	4.549	4.444
2027	4.922	4.810	4.699
2028	5.211	5.093	4.976
2029	5.511	5.386	5.262
2030	5.832	5.699	5.568
2031	6.185	6.045	5.906
2032	6.556	6.408	6.260
2033	6.945	6.788	6.631

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



Fuente: UPME, 2019.

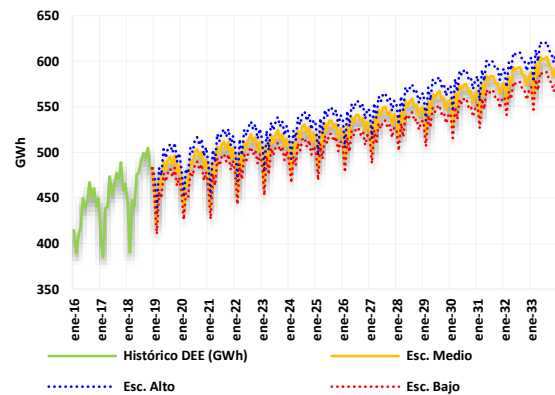
Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2019 – 2033 para la UCP Sinú, en el escenario medio del 5,37%, en el escenario alto del 5,53% y en el escenario bajo del 5,21% respectivamente.

IV. BARRANQUILLA

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

UCP BARRANQUILLA			
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	5.874	5.716	5.561
2020	5.950	5.791	5.634
2021	6.080	5.918	5.759
2022	6.186	6.022	5.860
2023	6.259	6.092	5.928
2024	6.341	6.172	6.005
2025	6.425	6.254	6.085
2026	6.514	6.340	6.168
2027	6.618	6.441	6.266
2028	6.723	6.543	6.365
2029	6.825	6.643	6.462
2030	6.932	6.746	6.563
2031	7.056	6.867	6.680
2032	7.177	6.985	6.795
2033	7.302	7.107	6.914

Gráfica 37. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP Barranquilla (GWh)



Fuente: UPME, 2019.

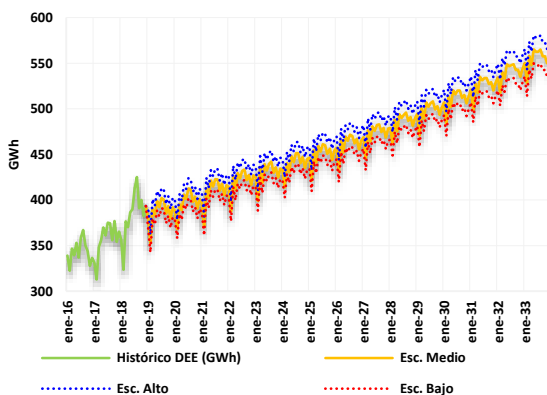
Para la UCP Barranquilla, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2019 – 2033 en el escenario medio del 1,57%, en el escenario alto del 1,75% y en el escenario bajo del 1,38%.

V. TAIRONA

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

UCP TAIRONA			
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	4.778	4.650	4.524
2020	4.896	4.765	4.635
2021	5.048	4.914	4.781
2022	5.187	5.049	4.913
2023	5.299	5.158	5.019
2024	5.422	5.278	5.135
2025	5.549	5.401	5.255
2026	5.683	5.532	5.381
2027	5.832	5.676	5.522
2028	5.986	5.825	5.667
2029	6.139	5.975	5.812
2030	6.299	6.130	5.963
2031	6.477	6.304	6.132
2032	6.660	6.482	6.305
2033	6.845	6.663	6.482

Gráfica 38. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP Tairona (GWh)



Fuente: UPME, 2019.

Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2019 – 2033 para la UCP Tairona, en el escenario medio del 2,49%, en el escenario alto del 2,68% y en el escenario bajo del 2,31% respectivamente.

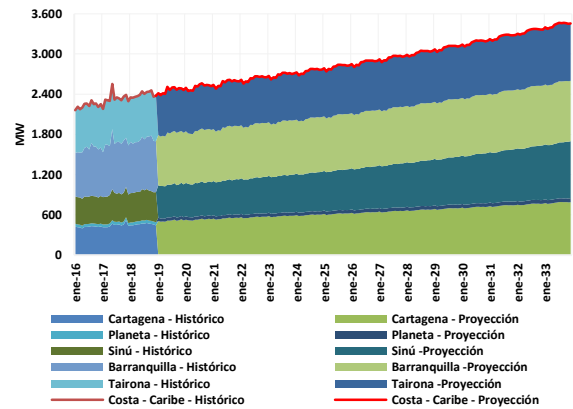
5.2.2 Demanda de potencia máxima

A. Regional

Tabla 22. Proyección de la demanda de potencia máxima –
Región Costa - Caribe (MW)

	REGIÓN COSTA - CARIBE		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	2.674	2.542	2.416
2020	2.699	2.566	2.439
2021	2.763	2.627	2.498
2022	2.818	2.680	2.548
2023	2.872	2.731	2.597
2024	2.935	2.791	2.653
2025	2.999	2.852	2.711
2026	3.068	2.918	2.774
2027	3.143	2.988	2.841
2028	3.221	3.063	2.912
2029	3.302	3.139	2.985
2030	3.385	3.219	3.060
2031	3.478	3.308	3.145
2032	3.568	3.393	3.226
2033	3.665	3.486	3.315

Gráfica 40. Proyección mensual de la demanda de potencia
máxima por UCP (MW) – Región Costa - Caribe



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2019.

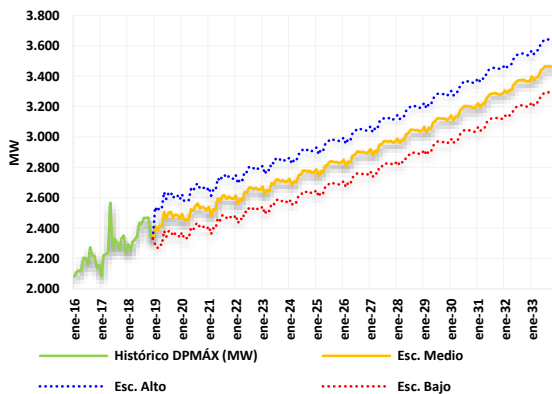
B. UNIDAD DE CONTROL DE PRONÓSTICO - UCP

I. CARTAGENA

Tabla 23. Proyección de la demanda de potencia máxima –
UCP Cartagena (MW)

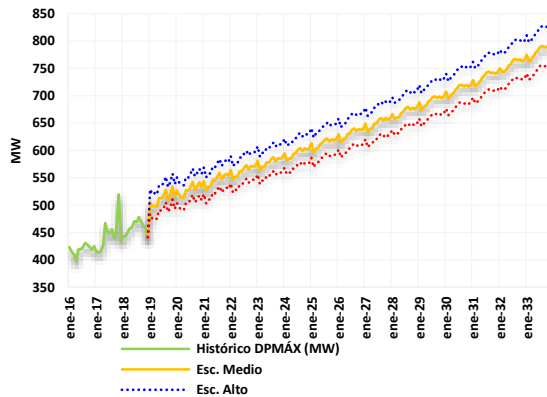
	UCP CARTAGENA		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	558	534	510
2020	567	543	519
2021	584	559	534
2022	599	573	548
2023	614	587	562
2024	632	604	578
2025	650	622	595
2026	669	640	612
2027	689	659	630
2028	710	679	649
2029	731	699	668
2030	753	720	688
2031	779	744	712
2032	802	767	733
2033	827	791	756

Gráfica 39. Proyección mensual de la demanda de potencia
máxima – Región Costa - Caribe (MW)



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2019.

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



Fuente: UPME, 2019.

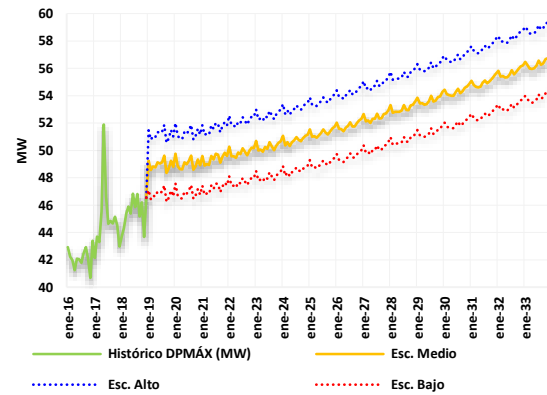
Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2019 – 2033 para la UCP Cartagena, en el escenario medio del 3,44%, en el escenario alto del 3,78% y en el escenario bajo del 3,11% respectivamente.

II. PLANETA

Tabla 24. Proyección de la demanda de potencia máxima – UCP Planeta (MW)

UCP PLANETA			
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	52	50	47
2020	52	50	48
2021	52	50	48
2022	53	50	48
2023	53	51	48
2024	53	51	49
2025	54	52	49
2026	55	52	50
2027	55	53	51
2028	56	54	51
2029	57	54	52
2030	57	55	52
2031	58	56	53
2032	59	56	54
2033	60	57	54

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



Fuente: UPME, 2019.

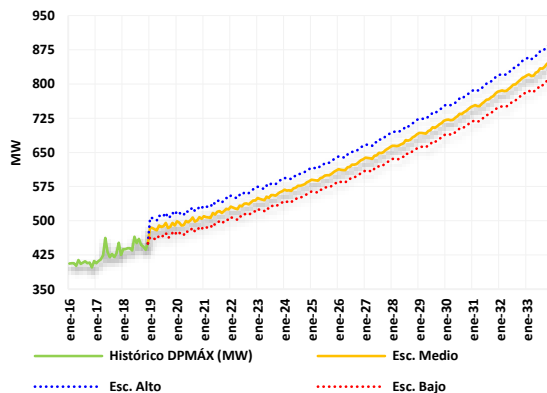
Para la UCP Planeta, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2019 – 2033 en el escenario medio del 1,32%, en el escenario alto del 1,65% y en el escenario bajo del 1,01%.

III. SINÚ

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

UCP SINÚ			
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	518	496	474
2020	531	508	486
2021	550	526	503
2022	569	545	521
2023	591	565	540
2024	613	587	561
2025	638	610	583
2026	664	635	607
2027	692	662	633
2028	721	690	659
2029	752	719	687
2030	783	749	716
2031	819	783	748
2032	853	816	780
2033	890	851	814

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



Fuente: UPME, 2019.

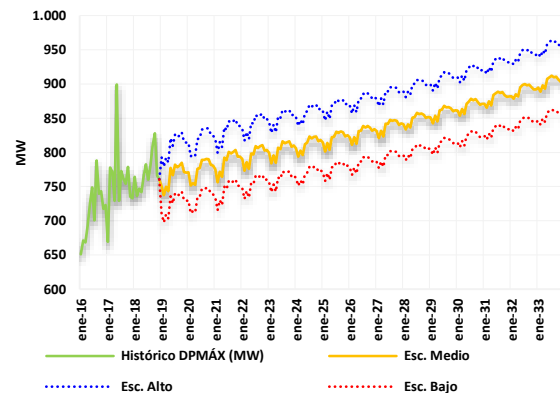
Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2019 – 2033 para la UCP Sinú, en el escenario medio del 4,12%, en el escenario alto del 4,44% y en el escenario bajo del 3,80% respectivamente.

IV. BARRANQUILLA

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

UCP BARRANQUILLA			
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	829	785	743
2020	835	791	748
2021	849	803	760
2022	856	811	767
2023	862	816	772
2024	870	823	779
2025	878	831	786
2026	886	839	793
2027	896	848	802
2028	906	858	811
2029	917	868	821
2030	928	878	831
2031	939	889	841
2032	951	900	851
2033	964	912	863

Gráfica 44. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – UCP Barranquilla (MW)



Fuente: UPME, 2019.

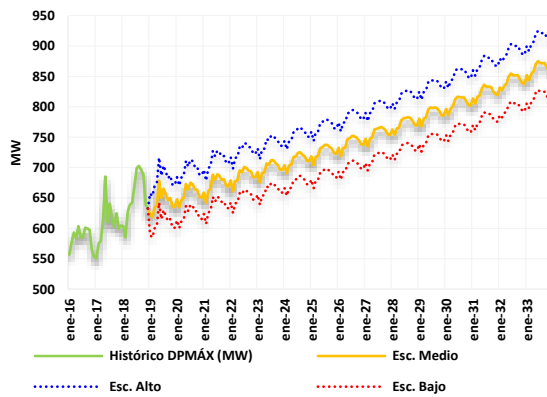
Para la UCP Barranquilla, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2019 – 2033 en el escenario medio del 0,66%, en el escenario alto del 1,02% y en el escenario bajo del 0,32%.

V. TAIRONA

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

UCP TAIRONA			
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	717	678	642
2020	713	675	639
2021	728	689	652
2022	741	701	664
2023	752	712	674
2024	766	725	686
2025	779	738	698
2026	795	752	712
2027	811	767	726
2028	827	783	741
2029	844	799	756
2030	863	817	772
2031	884	836	791
2032	903	855	809
2033	925	875	828

**Gráfica 45. Proyección mensual de la demanda de potencia
máxima – UCP Tairona (MW)**



Fuente: UPME, 2019.

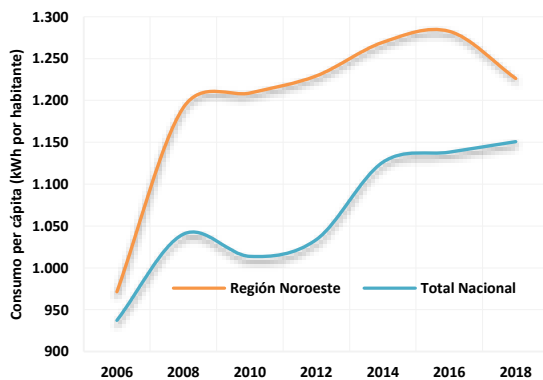
Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2019 – 2033 para la UCP Tairona, en el escenario medio del 1,48%, en el escenario alto del 1,85% y en el escenario bajo del 1,14% respectivamente.

5.3 Región Noroeste

Al analizar la participación del consumo de electricidad en los últimos años, se observa que la Región Noroeste posee una mayor relevancia en los sectores Industrial y Comercial frente al total Nacional. Esto se encuentra ligado especialmente, a que en dicha región se localizan una gran parte de empresas de servicios y una gran parte de la industria manufacturera, en especial el sector textil.

En cuanto al sector residencial, los hábitos de consumo y la penetración de electrodomésticos más eficientes, han impactado el consumo en dicho sector, presentando una leve disminución entre los años 2013 a 2018.

Gráfica 46. Consumo per cápita

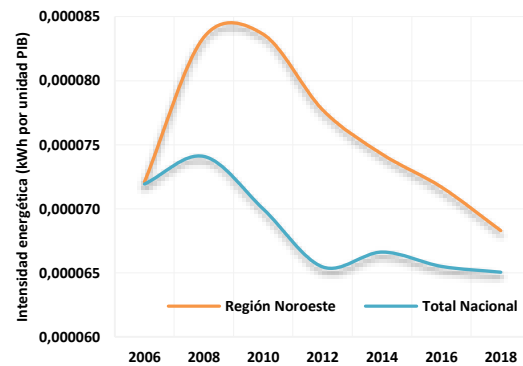


Fuente: UPME, Base de Datos SUI, DANE, 2019.

Además, se puede corroborar que la intensidad energética ha venido disminuyendo, convirtiéndose en un indicador de eficiencia energética. Lo que traduce en una reducción del consumo energético mediante la utilización de tecnologías más eficientes. Sin embargo, en el período 2016 – 2018 se redujo el consumo

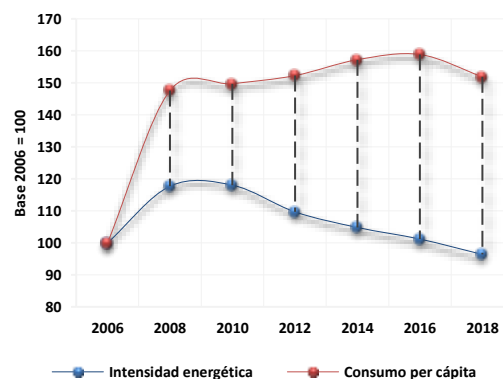
energético, mediante cambios en los hábitos de comportamiento.

Gráfica 47. Intensidad energética



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

Gráfica 48. Comparación de los Índices de Intensidad energética y Consumo per cápita



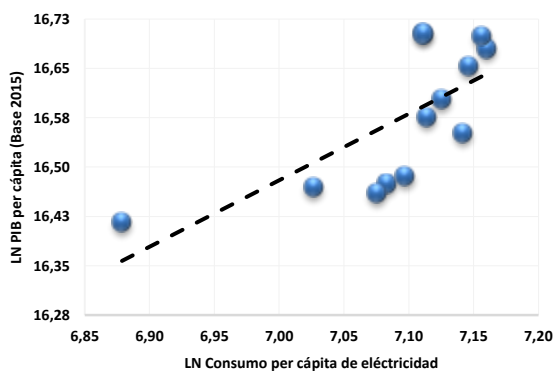
Fuente: UPME, Base de Datos SUI, DANE, 2019.

- **Índice Intensidad energética:** Con respecto al año 2006, el indicador para el 2018 presenta una reducción del 5,28%; explicado por un incremento del 46,14% del consumo de energía frente a un incremento del 54,28% del PIB total de la Región.
- **Índice Consumo per cápita:** Con respecto al año 2006, el indicador para el 2018 presenta un incremento del 26,23%,

explicado por un incremento del 46,14% del consumo de energía frente a un incremento del 15,77% de la Población Regional.

En conclusión, los datos muestran una mejora muy importante de la eficiencia energética. Ésta ha mostrado una reducción del 0,41% promedio anual de la cantidad de energía eléctrica requerida para producir un peso de PIB, para el período comprendido desde 2006 a 2018.

Gráfica 49. Relación entre el PIB per cápita y el consumo de electricidad per cápita para el período 2006 – 2018 – Región Noroeste



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

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

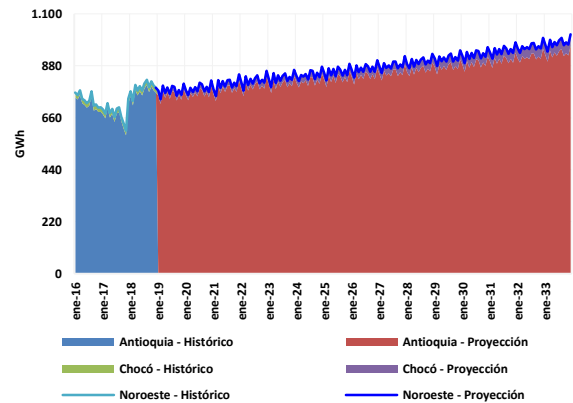
5.3.1 Demanda de energía eléctrica

A. Regional

Tabla 28. Proyección de la demanda de energía eléctrica – Región Noroeste (GWh)

	REGIÓN NOROESTE		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	9.569	9.300	9.034
2020	9.680	9.408	9.139
2021	9.899	9.622	9.349
2022	10.091	9.809	9.531
2023	10.229	9.942	9.659
2024	10.383	10.092	9.804
2025	10.545	10.248	9.954
2026	10.707	10.405	10.106
2027	10.888	10.580	10.276
2028	11.077	10.763	10.453
2029	11.256	10.936	10.621
2030	11.441	11.117	10.795
2031	11.651	11.320	10.993
2032	11.860	11.523	11.189
2033	12.063	11.720	11.380

Gráfica 51. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica por UCP (GWh) – Región Noroeste



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2019.

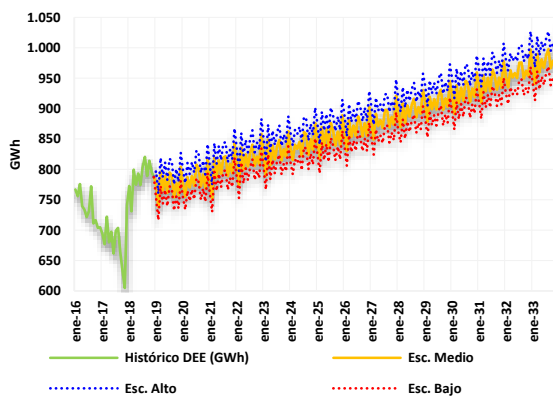
B. UNIDAD DE CONTROL DE PRONÓSTICO - UCP

I. ANTIOQUIA

Tabla 29. Proyección de la demanda de energía eléctrica – UCP Antioquia (GWh)

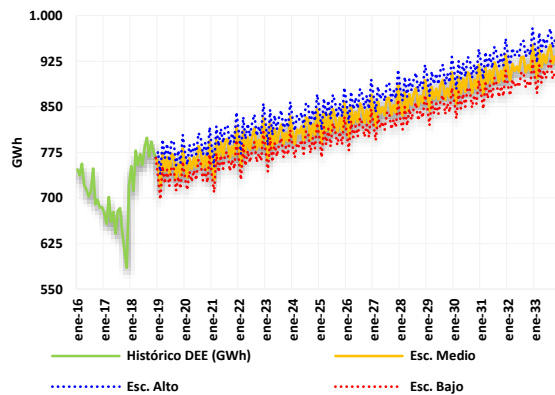
	UCP ANTIOQUIA		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	9.304	9.047	8.794
2020	9.400	9.141	8.885
2021	9.601	9.339	9.079
2022	9.776	9.509	9.245
2023	9.897	9.626	9.358
2024	10.033	9.758	9.487
2025	10.176	9.896	9.620
2026	10.318	10.035	9.754
2027	10.477	10.189	9.904
2028	10.643	10.350	10.060
2029	10.798	10.500	10.206
2030	10.959	10.657	10.358
2031	11.141	10.834	10.531
2032	11.321	11.009	10.702
2033	11.494	11.178	10.866

Gráfica 50. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – Región Noroeste (GWh)



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2019.

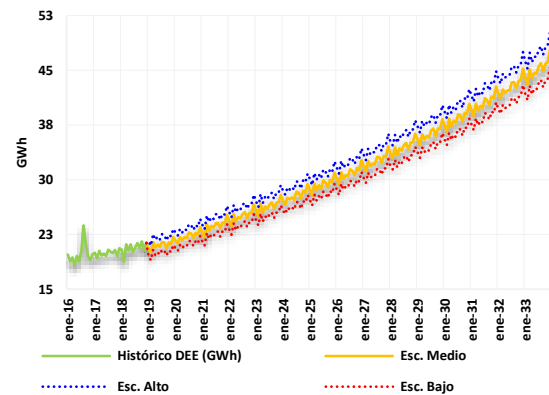
Gráfica 52. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP Antioquia (GWh)



Fuente: UPME, 2019.

Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2019 – 2033 para la UCP Antioquia, en el escenario medio del 1,31%, en el escenario alto del 1,49% y en el escenario bajo del 1,12% respectivamente.

Gráfica 53. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP Chocó (GWh)



Fuente: UPME, 2019.

Para la UCP Chocó, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2019 – 2033 en el escenario medio del 5,36%, en el escenario alto del 5,70% y en el escenario bajo del 5,02%.

II. CHOCÓ

Tabla 30. Proyección de la demanda de energía eléctrica – UCP Chocó (GWh)

	UCP CHOCHÓ		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	265	253	240
2020	280	267	254
2021	298	284	270
2022	315	300	285
2023	332	316	301
2024	350	334	317
2025	369	352	334
2026	389	371	352
2027	411	391	372
2028	434	413	393
2029	458	436	414
2030	483	460	437
2031	510	486	462
2032	539	513	488
2033	569	542	514

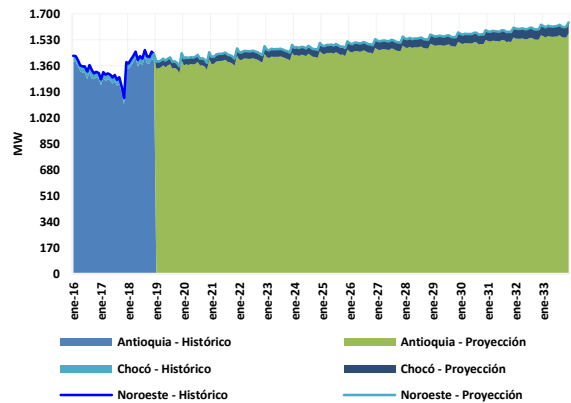
5.3.2 Demanda de potencia máxima

A. Regional

Tabla 31. Proyección de la demanda de potencia máxima – Región Noroeste (MW)

	REGIÓN NOROESTE		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	1.482	1.443	1.405
2020	1.487	1.448	1.410
2021	1.513	1.474	1.435
2022	1.527	1.488	1.449
2023	1.535	1.496	1.457
2024	1.549	1.508	1.469
2025	1.561	1.520	1.480
2026	1.575	1.534	1.494
2027	1.591	1.550	1.510
2028	1.605	1.563	1.523
2029	1.620	1.578	1.536
2030	1.635	1.592	1.551
2031	1.653	1.610	1.568
2032	1.670	1.627	1.585
2033	1.687	1.644	1.601

Gráfica 55. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima por UCP (MW) – Región Noroeste



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2019.

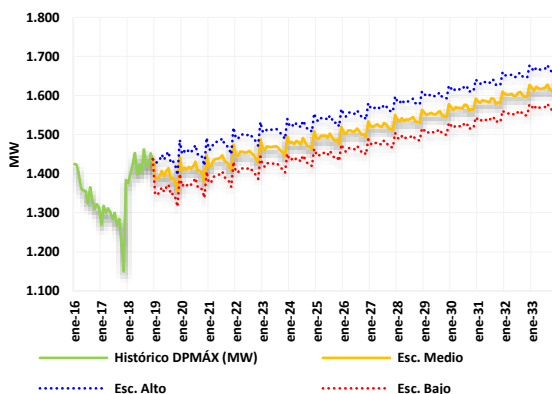
B. UNIDAD DE CONTROL DE PRONÓSTICO - UCP

I. ANTIOQUIA

Tabla 32. Proyección de la demanda de potencia máxima – UCP Antioquia (MW)

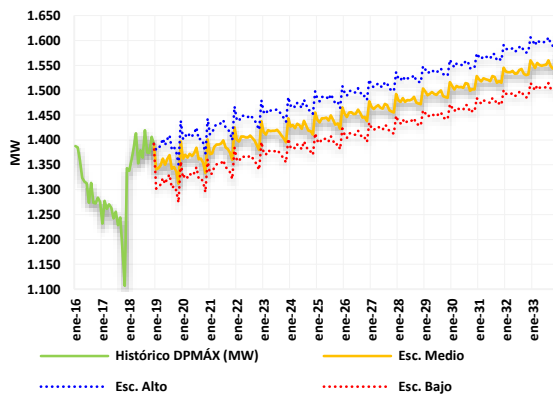
	UCP ANTIOQUIA		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	1.438	1.397	1.357
2020	1.443	1.401	1.361
2021	1.467	1.425	1.384
2022	1.480	1.438	1.396
2023	1.486	1.444	1.402
2024	1.498	1.455	1.413
2025	1.509	1.465	1.423
2026	1.521	1.477	1.435
2027	1.536	1.492	1.449
2028	1.548	1.504	1.460
2029	1.561	1.516	1.472
2030	1.574	1.529	1.484
2031	1.591	1.545	1.500
2032	1.606	1.560	1.514
2033	1.621	1.574	1.529

Gráfica 54. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – Región Noroeste (MW)



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2019.

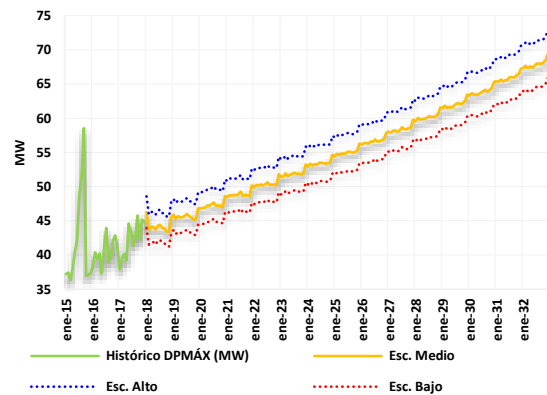
Gráfica 56. Proyección de la demanda de potencia máxima – UCP Antioquia (MW)



Fuente: UPME, 2019.

Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2019 – 2033 para la UCP Antioquia, en el escenario medio del 0,70%, en el escenario alto del 0,89% y en el escenario bajo del 0,50% respectivamente.

Gráfica 57. Proyección de la demanda de potencia máxima – UCP Chocó (MW)



Fuente: UPME, 2019.

Para la UCP Chocó, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2019 – 2033 en el escenario medio del 2,81%, en el escenario alto del 3,15% y en el escenario bajo del - 2,48%.

II. CHOCÓ

Tabla 33. Proyección de la demanda de potencia máxima – UCP Chocó (MW)

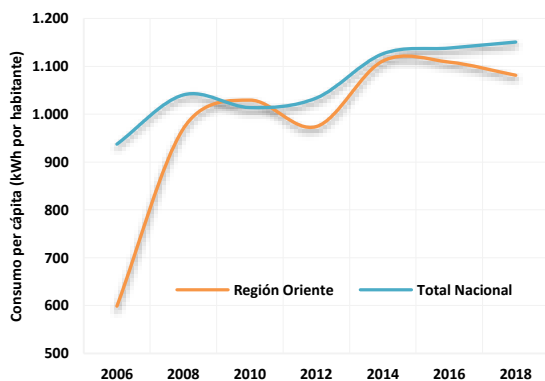
	UCP CHOCHÓ		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	49	46	44
2020	49	47	44
2021	51	49	46
2022	53	50	48
2023	54	52	49
2024	56	53	51
2025	57	55	52
2026	59	56	53
2027	61	58	55
2028	63	60	57
2029	65	62	58
2030	67	63	60
2031	69	65	62
2032	71	67	64
2033	73	69	66

5.4 Región Oriente

Al analizar la participación del consumo de electricidad en los últimos 5 años, se observa que la Región Oriente posee una mayor relevancia en el sector Industrial frente al total Nacional.

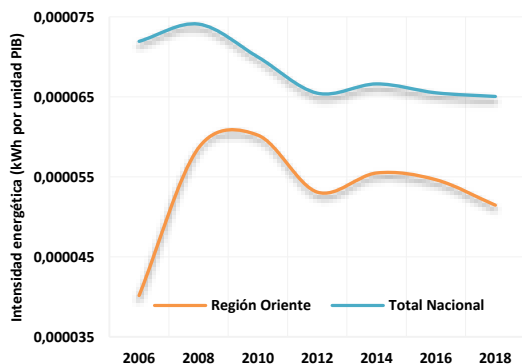
Esto se encuentra ligado especialmente, a que en dicha región se localizan industrias manufactureras, alimenticias, agroindustriales y extractiva - fabricación de minerales no metálicos, la cual ha guardado en promedio la misma proporción para el período de análisis.

Gráfica 58. Consumo per cápita



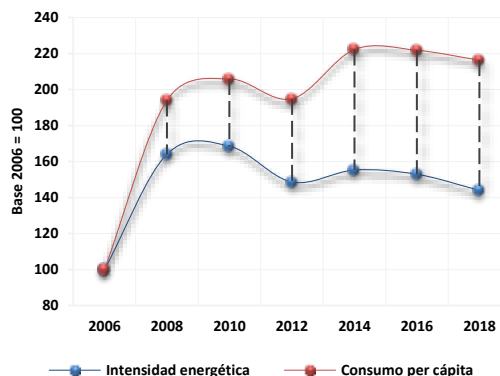
Fuente: UPME, Base de Datos SUI, DANE, 2019.

Gráfica 59. Intensidad energética



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

Gráfica 60. Comparación de los Índices de Intensidad energética y Consumo per cápita



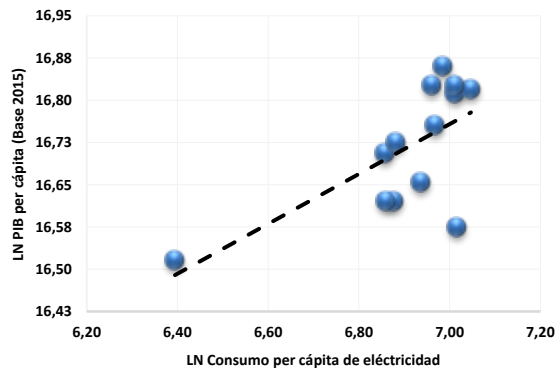
Fuente: UPME, Base de Datos SUI, DANE, 2019.

Además, se puede corroborar que la intensidad energética ha venido aumentando, debido a lo acontecido durante de El Niño (2015-2016) y a la utilización de tecnologías poco eficientes.

- **Índice Intensidad energética:** Con respecto al año 2006, el indicador para el 2018 presenta un aumento del 28,08%; explicado por un incremento del 94,51% del consumo de energía frente a un incremento del 51,86% del PIB total de la Región.
- **Índice Consumo per cápita:** Con respecto al año 2006, el indicador para el 2018 presenta un incremento del 80,64%, explicado por un incremento del 94,51% del consumo de energía frente a un incremento del 7,68% de la Población Regional.

En conclusión, los datos muestran una mejora muy importante de la eficiencia energética. Ésta ha mostrado una reducción del 0,16% promedio anual de la cantidad de energía eléctrica requerida para producir un peso de PIB, para el período comprendido desde 2006 a 2018.

Gráfica 61. Relación entre el PIB per cápita y el consumo de electricidad per cápita para el período 2006 – 2018 – Región Oriente



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

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

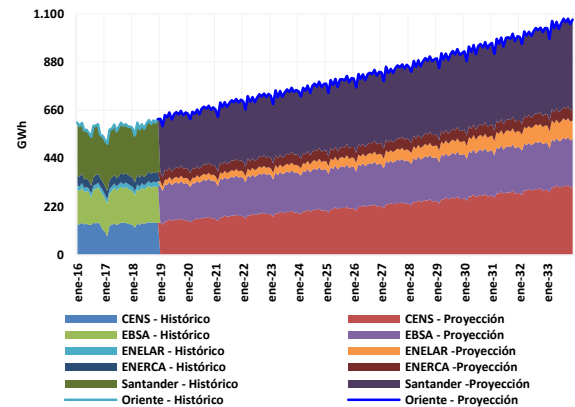
5.4.1 Demanda de energía eléctrica

A. Regional

Tabla 34. Proyección de la demanda de energía eléctrica – Región Oriente (GWh)

	REGIÓN ORIENTE		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	7.863	7.624	7.389
2020	8.141	7.894	7.651
2021	8.503	8.246	7.993
2022	8.833	8.567	8.305
2023	9.124	8.848	8.577
2024	9.436	9.150	8.870
2025	9.767	9.471	9.180
2026	10.104	9.797	9.496
2027	10.473	10.155	9.842
2028	10.858	10.528	10.203
2029	11.244	10.902	10.566
2030	11.650	11.296	10.948
2031	12.093	11.726	11.364
2032	12.543	12.162	11.787
2033	13.008	12.613	12.225

Gráfica 63. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica por UCP (GWh) – Región Oriente



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2019.

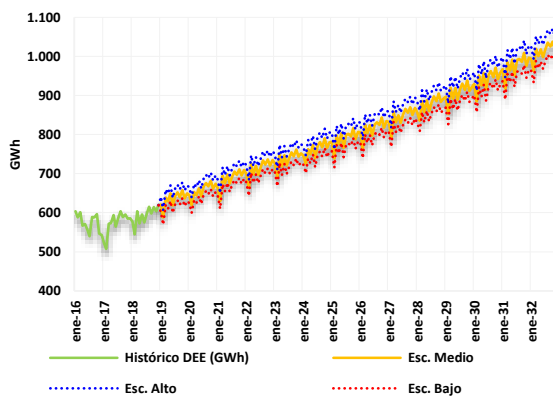
B. UNIDAD DE CONTROL DE PRONÓSTICO - UCP

I. CENS

Tabla 35. Proyección de la demanda de energía eléctrica – UCP CENS (GWh)

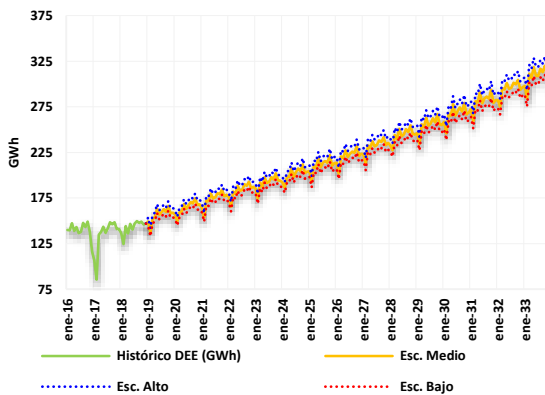
	UCP CENS		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	1.936	1.878	1.820
2020	2.036	1.974	1.913
2021	2.156	2.090	2.026
2022	2.271	2.202	2.135
2023	2.376	2.304	2.233
2024	2.489	2.414	2.340
2025	2.611	2.532	2.454
2026	2.736	2.653	2.571
2027	2.872	2.784	2.699
2028	3.016	2.924	2.834
2029	3.158	3.062	2.968
2030	3.310	3.209	3.110
2031	3.477	3.372	3.268
2032	3.645	3.534	3.425
2033	3.820	3.704	3.590

Gráfica 62. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – Región Oriente (GWh)



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2019.

Gráfica 64. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP CENS (GWh)



Fuente: UPME, 2019.

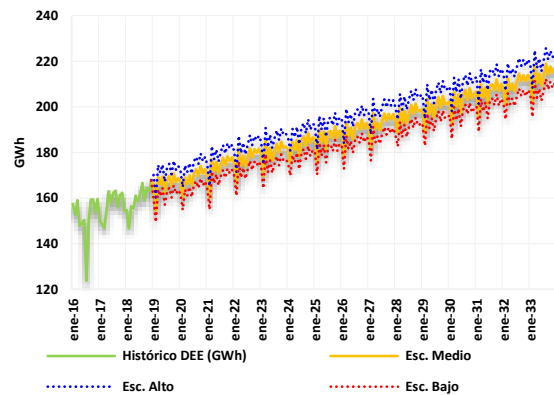
Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2019 – 2033 para la UCP CENS, en el escenario medio del 5,28%, en el escenario alto del 5,51% y en el escenario bajo del 5,05% respectivamente.

II. EBSA

Tabla 36. Proyección de la demanda de energía eléctrica – UCP EBSA (GWh)

	UCP EBSA		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	2.058	1.995	1.934
2020	2.091	2.028	1.965
2021	2.149	2.084	2.020
2022	2.196	2.129	2.064
2023	2.230	2.162	2.096
2024	2.268	2.200	2.132
2025	2.308	2.238	2.169
2026	2.347	2.276	2.206
2027	2.389	2.316	2.245
2028	2.432	2.358	2.285
2029	2.472	2.397	2.323
2030	2.513	2.437	2.362
2031	2.558	2.480	2.404
2032	2.601	2.522	2.444
2033	2.643	2.562	2.483

Gráfica 65. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP EBSA (GWh)



Fuente: UPME, 2019.

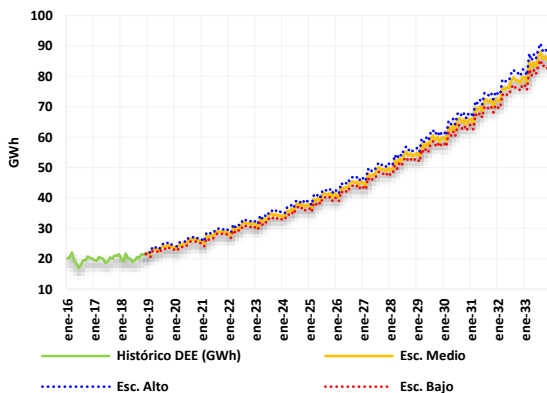
Para la UCP EBSA, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2019 – 2033 en el escenario medio del 1,96%, en el escenario alto del 2,18% y en el escenario bajo del 1,75%.

III. ENELAR

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

	UCP ENELAR		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	288	279	271
2020	313	303	294
2021	344	333	323
2022	377	366	355
2023	412	400	388
2024	451	438	424
2025	495	480	465
2026	542	525	509
2027	595	577	559
2028	653	633	614
2029	717	696	674
2030	787	763	740
2031	865	839	813
2032	951	922	893
2033	1.044	1.013	981

Gráfica 66. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP ENELAR (GWh)



Fuente: UPME, 2019.

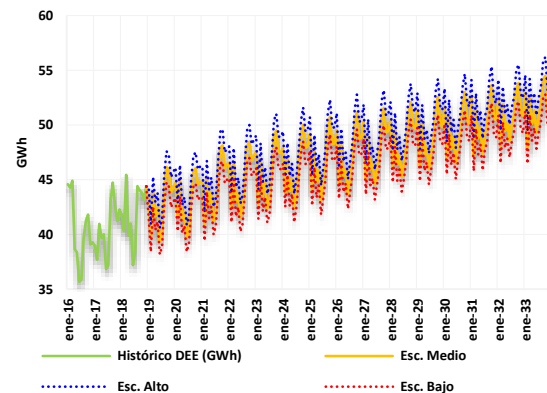
Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2019 – 2033 para la UCP ENELAR, en el escenario medio del 9,95%, en el escenario alto del 10,18% y en el escenario bajo del 9,71% respectivamente.

IV. ENERCA

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

	UCP ENERCA		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	531	515	499
2020	536	519	503
2021	551	535	518
2022	559	542	525
2023	567	550	533
2024	572	555	538
2025	580	563	545
2026	586	568	551
2027	594	576	558
2028	601	583	565
2029	608	589	571
2030	615	596	578
2031	623	604	585
2032	630	611	592
2033	638	618	599

Gráfica 67. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP ENERCA (GWh)



Fuente: UPME, 2019.

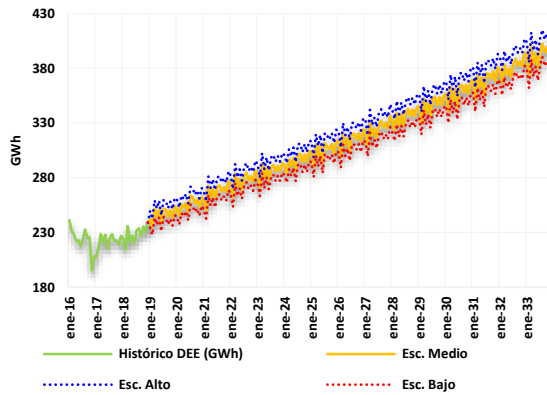
Para la UCP ENERCA, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2019 – 2033 en el escenario medio del 1,38%, en el escenario alto del 1,59% y en el escenario bajo del 1,17%.

V. SANTANDER

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

	UCP SANTANDER		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	3.050	2.957	2.866
2020	3.165	3.069	2.975
2021	3.304	3.204	3.106
2022	3.430	3.327	3.225
2023	3.539	3.432	3.327
2024	3.655	3.544	3.436
2025	3.773	3.659	3.547
2026	3.894	3.775	3.659
2027	4.024	3.902	3.781
2028	4.156	4.030	3.906
2029	4.289	4.158	4.030
2030	4.425	4.291	4.158
2031	4.570	4.431	4.295
2032	4.717	4.574	4.433
2033	4.864	4.716	4.571

Gráfica 68. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP Santander (GWh)



Fuente: UPME, 2019.

Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2019 – 2033 para la UCP Santander, en el escenario medio del 3,69%, en el escenario alto del 3,92% y en el escenario bajo del 3,47% respectivamente.

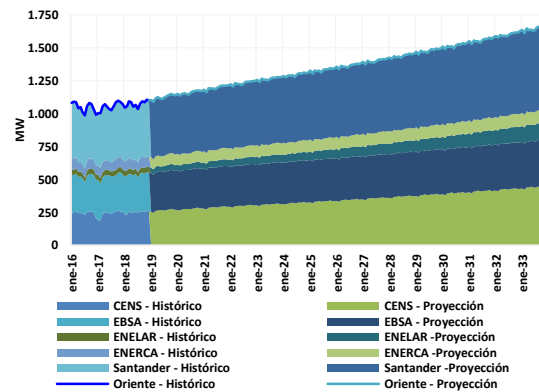
5.4.2 Demanda de potencia máxima

A. Regional

Tabla 40. Proyección de la demanda de potencia máxima – Región Oriente (MW)

	REGIÓN ORIENTE		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	1.201	1.154	1.109
2020	1.230	1.182	1.136
2021	1.273	1.224	1.176
2022	1.308	1.257	1.208
2023	1.340	1.288	1.238
2024	1.374	1.321	1.269
2025	1.411	1.356	1.302
2026	1.447	1.391	1.336
2027	1.486	1.428	1.372
2028	1.525	1.465	1.407
2029	1.566	1.505	1.446
2030	1.610	1.547	1.486
2031	1.656	1.591	1.528
2032	1.700	1.633	1.569
2033	1.748	1.679	1.613

Gráfica 70. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima por UCP (MW) – Región Oriente

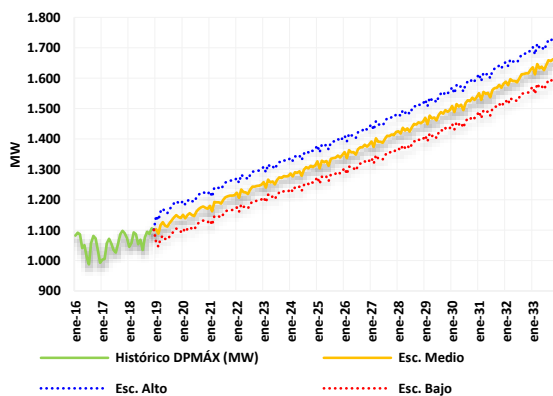


Fuente: UPME, Base de datos XM, 2019.

B. UNIDAD DE CONTROL DE PRONÓSTICO - UCP

I. CENS

Gráfica 69. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – Región Oriente (MW)

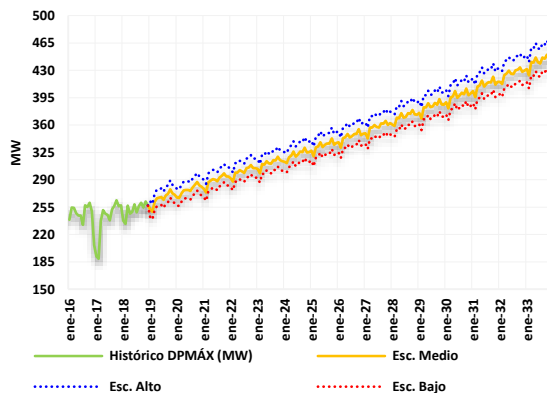


Fuente: UPME, Base de datos XM, 2019.

Tabla 41. Proyección de la demanda de potencia máxima – UCP CENS (MW)

	UCP CENS		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	289	278	267
2020	299	287	276
2021	310	298	287
2022	321	309	297
2023	332	320	307
2024	344	331	318
2025	357	343	329
2026	369	355	341
2027	380	365	351
2028	395	379	364
2029	409	393	378
2030	423	407	391
2031	439	422	405
2032	451	434	417
2033	468	450	432

Gráfica 71. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – UCP CENS (MW)



Fuente: UPME, 2019.

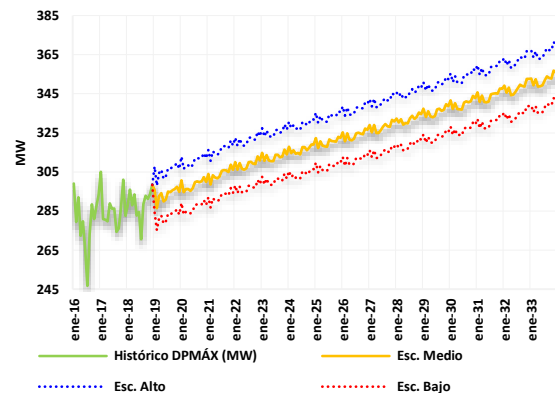
Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2019 – 2033 para la UCP CENS, en el escenario medio del 3,66%, en el escenario alto del 3,95% y en el escenario bajo del 3,38% respectivamente.

II. EBSA

Tabla 42. Proyección de la demanda de potencia máxima – UCP EBSA (MW)

	UCP EBSA		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	309	297	286
2020	315	302	291
2021	321	309	297
2022	326	313	301
2023	329	316	304
2024	332	319	306
2025	336	323	310
2026	341	327	314
2027	345	332	319
2028	349	335	322
2029	354	340	326
2030	358	344	330
2031	362	348	334
2032	367	353	339
2033	371	357	343

Gráfica 72. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – UCP EBSA (MW)



Fuente: UPME, 2019.

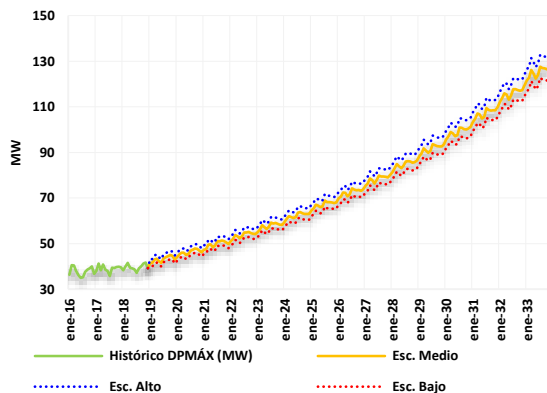
Para la UCP EBSA, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2019 – 2033 en el escenario medio del 1,20%, en el escenario alto del 1,47% y en el escenario bajo del 0,94%.

III. ENELAR

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

	UCP ENELAR		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	47	45	43
2020	50	48	46
2021	53	51	49
2022	57	55	53
2023	62	59	57
2024	66	64	61
2025	72	69	66
2026	77	74	71
2027	83	80	77
2028	90	86	83
2029	97	94	90
2030	105	101	97
2031	114	110	105
2032	124	119	115
2033	134	129	124

Gráfica 73. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – UCP ENELAR (MW)



Fuente: UPME, 2019.

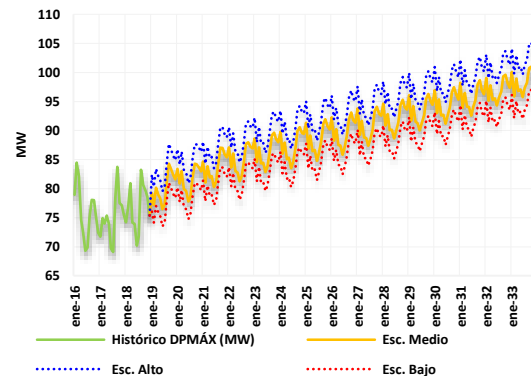
Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2019 – 2033 para la UCP ENELAR, en el escenario medio del 7,84%, en el escenario alto del 8,13% y en el escenario bajo del 7,56% respectivamente.

IV. ENERCA

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

	UCP ENERCA		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	88	84	81
2020	88	84	81
2021	91	87	84
2022	92	88	85
2023	93	90	86
2024	94	91	87
2025	96	92	88
2026	97	93	89
2027	98	94	90
2028	99	95	92
2029	100	96	93
2030	101	97	94
2031	103	99	95
2032	104	100	96
2033	105	101	97

Gráfica 74. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – UCP ENERCA (MW)



Fuente: UPME, 2019.

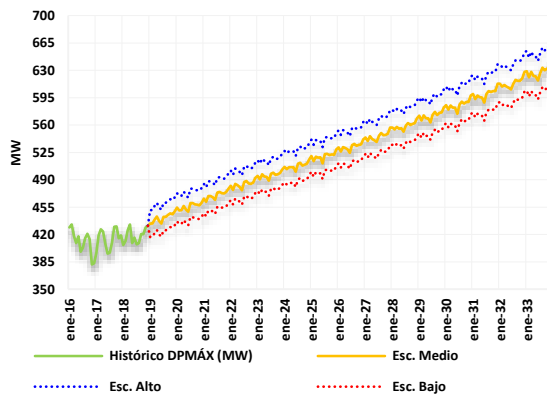
Para la UCP ENERCA, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2019 – 2033 en el escenario medio del 1,30%, en el escenario alto del 1,57% y en el escenario bajo del 1,03%.

V. SANTANDER

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

	UCP SANTANDER		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	468	449	432
2020	479	461	443
2021	498	479	460
2022	512	492	473
2023	524	503	484
2024	537	516	496
2025	550	529	508
2026	564	542	520
2027	579	557	535
2028	592	568	546
2029	606	582	559
2030	622	598	574
2031	638	613	589
2032	653	628	603
2033	669	643	617

**Gráfica 75. Proyección mensual de la demanda de potencia
máxima – UCP Santander (MW)**



Fuente: UPME, 2019.

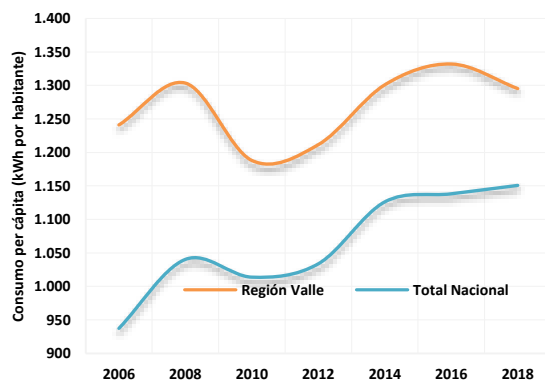
Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2019 – 2033 para la UCP Santander, en el escenario medio del 2,67%, en el escenario alto del 2,95% y en el escenario bajo del 2,40% respectivamente.

5.5 Región Valle

La Región Valle posee una mayor relevancia en el consumo de electricidad de los sectores Industrial y Comercial frente al total Nacional. Esto se encuentra ligado especialmente, a que en dicha región se localizan la gran mayoría de la industria alimenticia y agroindustrial.

En cuanto al sector residencial, los hábitos de consumo y la penetración de electrodomésticos más eficientes, han impactado el consumo en dicho sector, manteniéndose estable durante los años 2013 a 2018.

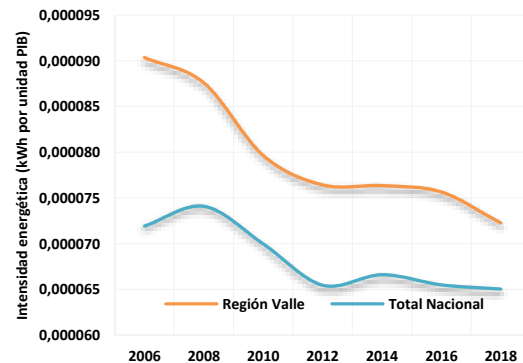
Gráfica 76. Consumo per cápita



Fuente: UPME, Base de Datos SUI, 2019.

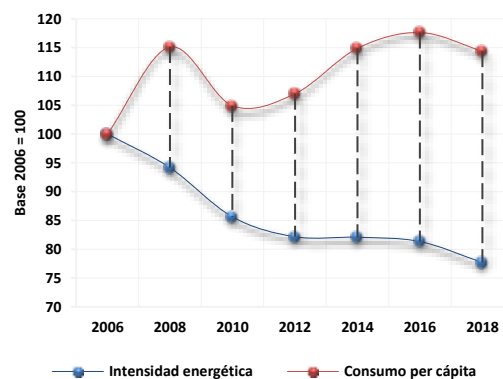
Además, se puede corroborar que la intensidad energética ha venido disminuyendo, convirtiéndose en un indicador de eficiencia energética. Lo que traduce en una reducción del consumo energético mediante la utilización de tecnologías más eficientes. Sin embargo, en el período 2015 – 2018 se redujo el consumo energético, mediante cambios en los hábitos de comportamiento.

Gráfica 77. Intensidad energética



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

Gráfica 78. Comparación de los Índices de Intensidad energética y Consumo per cápita

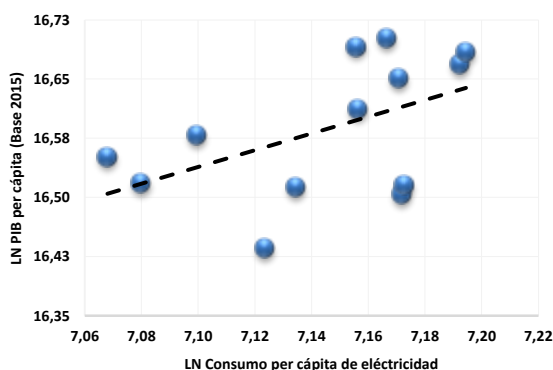


Fuente: UPME, Base de Datos SUI, DANE, 2019.

- **Índice Intensidad energética:** Con respecto al año 2006, el indicador para el 2018 presenta una reducción del 20,01%; explicado por un incremento del 17,90% del consumo de energía frente a un incremento del 47,39% del PIB total de la Región.
- **Índice Consumo per cápita:** Con respecto al año 2006, el indicador para el 2018 presenta un incremento del 4,38%, explicado por un incremento del 17,90% del consumo de energía frente a un incremento del 12,95% de la Población Regional.

En conclusión, los datos muestran una mejora muy importante de la eficiencia energética. Ésta ha mostrado una reducción del 1,54% promedio anual de la cantidad de energía eléctrica requerida para producir un peso de PIB, para el período comprendido desde 2006 a 2018.

Gráfica 79. Relación entre el PIB per cápita y el consumo de electricidad per cápita para el período 2006 – 2018 – Región Valle



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

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

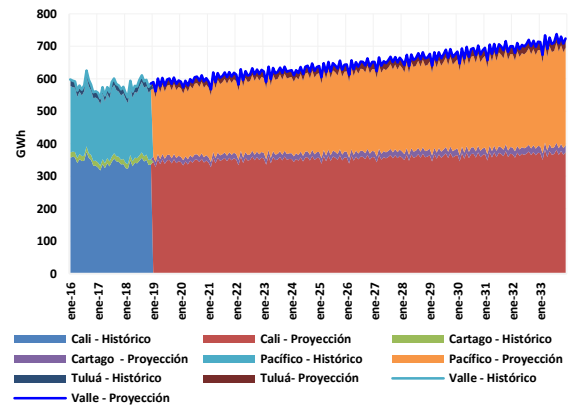
5.5.1 Demanda de energía eléctrica

A. Regional

Tabla 46. Proyección de la demanda de energía eléctrica – Región Valle (GWh)

	REGIÓN VALLE		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	7.209	7.076	6.941
2020	7.269	7.134	6.998
2021	7.403	7.267	7.131
2022	7.520	7.383	7.244
2023	7.593	7.454	7.314
2024	7.679	7.537	7.396
2025	7.777	7.633	7.489
2026	7.874	7.728	7.582
2027	7.987	7.839	7.690
2028	8.104	7.954	7.803
2029	8.215	8.062	7.909
2030	8.330	8.176	8.020
2031	8.468	8.311	8.153
2032	8.601	8.441	8.281
2033	8.727	8.565	8.403

Gráfica 81. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica por UCP (GWh) – Región Valle



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2019.

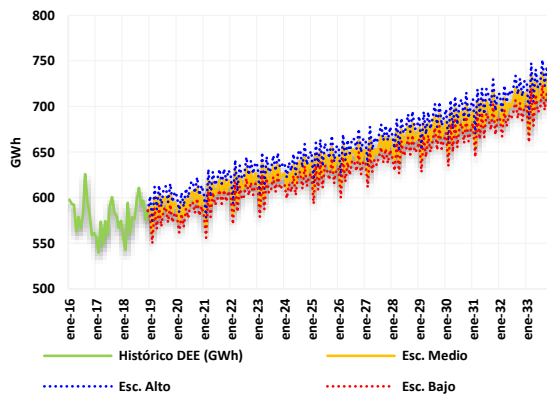
B. UNIDAD DE CONTROL DE PRONÓSTICO - UCP

I. CALI

Tabla 47. Proyección de la demanda de energía eléctrica – UCP Cali (GWh)

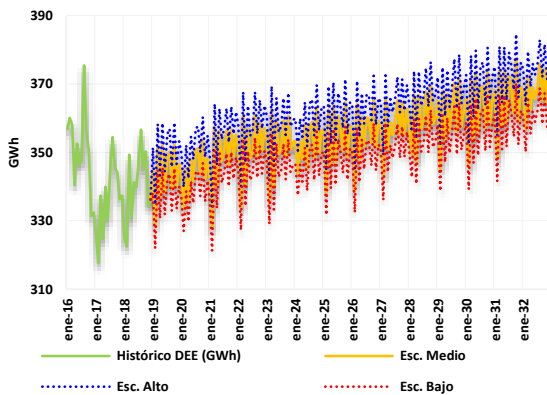
	UCP CALI		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	4.207	4.129	4.051
2020	4.215	4.137	4.059
2021	4.263	4.185	4.106
2022	4.297	4.218	4.139
2023	4.303	4.224	4.145
2024	4.315	4.236	4.156
2025	4.333	4.254	4.173
2026	4.349	4.269	4.188
2027	4.374	4.293	4.212
2028	4.398	4.317	4.235
2029	4.418	4.337	4.254
2030	4.440	4.357	4.275
2031	4.471	4.388	4.305
2032	4.499	4.416	4.332
2033	4.521	4.438	4.354

Gráfica 80. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – Región Valle (GWh)



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2019.

Gráfica 82. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP Cali (GWh)



Fuente: UPME, 2019.

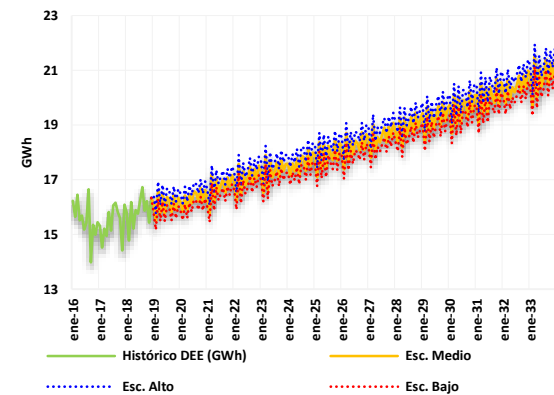
Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2019 – 2033 para la UCP Cali, en el escenario medio del 0,56%, en el escenario alto del 0,69% y en el escenario bajo del 0,44% respectivamente.

II. CARTAGO

Tabla 48. Proyección de la demanda de energía eléctrica – UCP Cartago (GWh)

UCP CARTAGO			
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	197	193	190
2020	199	196	192
2021	204	200	197
2022	208	205	201
2023	212	208	204
2024	215	211	207
2025	219	215	211
2026	223	219	214
2027	227	223	219
2028	231	227	223
2029	236	231	227
2030	240	235	231
2031	245	240	236
2032	250	245	240
2033	254	250	245

Gráfica 83. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP Cartago (GWh)



Fuente: UPME, 2019.

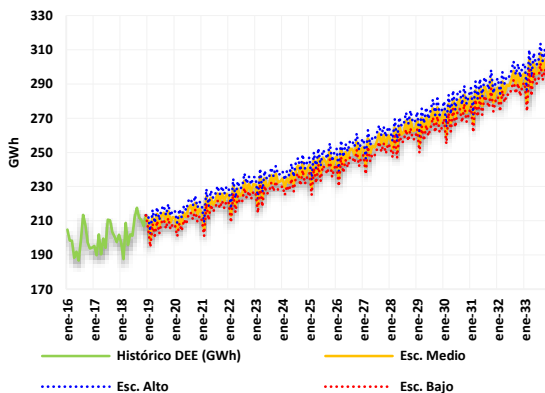
Para la UCP Cartago, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2019 – 2033 en el escenario medio del 1,82%, en el escenario alto del 1,95% y en el escenario bajo del 1,69%.

III. PACÍFICO

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

UCP PACÍFICO			
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	2.568	2.520	2.472
2020	2.615	2.566	2.518
2021	2.693	2.643	2.594
2022	2.767	2.717	2.666
2023	2.827	2.776	2.723
2024	2.893	2.840	2.786
2025	2.964	2.909	2.854
2026	3.037	2.980	2.924
2027	3.114	3.057	2.999
2028	3.197	3.138	3.078
2029	3.277	3.216	3.155
2030	3.360	3.298	3.236
2031	3.454	3.390	3.325
2032	3.547	3.481	3.415
2033	3.638	3.571	3.503

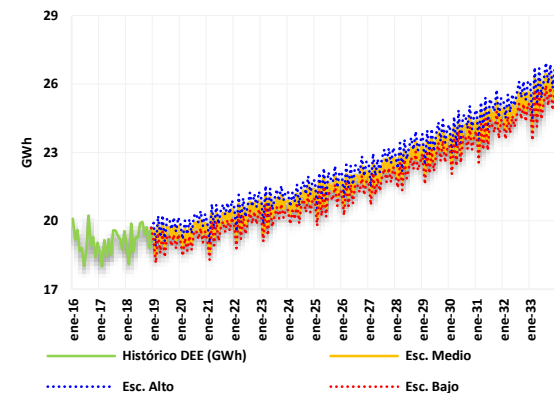
Gráfica 84. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP Pacífico (GWh)



Fuente: UPME, 2019.

Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2019 – 2033 para la UCP Pacífico, en el escenario medio del 2,50%, en el escenario alto del 2,63% y en el escenario bajo del 2,38% respectivamente.

Gráfica 85. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP Tuluá (GWh)



Fuente: UPME, 2019.

Para la UCP Tuluá, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2019 – 2033 en el escenario medio del 1,90%, en el escenario alto del 2,03% y en el escenario bajo del 1,78%.

IV. TULUÁ

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

	UCP TULUÁ		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	237	233	228
2020	239	234	230
2021	243	239	234
2022	248	243	239
2023	251	247	242
2024	256	251	246
2025	260	256	251
2026	265	260	255
2027	271	266	261
2028	277	272	267
2029	284	278	273
2030	290	285	279
2031	298	292	287
2032	305	300	294
2033	313	307	301

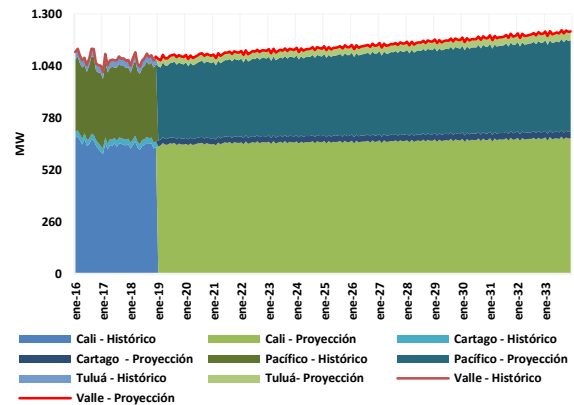
5.5.2 Demanda de potencia máxima

A. Regional

Tabla 51. Proyección de la demanda de potencia máxima – Región Valle (MW)

	REGIÓN VALLE		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	1.140	1.098	1.057
2020	1.145	1.103	1.062
2021	1.156	1.114	1.072
2022	1.165	1.122	1.081
2023	1.172	1.129	1.087
2024	1.177	1.133	1.091
2025	1.186	1.142	1.100
2026	1.195	1.151	1.108
2027	1.202	1.157	1.114
2028	1.213	1.168	1.124
2029	1.224	1.179	1.134
2030	1.234	1.188	1.144
2031	1.246	1.200	1.155
2032	1.255	1.208	1.162
2033	1.267	1.220	1.174

Gráfica 87. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima por UCP (MW) – Región Valle



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2019.

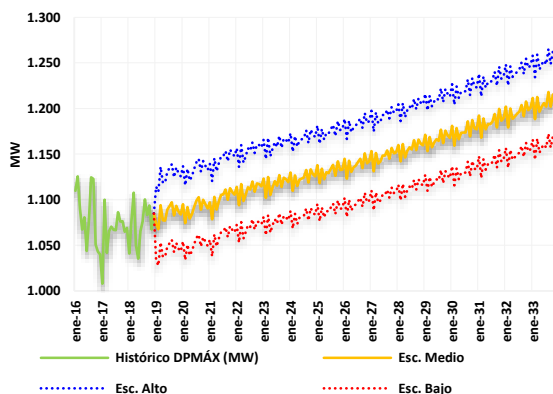
B. UNIDAD DE CONTROL DE PRONÓSTICO - UCP

I. CALI

Tabla 52. Proyección de la demanda de potencia máxima – UCP Cali (MW)

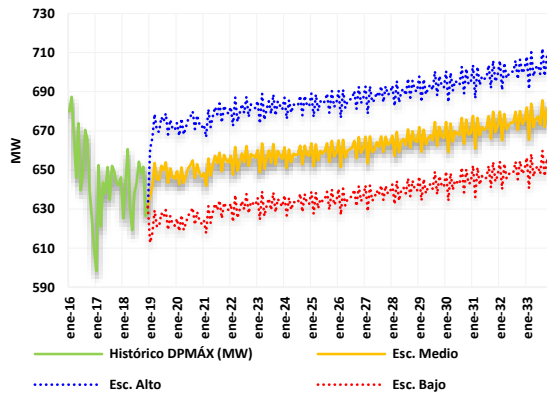
	UCP CALI		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	679	654	630
2020	680	655	631
2021	684	659	634
2022	687	662	638
2023	689	664	639
2024	688	662	638
2025	690	665	640
2026	693	667	642
2027	693	667	642
2028	697	671	646
2029	701	674	649
2030	703	677	651
2031	706	680	654
2032	706	680	655
2033	712	686	660

Gráfica 86. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – Región Valle (MW)



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2019.

Gráfica 88. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – UCP Cali (MW)



Fuente: UPME, 2019.

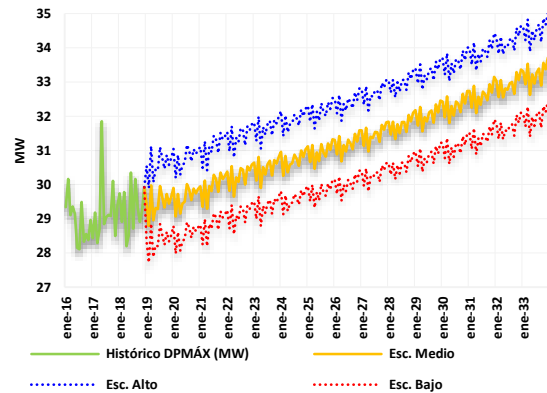
Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2019 – 2033 para la UCP Cali, en el escenario medio del 0,25%, en el escenario alto del 0,50% y en el escenario bajo del 0,00% respectivamente.

II. CARTAGO

Tabla 53. Proyección de la demanda de potencia máxima – UCP Cartago (MW)

UCP CARTAGO			
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	31	30	29
2020	31	30	29
2021	32	30	29
2022	32	31	29
2023	32	31	30
2024	32	31	30
2025	33	31	30
2026	33	32	30
2027	33	32	31
2028	33	32	31
2029	34	32	31
2030	34	33	32
2031	34	33	32
2032	35	33	32
2033	35	34	32

Gráfica 89. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – UCP Cartago (MW)



Fuente: UPME, 2019.

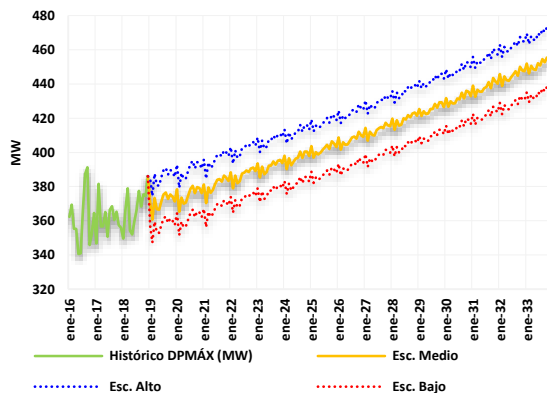
Para la UCP Cartago, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2019 – 2033 en el escenario medio del 0,70%, en el escenario alto del 0,96% y en el escenario bajo del 0,46%.

III. PACÍFICO

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

UCP PACÍFICO			
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	391	376	362
2020	395	380	366
2021	401	386	372
2022	406	391	377
2023	411	396	381
2024	416	401	386
2025	422	406	391
2026	428	412	397
2027	433	417	402
2028	440	423	407
2029	446	429	413
2030	453	436	420
2031	461	443	427
2032	467	450	433
2033	473	455	438

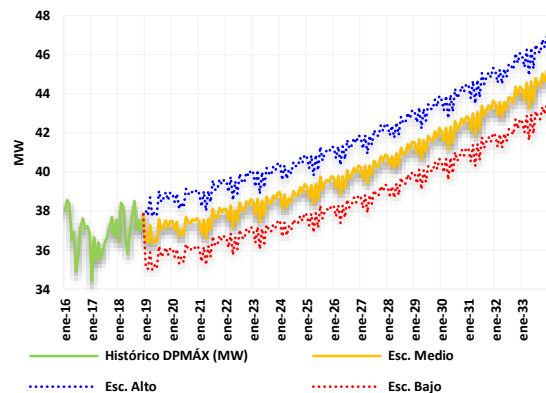
Gráfica 90. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – UCP Pacífico (MW)



Fuente: UPME, 2019.

Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2019 – 2033 para la UCP Pacífico, en el escenario medio del 1,11%, en el escenario alto del 1,36% y en el escenario bajo del 0,87% respectivamente.

Gráfica 91. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – UCP Tuluá (MW)



Fuente: UPME, 2019.

Para la UCP Tuluá, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2019 – 2033 en el escenario medio del 1,08%, en el escenario alto del 1,33% y en el escenario bajo del 0,83%.

IV. TULUÁ

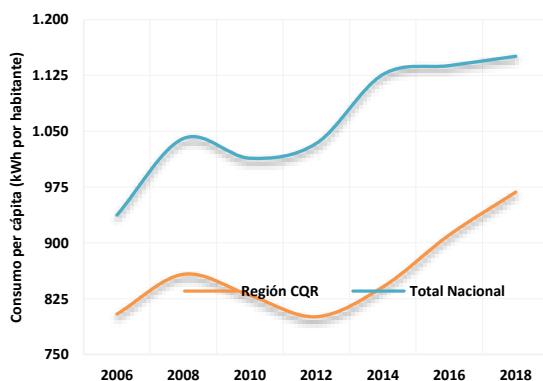
Tabla 55. Proyección de la demanda de potencia máxima – UCP Tuluá (MW)

	UCP TULUÁ		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	39	38	36
2020	39	38	36
2021	40	38	37
2022	40	39	37
2023	40	39	37
2024	41	39	38
2025	41	40	38
2026	42	40	39
2027	42	41	39
2028	43	42	40
2029	44	42	41
2030	45	43	41
2031	45	44	42
2032	46	44	43
2033	47	45	43

5.6 Región CQR

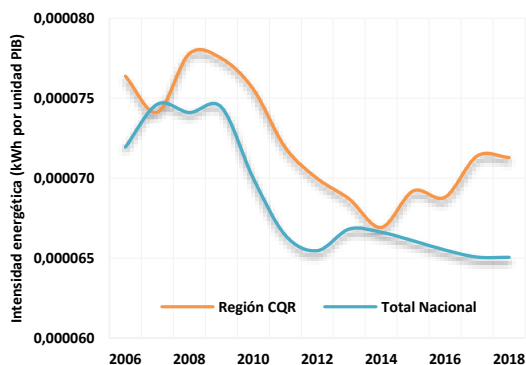
La Región CQR posee una mayor relevancia en el consumo eléctrico en el sector Comercial frente al total Nacional. Esto se debe especialmente, a que en los últimos años se ha tenido aumento de la ocupación hotelera, en gran medida por la dinámica de Caldas y Risaralda.

Gráfica 92. Consumo per cápita



Fuente: UPME, Base de Datos SUI, 2019.

Gráfica 93. Intensidad energética

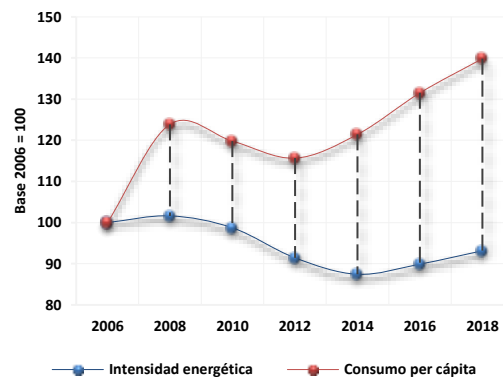


Fuente: UPME, Base de Datos SUI, DANE, 2019.

Además, se puede corroborar que la intensidad energética se ha mantenido constante. Esto se debe a hábitos de consumo, condiciones climáticas y penetración de electrodomésticos más eficientes. Para el período 2015 – 2016 se

redujo el consumo energético, mediante cambios en los hábitos de comportamiento (Campaña Apagar Paga).

Gráfica 94. Comparación de los Índices de Intensidad energética y Consumo per cápita

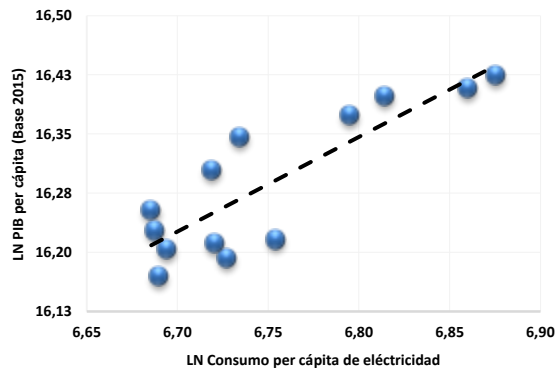


Fuente: UPME, Base de Datos SUI, DANE, 2019.

- **Índice Intensidad energética:** Con respecto al año 2006, el indicador para el 2018 presenta una reducción del 6,65%; explicado por un incremento del 26,50% del consumo de energía frente a un incremento del 35,52% del PIB total de la Región.
- **Índice Consumo per cápita:** Con respecto al año 2006, el indicador para el 2018 presenta un incremento del 20,40%, explicado por un incremento del 26,50% del consumo de energía frente a un incremento del 5,06% de la Población Regional.

En conclusión, los datos muestran una mejora muy importante de la eficiencia energética a nivel nacional. Ésta ha mostrado una reducción del 0,51% promedio anual de la cantidad de energía eléctrica requerida para producir un peso de PIB, para el período comprendido desde 2006 a 2018.

Gráfica 95. Relación entre el PIB per cápita y el consumo de electricidad per cápita para el período 2006 – 2018 – Región CQR



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

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

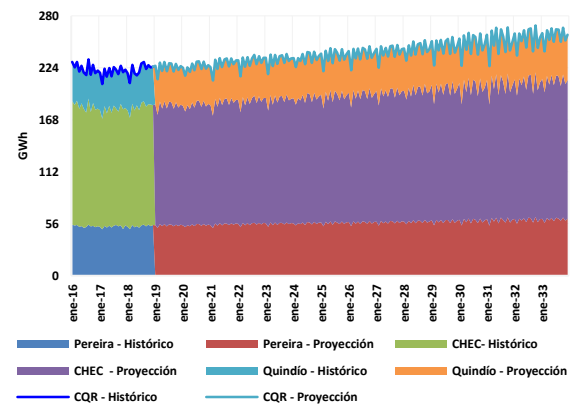
5.6.1 Demanda de energía eléctrica

A. Regional

Tabla 56. Proyección de la demanda de energía eléctrica – Región CQR (GWh)

	REGIÓN CQR		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	2.731	2.692	2.652
2020	2.737	2.698	2.658
2021	2.775	2.736	2.696
2022	2.808	2.769	2.729
2023	2.828	2.788	2.748
2024	2.853	2.812	2.771
2025	2.879	2.838	2.796
2026	2.906	2.865	2.823
2027	2.938	2.896	2.853
2028	2.972	2.929	2.886
2029	3.002	2.959	2.916
2030	3.035	2.991	2.947
2031	3.073	3.029	2.984
2032	3.110	3.066	3.021
2033	3.147	3.102	3.056

Gráfica 97. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica por UCP (GWh) – Región CQR



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2019.

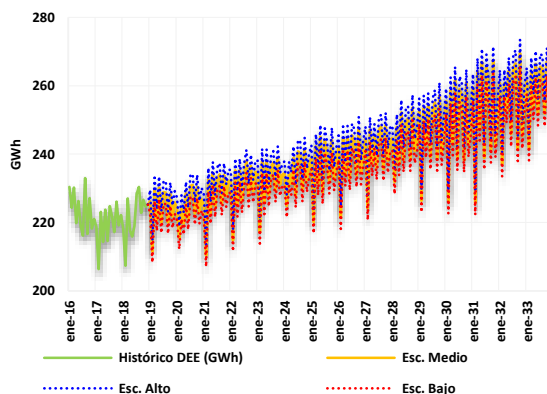
B. UNIDAD DE CONTROL DE PRONÓSTICO - UCP

I. PEREIRA

Tabla 57. Proyección de la demanda de energía eléctrica – UCP Pereira (GWh)

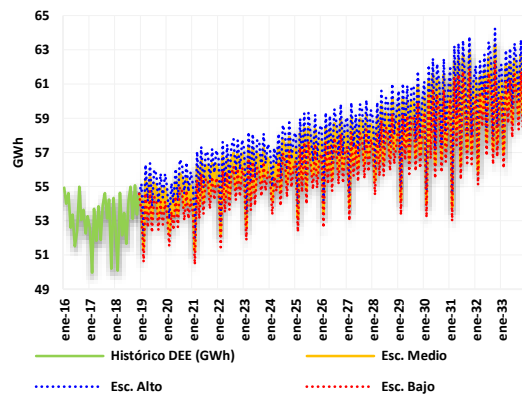
	UCP Pereira		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	659	650	640
2020	662	652	643
2021	670	661	651
2022	677	668	658
2023	681	671	661
2024	685	675	666
2025	690	680	670
2026	695	685	675
2027	700	690	680
2028	706	696	686
2029	712	702	691
2030	718	707	697
2031	725	714	704
2032	731	721	710
2033	738	727	716

Gráfica 96. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – Región CQR (GWh)



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2019.

Gráfica 98. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP Pereira (GWh)



Fuente: UPME, 2019.

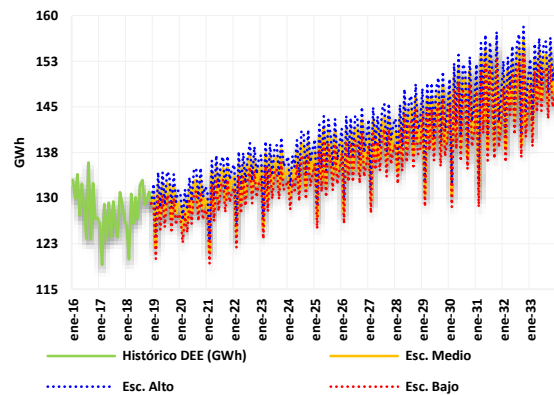
Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2019 – 2033 para la UCP Pereira, en el escenario medio del 0,86%, en el escenario alto del 0,96% y en el escenario bajo del 0,76% respectivamente.

II. CHEC

Tabla 58. Proyección de la demanda de energía eléctrica – UCP CHEC (GWh)

	UCP CHEC		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	1.573	1.550	1.527
2020	1.576	1.553	1.530
2021	1.598	1.575	1.552
2022	1.617	1.594	1.571
2023	1.629	1.606	1.582
2024	1.644	1.620	1.597
2025	1.659	1.636	1.612
2026	1.676	1.652	1.627
2027	1.694	1.670	1.645
2028	1.715	1.691	1.666
2029	1.733	1.708	1.683
2030	1.753	1.727	1.702
2031	1.775	1.750	1.724
2032	1.798	1.772	1.746
2033	1.820	1.794	1.767

Gráfica 99. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP CHEC (GWh)



Fuente: UPME, 2019.

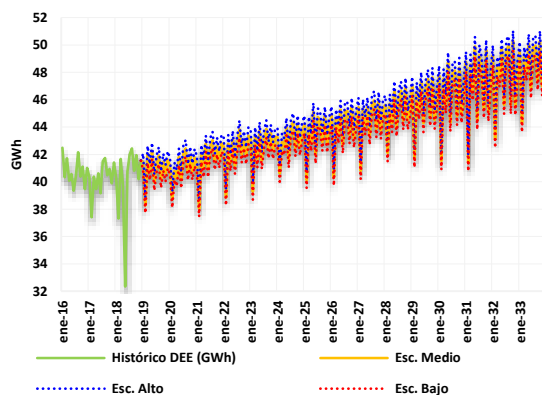
Para la UCP CHEC, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2019 – 2033 en el escenario medio del 1,01%, en el escenario alto del 1,11% y en el escenario bajo del 0,91%.

III. QUINDÍO

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

	UCP QUINDÍO		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	499	492	484
2020	500	493	485
2021	507	500	493
2022	514	507	499
2023	519	511	504
2024	524	516	509
2025	530	522	515
2026	536	528	520
2027	543	535	527
2028	550	542	534
2029	557	549	541
2030	565	556	548
2031	573	565	556
2032	581	573	564
2033	590	581	573

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



Fuente: UPME, 2019.

Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2019 – 2033 para la UCP Quindío, en el escenario medio del 1,27%, en el escenario alto del 1,37% y en el escenario bajo del 1,17% respectivamente.

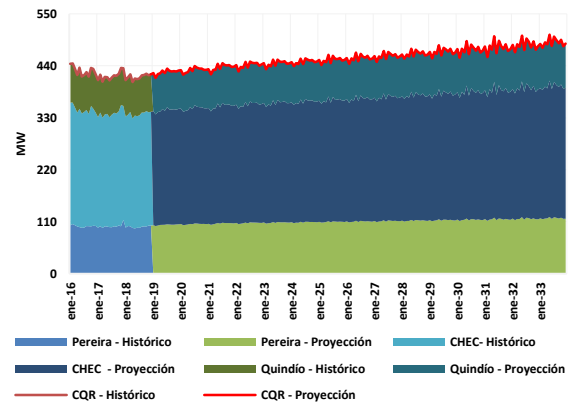
5.6.2 Demanda de potencia máxima

A. Regional

Tabla 60. Proyección de la demanda de potencia máxima – Región CQR (MW)

	REGIÓN CQR		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	456	434	413
2020	462	440	419
2021	468	446	424
2022	472	450	428
2023	476	454	432
2024	479	456	434
2025	486	463	441
2026	491	468	445
2027	495	471	449
2028	500	476	453
2029	508	483	460
2030	517	493	469
2031	528	503	478
2032	529	504	480
2033	531	506	481

Gráfica 102. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima por UCP (MW) – Región CQR



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2019.

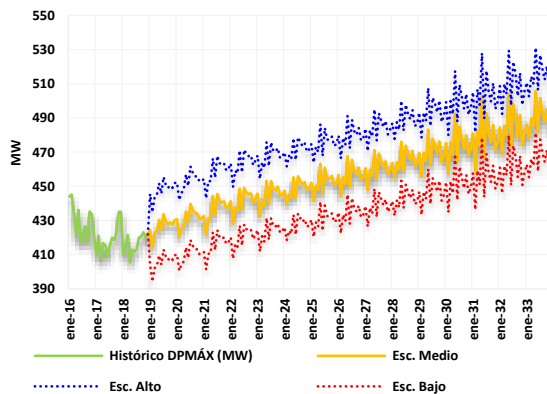
B. UNIDAD DE CONTROL DE PRONÓSTICO - UCP

I. PEREIRA

Tabla 61. Proyección de la demanda de potencia máxima – UCP Pereira (MW)

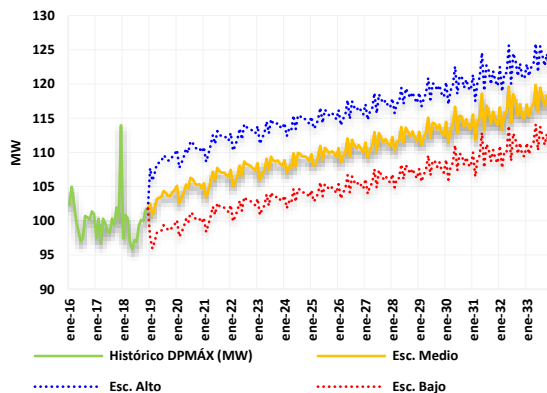
	UCP PEREIRA		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	110	105	99
2020	112	106	101
2021	113	108	103
2022	114	109	103
2023	115	109	104
2024	115	110	105
2025	117	111	106
2026	118	112	107
2027	119	113	108
2028	119	114	108
2029	121	115	110
2030	123	117	111
2031	125	119	113
2032	126	120	114
2033	126	120	114

Gráfica 101. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – Región CQR (MW)



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2019.

Gráfica 103. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – UCP Pereira (MW)



Fuente: UPME, 2019.

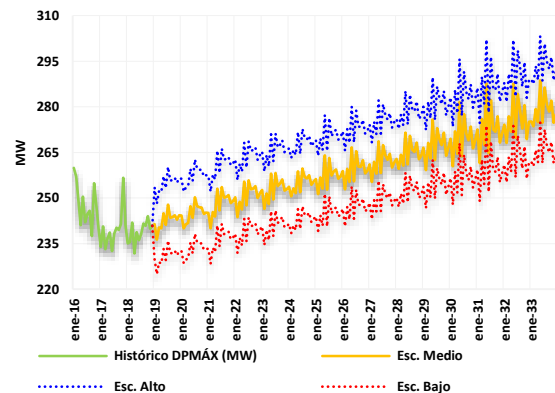
Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2019 – 2033 para la UCP Pereira, en el escenario medio del 1,10%, en el escenario alto del 1,44% y en el escenario bajo del 0,77% respectivamente.

II. CHEC

Tabla 62. Proyección de la demanda de potencia máxima – UCP CHEC (MW)

	UCP CHEC		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	260	248	236
2020	263	250	238
2021	266	254	242
2022	269	256	244
2023	271	258	246
2024	273	260	247
2025	277	264	251
2026	280	267	254
2027	282	269	256
2028	285	271	258
2029	290	276	263
2030	296	282	268
2031	302	288	274
2032	302	288	274
2033	303	289	275

Gráfica 104. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – UCP CHEC (MW)



Fuente: UPME, 2019.

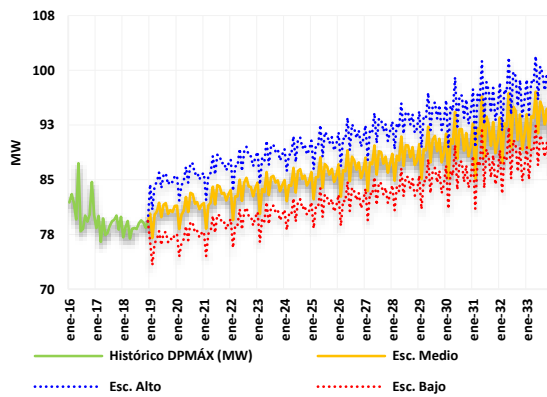
Para la UCP CHEC, se espera un crecimiento promedio anual en el 2019 – 2033 en el escenario medio del 1,13%, en el escenario alto del 1,47% y en el escenario bajo del 0,80%.

III. QUINDÍO

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

	UCP QUINDÍO		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	86	82	78
2020	87	83	79
2021	88	84	80
2022	90	85	81
2023	90	86	82
2024	91	87	82
2025	92	88	84
2026	93	89	85
2027	94	90	85
2028	95	91	87
2029	97	92	88
2030	99	94	90
2031	101	96	92
2032	102	97	92
2033	102	97	92

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



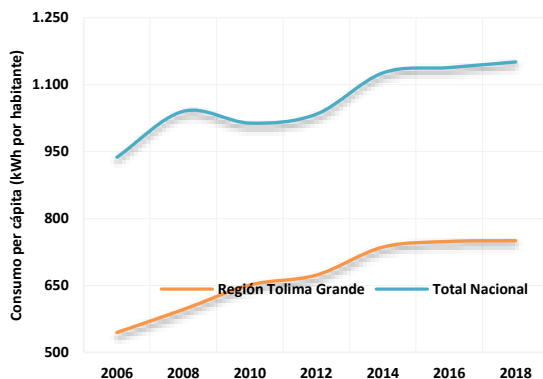
Fuente: UPME, 2019.

Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2019 – 2033 para la UCP Quindío, en el escenario medio del 1,35%, en el escenario alto del 1,69% y en el escenario bajo del 1,02% respectivamente.

5.7 Región Tolima Grande

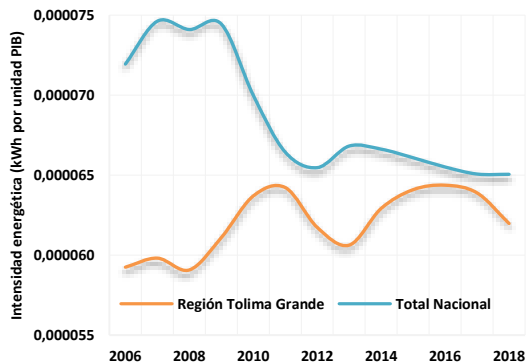
En cuanto a la Región Tolima Grande, ésta ha aumentado su consumo de electricidad en el sector Comercial frente al total Nacional. Esto puede ser explicado especialmente, a que en los últimos años se ha tenido aumento de la ocupación hotelera, en el departamento del Tolima.

Gráfica 106. Consumo per cápita



Fuente: UPME, Base de Datos SUI, 2019.

Gráfica 107. Intensidad energética

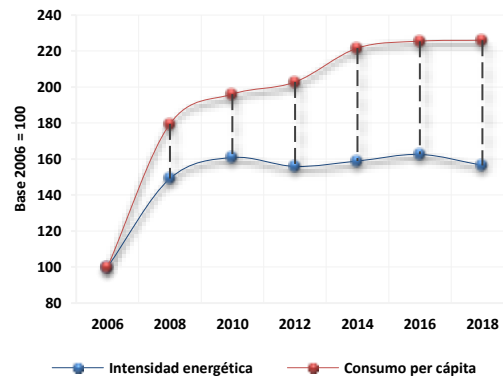


Fuente: UPME, Base de Datos SUI, DANE, 2019.

Además, se puede corroborar que la intensidad energética ha aumentado. Esto se debe a hábitos de consumo, condiciones climáticas y el uso de electrodomésticos poco eficientes. Para el período 2016 – 2018 se redujo el consumo energético, debido a los

hábitos de comportamiento adquiridos durante la Campaña Apagar Paga.

Gráfica 108. Comparación de los Índices de Intensidad energética y Consumo per cápita

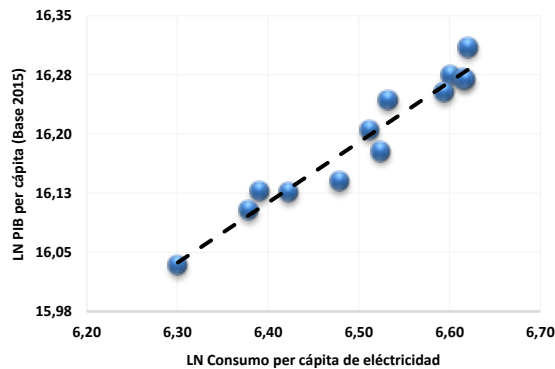


Fuente: UPME, Base de Datos SUI, DANE, 2019.

- Índice Intensidad energética: Con respecto al año 2006, el indicador para el 2018 presenta un incremento del 4,61%; explicado por un incremento del 51,81% del consumo de energía frente a un incremento del 45,12% del PIB total de la Región.
- Índice Consumo per cápita: Con respecto al año 2006, el indicador para el 2018 presenta un incremento del 37,75%, explicado por un incremento del 51,81% del consumo de energía frente a un incremento del 10,20% de la Población Regional.

En conclusión, los datos muestran una mejora muy importante de la eficiencia energética a nivel nacional. Ésta ha mostrado una reducción del 0,35% promedio anual de la cantidad de energía eléctrica requerida para producir un peso de PIB, para el período comprendido desde 2006 a 2018.

Gráfica 109. Relación entre el PIB per cápita y el consumo de electricidad per cápita para el período 2006 – 2018 – Región Centro



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

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

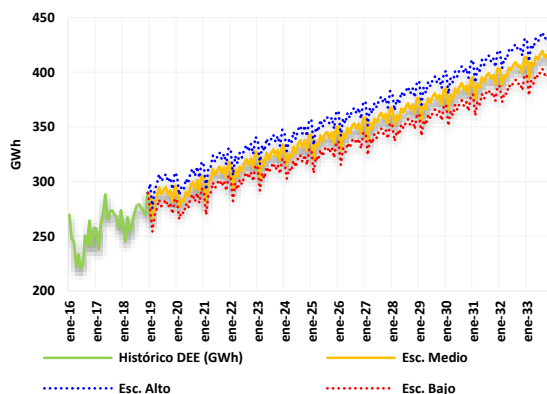
5.7.1 Demanda de energía eléctrica

A. Regional

Tabla 64. Proyección de la demanda de energía eléctrica – Región Tolima Grande (GWh)

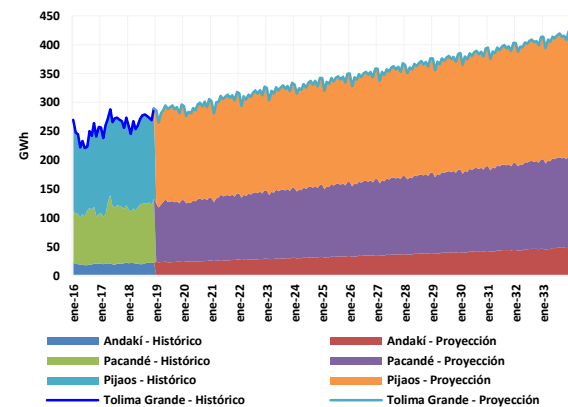
REGIÓN TOLIMA GRANDE			
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	3.584	3.445	3.310
2020	3.641	3.500	3.363
2021	3.814	3.667	3.524
2022	3.912	3.761	3.614
2023	4.026	3.871	3.720
2024	4.118	3.959	3.805
2025	4.230	4.066	3.907
2026	4.328	4.161	3.998
2027	4.443	4.271	4.103
2028	4.553	4.376	4.205
2029	4.664	4.483	4.307
2030	4.776	4.591	4.411
2031	4.899	4.709	4.524
2032	5.020	4.826	4.636
2033	5.141	4.942	4.748

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



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2019.

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



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2019.

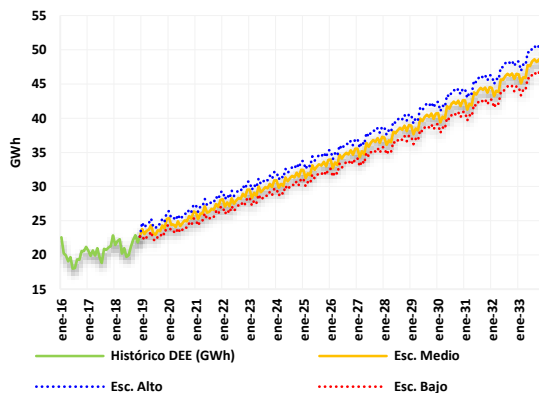
B. UNIDAD DE CONTROL DE PRONÓSTICO - UCP

I. ANDAKÍ

Tabla 65. Proyección de la demanda de energía eléctrica – UCP Andakí (GWh)

	UCP ANDAKÍ		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	297	285	274
2020	312	299	288
2021	332	319	307
2022	351	337	324
2023	369	355	341
2024	388	373	359
2025	408	393	377
2026	428	412	396
2027	450	432	415
2028	472	454	436
2029	494	475	456
2030	517	497	478
2031	541	520	500
2032	566	544	523
2033	592	569	546

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



Fuente: UPME, 2019.

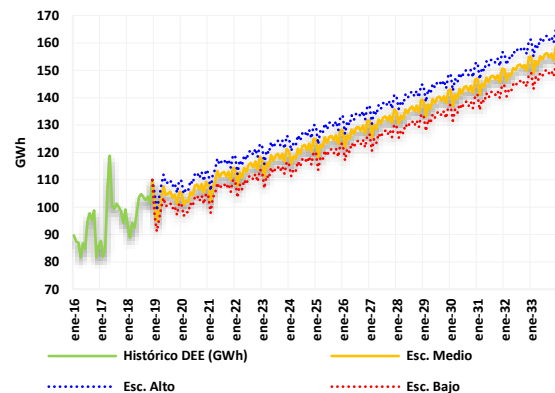
Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2019 – 2033 para la UCP Andakí, en el escenario medio del 5,43%, en el escenario alto del 5,73% y en el escenario bajo del 5,15% respectivamente.

II. PACANDÉ

Tabla 66. Proyección de la demanda de energía eléctrica – UCP Pacandé (GWh)

UCP PACANDÉ			
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	1.286	1.236	1.188
2020	1.317	1.266	1.216
2021	1.378	1.325	1.273
2022	1.422	1.367	1.314
2023	1.466	1.409	1.354
2024	1.506	1.448	1.391
2025	1.550	1.490	1.432
2026	1.592	1.531	1.471
2027	1.639	1.575	1.514
2028	1.685	1.620	1.556
2029	1.731	1.664	1.598
2030	1.778	1.709	1.642
2031	1.828	1.757	1.688
2032	1.879	1.806	1.735
2033	1.929	1.854	1.782

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



Fuente: UPME, 2019.

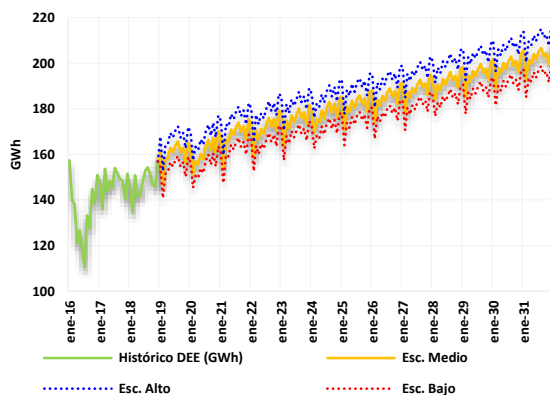
Para la UCP Pacandé, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2019 – 2033 en el escenario medio del 2,97%, en el escenario alto del 3,25% y en el escenario bajo del 2,70%.

III. PIJAOS

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

UCP PIJAOS			
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	2.001	1.923	1.848
2020	2.013	1.935	1.859
2021	2.104	2.023	1.944
2022	2.139	2.056	1.976
2023	2.191	2.106	2.024
2024	2.224	2.138	2.054
2025	2.271	2.183	2.098
2026	2.307	2.218	2.131
2027	2.354	2.263	2.174
2028	2.396	2.303	2.213
2029	2.439	2.344	2.252
2030	2.481	2.385	2.292
2031	2.530	2.431	2.336
2032	2.575	2.476	2.378
2033	2.621	2.519	2.420

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



Fuente: UPME, 2019.

Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2019 – 2033 para la UCP Pijaos, en el escenario medio del 2,40%, en el escenario alto del 2,69% y en el escenario bajo del 2,11% respectivamente.

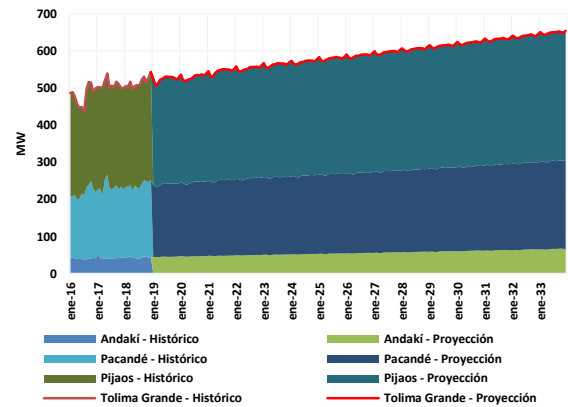
5.7.2 Demanda de potencia máxima

A. Regional

Tabla 68. Proyección de la demanda de potencia máxima – Región Tolima Grande (MW)

	REGIÓN TOLIMA GRANDE		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	564	532	502
2020	573	540	509
2021	585	552	521
2022	595	562	530
2023	603	569	537
2024	612	577	544
2025	621	585	552
2026	630	594	560
2027	639	603	568
2028	648	611	576
2029	657	620	584
2030	666	628	592
2031	676	637	601
2032	685	646	609
2033	695	655	618

Gráfica 116. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima por UCP (MW) – Región Tolima Grande



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2019.

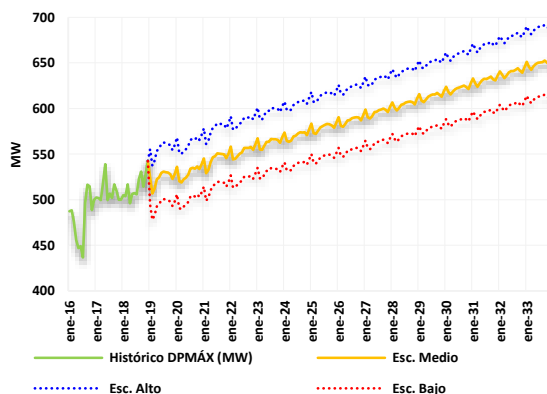
B. UNIDAD DE CONTROL DE PRONÓSTICO - UCP

I. ANDAKÍ

Tabla 69. Proyección de la demanda de potencia máxima – UCP Andakí (MW)

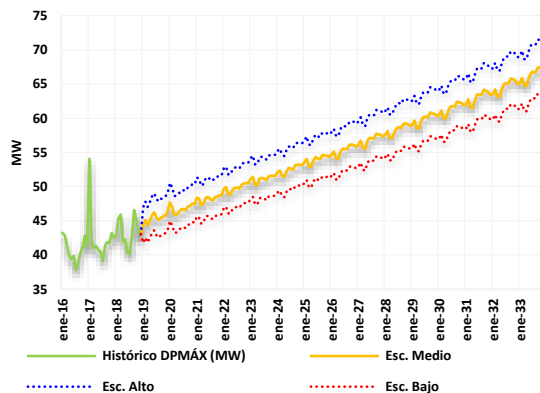
	UCP ANDAKÍ		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	49	46	44
2020	51	48	45
2021	52	49	46
2022	54	51	48
2023	55	52	49
2024	56	53	50
2025	58	55	51
2026	60	56	53
2027	61	58	54
2028	63	59	56
2029	65	61	57
2030	66	62	59
2031	68	64	61
2032	70	66	62
2033	71	67	64

Gráfica 115. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – Región Tolima Grande (MW)



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2019.

Gráfica 117. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – UCP Andakí (MW)



Fuente: UPME, 2019.

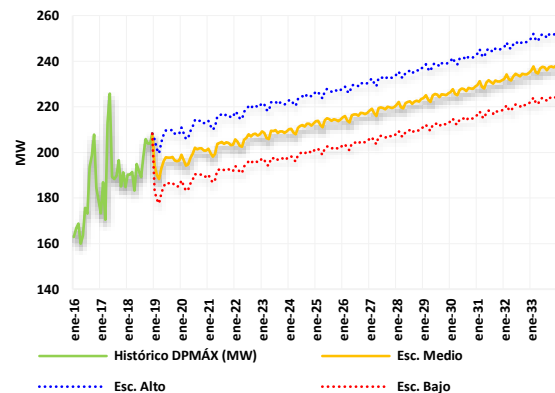
Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2019 – 2033 para la UCP Andakí, en el escenario medio del 2,5034%, en el escenario alto del 2,90% y en el escenario bajo del 2,12% respectivamente.

II. PACANDÉ

Tabla 70. Proyección de la demanda de potencia máxima – UCP Pacandé (MW)

	UCP PACANDÉ		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	210	198	187
2020	214	202	191
2021	217	205	193
2022	221	208	196
2023	222	210	198
2024	226	213	201
2025	228	215	203
2026	230	217	205
2027	233	220	207
2028	237	223	211
2029	239	226	213
2030	243	229	216
2031	246	232	218
2032	249	235	222
2033	252	238	224

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



Fuente: UPME, 2019.

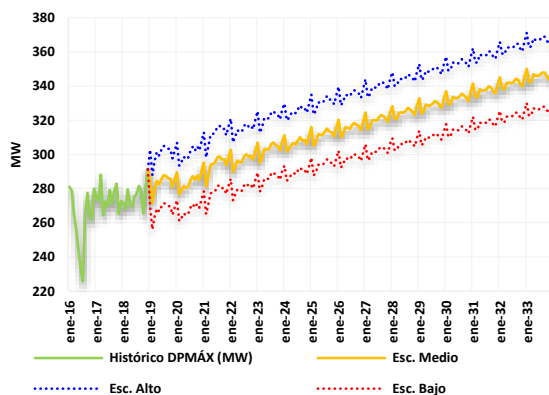
Para la UCP Pacandé, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2019 – 2033 en el escenario medio del 0,90%, en el escenario alto del 1,29% y en el escenario bajo del 0,54%.

III. PIJAOS

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

	UCP PIJAOS		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	305	288	271
2020	308	290	274
2021	317	299	282
2022	321	303	286
2023	326	308	290
2024	330	311	293
2025	335	316	298
2026	340	320	302
2027	344	325	306
2028	348	329	310
2029	353	333	314
2030	357	337	318
2031	362	341	322
2032	366	345	326
2033	371	350	330

**Gráfica 119. Proyección mensual de la demanda de potencia
máxima – UCP Pijaos (MW)**



Fuente: UPME, 2019.

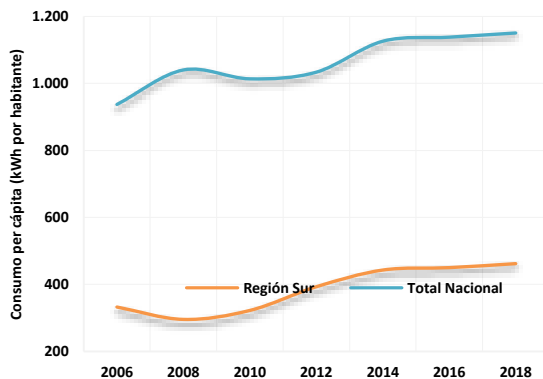
Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2019 – 2033 para la UCP Pijaos, en el escenario medio del 1,24%, en el escenario alto del 1,63% y en el escenario bajo del 0,86% respectivamente.

5.8 Región Sur

El sector Residencial ha aumentado su consumo eléctrico, como posible consecuencia a hábitos de consumo y/o a la utilización de electrodomésticos poco eficientes, presentando una leve recuperación entre los años 2014 a 2018.

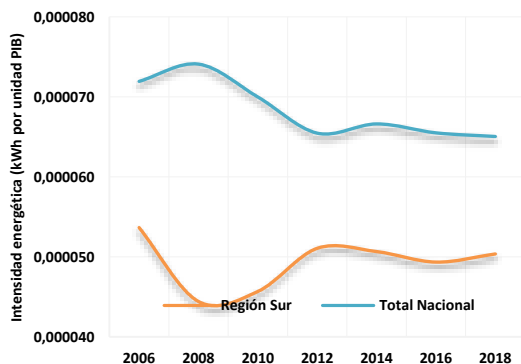
Además, se debe tener presente el desastre ocurrido en Mocoa, entre el 31 de marzo y el 1 de abril de 2017. En donde, la demanda de energía eléctrica de la UCP Putumayo disminuyó en aproximadamente un 50% del valor promedio en los últimos seis meses.

Gráfica 120. Consumo per cápita



Fuente: UPME, Base de Datos SUI, 2019.

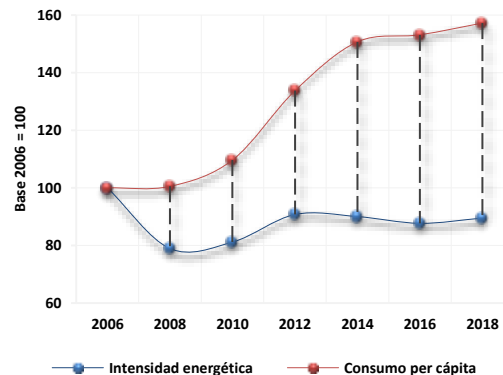
Gráfica 121. Intensidad energética



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

Además, se puede corroborar que la intensidad energética ha venido aumentando.

Gráfica 122. Comparación de los Índices de Intensidad energética y Consumo per cápita

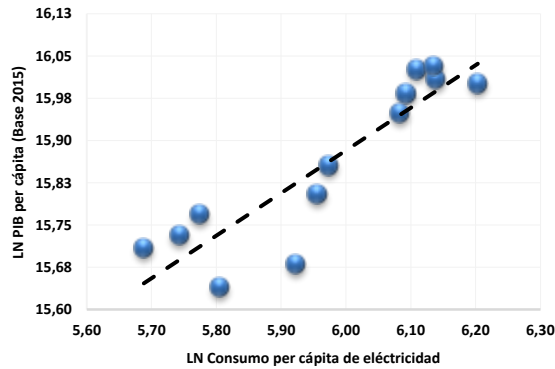


Fuente: UPME, Base de Datos SUI, DANE, 2019.

- **Índice Intensidad energética:** Con respecto al año 2006, el indicador para el 2018 presenta una reducción del 6,13%; explicado por un incremento del 57,82% del consumo de energía frente a un incremento del 68,12% del PIB total de la Región.
- **Índice Consumo per cápita:** Con respecto al año 2006, el indicador para el 2018 presenta un incremento del 38,99%, explicado por un incremento del 57,82% del consumo de energía frente a un incremento del 13,55% de la Población Regional.

En conclusión, los datos muestran una mejora muy importante de la eficiencia energética a nivel nacional. Ésta ha mostrado una reducción del 0,47% promedio anual de la cantidad de energía eléctrica requerida para producir un peso de PIB, para el período comprendido desde 2006 a 2018.

Gráfica 123. Relación entre el PIB per cápita y el consumo de electricidad per cápita para el período 2006 – 2018 – Región Sur



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

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

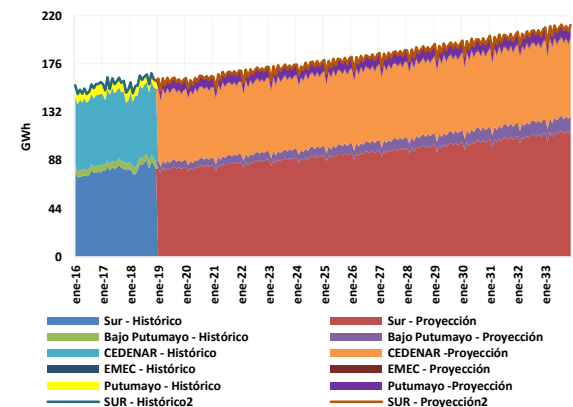
5.8.1 Demanda de energía eléctrica

A. Regional

Tabla 72. Proyección de la demanda de energía eléctrica – Región Sur (GWh)

REGIÓN SUR			
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	1.977	1.925	1.873
2020	1.996	1.943	1.891
2021	2.043	1.989	1.936
2022	2.084	2.029	1.975
2023	2.116	2.061	2.005
2024	2.152	2.095	2.039
2025	2.190	2.132	2.074
2026	2.229	2.169	2.111
2027	2.271	2.211	2.151
2028	2.317	2.255	2.193
2029	2.360	2.297	2.234
2030	2.405	2.340	2.276
2031	2.455	2.389	2.324
2032	2.506	2.439	2.372
2033	2.556	2.487	2.419

Gráfica 125. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica por UCP (GWh) – Región Sur

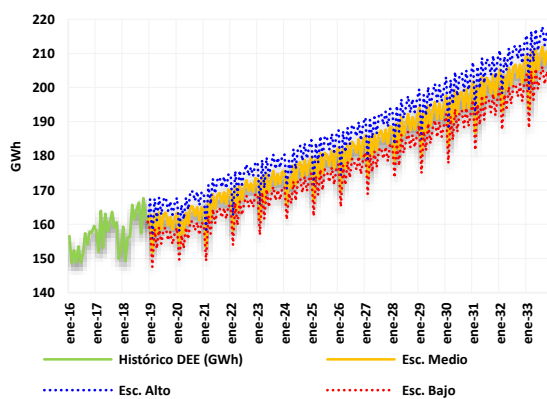


Fuente: UPME, Base de datos XM, 2019.

B. UNIDAD DE CONTROL DE PRONÓSTICO - UCP

I. SUR

Gráfica 124. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – Región Sur (GWh)

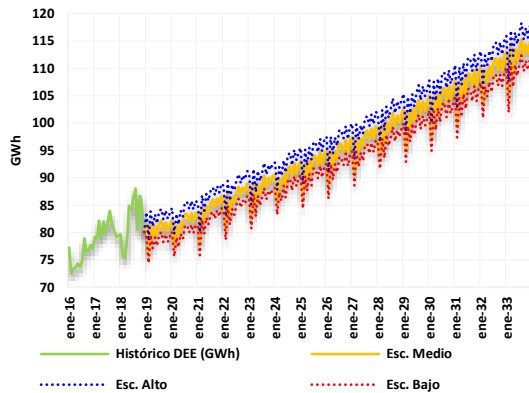


Fuente: UPME, Base de datos XM, 2019.

Tabla 73. Proyección de la demanda de energía eléctrica – UCP Sur (GWh)

UCP SUR			
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	993	967	942
2020	1.007	981	956
2021	1.036	1.010	984
2022	1.063	1.037	1.010
2023	1.086	1.059	1.032
2024	1.111	1.083	1.055
2025	1.137	1.108	1.079
2026	1.164	1.134	1.105
2027	1.193	1.162	1.132
2028	1.223	1.192	1.161
2029	1.253	1.221	1.189
2030	1.283	1.250	1.218
2031	1.317	1.283	1.250
2032	1.351	1.317	1.282
2033	1.385	1.350	1.315

Gráfica 126. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP Sur (GWh)



Fuente: UPME, 2019.

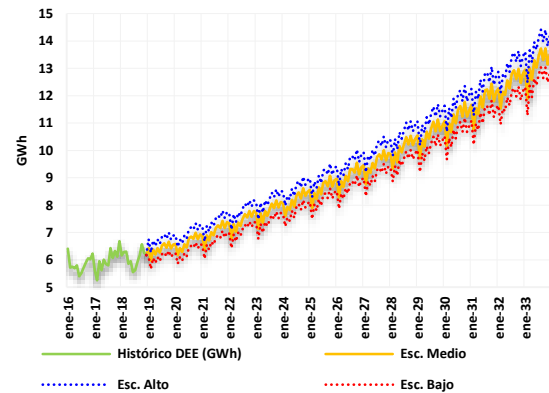
Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2019 – 2033 para la UCP Sur, en el escenario medio del 2,13%, en el escenario alto del 2,30% y en el escenario bajo del 1,96% respectivamente.

II. BAJO PUTUMAYO

Tabla 74. Proyección de la demanda de energía eléctrica – UCP Bajo Putumayo (GWh)

UCP BAJO PUTUMAYO			
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	81	77	73
2020	84	80	76
2021	89	84	80
2022	93	89	84
2023	98	93	89
2024	103	98	93
2025	108	103	98
2026	114	109	103
2027	120	114	109
2028	127	121	115
2029	134	127	121
2030	141	134	127
2031	149	142	134
2032	157	149	142
2033	165	158	150

Gráfica 127. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP Bajo Putumayo (GWh)



Fuente: UPME, 2019.

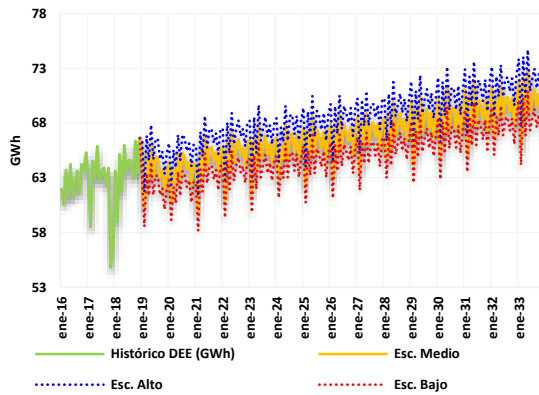
Para la UCP Bajo Putumayo, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2019 – 2033 en el escenario medio del 5,29%, en el escenario alto del 5,64% y en el escenario bajo del 4,93%.

III. CEDENAR

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

UCP CEDENAR			
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	784	764	744
2020	785	765	745
2021	794	774	754
2022	802	782	762
2023	806	785	765
2024	810	790	770
2025	815	795	774
2026	821	800	779
2027	827	805	785
2028	833	812	791
2029	838	817	796
2030	844	822	801
2031	851	829	808
2032	857	836	814
2033	863	841	820

Gráfica 128. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP CEDENAR (GWh)



Fuente: UPME, 2019.

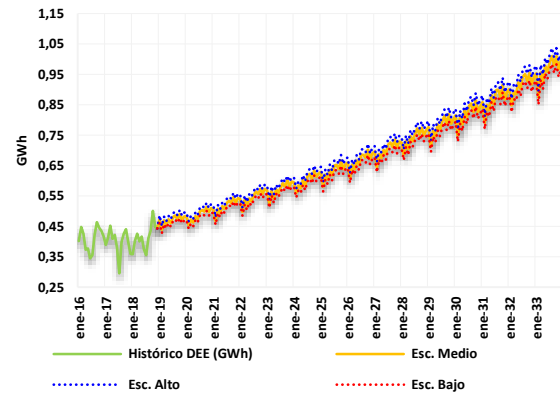
Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2019 – 2033 para la UCP CEDENAR, en el escenario medio del 0,61%, en el escenario alto del 0,79% y en el escenario bajo del 0,44% respectivamente.

IV. EMEC

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

	UCP SUR		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	6	6	6
2020	6	6	6
2021	6	6	6
2022	7	7	6
2023	7	7	7
2024	7	7	7
2025	8	8	7
2026	8	8	8
2027	9	8	8
2028	9	9	9
2029	10	9	9
2030	10	10	10
2031	11	10	10
2032	11	11	11
2033	12	12	11

Gráfica 129. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP EMEC (GWh)



Fuente: UPME, 2019.

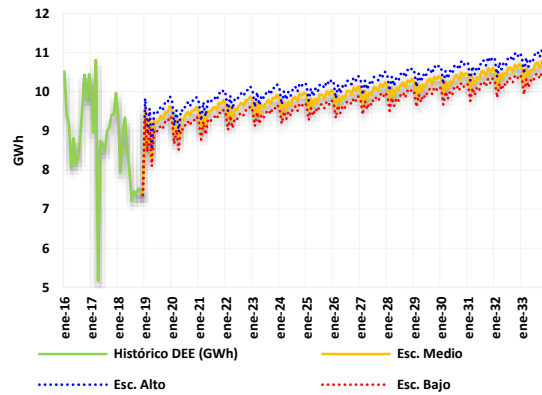
Para la UCP EMEC, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2019 – 2033 en el escenario medio del 5,83%, en el escenario alto del 6,03% y en el escenario bajo del 5,64%.

V. PUTUMAYO

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

	UCP SUR		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	114	111	108
2020	115	112	109
2021	117	114	111
2022	118	115	112
2023	119	116	113
2024	120	117	114
2025	121	118	115
2026	122	119	116
2027	123	120	117
2028	125	121	118
2029	126	123	119
2030	127	124	120
2031	128	125	122
2032	129	126	123
2033	131	127	124

Gráfica 130. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP Putumayo (GWh)



Fuente: UPME, 2019.

Para la UCP Putumayo, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2019 – 2033 en el escenario medio del 1,93%, en el escenario alto del 2,13% y en el escenario bajo del 1,73%.

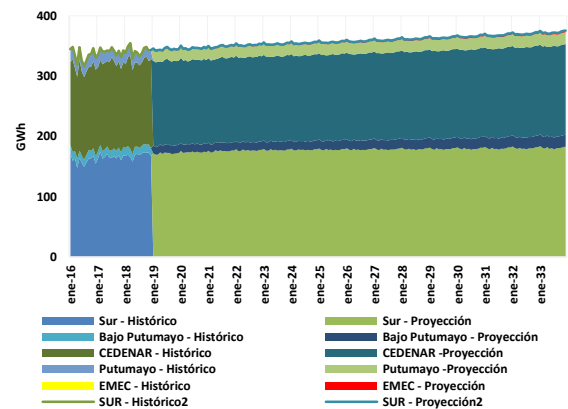
5.8.2 Demanda de potencia máxima

A. Regional

Tabla 78. Proyección de la demanda de potencia máxima – Región Sur (MW)

	REGIÓN SUR		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	382	351	322
2020	381	351	322
2021	385	354	325
2022	388	356	328
2023	389	358	329
2024	391	359	330
2025	393	361	332
2026	394	363	333
2027	397	365	335
2028	399	367	337
2029	401	369	339
2030	404	371	341
2031	407	374	344
2032	409	376	346
2033	412	379	349

Gráfica 132. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima por UCP (MW) – Región Sur

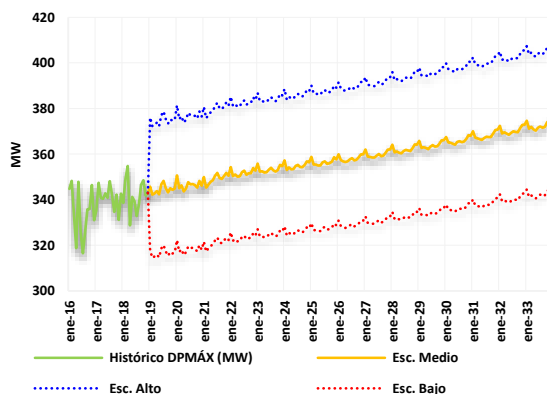


Fuente: UPME, Base de datos XM, 2019.

B. UNIDAD DE CONTROL DE PRONÓSTICO - UCP

I. SUR

Gráfica 131. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – Región Sur (MW)

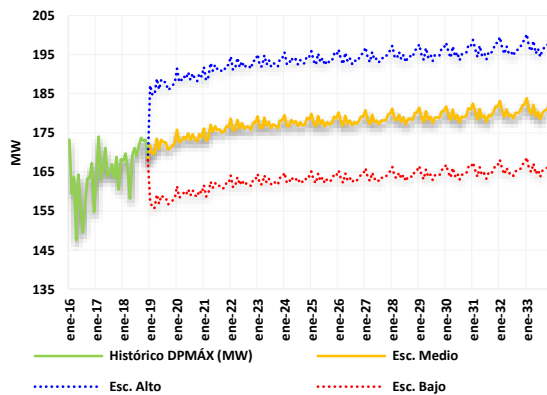


Fuente: UPME, Base de datos XM, 2019.

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

	UCP SUR		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	189	173	159
2020	191	176	161
2021	193	177	163
2022	195	179	164
2023	195	179	164
2024	196	180	165
2025	196	180	165
2026	196	180	165
2027	197	181	166
2028	197	181	166
2029	198	181	166
2030	198	182	167
2031	199	182	167
2032	200	183	168
2033	200	184	169

Gráfica 133. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – UCP Sur (MW)



Fuente: UPME, 2019.

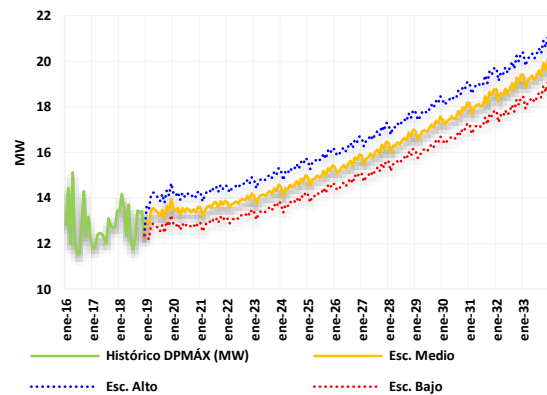
Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2019 – 2033 para la UCP Sur, en el escenario medio del 0,38%, en el escenario alto del 0,97% y en el escenario bajo del 0,17% respectivamente.

II. BAJO PUTUMAYO

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

UCP BAJO PUTUMAYO			
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	15	14	13
2020	14	14	13
2021	15	14	13
2022	15	14	13
2023	15	15	14
2024	16	15	14
2025	16	15	15
2026	17	16	15
2027	17	16	16
2028	18	17	16
2029	18	18	17
2030	19	18	17
2031	20	19	18
2032	20	19	18
2033	21	20	19

Gráfica 134. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – UCP Bajo Putumayo (MW)



Fuente: UPME, 2019.

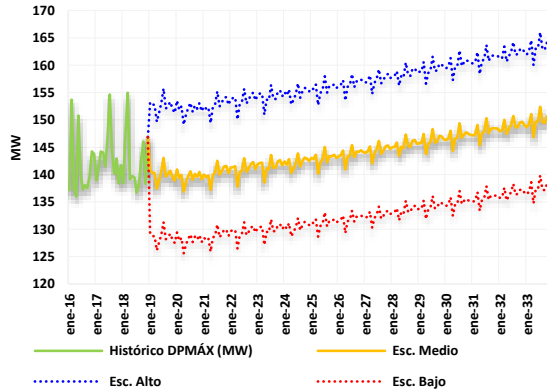
Para la UCP Bajo Putumayo, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2019 – 2033 en el escenario medio del 2,37%, en el escenario alto del 2,69% y en el escenario bajo del 2,04%.

III. CEDENAR

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

UCP CEDENAR			
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	156	143	131
2020	154	141	129
2021	155	143	131
2022	156	143	131
2023	156	144	132
2024	157	144	132
2025	158	145	133
2026	158	145	133
2027	159	146	134
2028	160	147	135
2029	162	148	136
2030	163	149	137
2031	164	150	138
2032	164	151	138
2033	166	152	140

Gráfica 135. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – UCP CEDENAR (MW)



Fuente: UPME, 2019

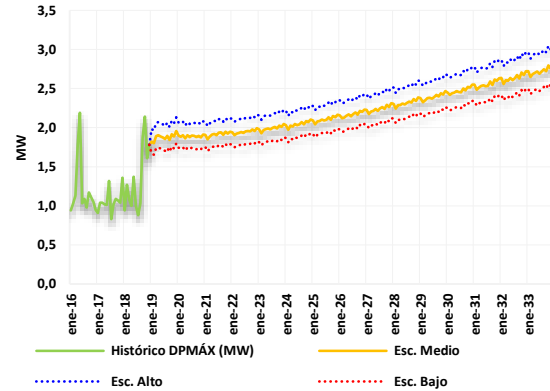
Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2019 – 2033 para la UCP CEDENAR, en el escenario medio del 0,09%, en el escenario alto del 0,46% y en el escenario bajo del 0,06% respectivamente.

IV. EMEC

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

	UCP SUR		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	2	2	2
2020	2	2	2
2021	2	2	2
2022	2	2	2
2023	2	2	2
2024	2	2	2
2025	2	2	2
2026	2	2	2
2027	3	2	2
2028	3	2	2
2029	3	2	2
2030	3	3	2
2031	3	3	2
2032	3	3	2
2033	3	3	3

Gráfica 136. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – UCP EMEC (MW)



Fuente: UPME, 2019.

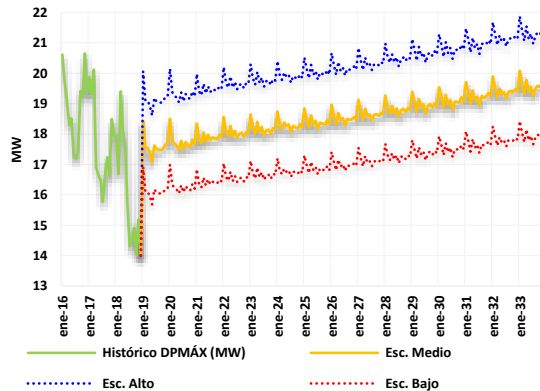
Para la UCP EMEC, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2019 – 2033 en el escenario medio del 1,90%, en el escenario alto del 2,45% y en el escenario bajo del 1,40%.

V. PUTUMAYO

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

	UCP SUR		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	20	18	17
2020	20	19	17
2021	20	18	17
2022	20	19	17
2023	20	19	17
2024	20	19	17
2025	21	19	17
2026	21	19	17
2027	21	19	18
2028	21	19	18
2029	21	19	18
2030	21	20	18
2031	21	20	18
2032	22	20	18
2033	22	20	18

Gráfica 137. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – UCP Putumayo (MW)



Fuente: UPME, 2019.

Para la UCP Putumayo, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2019 – 2033 en el escenario medio del 0,24%, en el escenario alto del 0,81% y en el escenario bajo del 0,08%.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- **BANREP. BANCO DE LA REPÚBLICA. (2019).** “Boletín Económico Regional. IV trimestre 2018”. Banco Central de Colombia. En línea: <http://www.banrep.gov.co/es/ber> (Consulta: Marzo de 2019).
- **DANE. Departamento Administrativo Nacional de Estadística. (2018).** “Demografía y población: Proyecciones de población: Estimación y proyección de población nacional, departamental y municipal total por área 1985-2020”. En línea: <http://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/demografia-y-poblacion/proyecciones-de-poblacion> (Consulta: Marzo 2019).
- -----, **Departamento Administrativo Nacional de Estadística. (2018).** “PIB. Cuentas departamentales”. En línea: <http://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/cuentas-nacionales/cuentas-nacionales-departamentales> (Consulta: Marzo 2019).
- **IDEAM. Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales. (2015).** Bases de Datos de Temperaturas. Bogotá, Colombia. (Consulta: Noviembre de 2015).
- **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. (2019).** “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: Marzo de 2019).
- **XM. COMPAÑÍA DE EXPERTOS EN MERCADOS S.A. ESP. (2019).** “Indicadores de pronósticos oficiales de demanda”. En línea: <http://www.xm.com.co/Paginas/Consumo/indicadores-de-pronosticos-oficiales-de-demanda.aspx> (Consulta: Febrero de 2019).

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