

# Proyección de Demanda de Energía Eléctrica en Colombia

Revisión Julio de 2014

Subdirección de demanda



**Proyección de Demanda de Energía Eléctrica  
en Colombia**

**Revisión Julio de 2014**

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

**Revisión**  
**Julio 2014**

## Contenido

Introducción	4
1. Demanda de energía eléctrica y actividad económica agregada	7
2. Grandes consumidores especiales	8
3. Proyección de la demanda de energía eléctrica en Colombia	10
3.1 Combinación de pronósticos	11
3.2 Demanda de Energía Eléctrica a largo plazo (Anual)	12
3.3 Demanda de potencia máxima a largo plazo (Anual)	14
3.4 Demanda de Energía Eléctrica a corto plazo (Mensual)	15
3.5 Demanda de Potencia Máxima a corto plazo (Mensual)	16
3.6 Demanda de Energía Eléctrica Total (Anual)	17
3.7 Demanda de Potencia Máxima Total (Anual)	18
3.8 Escenario de Energía Eléctrica Total (Mensual)	19
3.9 Escenario de Potencia Máxima Total (Mensual)	20
4. Demanda de energía eléctrica por tipo de usuario	21
4.1 Demanda de Energía Eléctrica Regulada y No Regulada (sin incluir GCE)	21
4.2 Demanda de Energía Eléctrica Regulada y No Regulada (incluyendo GCE)	22
5. Comportamiento histórico de la demanda regional de energía eléctrica en Colombia	23
5.1 Participación media por región con respecto a la demanda nacional de EE	24
5.2 Crecimiento medio regional en la demanda de energía eléctrica	24
Referencias bibliográficas .....	26

## INTRODUCCIÓN

Este documento presenta la revisión cuatrimestral encargada a Unidad de Planeación Minero Energética-UPME, de la proyección de la demanda de energía eléctrica y potencia máxima nacional, asociada al SIN. Se deben destacar los siguientes elementos en esta revisión:

1. La demanda de energía eléctrica y potencia atendida por el SIN,
2. La demanda entrante desde en el primer trimestre de uno de los grandes consumidores especiales, como lo es Rubiales,
3. Y la determinación de los factores estructurales que determinan los cambios de tendencia de largo plazo en los componentes de la demanda energética.

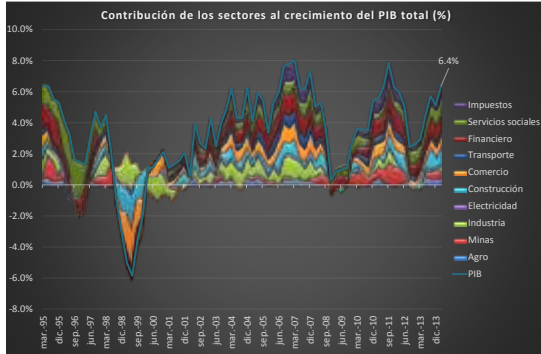
Para ello:

- a. Se revaloraron los criterios estadísticos de análisis de corto y largo plazo, para establecer escenarios de demanda de energía eléctrica.
- b. Se revisaron las series históricas a partir de la información actualizada en las bases de datos disponibles en XM y en la UPME.
- c. Se introduce un modelo combinado-cuya descripción se encuentra la sección 3.1, que permitirá reducir aún más el sesgo sistemático de la proyección y un mejor ajuste estadístico para los análisis de corto y largo plazo, así como para las distribuciones mensuales. Para esto se emplea el metaanálisis de las proyecciones publicadas de noviembre

de 2013 y marzo de 2014 con un análisis mensual, y se emplea la teoría de combinación de pronósticos, haciendo que la proyección se vuelva más cercana con respecto a los valores reales mensuales observados.

- d. Las demandas asociadas a Grandes Consumidores Especiales que se integran en la proyección de largo plazo, son aquellas que representan un cambio estructural para la demanda nacional al SIN y en esta revisión se actualiza con la entrada adelantada del GCE Rubiales desde enero del presente año, demanda que se había mantenido en las revisiones anteriores a partir del mes de agosto de año 2015, como se había previsto originalmente por PEL, según los informes recibidos por la UPME, en diciembre 4 de 2012.
- e. La entrada de este nuevo agente compensó en parte la fuerte caída en el consumo de este grupo de demanda, la cual se produjo principalmente por factores coyunturales que afectaron las conexiones de OXY y Cerromatoso.
- f. Las demás demandas históricas están incorporadas en los registros de ventas reportados por los comercializadores y publicadas en las bases de datos de XM.

Sea de resaltar que los resultados económicos del primer trimestre de 2014 indican que 62.4% del crecimiento económico fue determinado por construcción (18.7%), servicios financieros (18.3%), servicios sociales (15%) y comercio (10.4%); sectores que hoy pesan un poco más del 54.4% del PIB sectorial real.



Fuente: UPME con base en datos del DANE

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

PROYECCIÓN DEE TOTAL NACIONAL GWh			
Año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2014	64 290	63 656	63 024
2015	67 346	66 308	65 273
2016	70 249	69 185	68 123
2017	72 168	71 074	69 983
2018	74 986	73 865	72 748
2019	77 678	76 529	75 384
2020	79 608	78 430	77 256
2021	81 459	80 255	79 055
2022	83 406	82 173	80 945
2023	85 133	83 868	82 607
2024	86 652	85 363	84 078
2025	88 577	87 258	85 943
2026	90 505	89 154	87 808
2027	92 754	91 367	89 985
2028	94 631	93 213	91 799

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

PROYECCIÓN DPMÁX TOTAL NACIONAL MW			
Año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2014	10 111	9 860	9 617
2015	10 572	10 316	10 067
2016	10 802	10 541	10 287
2017	11 037	10 771	10 511
2018	11 473	11 201	10 936
2019	11 656	11 379	11 110
2020	11 837	11 554	11 279
2021	12 134	11 847	11 567
2022	12 340	12 048	11 762
2023	12 563	12 265	11 974
2024	12 725	12 422	12 127
2025	12 940	12 632	12 331
2026	13 174	12 859	12 553
2027	13 416	13 095	12 782
2028	13 629	13 303	12 985

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

PROYECCIÓN DEE TOTAL NACIONAL %			
Año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2014	5,6%	4,5%	3,5%
2015	4,8%	4,2%	3,6%
2016	4,3%	4,3%	4,4%
2017	2,7%	2,7%	2,7%
2018	3,9%	3,9%	4,0%
2019	3,6%	3,6%	3,6%
2020	2,5%	2,5%	2,5%
2021	2,3%	2,3%	2,3%
2022	2,4%	2,4%	2,4%
2023	2,1%	2,1%	2,1%
2024	1,8%	1,8%	1,8%
2025	2,2%	2,2%	2,2%
2026	2,2%	2,2%	2,2%
2027	2,5%	2,5%	2,5%
2028	2,0%	2,0%	2,0%

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

PROYECCIÓN DPMÁX TOTAL NACIONAL %			
Año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2014	7,8%	5,1%	2,5%
2015	4,6%	4,6%	4,7%
2016	2,2%	2,2%	2,2%
2017	2,2%	2,2%	2,2%
2018	3,9%	4,0%	4,0%
2019	1,6%	1,6%	1,6%
2020	1,5%	1,5%	1,5%
2021	2,5%	2,5%	2,6%
2022	1,7%	1,7%	1,7%
2023	1,8%	1,8%	1,8%
2024	1,3%	1,3%	1,3%
2025	1,7%	1,7%	1,7%
2026	1,8%	1,8%	1,8%
2027	1,8%	1,8%	1,8%
2028	1,6%	1,6%	1,6%

	2006 - 2010	2011 - 2013
CENTRO	3,72%	2,61%
COSTA Y CARIBE	3,77%	5,57%
NOROESTE	2,51%	0,62%
VALLE	0,30%	2,42%
ORIENTE	4,65%	4,45%
CQR	-0,07%	0,96%
TOLIMA GRANDE	2,17%	2,32%
SUR	2,22%	0,60%

Fuente: UPME, 2014.

Al revisar los factores determinantes de los mayores crecimientos regionales se encontró una fuerte interrelación con las actividades mineras y de servicios en Costa y Caribe, así como en la región Oriente.

Se revisa al final del documento la dinámica regional de la demanda eléctrica desde 1996 y los resultados se muestra a continuación, distribuidos quinquenalmente:

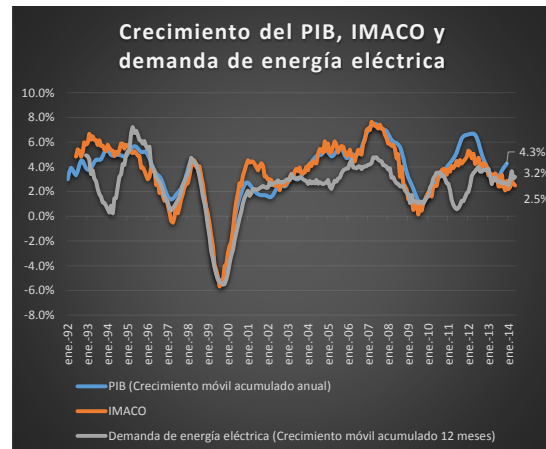
	1996 - 2000	2001 - 2005
CENTRO	-0,64%	3,07%
COSTA Y CARIBE	7,76%	2,16%
NOROESTE	-2,01%	2,15%
VALLE	0,43%	3,34%
ORIENTE	2,90%	4,47%
CQR	10,07%	4,37%
TOLIMA GRANDE	13,55%	3,91%
SUR	7,33%	5,05%

**PROYECCIONES PARA LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y POTENCIA MÁXIMA EN COLOMBIA**  
 Revisión Julio 2014

**1. Demanda de energía eléctrica y actividad económica agregada**

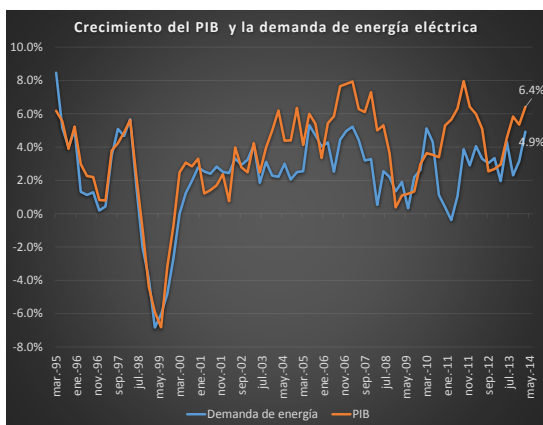
El crecimiento económico del primer trimestre de 2014 (1T14) registró una tasa de crecimiento anual de 6.4% anual reflejando el buen momento por el que pasa la economía impulsada por el dinamismo del sector de la construcción. Los indicadores líderes conocidos a la fecha ya adelantaban una recuperación del ritmo de crecimiento de la economía nacional y de la demanda de energía eléctrica.

La demanda de energía eléctrica aceleró su ritmo de crecimiento registrando una tasa de 4.9% en el primer trimestre del año, similar a la tasa de crecimiento del PIB alcanzada en el cuarto trimestre de 2013.



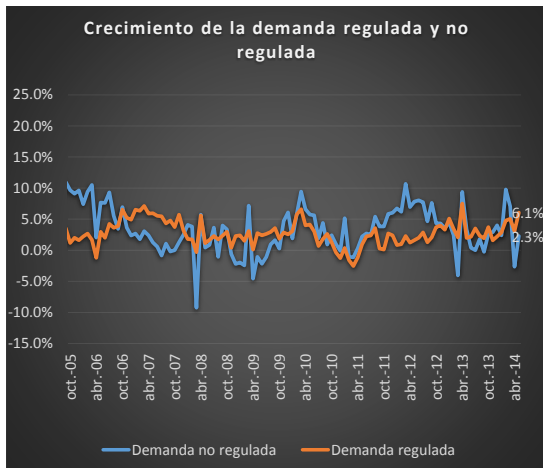
Fuente: UPME con base en datos del DANE, BR y XM.

El crecimiento de la energía eléctrica contrastado con el Índice mensual de actividad económica (IMACO) del Banco de la República (BR) crecía por encima del de los niveles de dicho índice, lo que señalaba un buen desempeño de sectores intensivos en consumo de energía eléctrica, en especial de la industria que aceleró 8 puntos porcentuales su ritmo de crecimiento al pasar de una tasa anual de -4.8% en el 1T2013 a crecer a una tasa de 3.3% en igual periodo del presente año, impulsada a su vez por el dinamismo de la industria azucarera con un crecimiento anual de 20.6% así como por la de elaboración de productos de café (26.5% anual).



Fuente: UPME con base en datos de DANE y XM.





Fuente: UPME con base en datos de XM.

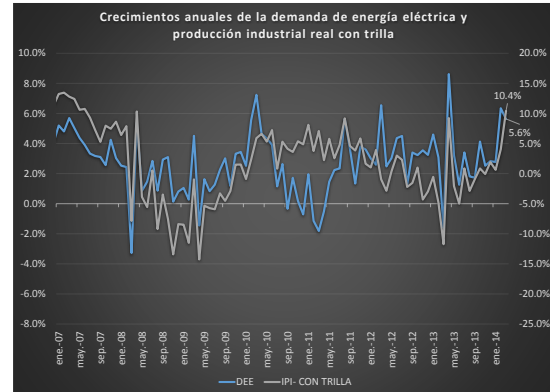
La recuperación de la demanda de energía eléctrica obedece a la recuperación tanto de la demanda regulada como de la no regulada. Aunque en el caso de la demanda no regulada, en los meses de abril y mayo se presentó una corrección en la tendencia de crecimiento debido a factores coyunturales que afectaron principalmente al sector de minas.



Fuente: UPME con base en datos de DANE y XM.

Como se venía observando desde finales de 2013, la industria ha recuperado su ritmo de crecimiento después del periodo de contracción experimentado durante el año anterior. Esta situación ha sido la principal

responsable del repunte de la demanda de energía eléctrica no regulada, que como se verá más adelante, ha sido parcialmente compensada por el comportamiento coyuntural de los grandes consumidores (GCE).



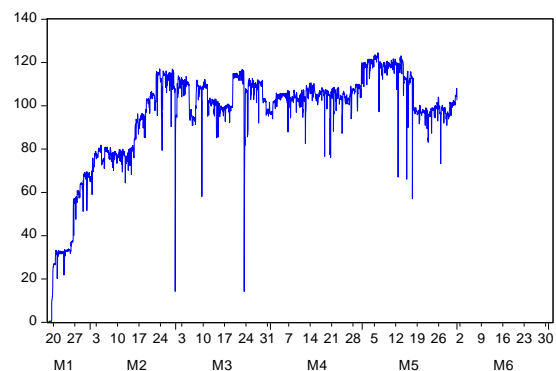
Fuente: UPME con base en datos de DANE y XM.

## 2. Grandes consumidores especiales

Los GCE tuvieron un comportamiento atípico durante la primera parte del año. Primero se destacó la entrada (antes de lo previsto) de la conexión entre Chivor y Rubiales con un consumo cercano a los 80 GWh a mayo.

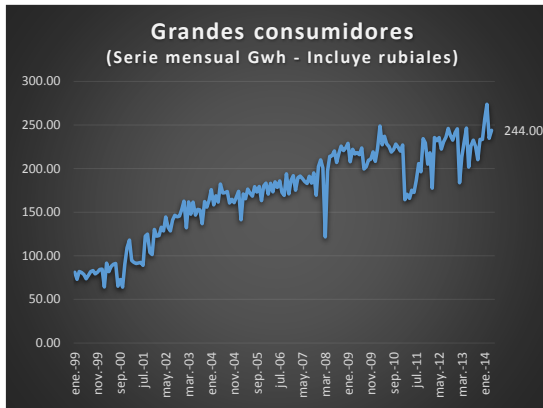
### Comportamiento del consumo de Rubiales durante 2014

RUBIALES



Fuente: UPME con base en datos de XM.

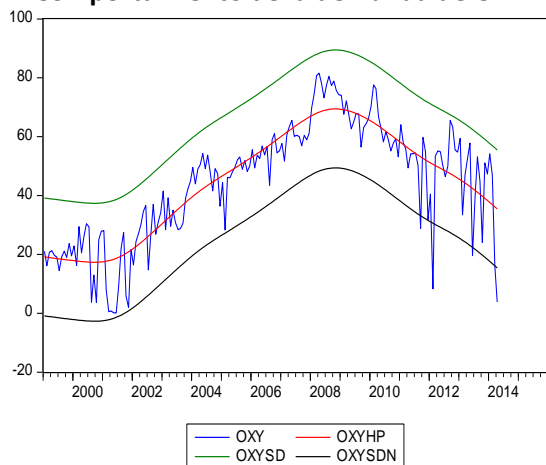
La entrada de este nuevo agente compensó en parte la fuerte caída en el consumo de este grupo de demanda, la cual se produjo principalmente por factores coyunturales que afectaron las conexiones de OXY y Cerromatoso.



Fuente: UPME con base en datos de XM.

La conexión de OXY, cuya actividad ya se encuentra de hecho en una fase decreciente, se vió afectada por factores de orden público que comprometieron la continuidad de su actividad, afectando su demanda por energía eléctrica.

#### Comportamiento de la demanda de OXY



Fuente: UPME con base en datos de XM.

### 3. Proyección de la demanda de energía eléctrica en Colombia

Para el desarrollo de esta revisión, se ha venido realizando el seguimiento de las proyecciones publicadas en noviembre de 2013 y marzo de 2014 por medio del metaanálisis explicado en el informe de la Revisión de Marzo de 2014. Según estas mediciones se ha mejorado sustancialmente la calidad de las proyecciones, pues se reporta un alto grado de correspondencia entre los valores observados y los proyectados.

Teniendo en cuenta, que el siguiente análisis no se incluye la demanda del GCE Rubiales, debido a que inicialmente se tenía prevista su entrada a partir de agosto de 2015. Por lo tanto, de la demanda observada se sustrajo la demanda de Rubiales, para no introducirle perturbación al metaanálisis.

Para la validación se ha optado por utilizar el Error Promedio Porcentual (APE), el Error Promedio Absoluto (AAE), el Error Cuadrático Medio (MSE), el Sesgo (B), el Modelo (M) y los Aleatorios (R). Para lo cual se empleó el Error Cuadrático Medio para medir las diferencias en promedio entre los valores pronosticados y los observados.

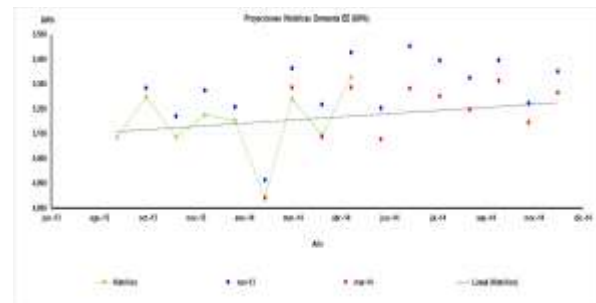
Los resultados son los siguientes:

- a. Se analizó el comportamiento de las proyecciones realizadas en la Unidad noviembre 2013 y marzo de 2014, con respecto a los valores realmente demandados.

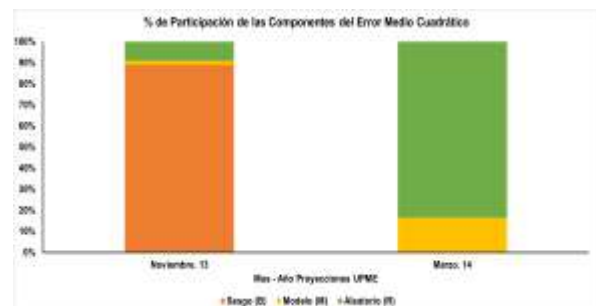
	Noviembre-2013	Marzo-2014
APE	1,69%	-0,01%
AAE	85,33	17,88
MSE	0,0326%	0,0041%

- 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), donde se obtuvieron los siguientes resultados:

MSE	Noviembre-2013	Marzo-2014
Sesgo (B)	89,07%	0,00%
Modelo (M)	1,85%	16,51%
Aleatorio (R)	9,08%	83,49%



Fuente: UPME, Base de Datos XM, DANE, 2014.



Fuente: UPME, Base de Datos XM, DANE, 2014.

Por lo tanto, se han venido minimizando el sesgo sistemático, y el error de la proyección se atribuyen a sus características aleatorias. El desempeño de los modelos de noviembre de 2013 y marzo de 2014 que son modelos VAR endógeno y exógeno respectivamente, han mostrado un alto grado de precisión.

Para reducir aún más el sesgo sistemático, se utilizará a partir de la presente revisión el Método de combinación de pronósticos de diferentes modelos.

Con este objetivo se consideraron tres modelos que predicen la demanda de energía eléctrica en Colombia, los cuales son modelos multivariados (VAR y VEC). Los modelos empleados fueron un modelo VAR endógeno y VAR exógeno, y un modelo VEC endógeno con la variable temperatura exógena. Los modelos emplean como en las revisiones anteriores, las variables de demanda de energía eléctrica, PIB Total, Población y Temperatura.

### 3.1 Combinación de pronósticos<sup>1</sup>

La primera referencia sobre el uso de pronósticos combinados se encuentra en Barnard (1963). En su trabajo, Barnard comparó los pronósticos basados en la metodología de Box-Jenkins con los obtenidos usando procedimientos de suavización exponencial clásicos, y observó que, aunque la técnica propuesta por Box-Jenkins en general producía los mejores pronósticos (en el sentido que minimizaban el error cuadrático medio), un promedio simple de los dos era superior.

Este hallazgo promovió la investigación sobre la existencia de otra combinación de los pronósticos que fuera aún mejor que dicho promedio. Los primeros en explorar esta posibilidad fueron Bates y Granger (1969) quienes encontraron que bajo el supuesto de que cada predictor fuera insesgado, las ponderaciones óptimas para la combinación deberían sumar la unidad. De esta forma se produce un pronóstico combinado insesgado que frecuentemente tiene un error cuadrático medio menor que cualquiera de los pronósticos individuales.

La conclusión más importante de los estudios de Granger y su grupo fue la de señalar que en la construcción de un pronóstico se debe emplear toda la evidencia disponible. En la práctica esto implica que sería mejor usar varios modelos y combinarlos, y no seleccionar uno sólo.

A pesar de que el método propuesto era fácil de usar, su aceptación fue bastante lenta al principio. Entre otras cosas, se argumentaba que si se necesitaba mezclar un modelo con otro para mejorar el pronóstico, probablemente el modelo no había sido correctamente especificado.

La creciente aceptación de la metodología Bayesiana de usar varios expertos y diferentes fuentes de evidencia para generar predicciones, reforzó la idea de usar múltiples modelos para construir pronósticos combinados.

Morris (1974), señala que si los resultados de diferentes modelos pueden ser tratados

1./ <sup>1</sup> CASTAÑO V., ELKIN. Revista Lecturas de Economía No. 41. "Combinación de pronósticos y variables predictoras con error".

formalmente como pronósticos de diferentes expertos, entonces su combinación no debería generar ninguna controversia, pues equivaldría a combinar en la predicción distintos aspectos y fuentes de información.

Además, los fuertes resultados estadísticos obtenidos han permitido dejar atrás las críticas. Bajo el criterio de minimizar la varianza del error del predictor, la combinación de pronósticos individuales, ya sea con errores independientes o correlacionados, es óptima, y nunca peor, en teoría, al pronóstico del mejor modelo individual (Bunn, 1989). Además, los estudios empíricos generalmente reivindican la robustez en la práctica de la combinación.

Se puede concluir que en todos los casos analizados el procedimiento de la mezcla de pronósticos genera predicciones más precisas que los pronósticos individuales de los modelos considerados.

### 3.2 Demanda de Energía Eléctrica a largo plazo (Anual)

Se ajustó un nuevo modelo con el cual se logra una mayor coherencia estadística con los datos históricos, con el cual se toman en cuenta las series históricas de Demanda de Energía Eléctrica mensual desde Enero de 1991 a Mayo de 2014 publicadas por XM y los datos trimestrales del PIB, Población y Temperatura de Colombia desde los años 1991 a 2028, publicados por el DANE y el IDEAM.

Se propone un modelo de combinación de pronósticos empleando modelos multivariados como los VAR (modelo de vectores autorregresivos) y los VEC (modelo de vectores de corrección de error), los cuales

proponen un sistema de ecuaciones, con tantas ecuaciones como series a analizar o predecir. Así, cada variable es explicada por los retardos de sí misma y por los retardos de las demás variables.

Para la estimación eficiente de las ponderaciones para cada modelo se calculan los valores aproximados de los parámetros de cada uno, y se otorga la mayor ponderación a aquel modelo que minimiza los criterios de Akaike y Schwarz y maximiza el estadístico del Logaritmo de Verosimilitud Conjunto. Para el modelo VAR endógeno se le asigna una participación de 20%, para el modelo VAR exógeno, 60% y para el Modelo VEC, 20%.

Además, se requirió que las series sean estacionarias, por lo tanto se realizó la Prueba de Raíz Unitaria - Phillips - Perron (PP). Además, que entre las variables existan una combinación lineal de las mismas, por lo tanto también se realizó la Prueba de Cointegración de Johansen.

El modelo con ambas pruebas satisfactoriamente.

A partir de estas consideraciones se estimó el modelo con las diferencias logarítmicas estacionarias de cada una de las variables, que se indican a continuación:

DEM	Demanda de Energía Eléctrica
PIBTotal:	PIB Total
POB	Población
TEMP	Temperatura Media

Los datos de PIB y de población son publicados por el DANE, la información de PIB se encuentra disponible hasta el cuarto trimestre de 2013 y la de población



corresponde a proyecciones hechas por dicha entidad.

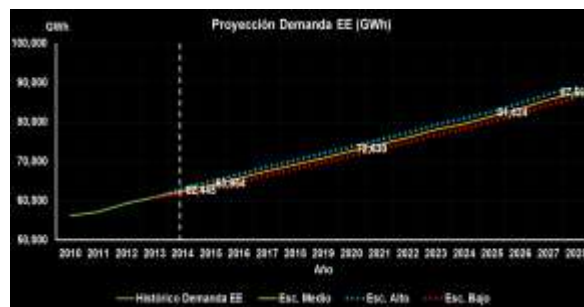
El escenario de crecimiento económico UPME corresponde a las proyecciones estimadas por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público (MHCP). Según el MHCP, se espera que el crecimiento alcance su potencial en los próximos años y tienda a una tasa cercana a 4,6% en el largo plazo.

Los resultados se obtienen para periodos anuales y se mensualizan para obtener los valores que servirán para determinar el comportamiento esperado de la demanda y los márgenes que se presentarán en la energía firme disponible del SIN, para atender dicha demanda.

En la Tabla a continuación, se muestran los resultados de la proyección de demanda de energía eléctrica – sin incluir la demanda de Grandes Consumidores Especiales- con el modelo que mejores ajustes mostró.

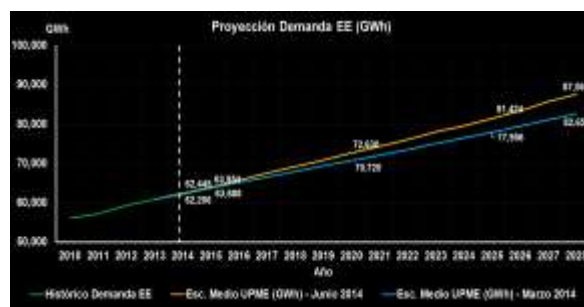
Año	PROYECCIÓN GWh		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2014	63 079	62 445	61 813
2015	64 992	63 954	62 919
2016	66 735	65 670	64 609
2017	68 595	67 500	66 410
2018	70 266	69 145	68 027
2019	71 996	70 847	69 702
2020	73 808	72 630	71 456
2021	75 484	74 280	73 079
2022	77 293	76 060	74 832
2023	79 319	78 053	76 792
2024	80 848	79 559	78 274
2025	82 743	81 424	80 109
2026	84 766	83 415	82 069
2027	87 066	85 679	84 297
2028	88 985	87 566	86 153

La siguiente gráfica ilustra estos resultados:



Fuente: UPME, Base de Datos XM, DANE, IDEAM, 2014.

A continuación se muestran el cambio entre las proyecciones publicadas por Unidad en marzo de 2014 y esta revisión.



Fuente: UPME, Base de Datos XM, DANE, IDEAM, 2014.

Como se puede observar el cambio de las proyecciones de marzo de 2014 con respecto a esta revisión se debe especialmente, a que solo se empleaba un modelo, y no la combinación de varios modelos.

Como se mencionó anteriormente en este documento, el comportamiento reciente de la demanda de energía eléctrica y del PIB sugieren un desacople de dichas variables como consecuencia de un crecimiento económico soportado en sectores con un bajo consumo de energía eléctrica. Se espera que en 2014 los sectores económicos que impulsen el crecimiento del producto continúen siendo sectores de baja intensidad

eléctrica, razón por la cual se aprecia una menor transmisión del comportamiento de la actividad económica general al comportamiento de la demanda eléctrica.

Además, en esta revisión se ha estrechado el intervalo entre los escenarios, lo cual se refleja en unas tasas de crecimiento moderadas aún en el escenario alto, el cual se utiliza para los análisis de expansión de infraestructura.

### 3.3 Demanda de potencia máxima a largo plazo (Anual)

Con los resultados de proyección de la demanda de energía eléctrica del escenario combinado, se realiza un modelo de regresión lineal donde se obtienen las potencias máximas anuales asociadas. Se emplearon tres variables para la proyección de la potencia máxima: la demanda de energía eléctrica, la potencia máxima rezagada un periodo, y una variable Dummy que toma en cuenta el efecto del racionamiento. Los resultados se obtienen para períodos trimestrales y se mensualizarán para obtener los valores que servirán para determinar el comportamiento esperado de la demanda y los márgenes que se presentarán en la energía firme disponible del SIN, para atender dicha demanda.

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

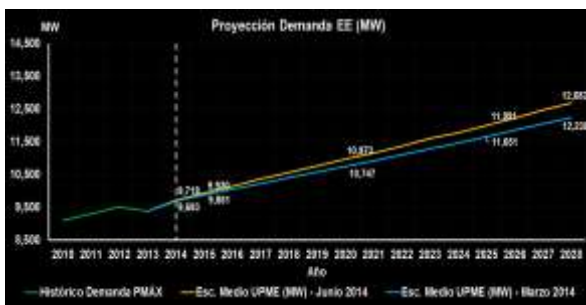
PROYECCIÓN MW			
Año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2014	9 969	9 718	9 475
2015	10 185	9 930	9 681
2016	10 397	10 136	9 882
2017	10 630	10 363	10 103
2018	10 831	10 559	10 294
2019	11 036	10 760	10 490
2020	11 255	10 973	10 697
2021	11 443	11 156	10 877
2022	11 663	11 371	11 086
2023	11 900	11 602	11 311
2024	12 075	11 772	11 477
2025	12 300	11 991	11 690
2026	12 541	12 226	11 920
2027	12 789	12 468	12 156
2028	13 008	12 682	12 363

La gráfica siguiente muestra los resultados de esta proyección para el período 2014-2028



Fuente: UPME, Base de Datos XM, DANE, IDEAM, 2014.

A continuación se muestra el cambio entre la proyección publicada por la Unidad en marzo de 2014 y esta revisión.



Fuente: UPME, Base de Datos XM, DANE, IDEAM, 2014.

### 3.4 Demanda de Energía Eléctrica a corto plazo (Mensual)

Para mensualizar se utiliza el método proporcional de Denton, que interpola series de baja frecuencia (en este caso la serie trimestral que produce el modelo VAR), usando como base para hacer dicha interpolación una serie de mayor frecuencia (mensual), en este caso una serie estimada con un modelo ARIMA que mantiene las características estacionales de la demanda. El método mantiene la proyección trimestral distribuyéndola de forma mensual usando como base para hacer esto la serie mensual. El método utiliza la técnica de mínimos cuadrados restringidos como base para hacer la interpolación<sup>2</sup>.

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

Mes	PROYECCIÓN GWh		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
jun-14	5 217	5 095	4 974
jul-14	5 415	5 330	5 245
ago-14	5 383	5 298	5 214
sep-14	5 327	5 243	5 159
oct-14	5 434	5 346	5 259
nov-14	5 262	5 177	5 093
dic-14	5 384	5 298	5 212
ene-15	5 338	5 252	5 166
feb-15	5 043	4 961	4 880
mar-15	5 487	5 398	5 309
abr-15	5 331	5 247	5 163
may-15	5 499	5 412	5 325
jun-15	5 349	5 264	5 180
jul-15	5 539	5 451	5 364
ago-15	5 522	5 435	5 348
sep-15	5 476	5 389	5 303
oct-15	5 538	5 449	5 359
nov-15	5 376	5 289	5 203
dic-15	5 496	5 407	5 319

La gráfica a continuación muestran los cambios entre la proyección más reciente de la Unidad y esta revisión.



Fuente: UPME, Base de Datos XM, DANE, IDEAM, 2014.

Las proyecciones mensuales entre 2016 y 2028 se presentan en los archivos Excel disponibles en el website de la Unidad.

2./ <sup>2</sup> El método puede ser consultado en detalle en Fonzo T. y Marini M. "On extrapolation with the Denton

Proportional Benchmarking Method". IMF, junio de 2012

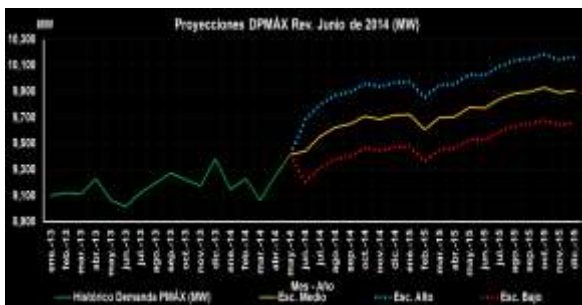


### 3.5 Demanda de Potencia Máxima a corto plazo (Mensual)

A continuación, en la Tabla se presentan los resultados de la proyección de potencia máxima mensual para el período Febrero 2014 - Diciembre 2015.

PROYECCIÓN MW			
Mes	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
jun-14	9 684	9 441	9 205
jul-14	9 799	9 553	9 313
ago-14	9 869	9 622	9 380
sep-14	9 898	9 649	9 407
oct-14	9 960	9 711	9 467
nov-14	9 936	9 687	9 444
dic-14	9 969	9 718	9 475
ene-15	9 973	9 723	9 479
feb-15	9 853	9 606	9 365
mar-15	9 949	9 700	9 456
abr-15	9 957	9 707	9 464
may-15	10 030	9 778	9 533
jun-15	10 022	9 771	9 526
jul-15	10 093	9 840	9 593
ago-15	10 138	9 883	9 635
sep-15	10 151	9 897	9 648
oct-15	10 185	9 930	9 681
nov-15	10 144	9 890	9 642
dic-15	10 163	9 908	9 660

Estos valores se ilustran en la gráfica a continuación.



Fuente: UPME, Base de Datos XM, DANE, IDEAM, 2014.

energía eléctrica se muestran en la Tabla siguiente:

### 3.6 Demanda de Energía Eléctrica Total (Anual)

Las proyecciones de energía a largo plazo, se estimaron de acuerdo con la carga declarada en las solicitudes de conexión de los GCE, los atrasos o adelantos presentados en su entrada. Como se indicó arriba, esta revisión incluye la demanda de energía eléctrica esperada desde 2014 en los campos de Rubiales, conectados hoy desde la subestación del STN en Chivor.

La Tabla a continuación presenta los resultados de la proyección de demanda de energía eléctrica esperada para Grandes Consumidores Especiales y ventas a Panamá.

PROYECCIÓN GWh			
Año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2014	64 290	63 656	63 024
2015	67 346	66 308	65 273
2016	70 249	69 185	68 123
2017	72 168	71 074	69 983
2018	74 986	73 865	72 748
2019	77 678	76 529	75 384
2020	79 608	78 430	77 256
2021	81 459	80 255	79 055
2022	83 406	82 173	80 945
2023	85 133	83 868	82 607
2024	86 652	85 363	84 078
2025	88 577	87 258	85 943
2026	90 505	89 154	87 808
2027	92 754	91 367	89 985
2028	94 631	93 213	91 799

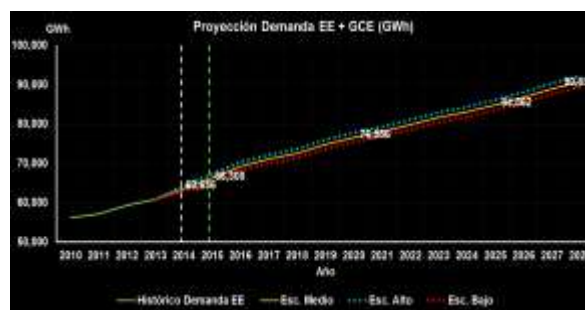
AÑO	PROYECCIÓN GCE (GWh)			EXPORTACIONES PANAMÁ
	RUBIALES	ECOPETROL	DRUMMOND	
2014	1 211,33			
2015	1 362,65	482,11	508,72	
2016	1 540,73	964,22	1 009,15	
2017	1 597,43	964,22	1 011,92	
2018	1 433,62	964,22	1 009,15	1 313,38
2019	1 162,85	1 813,54	1 009,15	1 696,43
2020	865,89	2 081,12	1 009,15	1 843,96
2021	755,46	2 081,12	1 011,92	2 127,38
2022	626,48	2 081,12	1 011,92	2 393,19
2023	509,36	2 081,12	1 011,92	2 212,26
2024	414,38	2 081,12	1 011,92	2 296,32
2025	344,66	2 081,12	1 011,92	2 396,31
2026	283,26	2 081,12	1 011,92	2 362,54
2027	232,27	2 081,12	1 011,92	2 362,54
2028	190,87	2 081,12	1 011,92	2 362,54

**Nota:** El tiempo estimado de entrada en operación se revisa en cada proyección

**Fuente:** Pacific Rubiales, Ecopetrol, Drummond.

Los resultados de integrar estas demandas a la proyección de la demanda nacional de

La siguiente gráfica ilustra esta proyección.

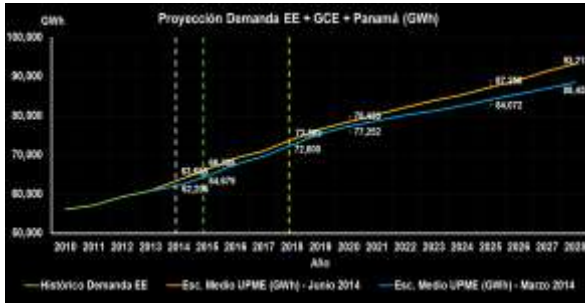


**Fuente:** UPME, Base de Datos XM, DANE, IDEAM, 2014.



**Fuente:** UPME, Base de Datos XM, DANE, IDEAM, 2014.

La gráfica a continuación muestra los cambios entre la proyección más reciente de la Unidad y esta revisión



Fuente: UPME, Base de Datos XM, DANE, IDEAM, 2014.

### 3.7 Demanda de Potencia Máxima Total (Anual)

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

La siguiente Tabla presenta los resultados de la proyección de la potencia eléctrica total anual (MW)

PROYECCIÓN GCE (MW)				
AÑO	RUBIALES	ECOPETROL	DRUMMOND	EXPORTACIONES PANAMÁ
2014	145,00			
2015	163,20	108,00	115,20	
2016	181,40	108,00	115,20	
2017	184,30	108,00	115,20	
2018	174,70	108,00	115,20	270,00
2019	152,60	108,00	115,20	270,00
2020	114,20	108,00	115,20	270,00
2021	91,20	240,00	115,20	270,00
2022	77,50	240,00	115,20	270,00
2023	63,26	240,00	115,20	270,00
2024	50,84	240,00	115,20	270,00
2025	40,87	240,00	115,20	270,00
2026	33,44	240,00	115,20	270,00
2027	27,10	240,00	115,20	270,00

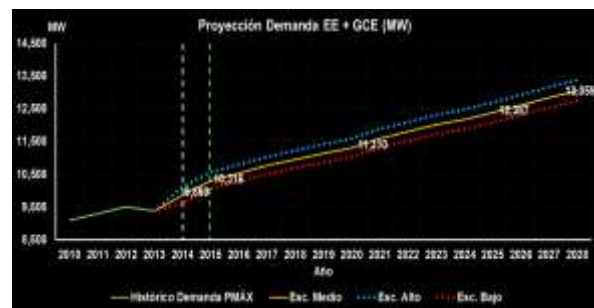
PROYECCIÓN GCE (MW)				
AÑO	RUBIALES	ECOPETROL	DRUMMOND	EXPORTACIONES PANAMÁ
2028	21,93	240,00	115,20	270,00

**Nota:** El tiempo de entrada en operación se revisa en cada proyección.

**Fuente:** Pacific Rubiales, Ecopetrol, Drummond

Los valores resultantes de la proyección de la potencia eléctrica máxima nacional, con los valores integrados de las potencias de Grandes Consumidores Especiales y Panamá, se presentan en la Tabla y gráficas siguientes.

PROYECCIÓN MW			
Año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2014	10 111	9 860	9 617
2015	10 572	10 316	10 067
2016	10 802	10 541	10 287
2017	11 037	10 771	10 511
2018	11 473	11 201	10 936
2019	11 656	11 379	11 110
2020	11 837	11 554	11 279
2021	12 134	11 847	11 567
2022	12 340	12 048	11 762
2023	12 563	12 265	11 974
2024	12 725	12 422	12 127
2025	12 940	12 632	12 331
2026	13 174	12 859	12 553
2027	13 416	13 095	12 782
2028	13 629	13 303	12 985

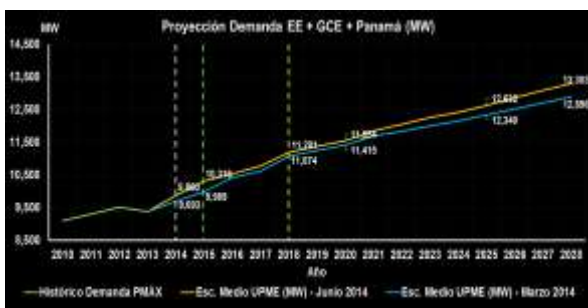


Fuente: UPME, Base de Datos XM, DANE, IDEAM, 2014.



Fuente: UPME, Base de Datos XM, DANE, IDEAM, 2014.

La gráfica a continuación muestra los cambios entre la proyección más reciente de la Unidad y esta revisión.



Fuente: UPME, Base de Datos XM, DANE, IDEAM, 2014.

La metodología usada para estimar la potencia máxima total no varió respecto a la presentada en la revisión de Marzo de 2014, con el fin de recoger de forma más precisa la relación existente entre potencia máxima y la demanda total de energía eléctrica. La metodología recoge la relación estadística entre potencia y demanda usando una regresión de mínimos cuadrados ordinarios dinámica.

Por tal motivo, la proyección de potencia guarda una mayor consistencia con el comportamiento esperado de la demanda de energía eléctrica. Cabe resaltar, que esta proyección muestra la demanda máxima de

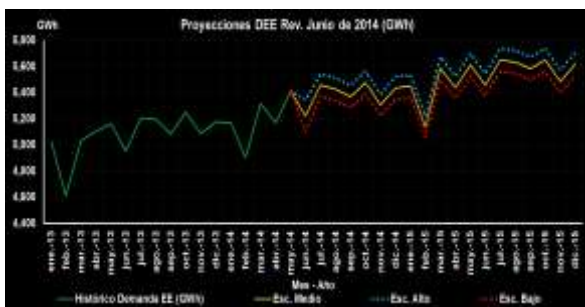
potencia que debe ser despachada en cada uno de los años de la proyección.

El análisis de los requerimientos de capacidad instalada para mantener los márgenes de seguridad que deberían estar disponibles y para los niveles de confiabilidad, forman parte de los análisis de expansión de la infraestructura de generación y transmisión, que se realizan en el marco de los Planes de expansión correspondientes.

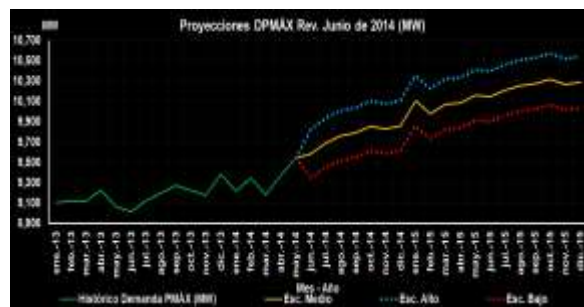
### 3.8 Escenario de Energía Eléctrica Total (Mensual)

A continuación, en la Tabla se presentan los resultados de la proyección de energía eléctrica mensual para el período Febrero 2014 - Diciembre 2015, que incluyen la entrada del GCE Rubiales.

PROYECCIÓN GWh			
Mes	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
jun-14	5 342	5 221	5 099
jul-14	5 543	5 458	5 373
ago-14	5 512	5 427	5 343
sep-14	5 453	5 370	5 286
oct-14	5 563	5 476	5 389
nov-14	5 390	5 305	5 221
dic-14	5 522	5 435	5 349
ene-15	5 538	5 451	5 365
feb-15	5 220	5 138	5 057
mar-15	5 677	5 588	5 500
abr-15	5 523	5 439	5 355
may-15	5 700	5 613	5 526
jun-15	5 541	5 457	5 373
jul-15	5 736	5 649	5 562
ago-15	5 721	5 634	5 547
sep-15	5 671	5 585	5 499
oct-15	5 738	5 648	5 559
nov-15	5 573	5 486	5 400
dic-15	5 707	5 619	5 530



Fuente: UPME, Base de Datos XM, DANE, IDEAM, 2014.



Fuente: UPME, Base de Datos XM, DANE, IDEAM, 2014.

### 3.9 Escenario de Potencia Máxima Total (Mensual)

A continuación, en la Tabla se presentan los resultados de la proyección de potencia máxima mensual para el período Febrero 2014 - Diciembre 2015, que incluyen la entrada del GCE Rubiales.

PROYECCIÓN GWh			
Mes	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
jun-14	9 826	9 583	9 346
jul-14	9 938	9 692	9 452
ago-14	10 009	9 761	9 520
sep-14	10 039	9 791	9 549
oct-14	10 105	9 856	9 612
nov-14	10 077	9 828	9 585
dic-14	10 111	9 860	9 617
ene-15	10 355	10 105	9 861
feb-15	10 226	9 978	9 737
mar-15	10 320	10 070	9 827
abr-15	10 333	10 083	9 840
may-15	10 411	10 159	9 914
jun-15	10 399	10 147	9 902
jul-15	10 464	10 210	9 964
ago-15	10 509	10 254	10 007
sep-15	10 529	10 275	10 027
oct-15	10 572	10 316	10 067
nov-15	10 520	10 266	10 018
dic-15	10 542	10 287	10 038



#### 4. Demanda de energía eléctrica por tipo de usuario

Para la elaboración de la proyección de demanda de energía eléctrica por tipo de usuarios (regulados y no regulados) se desarrollan un modelo de serie de tiempo ARIMAX con resolución mensual con los que se calculan para el horizonte 2014 - 2015 la evolución de estas variables. La serie de datos de base está constituida por la demanda histórica pro tipo de usuario (Octubre 1998 – Abril 2014) suministrada por el Centro Nacional de Despacho –CND.



Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2014.



Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2014.

#### 4.1 Demanda de Energía Eléctrica Regulada y No Regulada (sin incluir GCE)

	HISTÓRICO EE (GWH)		PROYECCIÓN EE (GWH)	
	Regulada	No Regulada	Regulada	No Regulada
ene-14	3 449	1 704		
feb-14	3 216	1 626		
mar-14	3 541	1 698		
abr-14	3 481	1 613		
may-14			3 617	1 712
jun-14			3 505	1 590
jul-14			3 651	1 679
ago-14			3 639	1 659
sep-14			3 588	1 655
oct-14			3 655	1 692
nov-14			3 543	1 635
dic-14			3 712	1 586
ene-15			3 676	1 576
feb-15			3 435	1 526
mar-15			3 755	1 643
abr-15			3 671	1 575
may-15			3 778	1 634
jun-15			3 684	1 581
jul-15			3 802	1 650
ago-15			3 804	1 631
sep-15			3 753	1 636
oct-15			3 794	1 655
nov-15			3 694	1 595
dic-15			3 861	1 546

Notas: Periodo de Abril de 2014 reportado por XM.

La Demanda eléctrica proyectada por la UPME solo contempla la Demanda de Energía del SIN, la cual corresponde a la Demanda Comercial Nacional más la demanda no atendida por causas programadas y no programadas.

Cabe anotar que esta proyección no contempla las transacciones eléctricas con los países vecinos de Ecuador y Venezuela; ni la entrada de GCE ni de Panamá.

Se deriva que persiste la tendencia a una disminución de la participación de los usuarios no regulados dentro del consumo energético de 33,58% en el año 2014 a 30,77% en el 2015.



Fuente: UPME, Base de Datos XM, DANE, IDEAM, 2014.

Cabe anotar que esta proyección no contempla las transacciones eléctricas con los países vecinos de Ecuador y Venezuela; ni la entrada de Panamá.

Se prevé que existe la tendencia a una disminución de la participación de los usuarios no regulados no tan pronunciada como en el ítem anterior dentro del consumo energético, pasando de 34,40% en el año 2014 a 33,15% en el 2015.

#### 4.2 Demanda de Energía Eléctrica Regulada y No Regulada (incluyendo GCE)

	HISTÓRICO EE (GWH)		PROYECCIÓN EE (GWH)	
	Regulada	No Regulada	Regulada	No Regulada
ene-14	3 449	1 718		
feb-14	3 216	1 686		
mar-14	3 541	1 776		
abr-14	3 481	1 688		
may-14			3 617	1 792
jun-14			3 505	1 715
jul-14			3 651	1 807
ago-14			3 639	1 789
sep-14			3 588	1 782
oct-14			3 655	1 821
nov-14			3 543	1 763
dic-14			3 712	1 723
ene-15			3 676	1 775
feb-15			3 435	1 703
mar-15			3 755	1 833
abr-15			3 671	1 768
may-15			3 778	1 835
jun-15			3 684	1 773
jul-15			3 802	1 847
ago-15			3 804	1 830
sep-15			3 753	1 832
oct-15			3 794	1 855
nov-15			3 694	1 793
dic-15			3 861	1 757

**Notas:** Periodo de Abril de 2014 reportado por XM.  
La Demanda eléctrica proyectada por la UPME solo contempla la Demanda de Energía del SIN, la cual corresponde a la Demanda Comercial Nacional más la demanda no atendida por causas programadas y no programadas.



Fuente: UPME, Base de Datos XM, DANE, IDEAM, 2014.

## 5. Comportamiento histórico de la demanda regional de energía eléctrica en Colombia

La regionalización permite tener un mejor insumo para estructurar las soluciones de abastecimiento, mediante construcción de infraestructura necesaria y suficiente. A continuación se mostrará cómo se han venido comportando cada una de las 30 UCP que existen hasta el momento.

Se evalúa la serie histórica de demanda de energía para cada UCP, empezando por las series con información desde enero de 1996, y luego, para las UCP recientemente desagregadas, y se pondera respecto a la serie de la UCP original.

La información de demanda eléctrica es suministrada periódicamente por XM a nivel de UCP, y permite regionalizarla para tener la misma división que la demanda de otros energéticos. 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 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.
- UCP Meta en UCP EMSA y UCP Guaviare a partir de Julio de 2010.

### Agrupación por regiones

REGIÓN	UCP ORIGINAL	UCP DESAGREGADA
CENTRO	CENTRO	CODENSA CUNDINAMARCA
	META	EMSA GUAVIARE
CARIBE Y COSTA	BARRRANQUILLA	BARRRANQUILLA
	TAIRONA	TAIRONA
	CARTAGENA	CARTAGENA
	PLANETA RICA	PLANETA RICA
NOROESTE	NOROESTE	ANTIOQUIA CHOCÓ
		ORIENTE
VALLE	CALI	CALI
	EPSA	CARTAGO PACÍFICO TULUÁ
		CQF
TOLIMA GRANDE	PEREIRA	PEREIRA
	ANDAKÍ	ANDAKÍ
	PACANDÉ PIJAOS	PACANDÉ PIJAOS
SUR	PASTO	BAJO PUTUMAYO CEDENAR PUTUMAYO
		SUR

Fuente: UPME, 2014.

Luego se agregan tanto las regiones como las UCP de tal forma que, como prueba de chequeo, los resultados explicaran la demanda nacional.

Además, se obtuvo la participación esperada, con respecto a la demanda del SIN, de la



demanda de energía de cada UCP, y de cada Región.

### 5.1 Participación media por región con respecto a la demanda nacional de EE

REGIÓN	HISTÓRICO 1996 - 2013
CENTRO	24.63%
COSTA Y CARIBE	19.76%
NOROESTE	15.72%
VALLE	12.00%
ORIENTE	9.45%
CQR	4.38%
TOLIMA GRANDE	4.26%
SUR	2.94%
OTROS*	6.94%

\*Incluye pérdidas y GCE Existentes  
 Fuente: UPME, 2014.



Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2014.

De la anterior gráfica, se puede concluir que las cinco regiones más representativas dentro del consumo nacional, se encuentran en primer lugar Centro, seguida de Costa y Caribe, Noroeste, Valle y Oriente con una participación de 81,47% del total de la demanda Nacional.

### 5.2 Crecimiento medio regional en la demanda de energía eléctrica

La región Costa y Caribe ha venido aumentando su crecimiento en cada uno de los periodos quinquenales, esto se debe a la minería y los servicios han registrado cambios importantes que le han permitido ganar participación en la producción nacional, mientras que las actividades agropecuarias e industriales han perdido peso relativo en las dos últimas décadas..

	1996 - 2000	2001 - 2005
CENTRO	-0,64%	3,07%
COSTA Y CARIBE	7,76%	2,16%
NOROESTE	-2,01%	2,15%
VALLE	0,43%	3,34%
ORIENTE	2,90%	4,47%
CQR	10,07%	4,37%
TOLIMA GRANDE	13,55%	3,91%
SUR	7,33%	5,05%

	2006 - 2010	2011 - 2013
CENTRO	3,72%	2,61%
COSTA Y CARIBE	3,77%	5,57%
NOROESTE	2,51%	0,62%
VALLE	0,30%	2,42%
ORIENTE	4,65%	4,45%
CQR	-0,07%	0,96%
TOLIMA GRANDE	2,17%	2,32%
SUR	2,22%	0,60%

Fuente: UPME, 2014.

Las regiones de Centro y Tolima Grande presentan el fenómeno contrario al de la región Costa y Caribe, debido en gran parte a que el sector primario ha venido cayendo en forma tendencial a causa de su bajo ritmo de crecimiento, en el que las ramas predominantes son los cultivos de otros productos agrícolas, la extracción de petróleo

y gas, y la producción pecuaria. Por su parte, el sector terciario ha ganado la participación, hasta convertirse en el de mayor relevancia dentro del producto regional.

La región Noroeste, también ha venido disminuyendo su crecimiento, debido a que priman las actividades de servicios, con una contribución significativa al PIB regional, seguidas de las actividades manufactureras y, finalmente, las agropecuarias y minero extractivas

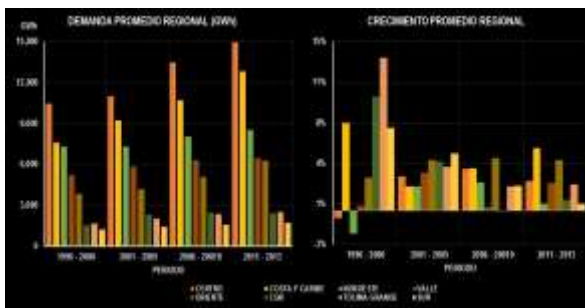
La región Oriente, disminuye su crecimiento. No obstante, en los últimos años la industria y la construcción se convirtieron en ejes fundamentales para el crecimiento del PIB. Santander concentra más de la mitad del producto regional debido a la cuota del sector secundario, especialmente en la fabricación de productos de la refinación del petróleo y a las actividades relacionadas con los servicios. Por su parte, Boyacá y Norte de Santander predomina el sector terciario.

departamentos que la componen, destacándose por las actividades de servicios a las empresas, administración pública, comercio, actividades inmobiliarias y turismo.

Las regiones del Valle y del Sur vienen en aumento su crecimiento, en especial por que la minería tiene mayor presencia en la región, en especial en el Putumayo y la silvicultura en Cauca y Nariño.

Además, el Valle del Cauca es líder en la mayor parte de las actividades económicas de la región y aporta alrededor de las tres cuartas partes de su PIB.

La composición económica del PIB en dichas regiones, presentó cambios significativos durante las últimas seis décadas. En efecto ganó mayor espacio el sector terciario por el crecimiento de los servicios, tanto en la administración pública como en la especialización de las cadenas productivas de la industria regional. Este hecho, amplificó la participación del sector terciario en el PIB, aunque la actividad industrial continuó siendo un renglón importante en la actividad económica de la región.



Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2014.

Para la región CQR, viene aumentando su crecimiento. Desde la última década el sector primario redujo su participación, lo que dió paso a que sector terciario ganara importancia dentro de la economía de la región, con un aporte significativo en los tres

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- **BANREP. BANCO DE LA REPÚBLICA. (2014).** “Documento de trabajo sobre economía regional”. Banco central de Colombia. En línea: <http://www.banrep.gov.co/dtser> (Consulta: Junio de 2014).
- **BARNARD, GEORGE A. (1963).** “New Methods of Quality Control”. Journal of the Royal Statistical Society (Ser. A). páginas: 126 - 255.
- **BATES, J. AND GRANGER C.W. (1969).** “The Combination of Forecasts”. Operational Research Quarterly, Vol. 20. Páginas: 451 - 468.
- **BUNN, DEREK W. (1979).** “The Synthesis of Predictive Models in Marketing Research”. Journal of Marketing Research. Vol 16. Páginas: 280-283.
- **CASTAÑO V., ELKIN. (1994).** “Combinación de pronósticos y variables predictoras con error”. Revista Lecturas de Economía No. 41. Departamento de Economía. Universidad de Antioquia. Medellín, Colombia. ISSN 0120-2596. ISSNe 2323-0622. Páginas 59 – 80.
- **CASTAÑO V., ELKIN Y MELO V. LUIS F. (1998).** “Métodos de Combinación de Pronósticos: Una Aplicación a la Inflación Colombiana”. Borradores de Economía, No 109. Banco de la República. Colombia. Páginas: 1 -58.
- **DANE. Departamento Administrativo Nacional de Estadística. (2014).** PIB. En línea: <http://www.dane.gov.co/index.php/cuentas-economicas/cuentas-trimestrales> (Consulta, Junio 2014).
- **IDEAM. Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales. (2013).** Bases de Datos de Temperaturas. Bogotá, Colombia. (Consulta: Abril – Mayo de 2013).
- **MORIS, PETER A. (1974).** “Decisión Analysis Expert Use”. Management Science. Vol. 20. Páginas: 1233 – 1241.
- **XM. COMPAÑÍA DE EXPERTOS EN MERCADOS S.A. ESP. (2014).** Demanda de energía. *Indicadores de Pronósticos Oficiales de Demanda.* En línea: <http://www.xm.com.co/Pages/IndicadoreSdePronosticosOficialesdeDemanda.aspx> (Consulta: Junio de 2014).
- -----. **COMPAÑÍA DE EXPERTOS EN MERCADOS S.A. ESP. (2014).** *Portal BI. Información Inteligente. Demanda.* En línea: <http://informacioninteligente10.xm.com.co/demanda/paginas/default.aspx> (Consulta: Junio de 2014).



**Contacto:**

Avenida Calle 26 # 69 D – 91

Torre 1 Oficina 901

**Pbx:** 222 06 01

**Fax:** 221 95 37

**Línea Gratuita Nacional:** 01800911729

[www.upme.gov.co](http://www.upme.gov.co)

**Síguenos en:** @UPMEOFICIAL

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

