

PLAN DE EXPANSIÓN Y GENERACIÓN EN LA REGIÓN CENTRAL



**UNIVERSIDAD DISTRITAL FRANCISCO JOSÉ DE
CALDAS**

*GRUPO DE INVESTIGACIÓN XUÉ
SEMILLERO DE INVESTIGACIÓN BARIÓN*



2020



Convenio Interadministrativo 080 de 2019. Región Administrativa y de Planeación Especial RAP-E – Universidad Distrital Francisco José de Caldas.

Director RAP-E:

- Doctor Fernando Florez Espinoza

Supervisor Convenio:

- Ingeniero Jorge Eduardo Aya Rodríguez

Responsable del eje de Infraestructura, transporte, logística y servicios públicos.



Equipo Técnico:

- César Andrés Rincón Triana
- Alejandro Hurtado Beltrán
- Alejandra Patarroyo
- Miguel Ángel Ocasiones
- Jaime Adrián Matéus Ramírez
- Wendy Katherine Villarraga Clavijo
- Oscar Daniel Guerrero Mora
- José Alexander Ovalle Murcia
- Heguar Stins Goyeneche Mendivelso

Equipo Específico:

- Brian Alexander Veloza Beltrán

Coordinadora Grupo/Semillero de Investigación:

- Nubia Marcela Rodríguez Figueroa

Director Grupo/Semillero de Investigación:

- Ingeniero Andrés Escobar Díaz

Contenido

Introducción	5
Metodología.....	6
1. Caracterización Socio Económica.....	7
1.1 Población Colombia.....	7
1.1.1 Distribución departamental	7
1.1.2 Distribución municipal.....	8
1.2 Producto Interno Bruto (PIB).....	10
1.2.1 PIB Distribución departamental en la Región Central	10
1.2.2 PIB Distribución municipal	11
1.3 Empleabilidad	12
1.3.1 Porcentaje de población en edad de trabajar.....	13
1.3.2 La tasa de desempleo	15
1.3.3 La tasa de ocupación.....	17
2. Aspecto Eléctrico.	19
2.1 Demanda y Generación eléctrica en Colombia.	19
2.2 Exportación e Importación de energía eléctrica.	19
2.3 Demanda de energía eléctrica no atendida.....	20
2.4 Consumo eléctrico.	20
2.5 Capacidad instalada por recurso	24
2.6 Usuarios, Vivienda e Índice de Cobertura Energía Eléctrica.	27
2.7 Proyectos de generación eléctrica.	29
3. Plan de expansión en generación en la región central	33
3.1 Sectorización del territorio colombiano en áreas eléctricas.....	33
3.2 Panorama actual en generación.	35
3.3 Plan de expansión generación.....	36
3.4 Proyección de la potencia y energía en Colombia.....	Error! Bookmark not defined.
3.4.1 Capacidad instalada versus proyección demanda máxima de potencia.....	Error! Bookmark not defined.
3.4.2 ENFICC versus proyección demanda de Energía.....	Error! Bookmark not defined.
3.5 Proyecciones del precio de tres recursos energéticos térmicos.....	Error! Bookmark not defined.
3.5.1 Proyección del precio del gas	Error! Bookmark not defined.

3.5.2	Proyección del precio del combustible líquido	Error! Bookmark not defined.
3.5.3	Proyección del precio del carbón	Error! Bookmark not defined.
3.6	Criterio de planificación.....	42
3.7	Resultados del Escenario 1	44
3.8	Resultados del escenario 2.....	46
3.9	Evaluación de los escenarios.....	49
3.10	Energía Firme de los escenarios	50
4.	Plan de expansión en transmisión	51
4.1	Preámbulo	51
4.2	Proyectos a tener presentes	52
4.3	Capacidad de conexión.	53
4.4	Análisis de áreas.	55
5.	Conclusiones	58
6.	Bibliografía.....	59

Introducción

En el presente documento se da a conocer una serie de parámetros de orden social y económico, para la ejecución de un plan de energización en la Región Central (Bogotá D.C, Boyacá, Cundinamarca, Meta y Tolima).

En el ámbito social, se analiza la distribución de habitantes a nivel nacional y regional, tomando la distribución por municipio.

En el ámbito económico, se analiza el comportamiento del crecimiento del producto interno bruto (PIB) del país y de la región. Posterior a ello, se analizan los índices de empleabilidad, considerando tres características principales: el porcentaje de población en edad de trabajar, la tasa de desempleo y la tasa de ocupación.

Finalmente se analiza el comportamiento de demanda, demanda no atendida, generación, importación y exportación de energía. En cuanto a demanda se analiza el comportamiento de la curva de sectores como el residencial, industrial, terciario, de servicios, entre otros.

Metodología

Este documento pretende dar a conocer las características más relevantes para la planeación eléctrica en la Región Central. En el primer capítulo, se abarcan las temáticas de la economía colombiana, analizando las cifras de población y el Producto Interno Bruto (PIB) a nivel Región Central. En el segundo capítulo se abordan temas como la demanda, la generación, la exportación, la importación, el consumo, la capacidad instalada por recurso, el índice de cobertura, y los estados de proyectos de generación eléctrica en la Región Central. De forma general, se identifican aspectos importantes para la planeación en generación y transmisión donde se tienen contemplados la cantidad de proyectos futuros.

Se generarán una serie de conclusiones, en las cuales, el lector podrá interpretar, analizar, cuestionar y discutir en múltiples escenarios. En la Figura 1, se da a conocer la estructura del documento abordando los temas que serán incluidos en el mismo.

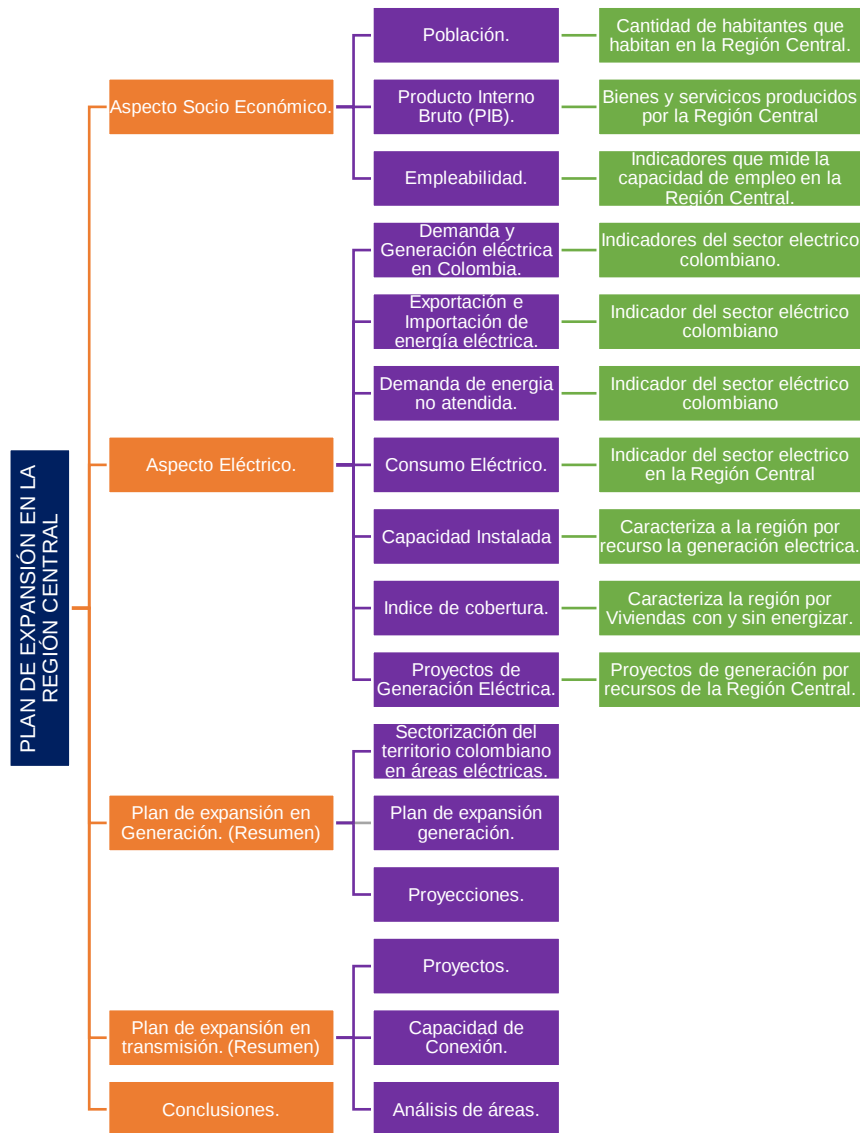


Figura 1: Mapa conceptual del desarrollo del documento.

1. Caracterización Socio Económica

Para tener un indicador económico se deben analizar los índices de población y empleabilidad, llevando a cabo una caracterización económica de la Región.

1.1 Población Colombia

La población colombiana, según el último censo del DANE, muestra que en Colombia existen 43.835.324 personas censadas en hogares particulares, 329.093 personas en lugares especiales de alojamiento, dando como resultado 44.164.417 personas efectivamente censadas. Sin embargo, el DANE agrega 4.094.077 personas que fueron omitidas para una estimación de 48.258.494 personas [1].

La distribución de las personas en los departamentos asociados a la Región Central y comparada con las cifras de población nacional se constituye como una herramienta importante para la efectiva y adecuada planeación eléctrica. En la Figura 2 se observa que un 30% corresponde a la población central, del total de la población a nivel nacional (**Figura 2**). Eso quiere decir que de una población de 44.164.417 personas, 13.257.936 personas **censadas** habitan en la región central.[2]

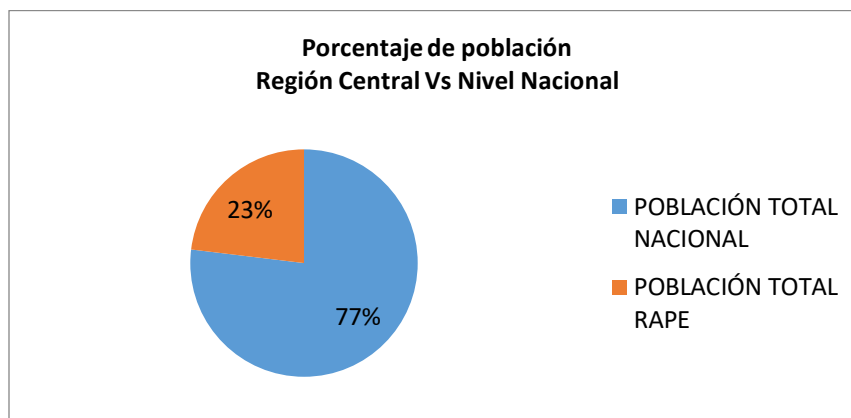


Figura 2: Porcentaje de población Región RAPE a Nivel Nacional Fuente:[2]

1.1.1 Distribución departamental

La región central cuenta con una población de 13.257.936 personas efectivamente censadas, de lo cual Bogotá cuenta con una población de 7.181.469 personas, Cundinamarca 2.792.877, Tolima 1.228.763, Boyacá 1.135.698 y Meta 919.129 (**Figura 1**). Por otra parte en la **Figura 2** se observa que Bogotá cuenta con el 54%, lo sigue Cundinamarca con un 21%, posteriormente Tolima y Boyacá con un 9% y finalmente Meta con un 7%; cabe tener en cuenta que Bogotá se encuentra inmersa en Cundinamarca, por lo tanto, **la mayoría de la población de la región central se focaliza en Bogotá y los municipios aledaños a Bogotá por parte del departamento de Cundinamarca.**

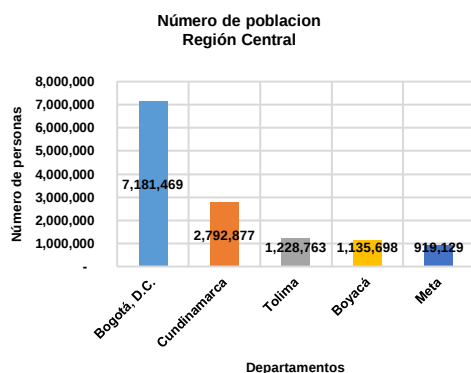


Figura 1: Número de habitantes en la región central
Fuente: [2]

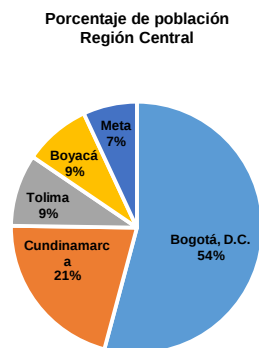


Figura 2: Porcentaje de la población región central
Fuente:[2]

1.1.2 Distribución municipal

1.1.2.1 Población en Bogotá por localidad

Bogotá cuenta con una población de 7.181.469 personas, donde se encuentran distribuidos en 20 localidades, siendo las localidades de Suba, Kennedy, Engativá, Ciudad Bolívar y Bosa con el mayor número de habitantes en Bogotá. (**Figura 3**)

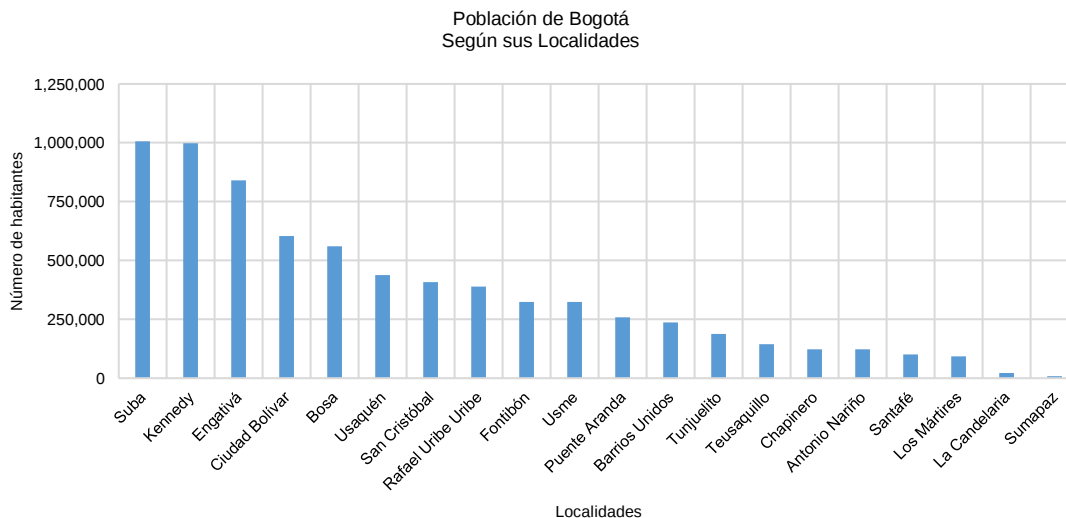


Figura 3: Población de Bogotá según sus localidades Fuente [3].

1.1.2.2 Boyacá, Cundinamarca, Meta y Tolima

Los departamentos de Boyacá y Cundinamarca tienen una particularidad y es, la cantidad de municipios con los que cuentan cada uno, 123 y 116 municipios respectivamente, el departamento de Boyacá cuenta con una población de 1.135.698 habitantes, donde los municipios como Tunja, Sogamoso y Duitama son los más representativos (ver **Figura 4**)

y el departamento de Cundinamarca cuenta con una población de 2.792.877 habitantes, donde el municipio de Soacha es el más representativo (ver **Figura 5**).

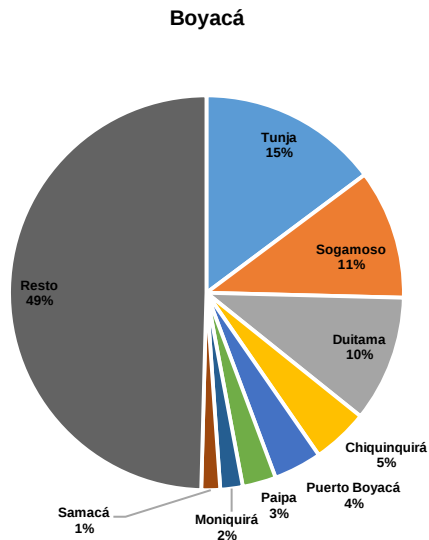


Figura 4: Porcentaje de habitantes. Fuente: [2]

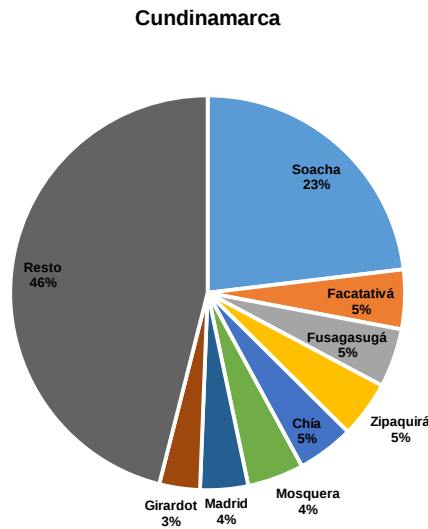


Figura 5: Porcentaje de habitantes. Fuente: [2]

Ahora bien, los departamentos de Meta y Tolima tienen una particularidad y es que cuentan con una cantidad de población mucho menor a la de los departamentos de Boyacá y Cundinamarca, por un lado, Meta tiene 29 y Tolima 47 municipios. El departamento de Meta cuenta con una población de 919.129 habitantes, donde el municipio de Villavicencio es el más representativo (ver **Figura 6**) y el departamento de Tolima cuenta con una población de 1.228.763 habitantes, donde el municipio de Ibagué es el más representativo (ver **Figura 7**).

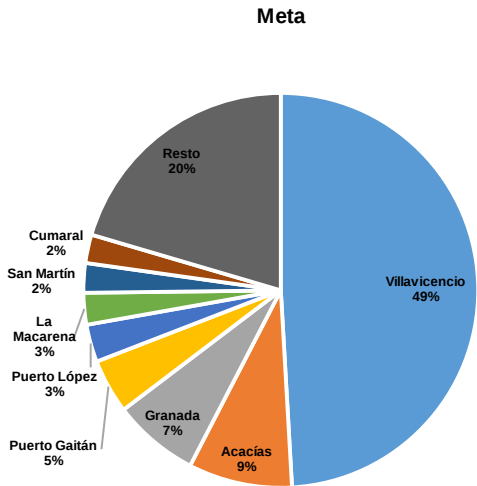


Figura 6: Número de habitantes. Fuente: [2]

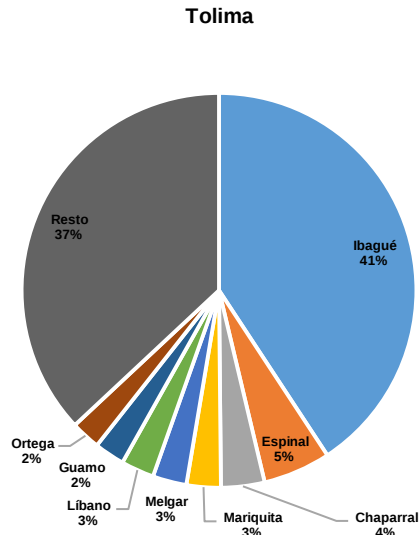


Figura 7: Número de habitantes. Fuente: [2]

1.2 Producto Interno Bruto (PIB)

Una forma común para la medición del desempeño económico de una determinada región, es el producto interno bruto (PIB), que es el valor del mercado de todos los bienes y servicios obtenidos al final de un determinado periodo, por lo general el periodo es considerado anualmente. A continuación se observa el crecimiento del PIB en Colombia desde el año 2001 hasta el 2017 (**Figura 8**), por lo tanto, se observa que la economía colombiana no ha registrado crecimientos negativos, lo cual demuestra ser una economía estable (**Resiliente**), con crecimientos siempre positivos, que en ciertos años el PIB es más fuerte que en otros años. Cabe recordar, que en la gráfica tenemos dos puntos de vistas, por un lado, el DANE y por el otro lado el Banco mundial, esto quiere decir, cómo lo ve una institución propia del país a, cómo lo ve una institución fuera del país. **Sin embargo Colombia no fue ajena a los problemas...**

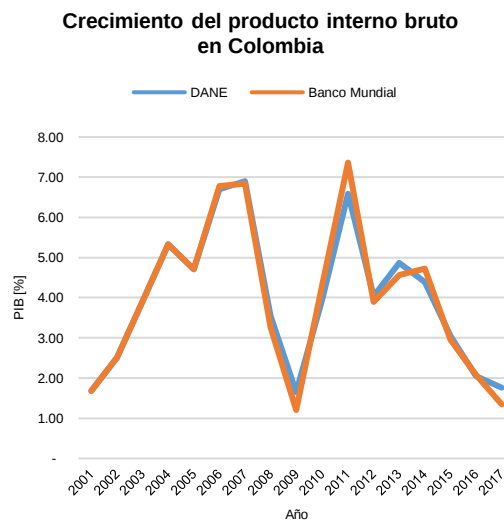


Figura 8: Crecimiento del PIB en Colombia Fuente [4], [5]

1.2.1 PIB Distribución departamental en la Región Central

Bogotá ha sido predominante en PIB, lo que se evidencia que durante los años 2011 al 2016 le ha aportado a la región el 60%, (ver

Figura 9). También es atractivo, observar el comportamiento del producto interno bruto de la Región Central en valores de moneda pesos (\$) (ver **Figura 10**). En los años 2014, 2015 y 2016 las exportaciones e importaciones negativas que tuvo el país hayan afectado probablemente la economía del departamento del Meta según cifras del Boletín de indicadores económicos del banco de la república. Mientras que Cundinamarca creció debido al crecimiento de Bogotá, ya que la economía de Bogotá se relaciona mucho con los municipios cercanos de Cundinamarca.

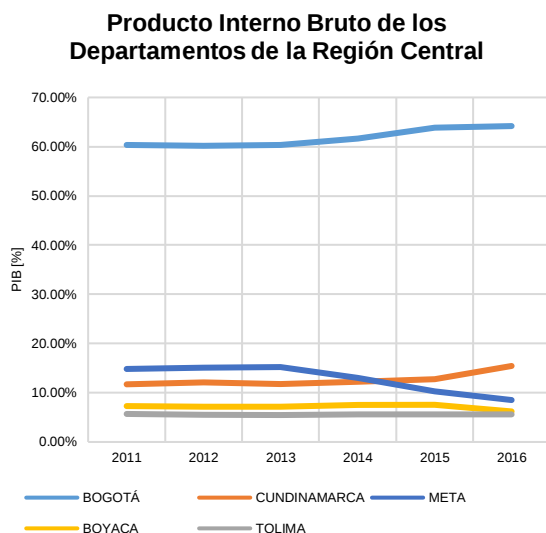


Figura 9: Producto Interno Bruto de la Región Central Fuente [6].

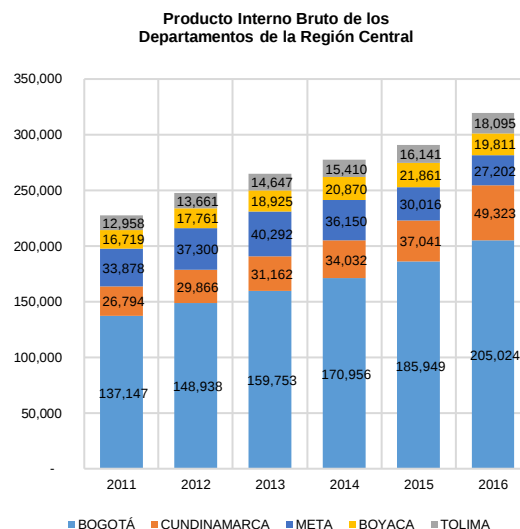


Figura 10: Producto Interno Bruto de la Región Central Fuente [6]

1.2.2 PIB Distribución municipal

Bogotá DC.

La ciudad de Bogotá obtuvo un PIB en el año 2011 de \$137.147 miles de millones (MM) pesos colombianos, en el 2012 obtuvo \$148.938 MM, en el 2013 obtuvo \$159.753 MM, en el 2014 obtuvo \$170.956 MM, en el año 2015 obtuvo \$185.949 MM y en el 2016 obtuvo \$205.024 MM. El PIB de Bogotá se logró con 20 localidades.

Boyacá, Cundinamarca, Meta y Tolima.

Durante el 2011 y el 2016 los municipios que más le aportaron en promedio al departamento de Boyacá fueron Puerto Boyacá, Tunja y Sogamoso (Ver **Figura 11**), y al departamento de Cundinamarca el municipio que más le aportó en promedio es Soacha (ver **Figura 12**).

El departamento de Boyacá entre el año 2011 al 2016 obtuvo un PIB en promedio \$19.324 MM, esto lo logra 123 municipios y el departamento de Cundinamarca entre el año 2011 al 2016 obtuvo un PIB en promedio de \$34.703 MM, lográndolo con ciento dieciséis (116) municipios.

PIB promedio 2011-2016 de Boyacá

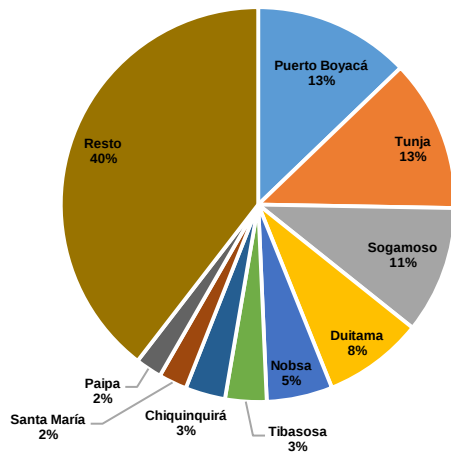


Figura 11: PIB de municipios de Boyacá. Fuente [6]

PIB promedio 2011-2016 de Cundinamarca

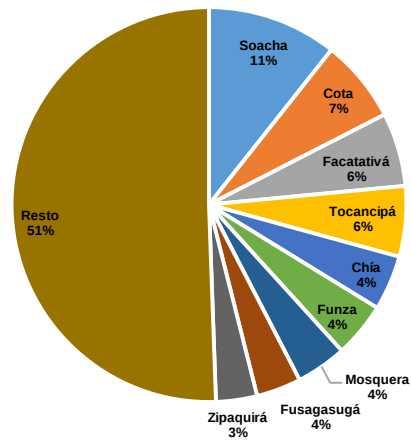


Figura 12: PIB de municipios de Cundinamarca. Fuente [6]

Durante el 2011 y el 2016 los municipios que más le aportaron en promedio al departamento de Meta fueron, Puerto Gaitán, Villavicencio, Acacias y Castilla la Nueva (ver **Figura 13**), y el departamento de Tolima el municipio que más le aportó en promedio es Ibagué (ver **Figura 14**).

El departamento de Meta entre el año 2011 al 2016 obtuvo un PIB en promedio de \$34.140 MM, esto lo logra con 29 municipios y el departamento de Tolima entre el año 2011 al 2016 obtuvo un PIB en promedio de \$15.152 MM, lográndolo con 47 municipios.

PIB promedio 2011-2016 de Meta

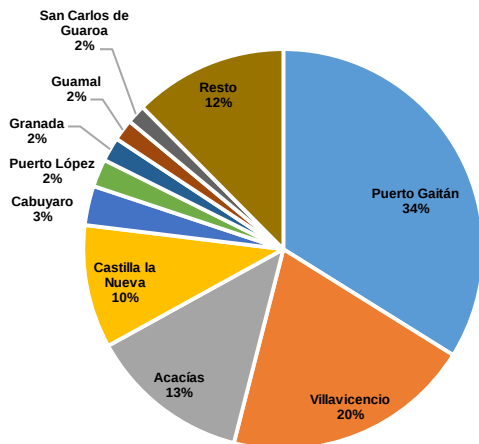


Figura 13: PIB de municipios del Meta. Fuente [6]

PIB promedio 2011-2016 de Tolima

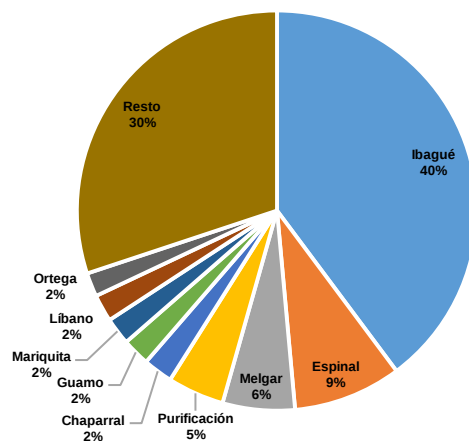


Figura 14: PIB de municipios del Tolima. Fuente [6]

1.3 Empleabilidad

En términos de empleabilidad, hay que resaltar que existen tres aspectos importantes a considerar:

- El porcentaje de la población en edad de trabajar
- La tasa de desempleo
- La tasa de ocupación.

De esta forma será posible determinar, como se encuentran los departamentos de la Región Central con respecto a otros departamentos, a nivel nacional y regional.

1.3.1 Porcentaje de población en edad de trabajar

Este aspecto ha de considerarse, debido a que representa el potencial de la mano de obra trabajadora con la que cuenta determinada región.

A continuación, se observa que los departamentos del Caldas, Antioquia, Boyacá y Bogotá se encuentran por encima de la tendencia a nivel nacional, en cambio los departamentos del Bolívar y Atlántico se encuentran por debajo de la tendencia nacional (ver **Figura 15**).

Por otra parte, los departamentos del Chocó, Cesar, Córdoba y el Caquetá se encuentran por debajo de la media nacional, mientras que, Cundinamarca y el Cauca se mantienen sobre la tendencia nacional (ver **Figura 16**).

Sin embargo, los departamentos del Huila, La Guajira, Magdalena, Norte de Santander y el Meta se encuentran por debajo de la media nacional, mientras que, Nariño se mantienen cerca de la tendencia nacional (ver **Figura 17**).

Asimismo, los departamentos del Quindío, Risaralda y Santander, se encuentran por encima de la tendencia nacional, en cambio el departamento de Sucre y Tolima se encuentran por debajo de la media nacional (ver **Figura 18**).

Finalmente, se observa que los departamentos que integran la Región Central, Bogotá se encuentra por encima de la media nacional. Cundinamarca, Tolima y Boyacá se encuentran cercanos a la tendencia nacional, y mientras que, el Meta se encuentra por debajo de la media nacional (ver **Figura 19**).

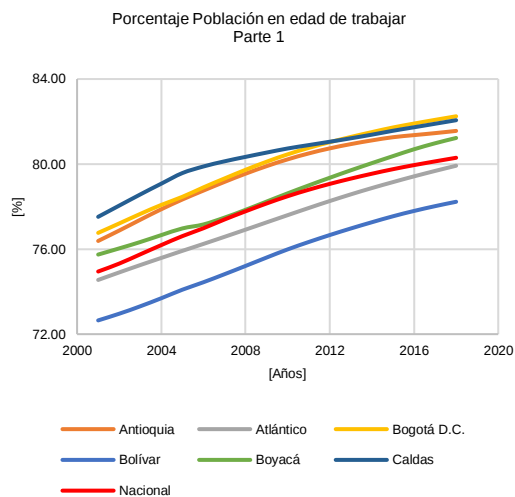


Figura 15: Histórico de porcentaje de población en edad de trabajar. Fuente [7]

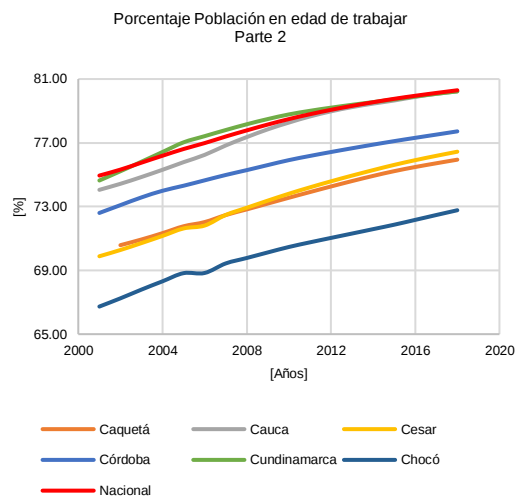


Figura 16: Histórico de porcentaje de población en edad de trabajar. Fuente [7]

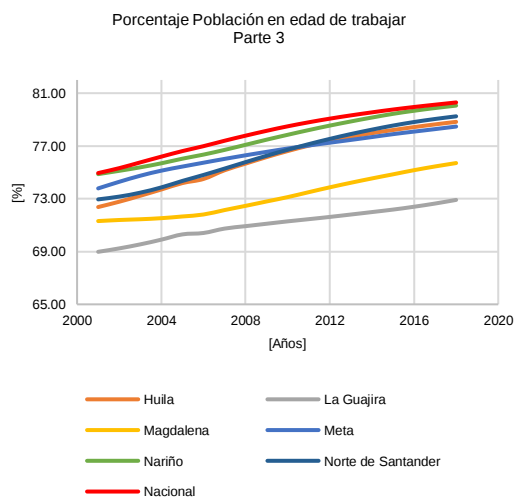


Figura 17: Histórico de porcentaje de población en edad de trabajar. Fuente [7]

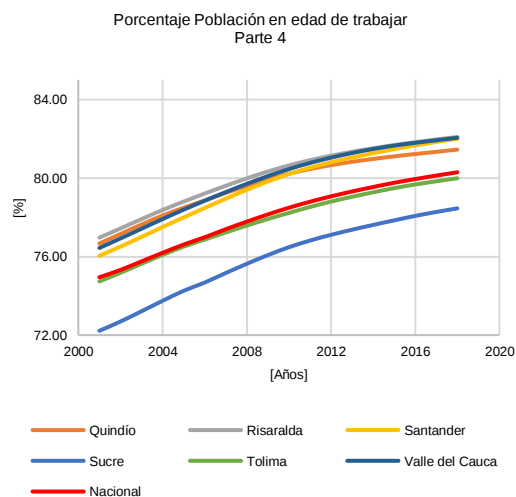


Figura 18: Histórico de porcentaje de población en edad de trabajar. Fuente [7]

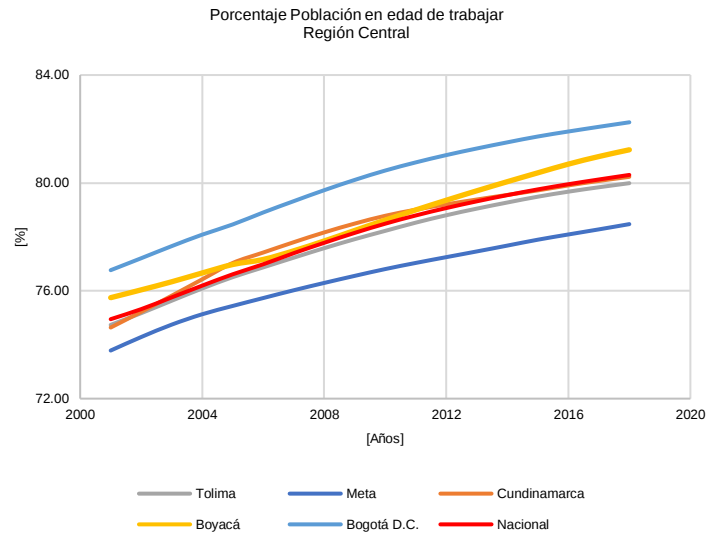


Figura 19: Histórico de porcentaje de población en edad de trabajar. Fuente [7]

1.3.2 La tasa de desempleo

Según el DANE, la tasa de desempleo es la relación entre las personas desocupadas entre la población económicamente activa [8].

Por lo tanto, para los departamentos de Boyacá, Bolívar y Atlántico, que son los departamentos que han tenido una tasa de desempleo menor a la media nacional, lo cual indica que estos departamentos tienen una baja población desocupada. Mientras que, Bogotá, Antioquia y caldas, tienden a estar en la media nacional (ver **Figura 20**).

Por otro lado, los departamentos como el Cauca, Cesar, Córdoba, Chocó y Caquetá tuvieron comportamientos altibajos con respecto a la tendencia Nacional, en cambio el departamento de Cundinamarca tuvo un comportamiento por debajo de la media nacional (ver **Figura 21**).

También, El departamento del Magdalena y La Guajira, son los departamentos que muestran un comportamiento por debajo de la media nacional. Por otro lado, el departamento del Meta, Norte de Santander y Huila, mantienen un comportamiento cercano a la tendencia nacional. Y el departamento de Nariño tiene varios periodos por encima de la media nacional (ver **Figura 22**).

Los departamentos del Quindío, Valle del Cauca, Risaralda y Tolima, son los departamentos con tasas de desempleo por encima de la media nacional, en cambio, lo que es el departamento de Sucre y el departamento de Santander tienen bajas tasas de desempleo durante muchos periodos (ver **Figura 23**).

Finalmente, dentro de la región central, Boyacá es el departamento con la mejor tasa de desempleo baja durante varios periodos frente a los otros departamentos. En cambio, el departamento del Tolima es el que ha tenido una tasa de desempleo alta durante varios periodos frente a los otros departamentos. En cambio, los departamentos de Cundinamarca, Meta y Bogotá, sus comportamientos han sido altibajos y cercanos a la media nacional (ver **Figura 24**).

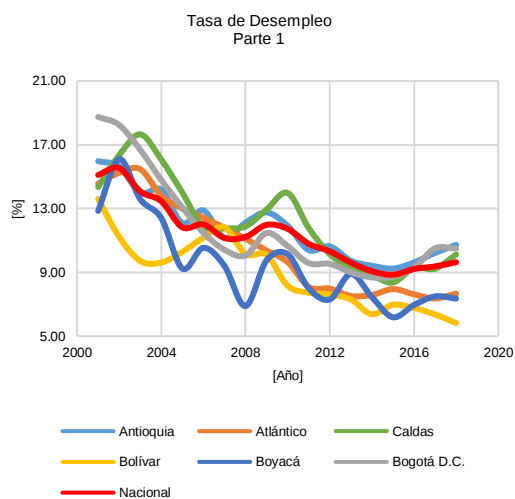


Figura 20: Tasa de desempleo. Fuente [7]

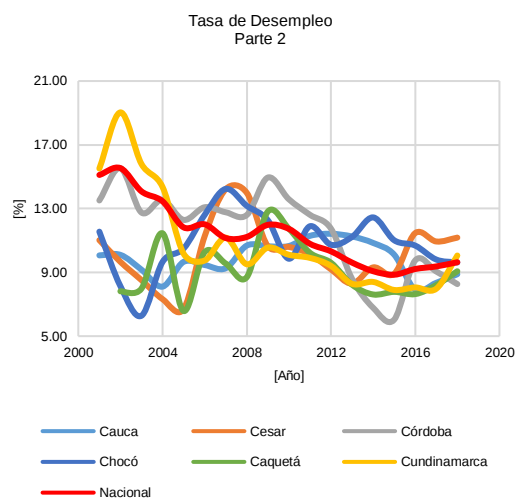


Figura 21: Tasa de desempleo. Fuente [7]

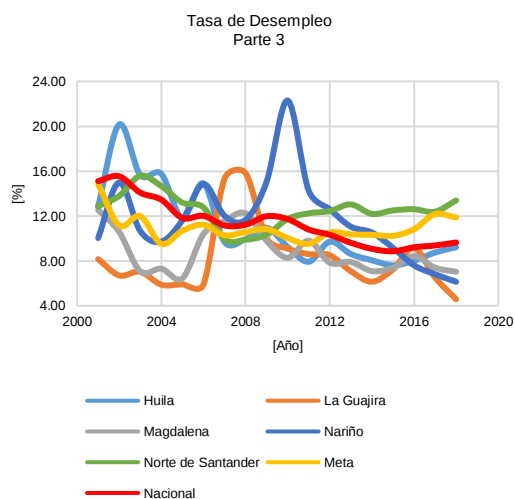


Figura 22: Tasa de desempleo. Fuente [7]

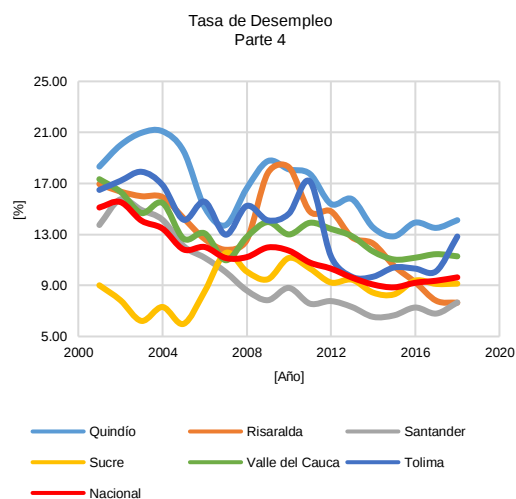


Figura 23: Tasa de desempleo. Fuente [7]

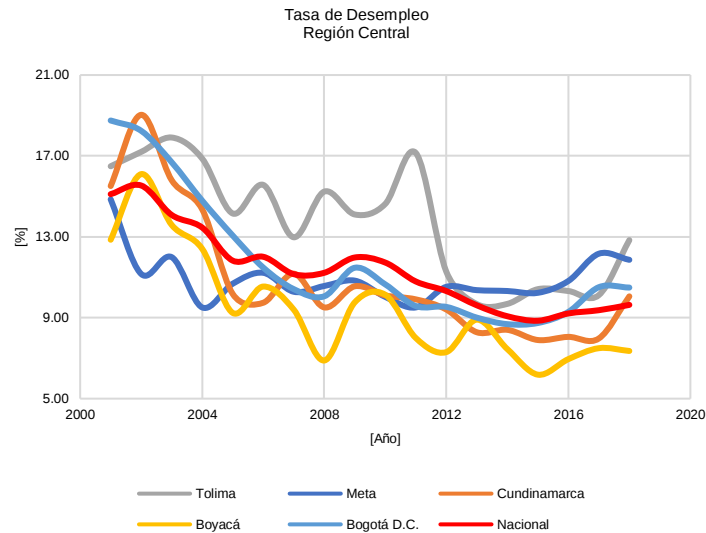


Figura 24: Tasa de desempleo. Fuente [7]

1.3.3 La tasa de ocupación

Según el DANE, la tasa de ocupación es la relación de la población ocupada entre la población en edad de trabajar [8].

Por lo tanto, los departamentos como Antioquia, Atlántico, Boyacá y Bolívar, son los que más cercanos se encuentran a la media nacional, en cambio, Caldas se encuentra muy por debajo de la tendencia nacional, pero Bogotá, tiene una tasa de ocupación muy superior a la media nacional (ver **Figura 25**).

Por otra parte, los departamentos de Caquetá, Cauca, Cesar y Córdoba su tendencia es estar cercana a la media nacional; en cambio Chocó está muy por debajo de la media nacional. Sin embargo, Cundinamarca se encuentra en mejor posición, ya que se encuentra por encima de la media nacional (ver **Figura 26**).

Los departamentos del Huila, Meta, La Guajira y Nariño tienen comportamiento con altibajos con respecto a la tendencia nacional, en cambio el Norte de Santander y el Magdalena han estado por debajo de la media nacional (ver **Figura 27**).

También, los departamentos del Quindío, Risaralda y Sucre han estado por debajo de la media nacional, en cambio los departamentos del Tolima y Valle del Cauca, han estado en la media nacional, pero, por otro lado, el departamento de Santander, ha estado por encima de la media nacional (ver **Figura 28**).

Finalmente, dentro de la Región Central, Bogotá y Cundinamarca son las regiones donde mayor tasa de ocupación tienen y han registrado por varios periodos de tiempo, en cambio Boyacá tiene una baja tasa de ocupación por debajo de la media nacional. Por otro lado, Meta y Tolima, se encuentran con altibajos cerca a la tendencia nacional (ver **Figura 29**).

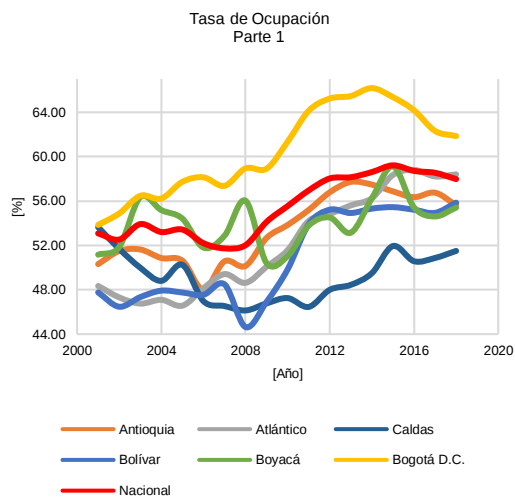


Figura 25: Tasa de ocupación. Fuente [7]

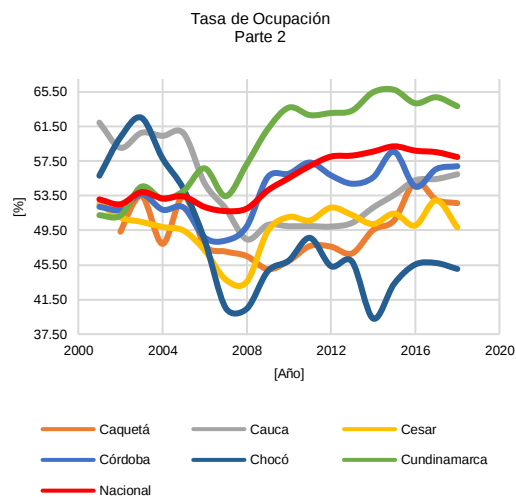


Figura 26: Tasa de ocupación. Fuente [7]

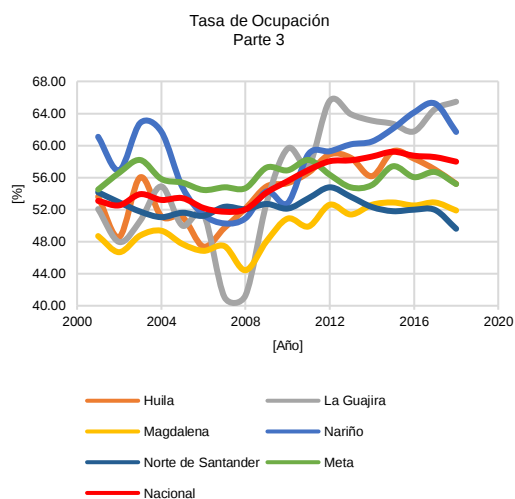


Figura 27: Tasa de ocupación. Fuente [7]

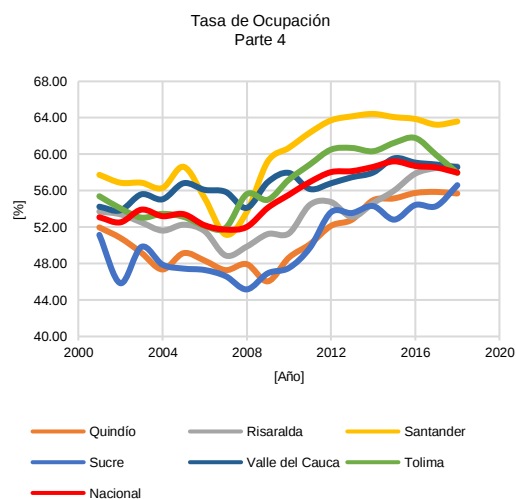


Figura 28: Tasa de ocupación. Fuente [7]

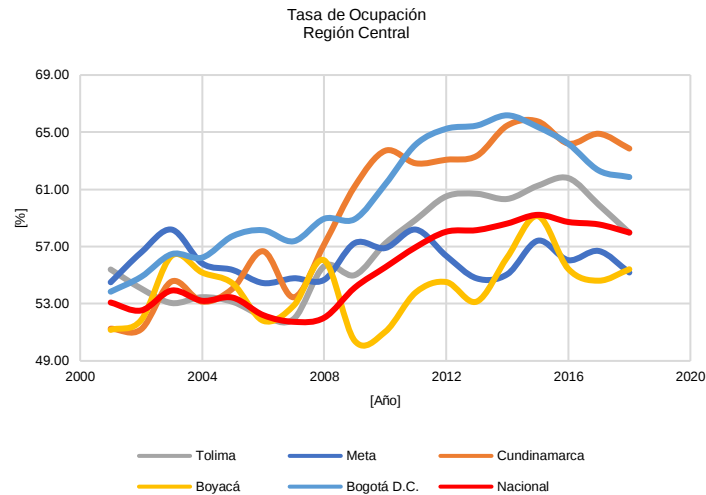


Figura 29: Tasa de ocupación. Fuente [7]

2. Aspecto Eléctrico.

2.1 Demanda y Generación eléctrica en Colombia.

En la **Figura 30** se observa el comportamiento histórico de la generación y la demanda de energía eléctrica, en el cual, se evidencia que, durante los años 2013, 2014 y 2015, la generación estuvo por encima de la demanda, mientras que en los años 2016, 2017 y 2018 la demanda ha estado por encima de la de generación.

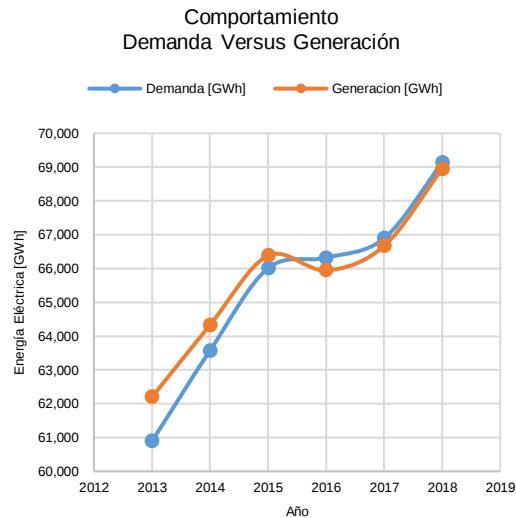


Figura 30: Comportamiento de la demanda y generación de energía eléctrica. Fuente [9]

2.2 Exportación e Importación de energía eléctrica.

En la **Figura 31**, se observa el comportamiento histórico de la exportación y la importación de energía eléctrica en Colombia, donde se aprecia que la exportación de energía

eléctrica ha venido disminuyendo hasta tal punto que la importación de energía eléctrica esté por encima de la exportación, donde debido al crecimiento de la demanda y a los precios de la electricidad sea una de las causantes de que se esté importando más que exportando.



Figura 31: Comportamiento de la exportación e importación de energía eléctrica. Fuente [9]

2.3 Demanda de energía eléctrica no atendida

La demanda no atendida es la energía eléctrica faltante, donde la generación y la importación no alcanzó a suplir la demanda y la exportación de energía eléctrica. En la **Figura 32**, se observa que en los últimos años ha venido creciendo esa demanda faltante

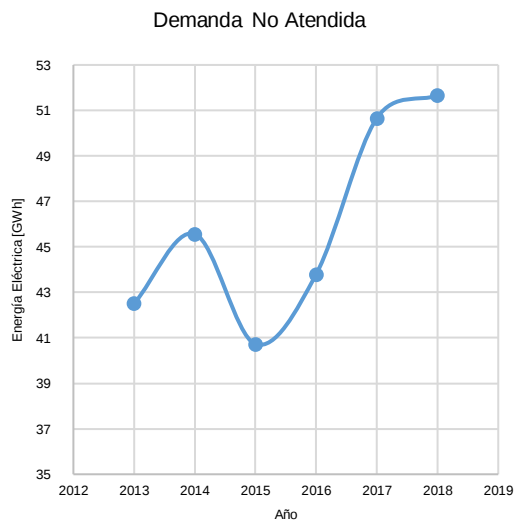


Figura 32: Comportamiento de la demanda de energía eléctrica no atendida en Colombia. Fuente [9]

2.4 Consumo eléctrico.

2.4.1 Bogotá D.C, Boyacá, Cundinamarca, Meta y Tolima

En la **Figura 33** es el consumo de energía eléctrica de Bogotá, donde se compone de dos sectores, residencial, y no residencial (Industrial, Comercial, Oficial y Otros) se evidencia que la parte residencial ronda cerca de los 4.000 GWh, mientras que el no residencial está cerca de los 2.500 GWh, lo cual permite ver que el consumo residencial es más alto que el consumo no residencial.

En la **Figura 34** se observa el comportamiento del consumo eléctrico en el departamento de Boyacá, donde se evidencia que la parte residencial ronda cerca de los 350 GWh, mientras que el no residencial oscila cerca de los 250 GWh, lo cual permite ver que el consumo residencial es más alto que el consumo no residencial.

En la **Figura 35**, se evidencia que el consumo residencial de Cundinamarca está en constante crecimiento, alcanzando 1.200 GWh, de igual manera se encuentra el no residencial alcanzando 800 GWh. El comportamiento en ambos sectores es creciente.

En la **Figura 36**, el comportamiento del consumo eléctrico en el departamento del Meta, se evidencia que la parte residencial alcanza valores cerca de los 400 GWh, mientras que el no residencial oscila cerca de los 250 y 300 GWh, lo cual permite ver que el consumo residencial es más alto que el consumo no residencial.

En la **Figura 37**, se logra apreciar que el sector residencial en el departamento del Tolima, tiene un comportamiento cercano a los 500 GWh, mientras que el no residencial tiene un comportamiento constante donde oscila entre los 250 GWh.

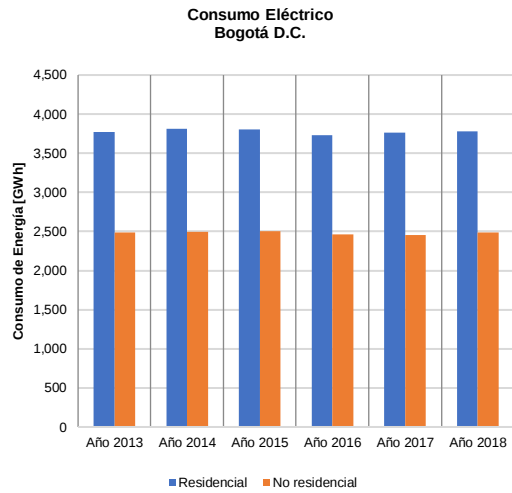


Figura 33: Consumo de energía eléctrica. Fuente [10]

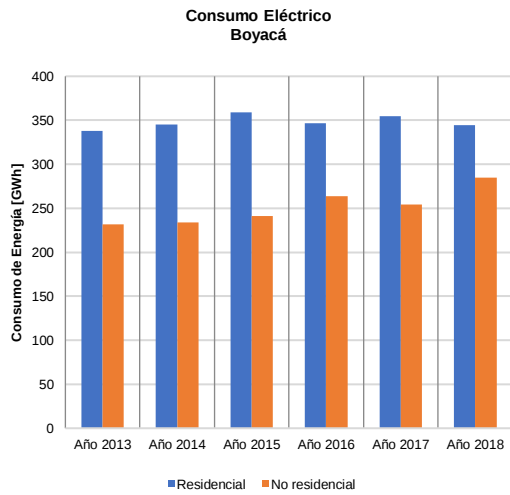


Figura 34: Consumo de energía eléctrica. Fuente [10]

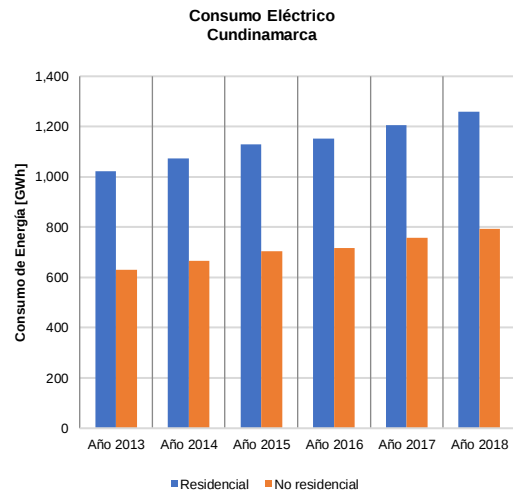


Figura 35: Consumo de energía eléctrica. Fuente [10]

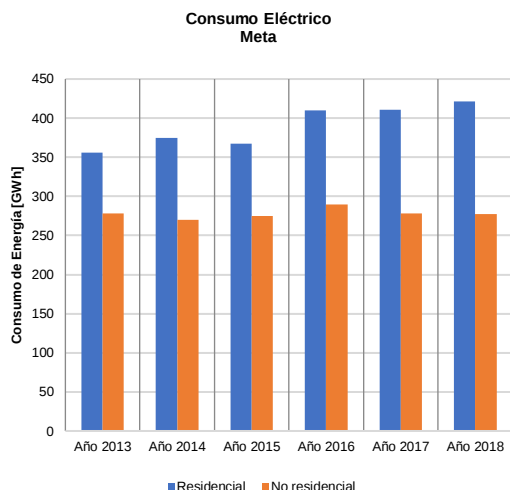


Figura 36: Consumo de energía eléctrica. Fuente [10]

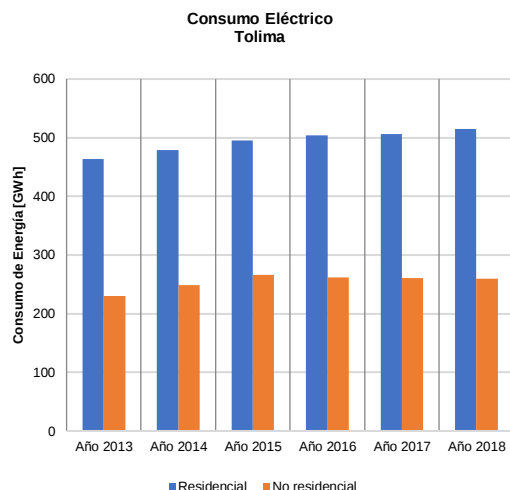


Figura 37: Consumo de energía eléctrica. Fuente [10]

2.4.2 Región Central

De la **Figura 38**, se observa que, dentro de la región central, Bogotá y Cundinamarca son las regiones de mayor consumo a nivel residencial. Sin embargo, se evidencia que anualmente el consumo va en aumento.

Cabe aclarar, que consumo no residencial se hace referencia al consumo de tipo Industrial, Comercial, Oficial y otros. De la **Figura 39**, se observa que Bogotá y Cundinamarca son las regiones de mayor consumo eléctrico no residencial.

El consumo eléctrico total de la región central como se observa en la **Figura 40**, tanto residencial y no residencial está rondando anualmente entre los 10.000 GWh, llegando a la conclusión de que **la región central consume cerca del 14% de la generación del país.**

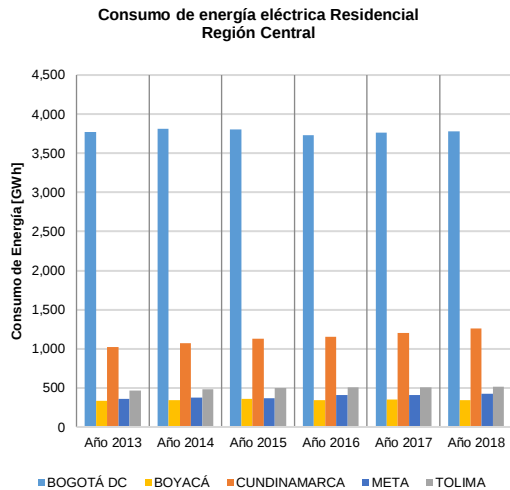


Figura 38: Consumo de energía eléctrica en el sector residencial. Fuente [10]

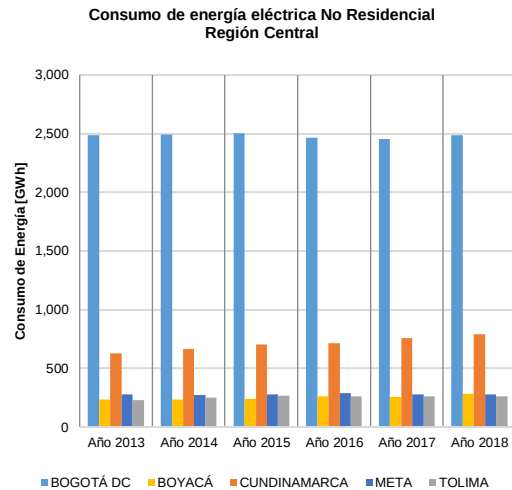


Figura 39: Consumo de energía eléctrica en el sector no residencial. Fuente [10]

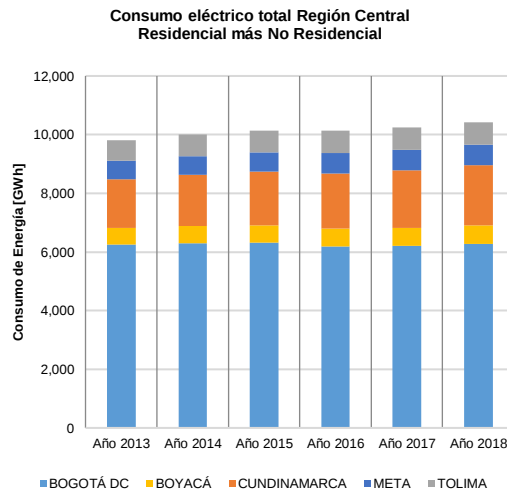


Figura 40: Consumo de energía eléctrica en el sector residencial más el no residencial. Fuente [10]

2.5 Capacidad instalada por recurso

El Sistema Interconectado Nacional cuenta con una capacidad instalada de 17.720 [MW] registrado en el mes de agosto del año 2018, en la **Figura 41** se muestra la distribución de la capacidad instalada por recurso, donde se observa que el agua es la de mayor participación, con un 69%, mientras que el carbón con un 10%, el gas con el 10%, el ACPM con el 7%, y otros recursos con el 4%; indicando que hay una dependencia de las hidroeléctricas y las termoeléctricas. Por otro lado, el 4% de otros recursos, como el combustóleo, la mezcla Gas/Jet-A1, el bagazo y el JET-A1 tienen una participación mucho mayor que la del viento, la radiación Solar y el Biogás.

En la **Figura 42** se observa que el recurso del agua, en la región central tiene una participación del 28% que le aporta al Sistema Interconectado Nacional, de dicha participación, Cundinamarca es la que más aporta, lo sigue Boyacá, luego Tolima y por último Bogotá, en cambio Meta no aporta.

La **Figura 43** se observa que el recurso del carbón, en la región central tiene una participación del 32% que le aporta al Sistema Interconectado Nacional, de dicha participación, Boyacá y Cundinamarca son los que aportan, mientras que Bogotá, Tolima y Meta no aportan.

La **Figura 44** se observa que el recurso del gas, en la región central tiene una participación del 1% que le aporta al Sistema Interconectado Nacional, de dicha participación, Boyacá, Tolima y Cundinamarca son los que aportan, mientras que Bogotá y Meta no aportan.

En la **Figura 45** se observa que el recurso del biogás, en la región central tiene una participación del 43% que le aporta al Sistema Interconectado Nacional, de dicha participación, Bogotá es la que aporta, mientras que Boyacá, Cundinamarca, Meta y Tolima no aportan.

La **Figura 46** se observa que el recurso del bagazo, en la región central tiene una participación del 15% que le aporta al Sistema Interconectado Nacional, de dicha participación, Meta es la que aporta, mientras que Bogotá, Boyacá, Cundinamarca, y Tolima no aportan.

Por último, la Región Central no cuenta con la tecnología para aprovechar los recursos como el ACPM, el combustóleo, el JET-A1, la Mezcla Gas/Jet-A1, la radiación Solar y el viento, que le permitan aportarle al SIN.

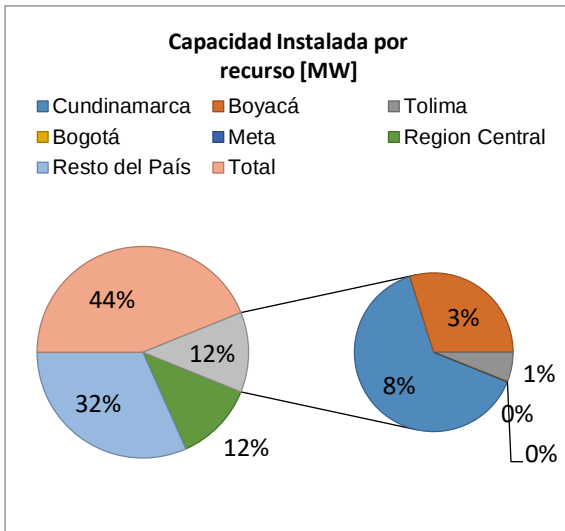


Figura 41: Capacidad instalada del SIN por recurso. Fuente [11]

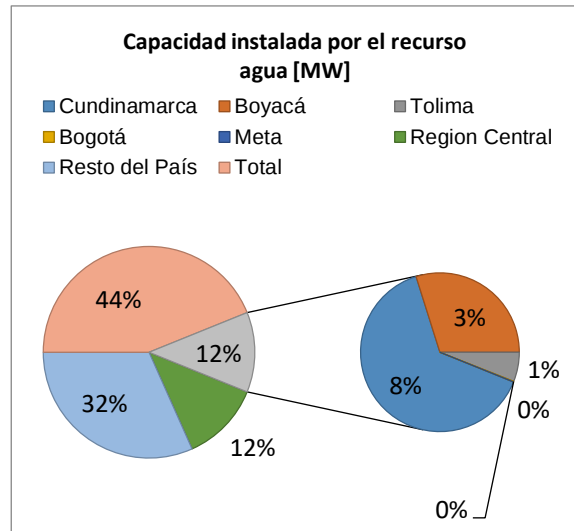


Figura 42: Capacidad instalada de la Región Central por el recurso agua. Fuente [11]

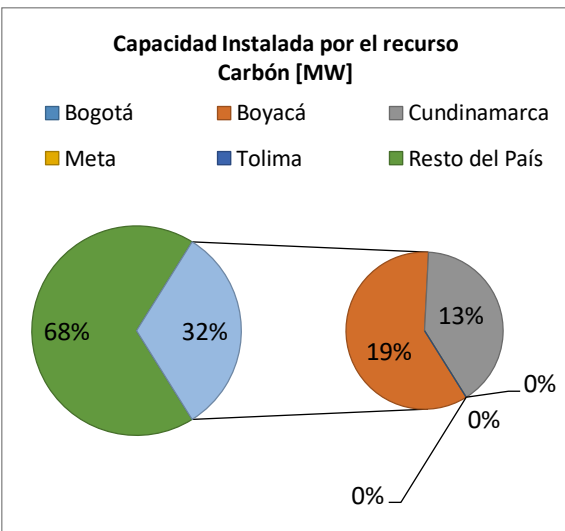


Figura 43: Capacidad instalada de la Región Central por el recurso carbón. Fuente [11]

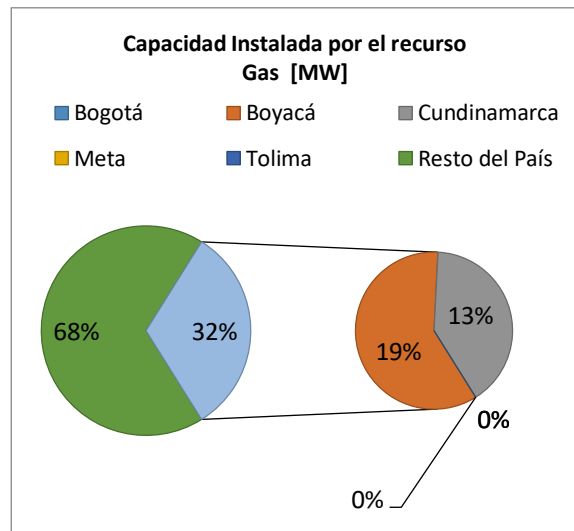


Figura 44: Capacidad Instalada de la Región Central por el recurso gas. Fuente [11]

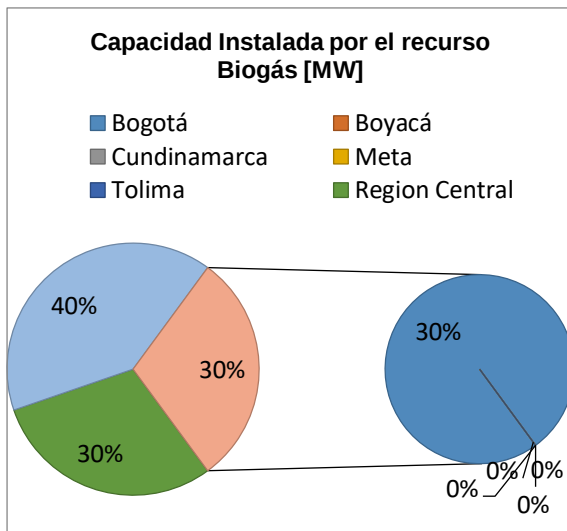


Figura 45: Capacidad instalada de la Región Central por el recurso biogás. Fuente [11]

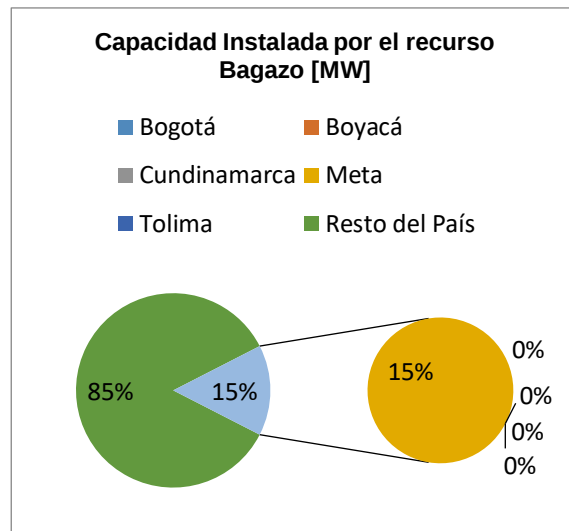


Figura 46: Capacidad instalada de la Región Central por el recurso bagazo. Fuente [11]

2.6 Usuarios, Vivienda e Índice de Cobertura Energía Eléctrica.

El sistema eléctrico colombiano se caracteriza por tener unos usuarios conectados al Sistema Interconectado Nacional (SIN) y a las Zonas No Interconectadas (ZNI), por lo que se hace necesario cuantificar los usuarios de los integrantes de la Región Central.

En la **Figura 47** se observa que el 32% de los usuarios a nivel nacional en SIN, pertenecen a la Región Central, esta cantidad de usuarios tiene una relación directa con la población.

Ahora, en la **Figura 48** se analiza que en el país hay 213.839 usuarios conectados a las ZNI, de los cuales 2.401 usuarios pertenecen a la Región Central, por lo que el Meta cuenta con 2.337 y Cundinamarca 64 usuarios, mientras que Bogotá, Tolima y Boyacá no se tiene registro.

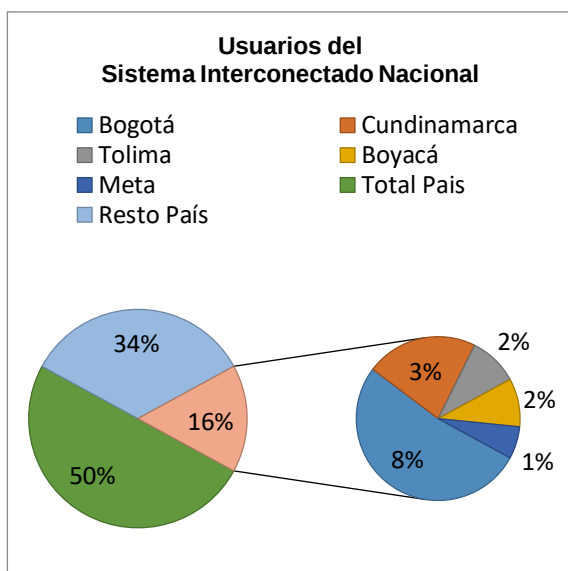


Figura 47: Usuarios del SIN. Fuente [12]

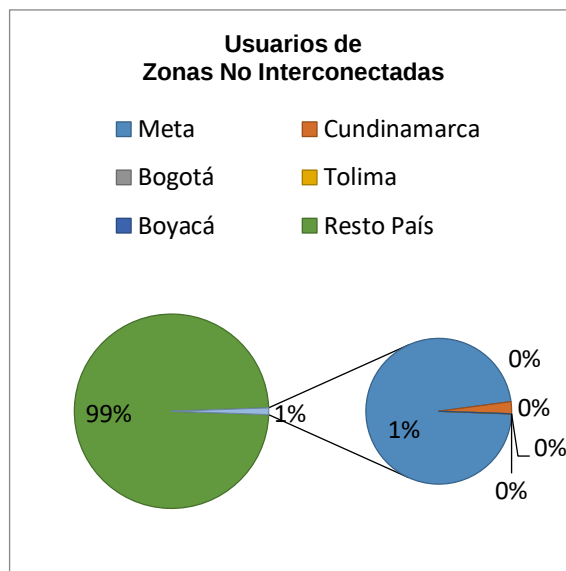


Figura 48: Usuario del ZNI. Fuente [12]

Por otra parte, en la **Figura 49** se observa que la Región Central cuenta con un 31% de viviendas con servicios a nivel nacional, donde Bogotá cuenta con una cantidad de viviendas mayor que los departamentos juntos.

Mientras que, en la **Figura 50** se observa que la Región Central cuenta con un 17% de viviendas sin servicios a nivel nacional, donde Meta es el departamento que más viviendas tiene sin servicio a comparación de Boyacá, Cundinamarca y Tolima, por otro lado, Bogotá es la de menor cantidad.

Finalmente, en la **Figura 51** se puede apreciar que el departamento del Meta se encuentra en una zona de índice de cobertura por debajo del índice de cobertura total, mientras que, Bogotá y Cundinamarca se encuentran por encima. Eso quiere decir que Bogotá y Cundinamarca son los integrantes de la Región Central donde hay una mayor cantidad de viviendas con servicio de energía eléctrica.

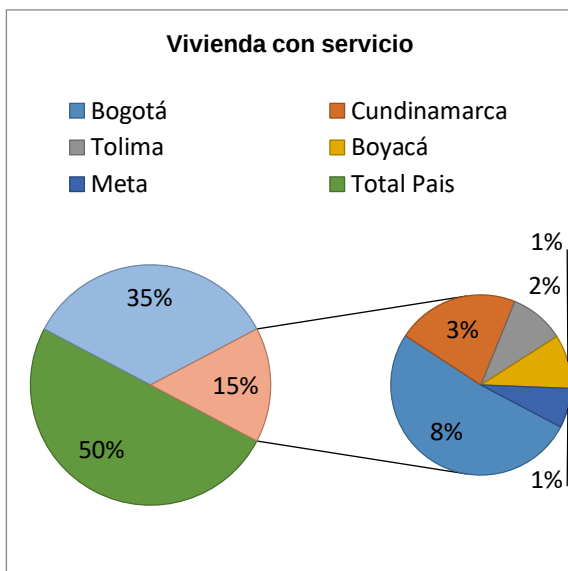


Figura 49: Número de vivienda con servicio. Fuente [12]

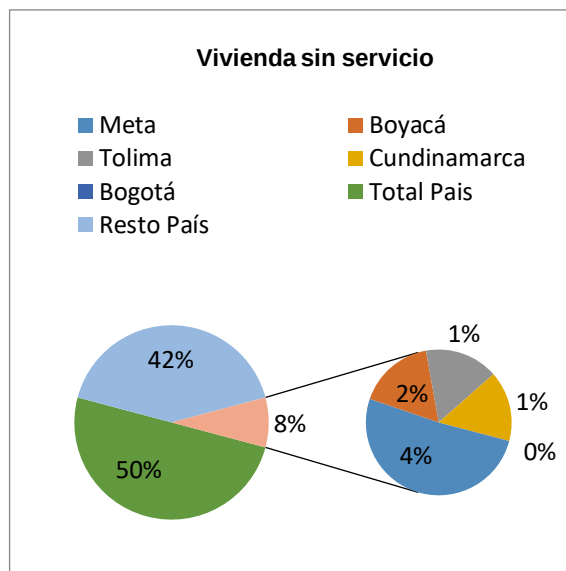


Figura 50: Número de vivienda sin servicio. Fuente [12]

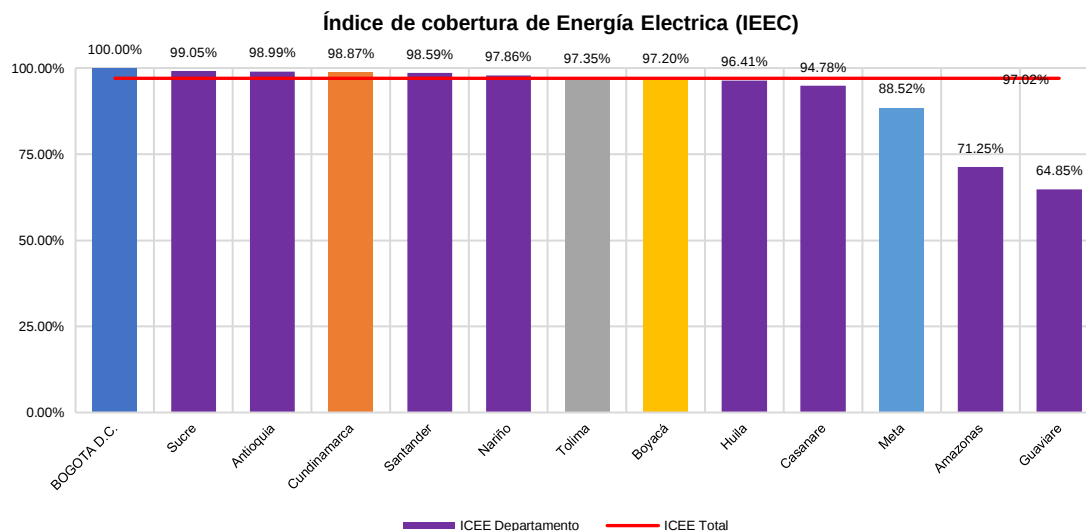


Figura 51: Índice de cobertura de energía eléctrica de algunos departamentos. Fuente [12]

2.7 Proyectos de generación eléctrica.

“Fase 1 es la prefactibilidad de un proyecto, Fase 2 es la factibilidad de un proyecto, y Fase 3 es la ingeniería en detalle del proyecto.” Fuente: [13]

Bogotá cuenta con 67 proyectos de generación, 14 proyectos en requerimientos, 38 proyectos en Fase 1, 8 proyectos en Fase 2 y 7 en fase 3. Eso quiere decir que la mayoría de proyectos se encuentran en la Fase 1, y el recurso que más se utilizaría para la generación de electricidad es la solar, ya que cuenta con 58 proyectos. (Ver **Tabla 1**).

Estado	Cantidad de Proyectos	Agua	Biogás	Gas natural	Otro	Sol	Viento
En requerimiento	14	0	0	0	1	13	0
Fase 1	38	2	0	0	0	35	1
Fase 2	8	0	2	2	1	3	0
Fase 3	7	0	0	0	0	7	0
Total	67	2	2	2	2	58	1

Tabla 1: Número de proyectos de generación para Bogotá D.C. Fuente [14]

Para Bogotá la capacidad que se esperan de los 67 proyectos de generación es de 114.02 MW de los cuales 104.67 MW se encuentran en la Fase 2 donde el recurso que más aporta a la capacidad es la solar con 49.91 MW, donde se espera que la generación del recurso solar sea la que más aporte a la generación eléctrica. (Ver **Tabla 2**)

Estado	Capacidad [MW]	Agua	Biogás	Gas natural	Otro	Sol	Viento
En requerimiento	0,2517	0	0	0	0	0,2517	0
Fase 1	8,13551	4,4	0	0	0	3,73551	0,0022
Fase 2	104,66864	0	19,76	26	9	49,90864	0
Fase 3	0,96116	0	0	0	0	0,96116	0
Total	114,01701	4,4	19,76	26	9	54,85701	0,0022

Tabla 2: Capacidad de proyectos de generación para Bogotá D.C. Fuente [14]

Boyacá cuenta con 50 proyectos de generación, 3 proyectos en requerimientos, 29 proyectos en Fase 1, 16 proyectos en Fase 2 y 2 en fase 3. Eso quiere decir que la mayoría de proyectos se encuentran en la Fase 1, y el recurso que más se utilizaría para la generación de electricidad es el agua y el sol, ya que juntos cuenta con 42 proyectos. (Ver **Tabla 3**).

Estado	Cantidad de proyectos	Agua	Calor residual	Carbón	Sol	Viento
En requerimiento	3	1	0	0	2	0
Fase 1	29	18	1	0	7	3
Fase 2	16	2	0	4	10	0
Fase 3	2	1	0	0	1	0
Total	50	22	1	4	20	3

Tabla 3: Número de proyectos de generación para Boyacá Fuente [14]

Para Boyacá la capacidad que se esperan de los 50 proyectos de generación es de 3738.05 MW de los cuales 2061.84 MW se encuentran en la Fase 1 donde el recurso que más aporta a la capacidad es el agua con 1647.65 MW, donde se espera que la generación del recurso hídrico sea la que más aporte a la generación eléctrica. (Ver **Tabla 4**).

Estado	Capacidad [MW]	Agua	Calor residual	Carbón	Sol	Viento
En requerimiento	9,04862	9	0	0	0,04862	0
Fase 1	2061,84148	1647,647	6	0	118,19448	290

Fase 2	1647,36	468	0	755,5	423,86	0
Fase 3	19,801	19,8	0	0	0,001	0
Total	3738,0511	2144,447	6	755,5	542,1041	290

Tabla 4: Capacidad de proyectos de generación para Boyacá. Fuente [14]

Cundinamarca cuenta con 94 proyectos de generación, 17 proyectos en requerimientos, 60 proyectos en Fase 1, 13 proyectos en Fase 2 y 4 en fase 3. Eso quiere decir que la mayoría de proyectos se encuentran en la Fase 1, y el recurso que más se utilizaría para la generación de electricidad es el sol, ya que cuenta con 62 proyectos. (Ver **Tabla 5**).

Estado	Cantidad de proyectos	Agua	Biogás	Calor residual	Carbón	Resíduos sólidos urbanos	Sol
En requerimiento	17	9	0	0	0	0	8
Fase 1	60	14	1	1	1	2	41
Fase 2	13	1	0	0	3	0	9
Fase 3	4	0	0	0	0	0	4
Total	94	24	1	1	4	2	62

Tabla 5: Número de proyectos de generación para Cundinamarca. Fuente [14]

Para Cundinamarca la capacidad que se esperan de los 94 proyectos de generación es de 2031.39 MW de los cuales 905.91 MW se encuentran en la Fase 1, donde se espera que la generación del recurso solar sea comparable con la hídrica y juntos aporten a la generación eléctrica en mayor aporte. (Ver **Tabla 6**)

Estado	Capacidad [MW]	Agua	Biogás	Calor residual	Carbón	Resíduos sólidos urbanos	Sol
En requerimiento	362,76398	361,79	0	0	0	0	0,97398
Fase 1	1416,038553	519,91	1	17	200	168	510,12853
Fase 2	1163,4983	160	0	0	603,685	0	399,8133
Fase 3	1,57428	0	0	0	0	0	1,57428
Total	2943,87511	1041,7	1	17	803,685	168	912,49011

Tabla 6: Capacidad de proyectos de generación para Cundinamarca. Fuente [14]

Tolima cuenta con 90 proyectos de generación, 10 proyectos en requerimientos, 58 proyectos en Fase 1, 20 proyectos en Fase 2 y 2 en fase 3. Eso quiere decir que la mayoría de proyectos se encuentran en la Fase 1, y el recurso que más se utilizaría para la generación de electricidad es el sol y el agua, ya que cuenta juntos con 87 proyectos. (Ver **Tabla 7**)

Estado	Cantidad de proyectos	Agua	Bagazo	Biogás	Gas natural	Sol
En requerimiento	10	0	0	0	1	9
Fase 1	58	31	1	1	0	25
Fase 2	20	7	0	0	0	13
Fase 3	2	2	0	0	0	0
Total	90	40	1	1	1	47

Tabla 7: Número de proyectos de generación para Tolima. Fuente [14]

Para Tolima la capacidad que se esperan de los 90 proyectos de generación es de 1903.3 MW de los cuales 1192.06 MW se encuentran en la Fase 1, donde se espera que la generación del recurso solar sea comparable con la hídrica y juntos aporten a la generación eléctrica en mayor proporción. (Ver **Tabla 8**)

Estado	Capacidad [MW]	Agua	Bagazo	Biogás	Gas natural	Sol
En requerimiento	29,1345	0	0	0	8	21,1345
Fase 1	1192,06315	1043,25	0,03	0,35	0	148,43315
Fase 2	601,106	182,5	0	0	0	418,606
Fase 3	81	81	0	0	0	0
Total	1903,30365	1306,75	0,03	0,35	8	588,17365

Tabla 8: Capacidad de proyectos de generación para Tolima. Fuente [14]

Meta cuenta con 34 proyectos de generación, 2 proyectos en requerimientos, 17 proyectos en Fase 1, 13 proyectos en Fase 2 y 2 en fase 3. Eso quiere decir que la mayoría de proyectos se encuentran en la Fase 1, y el recurso que más se utilizaría para la generación de electricidad es el sol, ya que cuenta con 27 proyectos. (Ver **Tabla 9**).

Estado	Cantidad de proyectos	Bagazo	Biogás	Otro	Sol
En requerimiento	2	0	0	1	1
Fase 1	17	1	3	0	13
Fase 2	13	0	1	1	11
Fase 3	2	0	0	0	2
Total	34	1	4	2	27

Tabla 9: Número de proyectos de generación para Meta. Fuente [14]

Para Meta la capacidad que se esperan de los 34 proyectos de generación es de 488.37 MW de los cuales 186.43 MW se encuentran en la Fase 1, donde se espera que la generación del recurso solar aporte a la generación eléctrica en mayor proporción. (Ver **Tabla 10**)

Estado	Capacidad [MW]	Bagazo	Biogás	Otro	Sol
En requerimiento	2,5916	0	0	1,6	0,9916
Fase 1	186,42696	2,5	4,6	0	179,32696
Fase 2	259,55	0	1,4	21,87	236,28
Fase 3	39,8	0	0	0	39,8
Total	488,36856	2,5	6	23,47	456,39856

Tabla 10: Capacidad de proyectos de generación para Meta. Fuente [14]

Con las tablas presentadas anteriormente se observa que los integrantes de la región central le apuestan a la generación de energía a base del recurso del sol, lo cual quiere decir una mayor participación de fuentes alternativas.

3. Plan de expansión en generación en la Región Central

Para realizar una expansión en términos de generación eléctrica dentro de la región central se debe tener en cuenta los planes de expansión que realiza la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), esto es, estar en correlación con el “Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2017 – 2031). Para poder identificar los sectores que son competentes a la región de interés del documento presente, sin embargo, se procura tener el mismo objetivo de la UPME con respecto al capítulo “Plan de Expansión en Generación” donde se expresa lo siguiente:

“Abastecer la demanda de electricidad bajo **criterios económicos y de viabilidad financiera**, asegurando su cubrimiento en un marco de **uso racional y eficiente** de los diferentes **recursos energéticos del país** y de **asegurar una operación eficiente, segura y confiable** en las actividades del sector de electricidad” *Fuente* [15]

3.1 Sectorización del territorio colombiano en áreas eléctricas

La UPME sectoriza el territorio colombiano en quince áreas eléctricas (ver **Figura 52**), con sus respectivas conexiones, en la Figura se evidencia que Bogotá y Cundinamarca se encuentran interconectado con seis regiones, cinco interconexiones se encuentran ya establecidas, mientras que una de ellas está en proceso. Por otro lado, el Tolima, Huila, y Caquetá cuenta con cinco interconexiones, mientras tanto, Boyacá y Casanare cuenta con dos conexiones y, por último, Meta y Guaviare cuentan con una interconexión.

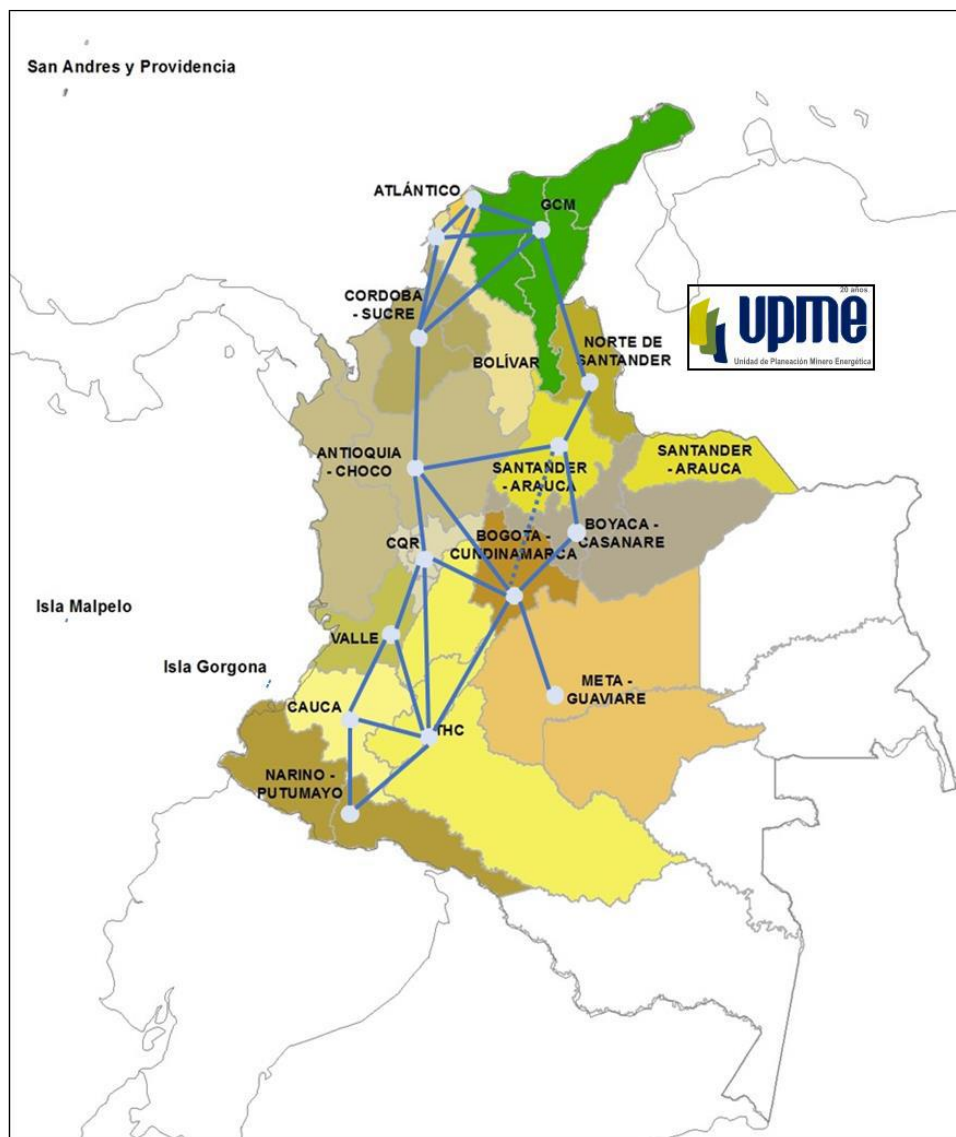


Figura 52: Áreas de operación eléctrica. Fuente [15]

De acuerdo con el mapa de la **Figura 52**, las regiones de las áreas operativas se evidencian en la **Tabla 11**, donde, las áreas eléctricas a interés del presente documento, están agrupadas en cuatro áreas como es el caso de, Bogotá y Cundinamarca, Boyacá y Casanare, Meta y Guaviare, y, Tolima, Huila y Caquetá (ver **Tabla 11**: Integrantes de las áreas de operación eléctrica **Tabla 11**).

Áreas Eléctricas	Considera la Infraestructura de G y T en los departamentos
GCM	Guajira, Cesar y Magdalena
Atlántico	Atlántico
Bolívar	Bolívar
Córdoba Sucre	Córdoba y Sucre
Norte de Santander	Norte de Santander
Antioquia Chocó	Antioquia y Chocó

Santander Arauca	Santander y Arauca
Boyacá Casanare	Boyacá y Casanare
CQR	Caldas Quindío y Risaralda
Bogotá Cundinamarca	Bogotá y Cundinamarca
Meta Guaviare	Meta y Guaviare
Valle	Valle
THC	Tolima, Huila y Caquetá
Cauca	Cauca
Nariño_Putumayo	Nariño y Putumayo

Tabla 11: Integrantes de las áreas de operación eléctrica. Fuente [15]

3.2 Panorama actual en generación.

El documento de la UPME del plan de expansión en generación, analizó el sistema eléctrico en un periodo de cinco (5) años (a corto plazo), es decir, el periodo que comprende desde el año 2017 al 2022, teniendo en cuenta **proyectos definidos** por el mecanismo del **Cargo por Confiabilidad**, en la cual tiene unas **Obligaciones de Energía en Firme-OEF** y que están en construcción, procurando **satisfacer los indicadores energéticos** (sin importación y exportación de energía con Ecuador). Para cumplir los requerimientos de demanda de energía y potencia, se identifican las **necesidades de expansión**, es decir la entrada de **nuevas plantas de generación**.

Una de las nuevas plantas de generación es la Hidroeléctrica Ituango, lo cual es un proyecto que puede aportar de manera significativa al Sistema Interconectado Nacional (SIN); desde su página web, da a conocer las características del proyecto, donde, **“El Proyecto está conformado por una presa de 225 m de altura y 20 millones de m3 de volumen, y una central subterránea de 2.400 MW de capacidad instalada y 13.930 GWh de energía media anual.”** Fuente [16]

Este proyecto ha generado en el país una coyuntura muy interesante en aspecto social y político, debido a que se ha atrasado su ejecución, por condiciones climatológica haciendo que la puesta en marcha se halla retrasado. Tanto ha sido su polémica, que han realizado un sinnúmero de noticias y de artículos periodístico por parte de la prensa nacional e internacional, lo cual, ha traído consigo mismo, el interés y curiosidad de un público en general, lo que ha generado murmullos entre la sociedad, que hasta se han creado muchas especulaciones interesantes sobre sí el proyecto era necesario construirlo. Quizás en este documento más adelante y con los análisis que realiza la UPME en el plan de expansión, se ve lo importante que es la inclusión del proyecto Hidro-Ituango en términos energéticos. Mientras tanto, la UPME plantea cuatro supuestos: “

- i. Sin Hidro-Ituango y expansión fija conformada por proyectos con estudio de conexión aprobado, ampliaciones de capacidad de proyectos existentes, proyectos en construcción próximos a entrar en operación y una expansión adicional escogida por el modelo de optimización (Escenario 1A).
- ii. Atraso de cinco (5) años en la entrada en operación del proyecto Hidro-Ituango y expansión fija definida (Escenario 2A).
- iii. Sin Hidro-Ituango y expansión adicional definida por el modelo de optimización a partir de las capacidades y tecnologías definidas por un pool de proyectos. En este

escenario se considera una expansión fija conformada por ampliaciones de capacidad de proyectos existentes, proyectos próximos a entrar en operación (Escenario 3A)

- iv. *Atraso de cinco (5) años en la entrada en operación del proyecto Hidro-Ituango y expansión adicional definida por el modelo de optimización a partir de las capacidades y tecnologías disponibles en un pool de proyectos (Escenario 4A)."*
Fuente [15].

Dentro del plan de expansión de la UPME se pronosticaba la entrada de mil doscientos mega watt (1200 MW) de capacidad de parte de la central hidroeléctrica Ituango, a la fecha del 21/08/2019, sin embargo estas fechas se han estado postergando, por la coyuntura del país frente a este proyecto, en la Tabla 12: Fechas de entrada en operación de proyectos de generación. Fuente [15]**Tabla 12** se observan las fechas de entrada en operación de algunos proyectos de generación.

Fecha de entrada en operación proyectos de generación.		
Central	Capacidad [MW]	Fecha de entrada de operación
Ituango	300	23/11/2018
	600	02/02/2019
	900	27/05/2019
	1200	21/08/2019
	1500	01/09/2021
	1800	01/12/2021
	2100	01/03/2022
	2400	01/06/2022
Gecelca 3.2	250	30/11/2017
Termonorte	88,6	01/09/2018
Termomechero	57	01/01/2018

Tabla 12: Fechas de entrada en operación de proyectos de generación. Fuente [15]

Estos supuestos afectarán en los resultados expuesto por la UPME, en términos de generación que serán tenidos en cuenta más adelante.

3.3 Plan de expansión generación.

Las posibles ampliaciones del parque generador, se consideran las capacidades de la **Tabla 13**, que son referentes a los potenciales de nuevos proyectos de generación por recurso energético en cada zona. El valor de capacidad representa la suma por cada área de:

- Para el caso de proyectos de Gran Escala (GE), la capacidad de posibles proyectos candidatos de diversos valores mayores a un mega watt (>1 MW).
- Para el caso de proyectos de autogeneración y generación solar distribuida (Solar D), la capacidad de posibles proyectos candidatos de diversos valores menores a un mega watt (< 1 MW).

Siempre y cuando se tenga como objetivo principal el de “atender la demanda al mínimo costo, asegurando la confiabilidad energética.” [15]

Por otra parte, es importante determinar para la región central la capacidad total de **proyectos candidatos identificados**. En este caso **Bogotá y Cundinamarca** cuentan con una generación de diez mega watt (10 MW) de cogeneración y biomasa, ciento veinte mega watt (120 MW) de solar a gran escala (GE), y ciento setenta mega watt (170 MW) de solar distribuida (D). Por otro lado, **Boyacá** junto con **Casanare** cuenta con una generación de ciento cuarenta y siete mega watt (147 MW) de térmica a gas, doscientos cuarenta mega watt (240 MW) de térmica a carbón y cuarenta mega watt (40 MW) de solar distribuida. **Tolima, Huila y Caquetá (THC)**, cuentan con una generación de cuarenta y cinco mega watt (45 MW) de hidráulica, ciento dieciséis mega watt (116 MW) de solar GE, y treinta y cinco mega watt (35 MW) de solar D. Por último, los departamentos del **Meta y Guaviare**, cuentan con una capacidad de proyectos candidatos de cincuenta y cinco mega watt (55 MW) de cogeneración y biomasa, ciento tres mega watt (103 MW) de solar GE y veinte mega watt (20 MW) de solar D. Por otra parte, las zonas establecidas por la UPME, se evidencia que los integrantes de la región central comparten con otros departamentos como lo son, Casanare, Huila, Caquetá y Guaviare. En la región central, en generación hidráulica representa el tres por ciento (3%), a gas, el cuarenta y nueve por ciento (49%), a carbón, el doce por ciento (12%), en cogeneración y biomasa, el cuarenta por ciento (40%), en solar GE, el seis por ciento (6%) y en solar D, el treinta seis por ciento (36%). Sin embargo, para la región central, se hace evidente que no cuenta con proyectos de plantas menores, eólicas y geotérmicas. (ver **Tabla 13**)

Capacidad total de proyectos candidatos identificada por área [MW].									
Zona	Hidrául.	Gas	Carbón	Menores	Cog-Biom	Eólica	Solar GE	Solar D	Geot
Ant-Cho	1504		350	279			2	90	
Atlántico			350		7		597	60	
Bog-Cund					10		120	170	
Bolívar		155					92	35	
Boy-Cas		147	240					40	
Cauca				54				12	
Cor-Suc			250				313	35	
CQR				59				30	50
GCM			660		8	4127	4430	60	
THC	45						116	35	
Met-Guav					55		103	20	
Nar-Put								15	
Nsant			160				6	25	
Sant-Ara	150				20		101	35	
Valle				83	61		10	70	
Total	1699	302	2010	475	161	4127	5890	732	50
Total, Región Central	45	147	240	0	65	0	339	265	0
%	3%	49%	12%	0%	40%	0%	6%	36%	0%

Tabla 13: Capacidad total de proyectos candidatos. Fuente [15]

Sin embargo, para el caso de la infraestructura de transmisión que limita las transferencias entre las zonas eléctricas y considerando las regiones de interés, se evidencia las capacidades de **interconexión existente** y las **ampliaciones** definidas entre las áreas operativas. Para la zona Bogotá-Cundinamarca, existen seis conexiones, la primera se conecta con la zona Antioquia-Chocó y es de seiscientos diecisiete punto tres mega watt (617.3 MW); la segunda conexión es Boyacá-Casanare con una capacidad de cuatrocientos siete punto cuatro mega watt (407.4 MW); la tercera conexión es con Caldas-Quindío-Risaralda donde cuenta con una conexión de quinientos cuarenta y tres mega watt (543.0 MW), con una proyección definida de setecientos cuarenta y ocho punto ocho mega watt (748.8) para el año 2018 y otra proyección definida para el año 2022 de mil cuarenta y siete punto seis mega watt (1047.6 MW); la cuarta conexión es con Tolima-Huila-Caquetá con un interconexión de cuatrocientos siete punto cuatro mega watt (407.4 MW); la quinta conexión es con la región Meta-Guaviare, donde cuentan con una capacidad de cuatrocientos setenta y cinco punto dos mega watt (475.2 MW), con una proyección de cuatrocientos noventa y ocho punto nueve mega watt (498.9 MW) para el año 2018 y para el año 2022 con una proyección definida de seiscientos veintiocho punto seis mega watt (628.6 MW); finalmente la sexta conexión es la región Santander-Arauca y está proyectado para para el año 2018 con una capacidad de interconexión de seiscientos diecisiete punto tres mega watt (617,3 MW). (Ver **Tabla 14**)

Ahora, para la región de Tolima-Huila-Caquetá, cuenta con cinco conexiones, la primera es con Bogotá-Cundinamarca (se mencionó anteriormente), la segunda conexión es con Cauca que es de doscientos veinte punto nueve mega watt (220.9 MW); la tercera conexión es con Caldas-Quindío-Risaralda con una capacidad de sesenta y siete punto nueve mega watt (67.9 MW); La cuarta conexión es con la región Nariño-Putumayo dispone de una red de doscientos veinte punto nueve mega watt (220.9 MW); finalmente la quinta conexión es con valle que cuenta con un interconexión de quinientos cuarenta y tres mega watt (543 MW), donde para el año 2018 tiene una proyección de setecientos cuarenta y ocho punto ocho mega watt (748.8 MW) y para el año 2022 una proyección definida de mil cuarenta y siete punto seis mega watt (1047.6 MW). (Ver **Tabla 14**)

Para la región Boyacá-Casanare, cuenta con dos conexiones, la primera con Bogotá-Cundinamarca (se mencionó anteriormente) y la segunda con Santander-Arauca, donde tiene una capacidad de interconexión de trescientos sesenta puntos seis mega watt (360.6 MW), mientras que cuenta con una ampliación de trescientos setenta y cinco punto dos mega watt (375.2 MW) para el año 2022. Finalmente, para la región del Meta-Guaviare cuenta con una interconexión Bogotá-Cundinamarca mencionado anteriormente. (Ver **Tabla 14**)

Capacidades de interconexión existente y ampliaciones definidas [MW].												
	Año	Ant-Cho	Atlánt.	Bog-Cund	Bolivar	Cauca	Cor-Suc	CQR	THC	Nsant	Sant-Ara	Valle
Bog-Cund	2017	617,3										
Boy-Cas	2017			407,4							360,6	
	2022										375,2	
Cauca	2017								220,9			407,4
CQR	2017	1125,8		543					67,9			
	2018	1649,2		748,8								
	2022	1662,9		1047,6								
THC	2017			407,4								543
	2018											748,8
	2022											1047,6
Met-Guav	2017			475,2								
	2018			498,9								
	2022			628,6								
Nar-Put	2017					317,8			220,9			
Sant-Ara	2017	1125,8		0,0								
	2018	1649,2		617,3								
	2022	1662,9										

Tabla 14: Capacidades de interconexión existente y ampliaciones definidas. Fuente [15]

La capacidad que tienen los proyectos candidatos de interconexión entre áreas operativas y considerando los de la región central, se evidencia que todos pueden tener la capacidad de setecientos noventa y dos mega watt (792 MW) de interconexión. (Ver **Tabla 15**)

Capacidades de proyectos candidatos de Interconexión entre Áreas Operativas [MW].											
	Ant-Cho	Atlántico	Bog-Cund	Bolivar	Cauca	Cor-Suc	CQR	THC	Nsant	Sant-Ara	Valle
Bog-Cund	792										
Bolivar		792									
Boy-Cas			792							792	
Cauca								792			792
CQR	792		792					792			
GCM		792		792		792			792		
THC			792								792
Met-Guav			792								
Nar-Put					792			792			
Sant-Ara	792		792								

Tabla 15: Capacidades de proyectos candidatos de Interconexión entre Áreas Operativas. Fuente [15]

El costo de inversión de los refuerzos de interconexión en la región central se presenta de la siguiente manera: para la región Bogotá-Cundinamarca que cuenta con seis conexiones, la primera va conectado con Antioquia-Chocó donde tiene un costo de trescientos treinta y seis punto siete dólares sobre kilo watt (336.7US\$/kW); la segunda

conexión que va conectado a Boyacá-Casanare, tiene un costo de treinta y tres punto cuatro dólares sobre kilo watt (33,4US\$/kW); la tercera conexión que es con Caldas-Quindío-Risaralda tiene un costo de sesenta punto siete dólares sobre kilo watt (60,7US\$/kW); la cuarta conexión que es con la región Tolima-Huila-Caquetá tiene un costo de setenta y tres punto cinco dólares sobre kilo watt (73,5US\$/kW); la quinta conexión que es con la región Meta-Guaviare tiene un costo de setenta y tres punto cinco dólares sobre kilo watt (73,5US\$/kW); por último, la sexta conexión que es con la región Santander-Arauca tiene un costo de cincuenta y ocho punto tres dólares sobre kilo watt (58,3US\$/kW). (Ver **Tabla 16**)

Ahora, para la región de Tolima-Huila-Caquetá, donde cuenta con cinco conexiones, la primera es con Bogotá-Cundinamarca (se mencionó anteriormente), la segunda conexión es con Cauca, tiene un costo de ciento ochenta y dos punto un dólares sobre kilo watt (182,1US\$/kW); la tercera conexión que es con Caldas-Quindío-Risaralda tiene un costo de doscientos veinte dólares sobre kilo watt (220US\$/kW); La cuarta conexión es con la región Nariño-Putumayo tiene un costo de ciento cuarenta y tres punto cinco dólares sobre kilo watt (143,5US\$/kW); finalmente la quinta conexión es con valle que cuenta con un costo de trescientos cincuenta y siete punto ocho dólares sobre kilo watt (357,8US\$/kW). (Ver **Tabla 16**)

Para la región Boyacá-Casanare, cuenta con dos conexiones, la primera con Bogotá-Cundinamarca (se mencionó anteriormente) y la segunda con Santander-Arauca, donde tiene un costo de noventa y seis punto cinco dólares sobre kilo watt (96,5US\$/kW). Finalmente, para la región del Meta-Guaviare cuenta con una interconexión Bogotá-Cundinamarca mencionado anteriormente. (Ver **Tabla 16**)

Costo de Inversión de los Refuerzos de Interconexión entre Áreas Operativas [US\$/kW].											
	Ant-Cho	Atlántico	Bog-Cund	Bolivar	Cauca	Cor-Suc	CQR	THC	Nsant	Sant-Ara	Valle
Bog-Cund	336,7										
Boy-Cas			33,4							96,5	
Cauca								182,1			63,1
CQR	60,7		60,7					220			
THC			73,5								357,8
Met-Guav			73,5								
Nar-Put					76,9			143,5			
Sant-Ara	210,4		58,3								

Tabla 16: Costo de Inversión de los Refuerzos de Interconexión entre Áreas Operativas. Fuente [15]

A continuación, se observa el costo de inversión de los proyectos de generación de los candidatos, por tecnologías, donde se evidencia que la tecnología más costosa en promedio es la geotérmica estando por encima de las hidroeléctricas que es la segunda más costosa, mientras que, la energía solar es la más económica seguida por las térmicas a gas. (Ver **Tabla 17**).

Costos de Inversión de los proyectos de generación candidatos (USD/KW)			
Tecnologías	Promedio	Máximo	Mínimo
Hidroeléctricas	2102	2341	1515
Térmicas Carbón	1870	2472	1425

Térmicas Gas	1151	1213	1090
Solar	1107	1417	838
Eólica	1663	1750	1112
Geotérmica	3587	3587	3587
Solar Distribuida	1687	2438	1000
Biomasa	1381	1714	1125

Tabla 17: Costos de Inversión de los proyectos de generación candidatos. Fuente [15]

Existe un límite de capacidad interna de conexión por área operativa donde se observa que para la región Bogotá-Cundinamarca cuenta con una capacidad de quinientos veinte mega watt (520 MW), para Boyacá-Casanare cuenta con una capacidad de cuatrocientos diez mega watt (410 MW), para Tolima-Huila-Caquetá tienen una capacidad interna de doscientos treinta mega watt (230 MW). Por último, la región Meta-Guaviare tiene una capacidad de quinientos mega watt (500 MW). (Ver **Tabla 18**).

Límite de capacidad interna de conexión por área operativa.	
Zona	MW
Ant-Cho	200
Atlántico	345
Bog-Cund	520
Bolivar	315
Boy-Cas	410
Cauca	310
Cor-Suc	275
CQR	1105
GCM	1305
THC	230
Met-Guav	500
Nar-Put	554
Nsant	163
Sant-Ara	560
Valle	270

Tabla 18: Límite de capacidad interna de conexión por área operativa. Fuente [15]

Finalmente, se debe tener en cuenta los indicadores de confiabilidad que establece la resolución de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG 025 de 1995), donde se establece tres indicadores, VERE, VEREC y número de casos con déficit. (Ver **Tabla 19**).

Indicadores de confiabilidad según resolución CREG 025 de 1995.			
Indicador	Definición	Expresión Matemática	Límite
VERE	Es la razón entre el valor esperado de la energía racionada en un mes, y la demanda nacional proyectada para dicho periodo	$VERE = \frac{\sum_{i=1}^n \left(\frac{\text{Energía mensual racionada}_i}{n} \right)}{\text{Demanda de Nacional de Energía}_{mes}}$ n = número de casos simulados	$< 1.5\% \left(\frac{\text{Demanda nacional de energía}_{mes}}{\text{mes}} \right)$

VEREC	Es la razón entre el valor esperado de la energía racionada en un mes, y la demanda nacional proyectada para dicho periodo. Solo se consideran los casos donde se presentan déficit.	$VEREC = \frac{\sum_{i=1}^m \left(\frac{Energía\ mensual\ racionada_i}{m} \right)}{Demanda\ de\ Nacional\ de\ Energía_{mes}}$ $m = \text{número de casos con déficit}$	$< 3\% \left(\frac{Demanda\ nacional\ de\ energía}{mes} \right)$
Número de casos con déficit	Número de eventos en el mes donde se presenta racionamiento de energía.	$\frac{m}{n}$	$< 5\%$

Tabla 19: Indicadores de confiabilidad. Fuente [15]

3.4 Criterio de planificación

Una característica para la planificación de proyectos de generación es la vida útil de los proyectos candidatos. Como se observa en **Tabla 20** los proyectos con una mayor vida útil son las plantas hidroeléctricas con embalse, la geotermia, las hidroeléctricas sin embalse y las térmicas.

Vida útil de los proyectos	
Tipo de proyecto	Duración
Planta hidroeléctrica con embalse	50 años
Planta hidroeléctrica sin embalse, unidades térmicas a carbón, gas y líquidos	35 años
Solar fotovoltaica distribuida	20 años
Biomasa caña y palma	30 años
Parques eólicos y solares a gran escala	25 años
Geotermia	40 años

Tabla 20: Vida útil de los tipos de proyectos. Fuente [15]

Cuando la UPME realizó el análisis del parque de generación en el corto plazo, concluyó que no se hace evidente el requerimiento de nueva capacidad de generación, mientras que cuando realiza el análisis a largo plazo, ahí se hizo evidente el requerimiento de nueva capacidad de generación, por lo que se debe contemplar proyectos con tecnologías convencionales (Plantas térmicas a carbón y gas natural, centrales hidroeléctricas de mediana y gran escala) y no convencionales (Plantas eólicas, generación solar fotovoltaica de gran escala y distribuida, geotermia y la generación a partir de la biomasa), cabe aclarar, que no se debe descuidar, proyectos de expansión en transmisión.

Adicionalmente establece una serie de criterios para definir unas estrategias a largo plazo, que conlleva a un procedimiento de Planificación Generación ver **Figura 53**.

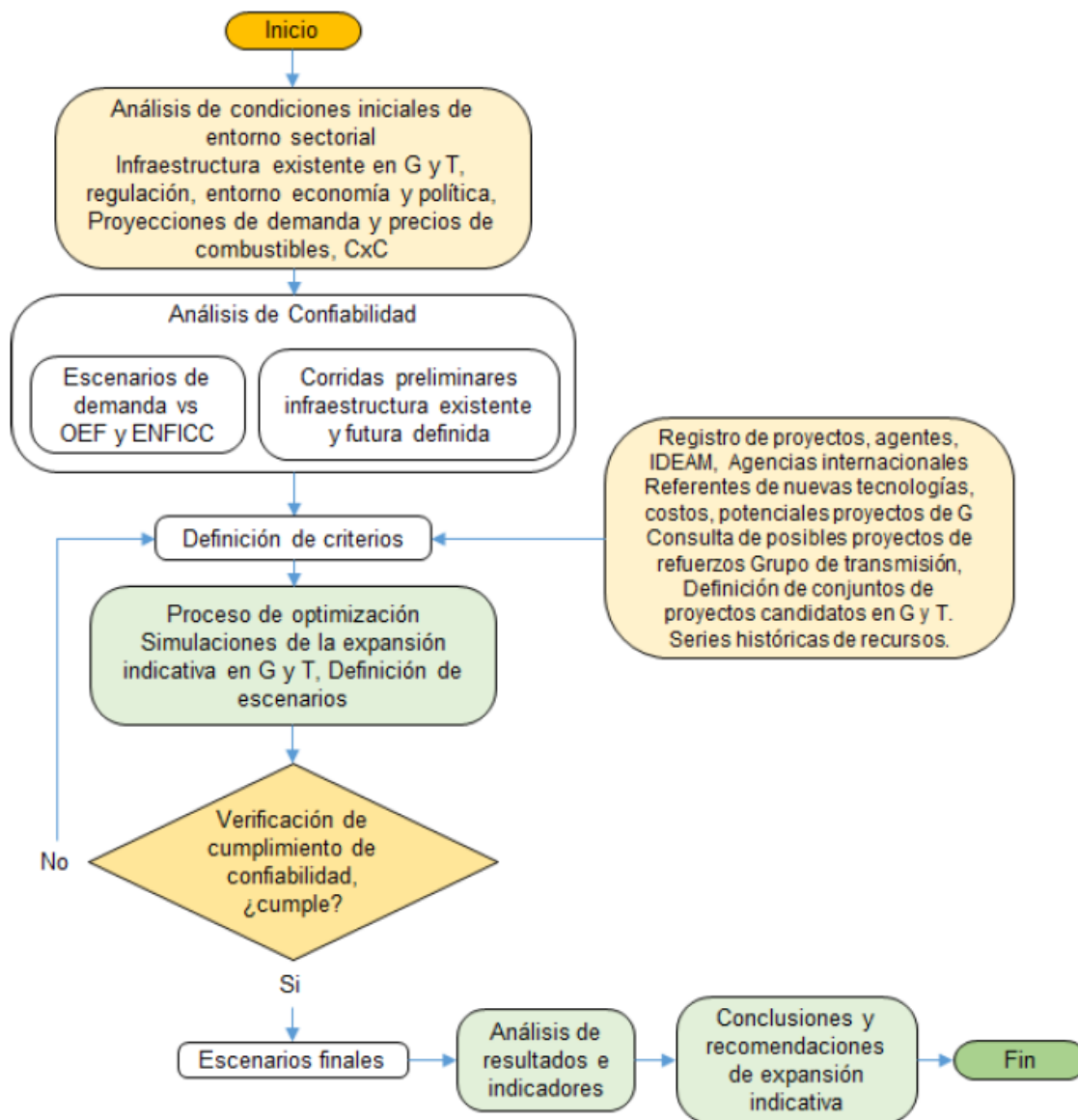


Figura 53: Procedimiento de Planificación Generación. Fuente [15]

Generando dos escenarios, **El Escenario 1**, considera los siguientes criterios: son disponibles las capacidades en generación definidas en la Tabla “**Capacidad total de proyectos candidatos identificada por área**” y en transmisión las capacidades fijas definidas en la tabla “**Capacidades de proyectos candidatos de Interconexión entre Áreas Operativas**”, las cuales compiten en el proceso de optimización de la expansión en Generación y Transmisión para lograr un despacho de mínimo costo, las 15 zonas no tienen restricción en la capacidad de transmisión, para la conexión de proyectos de generación.

El Escenario 2, considera los siguientes criterios: son disponibles las capacidades en generación definidas en la tabla de “**Capacidad total de proyectos candidatos identificada por área**”, con restricción a la capacidad de conexión establecida en la Tabla “**Limite de capacidad interna de conexión por área operativa**”, y sin considerar

las capacidades definidas en la Tabla “**Capacidades de proyectos candidatos de Interconexión entre Áreas Operativas**”. En este escenario se obtiene una matriz de Generación que optimice el aprovechamiento de las potencialidades de los recursos energéticos al interior de cada área.

3.5 Resultados del Escenario 1

En esta primera simulación, se logra ver en la **Figura 54** y de acuerdo a la Tabla 21: Simulación Escenario 1. **Tabla 21**, que la generación hidráulica con trece mil cuatrocientos dieciocho mega watt (13418 MW), la térmica a gas con tres mil quinientos sesenta y seis mega watt (3566 MW) y la eólica con dos mil ochocientos setenta y seis mega watt (2876 MW), van a ser las generadoras que más le van aportar al sistema interconectado nacional al año 2031.

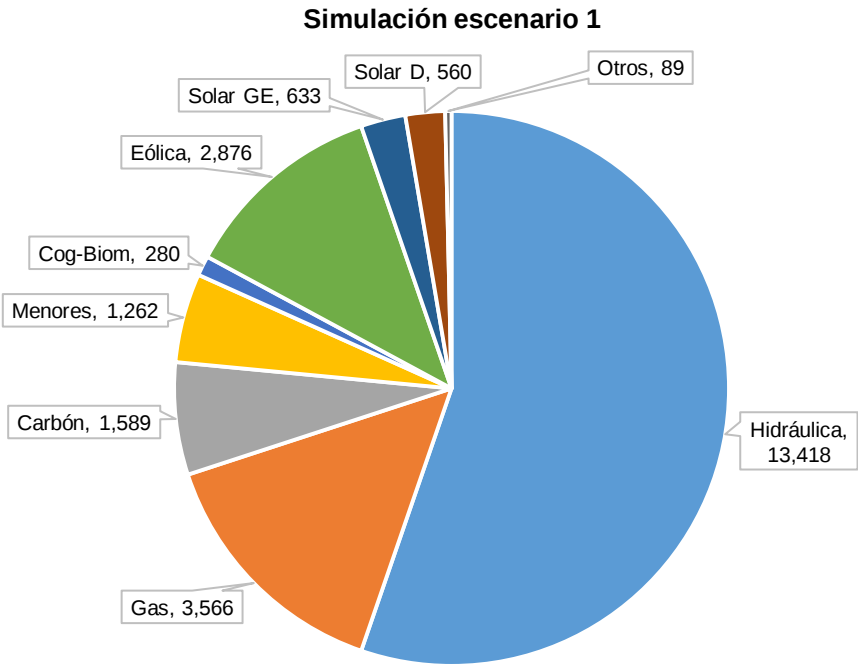


Figura 54: Simulación del escenario 1. Fuente [15]

Simulación escenario 1 [MW]				
Recurso	Base	Cargo por confiabilidad.	Expansión adicional	TOTAL [MW]
Hidráulica	10.963	1.200	1.255	13.418
Gas	3.509	0	57	3.566
Carbón	1.339	250	0	1.589
Menores	787	0	475	1.262
Cog-Biom	126	0	154	280

Eólica	18	0	2.858	2.876
Solar GE	0	0	633	633
Solar D	0	0	560	560
Otros	0	89	0	89
TOTAL	16.742	1.539	5.992	24.273

Tabla 21: Simulación Escenario 1. Fuente [15]

Ahora, dentro del escenario 1, el cargo por confiabilidad vendría siendo mil doscientos mega watt (1200 MW) de parte de generación Hidráulica, doscientos cincuenta mega watt (250 MW) de parte de generación térmica a Carbón y ochenta y ocho punto seis mega watt (88.6 MW) de otras tecnologías. (Ver **Tabla 22**)

Cargo por confiabilidad escenario 1 [MW]									
Fecha	Hidráulica	Gas	Carbón	Menores	Cog-Biom	Eólica	Solar GE	Solar D	Otros
nov-17			250						
ago-18									88,6
nov-18	300								
feb-19	300								
may-19	300								
ago-19	300								
Total	1200	0	250	0	0	0	0	0	88,6

Tabla 22: Cargo por confiabilidad del escenario 1. Fuente [15]

En el periodo comprendido entre el año 2017 al 2031, se evidencia que la expansión adicional en mayor proporción sea la de generación eólica, con una potencia total esperada de, dos mil ochocientos cincuenta y ocho mega watt (2858 MW). Por otra parte, la generación hidráulica se espera que tenga una expansión adicional de, mil doscientos cincuenta y cinco mega watt (1255 MW); finalmente se pronostica que la generación solar GE y solar D, aporten seiscientos treinta y cuatro y quinientos sesenta mega watt (634 y 560 MW) respectivamente. (Ver **Tabla 23**)

Expansión Adicional escenario 1 [MW]									
Año	Hidráulica	Gas	Carbón	Menores	Cog-Biom	Eólica	Solar GE	Solar D	Otros
2017				20	36		10	29	
2018		57			38				
2019						32	72		
2020				147	40		79	97	
2021	600						158		
2022	600				35				
2023				55		420		132	
2024					5	180	20		
2025						579	120		
2026				76		1.187	10	150	
2027						460	147		

2028	55								
2029				97				112	
2030							8		
2031				80			10	40	
TOTAL	1.255	57	0	475	154	2.858	634	560	0

Tabla 23: Expansión adicional del escenario 1. Fuente [15]

Haciendo hincapié en la Región Central, se observa que, para Bogotá y Cundinamarca, tenga una expansión por área de diez mega watt (10 MW) en cogeneración y biomasa, y de ciento setenta mega watt (170 MW) en solar distribuida. Mientras que, Boyacá y Casanare se tiene cincuenta y siete mega watt (57 MW) a gas y veinte mega watt (20 MW) de solar distribuido. Por el lado del Tolima, Huila y Caquetá, tenga cien mega watt (100 MW) de solar a gran escala y veintiún mega watt (21 MW) de solar distribuido. Finalmente, por el Meta y Guaviare se espera que se expanda en cincuenta y cinco mega watt (55 MW) de cogeneración y biomasa, y de diez mega watt (10 MW) en solar distribuido. (Ver **Tabla 24**)

Expansión por Área Escenario 1 [MW]									
Zona	Hidráulica	Gas	Carbón	Menores	Cog-Biom	Eólica	Solar GE	Solar D	Otros
Ant-Cho	2.455			279				80	
Atlántico							100	50	
Bog-Cund					10			170	
Bolivar							92	30	
Boy-Cas		57						20	
Cauca				54				1	
Cor-Suc			250				293	20	
CQR				59				25	
GCM					8	2.858	39	35	89
THC							100	21	
Met-Guav					55			10	
Nar-Put								0	
Nsant								8	
Sant-Ara					20			20	
Valle				83	61		10	70	
Total	2.455	57	250	475	154	2.858	634	560	89

Tabla 24: Expansión por área del escenario 1. Fuente [15]

3.6 Resultados del escenario 2

En esta segunda simulación, se logra ver en la **Figura 55** y de acuerdo a la **Tabla 25**, que la generación hidráulica con trece mil setecientos veintinueve mega watt (13729MW), la térmica a gas con tres mil setecientos sesenta mega watt (3770MW) y la térmica a carbón con mil novecientos ochenta y nueve mega watt (1989 MW), van a ser las generadoras que más le van aportar al sistema interconectado nacional al año 2031. Pero se ve que las de plantas menores, cogeneración, biomasa, eólica y solares van a tener un

aporte más equitativo entre ellas mismas y será significativo para el abastecimiento de energía eléctrica para el país.

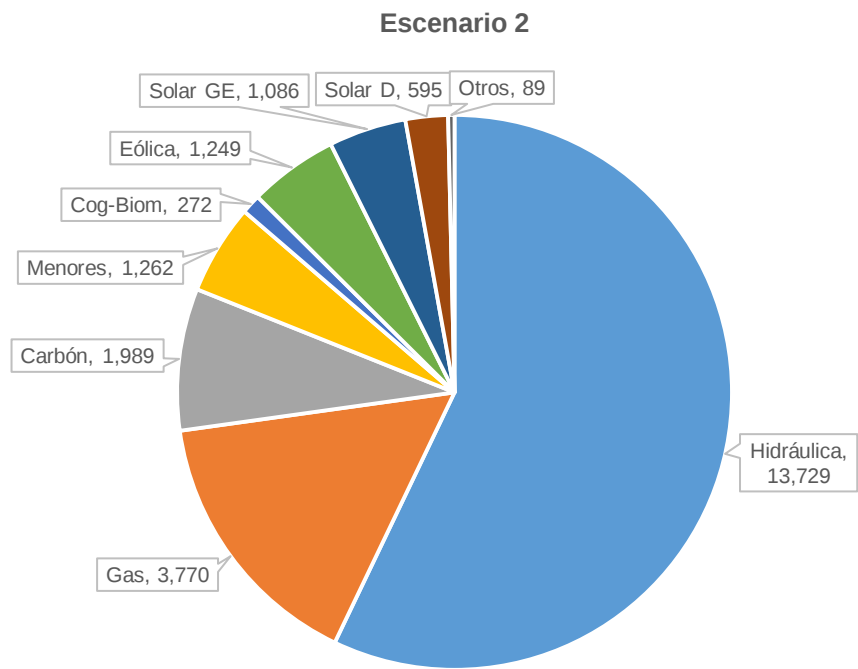


Figura 55: Simulación del escenario 2. Fuente [15]

Simulación escenario 2				
Recurso	Base	Cargo por confiabilidad.	Expansión adicional	TOTAL [MW]
Hidráulica	10.963	1.200	1.566	13.729
Gas	3.509	0	261	3.770
Carbón	1.339	250	400	1.989
Menores	787	0	475	1.262
Cog-Biom	126	0	146	272
Eólica	18	0	1.231	1.249
Solar GE	0	0	1.086	1.086
Solar D	0	0	595	595
Otros	0	89	0	89
TOTAL	16.742	1.539	5.760	24.041

Tabla 25: Simulación Escenario 2. Fuente [15]

Ahora, dentro del escenario 1, el cargo por confiabilidad vendría siendo mil doscientos mega watt (1200 MW) de parte de generación Hidráulica, doscientos cincuenta mega watt (250 MW) de parte de generación térmica a Carbón y ochenta y ocho punto seis mega watt (88.6 MW) de otras tecnologías. (Ver **Tabla 26**).

Cargo por confiabilidad escenario 2 [MW]									
Fecha	Hidráulica	Gas	Carbón	Menores	Cog-Biom	Eólica	Solar GE	Solar D	Otros
nov-17			250						
ago-18									88,6
nov-18	300								
feb-19	300								
may-19	300								
ago-19	300								
Total	1200	0	250	0	0	0	0	0	88,6

Tabla 26: Cargo por confiabilidad del escenario 2. Fuente [15]

En el periodo comprendido entre el año 2017 al 2031, se evidencia que, a primera vista, la expansión adicional en mayor proporción viene siendo la de generación hidráulica, con una potencia total esperada de, mil quinientos sesenta y seis mega watt (1566 MW), pero sí, se considera la solar a gran escala junto con la solar distribuida, sumarían un total de mil seiscientos ochentaíun mega watt (1681 MW), superando a la hidráulica. Por otra parte, la generación eólica vendría aportando mil doscientos treintaíun mega watt (1231 MW), una proporción significativa a considerar. Finalmente, el resto de tecnologías aportantes, tienen una participación más equitativa. (Ver **Tabla 27**)

Expansión Adicional escenario 2 [MW]									
Año	Hidráulica	Gas	Carbón	Menores	Cog-Biom	Eólica	Solar GE	Solar D	Otros
2017				20	36		10	29	
2018		57			30		21		
2019							198		
2020				147	40	182	488	97	
2021	600						59		
2022	600				35				
2023				55		669		132	
2024					5	380			
2025	150						70		
2026	45			76			140	150	
2027	171						100		
2028			400						
2029				97				112	
2030									
2031		204		80				75	
TOTAL	1.566	261	400	475	146	1.231	1.086	595	0

Tabla 27: Expansión adicional del escenario 2. Fuente [15]

Con referencia a la Región Central, se observa que, para Bogotá y Cundinamarca, tenga una expansión por área de diez mega watt (10 MW) en cogeneración y biomasa, de ciento veinte mega watt (120 MW) en solar a gran escala y de ciento setenta mega watt (170 MW) en solar distribuida. Mientras que, Boyacá y Casanare se tiene ciento siete mega watt (107 MW) a gas, doscientos cuarenta mega watt (240 MW) a carbón y veinte mega watt (20 MW) de solar distribuido. Por el lado del Tolima, Huila y Caquetá, tenga cuarenta y cinco mega watt (45 MW), ciento dieciséis mega watt (116 MW) de solar a gran escala y veintiún mega watt (21 MW) de solar distribuido. Finalmente, por el Meta y Guaviare se espera que se expanda en cincuenta y cinco mega watt (55 MW) de cogeneración y biomasa, ciento tres mega watt (103 MW) de solar a gran escala y de diez mega watt (10 MW) en solar distribuido. (Ver **Tabla 28**: Expansión por área del escenario 2. Fuente [15]**Tabla 28**)

Expansión por Área Escenario 2 [MW]									
Zona	Hidráulica	Gas	Carbón	Menores	Cog-Biom	Eólica	Solar GE	Solar D	Otros
Ant-Cho	2.571			279				90	
Atlántico							302	60	
Bog-Cund					10		120	170	
Bolivar		154					92	35	
Boy-Cas		107	240					20	
Cauca				54				1	
Cor-Suc			250				173	20	
CQR				59				25	
GCM						1.231	70	45	88.6
THC	45						116	21	
Met-Guav					55		103	10	
Nar-Put								0	
Nsant			160					8	
Sant-Ara	150				20		101	20	
Valle				83	61		10	70	
Total	2.766	261	650	475	146	1.231	1.087	595	88.6

Tabla 28: Expansión por área del escenario 2. Fuente [15]

3.7 Evaluación de los escenarios

En relación a los costos de generación de cada una de las estrategias, en la **Figura 56** se muestra los costos totales de inversión y operación de los dos escenarios planteados por la UPME, donde se evidencia que el escenario dos, suele ser más costoso que el escenario uno.

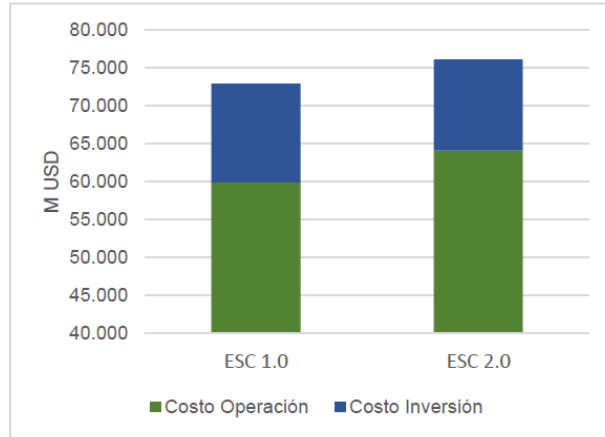


Figura 56: Costos totales de inversión y operación de los escenarios. Fuente [15]

Por otra parte, en la **Figura 57** se evidencia que el escenario dos, suele tener un precio de energía mayor al de escenario uno.

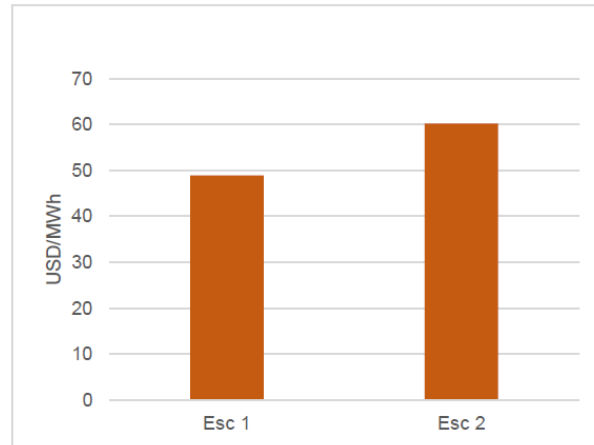


Figura 57: Costo nivelado de generación. Fuente [15]

3.8 Energía Firme de los escenarios

La CREG establece para cada tipo de tecnologías unas resoluciones que permiten aplicar metodologías para el cálculo de energía firme del Cargo por Confiabilidad. (Ver **Tabla 29**).

Resoluciones CREG.	
Tecnología de generación	Resolución CREG
Hidráulica	071 de 2006
Térmica	071 de 2006
Eólica	061 de 2015
Combustibles agrícolas	153 de 2013
Solar	243 de 2016
Geotérmica	132 de 2014

Tabla 29: Resoluciones de la CREG para el cálculo del ENFICC de cada tipo de tecnología. Fuente [15]

De acuerdo a las resoluciones de la CREG, en la **Tabla 30** se observan los resultados del ENFICC, para cada tecnología de acuerdo a su escenario establecido, se aprecia que el escenario dos tiene un ENFICC mayor al del escenario uno.

Expansión Adicional Estimada por Tecnología.			
Escenario	Tecnología	Capacidad [MW]	ENFICC [GWh-Día]
1	Hidráulica	1255	11,08
	Gas	57	0,89
	Eólico	2858	8,28
	Solar	632,5	0,95
	Solar D	560,1	0,89
	Biomasa	153,8	2,4
	Total	5516,4	24,5
2	Hidráulica	1566	14,02
	Carbón	400	7,1
	Gas	261	4,8
	Eólico	1231	3,83
	Solar	1085,7	1,83
	Solar	595,1	0,96
	Biomasa	145,78	2,27
	Total	5284,6	34,8

Tabla 30: Expansión Adicional Estimada por Tecnología. Fuente [15]

4. Plan de expansión en transmisión

4.1 Preámbulo

Para el desarrollo del plan de expansión en transmisión, se debe tener en cuenta aspectos técnicos como, los niveles de tensión que conforman los Sistemas de Distribución Local (SDL), los Sistemas de Transmisión Nacional (STN) y los Sistemas de Transmisión Regional (STR). Cabe señalar que los SDL, STN y STR realizan la transmisión y distribución de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Bajo la Resolución CREG 097 del año 2008, define lo siguiente:

“Niveles de Tensión: Los sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local se clasifican por niveles, en función de la tensión nominal de operación, según la siguiente definición:

Nivel 4: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 57,5 kV y menor a 220 kV.

Nivel 3: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 30 kV y menor de 57,5 kV.

Nivel 2: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV.

Nivel 1: Sistemas con tensión nominal menor a 1 kV.” Fuente

“Sistema de Transmisión Nacional (STN). Es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, equipos de compensación y subestaciones que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV, los transformadores con este nivel de tensión en el lado de baja y los correspondientes módulos de conexión.” Fuente

“Sistema de Transmisión Regional (STR). Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los Activos de Conexión del OR al STN y el conjunto de líneas, equipos y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el Nivel de Tensión 4. Los STR pueden estar conformados por los activos de uno o más Operadores de Red.” Fuente

“Sistema de Distribución Local (SDL). Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a los Niveles de Tensión 3, 2 y 1 dedicados a la prestación del servicio en un Mercado de Comercialización.” Fuente [17]

4.2 Proyectos a tener presentes

La UPME establece requerimientos energéticos de la población bajo criterios económicos, sociales, técnicos y ambientales, realizando anualmente la actualización del plan de expansión de la transmisión, estableciendo las prioridades que se requieran a corto, mediano y largo plazo; fundamentado la información de la infraestructura eléctrica actual, los proyectos futuros y las proyecciones de demanda de energía eléctrica, además de las nuevas plantas de generación que se conectan en el sistema.

El plan de expansión en transmisión consiste prácticamente en identificar y analizar proyectos de puntos de conexión de generación, repotenciación de las líneas e interconexiones.

En el plan de expansión en transmisión 2017-2031, se evidencia, que abarca cuatro proyectos de diferentes características:

El primer proyecto que tiene como título “Expansión de conexión de generación en Antioquia y Caldas Quindío Risaralda (CQR)”, plantea unos escenarios para la conexión de generadores que fueron solicitados a la UPME. Por lo que hay que resaltar la importancia de repotenciar las líneas de 115 KV a 500 KV o las de 230 KV a 500 KV.

El segundo proyecto “Análisis nueva obra en Valle, Subestación Pacífico 230 / 115 KV”, abarca el tema de agotamiento de la capacidad de transporte, y como solución plantean la instalación de una subestación de 230 / 115 KV, sin embargo tiene la particularidad de que se instale unos transformadores desfasadores, “un Transformador Desfasador o PST (por sus siglas en inglés) es un autotransformador trifásico especial que desplaza el ángulo efectivo entre la tensión de entrada y la tensión de salida del transformador. Lo anterior con el fin de controlar el flujo de potencia activa que se transmite de un nodo a otro.” Fuente

El tercer proyecto “Exportaciones a Ecuador”, consiste en potencializar la interconexión entre los dos países, Ecuador – Colombia, de tal manera que proponen la instalación de nuevas líneas o la de repotenciar las ya existentes.

El cuarto proyecto, “Alternativas de expansión en el área de Guajira – Cesar – Magdalena para la incorporación del recurso renovable de la zona”, este tipo de proyecto trata de estimular alternativas para la incorporación de obras de energías renovables, dentro de estas alternativas está la incorporación de una línea de transmisión HVDC con tecnología VSC, este tipo de transmisión permitirá dos ventajas importantes, la primera, recorrer mayores distancias de tendido de red y la segunda, menores pérdidas de energía a causa de reactivos.

4.3 Capacidad de conexión.

Por otra parte, la UPME realiza un mapa donde indica la capacidad de conexión en los STR, y define qué áreas se hace necesario realizar plan de expansión, como se observa en la **Figura 58** la región GCM y Antioquia-Chocó, son las regiones que requieren planes de expansión en los STR.

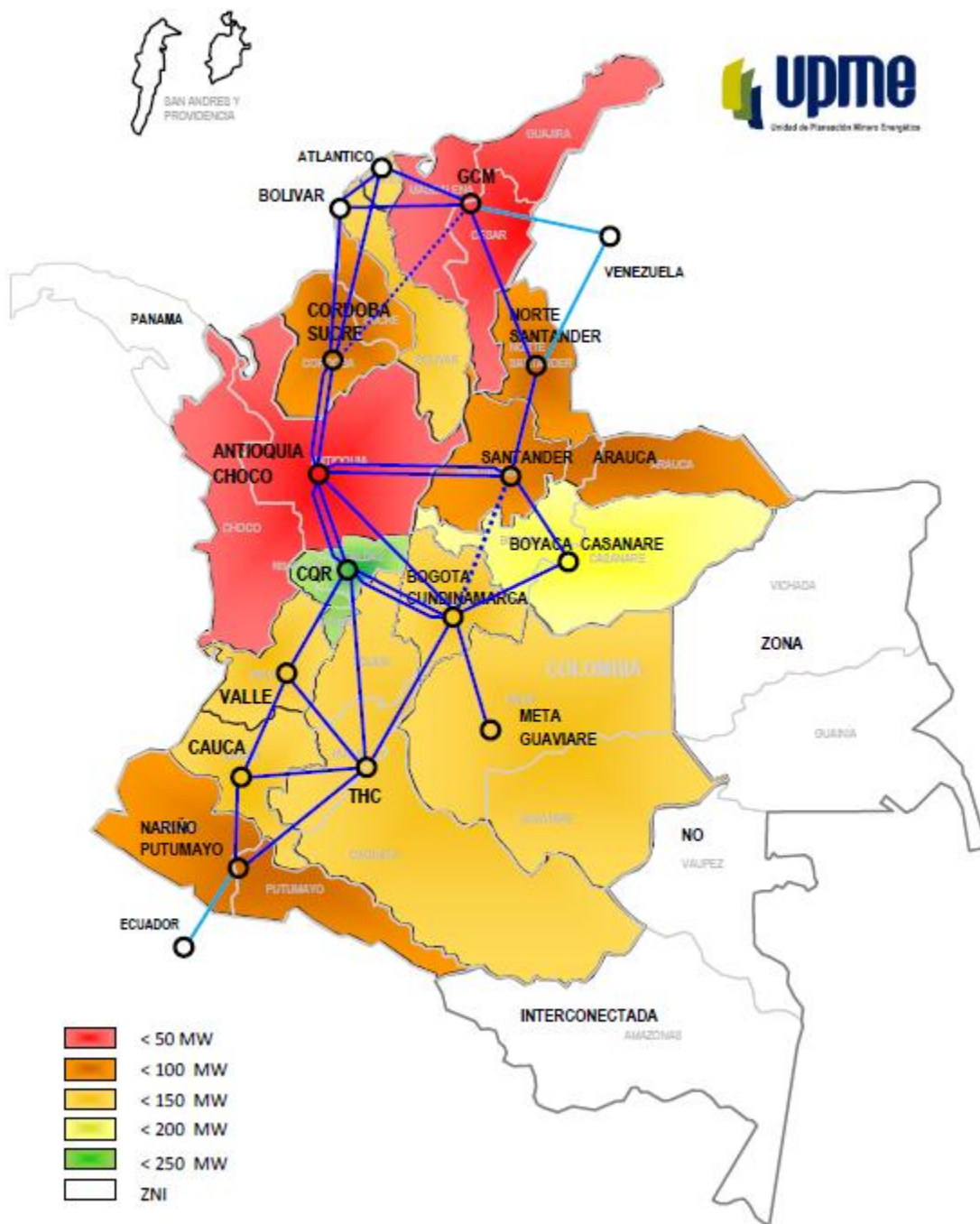


Figura 58: Capacidad de conexión en los Sistemas de Transmisión Regional (STR). Fuente [15]

Sin embargo, la UPME realiza un mapa donde indica la capacidad de conexión en los STN, y define qué áreas tienen restricción para la conexión de generación adicional, en este caso, y de acuerdo a la **Figura 59**, las regiones GCM y Antioquia – Chocó son las que presentan restricción para conectar fuentes de generación.

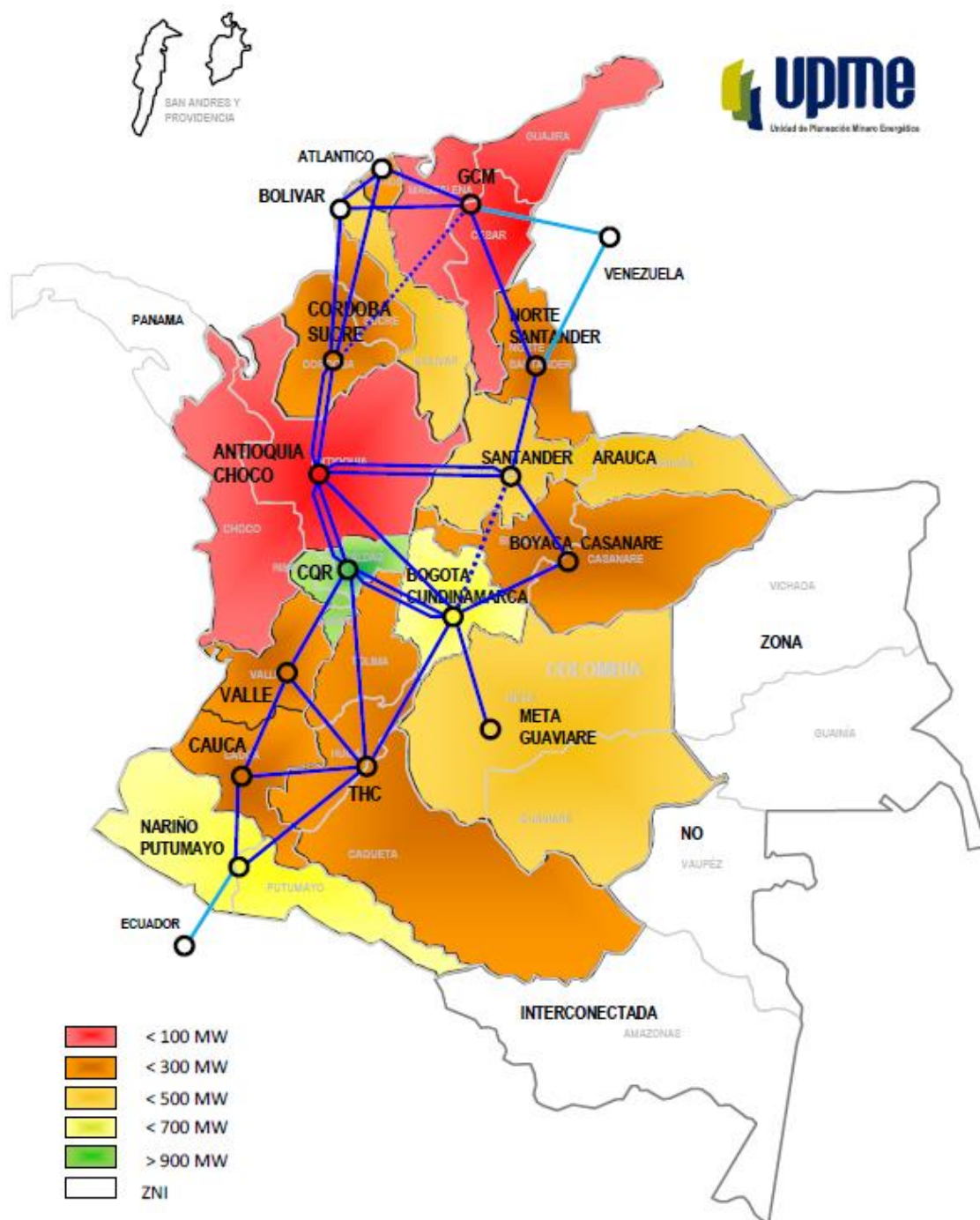


Figura 59: Capacidad de conexión en los Sistemas de Transmisión Nacional (STN).Fuente [15]

4.4 Análisis de áreas.

Área Nordeste – Boyacá – Casanare

Para el caso de Boyacá se presenta diferentes problemáticas, relacionadas en su mayoría como consecuencia del agotamiento de la capacidad de la transformación y del agotamiento de la red a 115 kV.

Agotamiento en la red a 115 kV y agotamiento transformación STN/STR: Con la conexión de los proyectos definidos y en ejecución se solucionan los problemas de agotamiento de la transformación y de agotamiento de la red del STR en Boyacá y Casanare.

- ✓ Ampliación capacidad transformación en Chivor STN/STR y líneas asociadas.
- ✓ Nuevo punto de conexión STN/STR en Sochagota y obras asociadas.
- ✓ Nueva subestación Alto Ricaurte 115 kV y las líneas Chiquinquirá – Alto Ricaurte – Donato 115 kV.
- ✓ Subestación el Huche 115 kV y obras asociadas.
- ✓ Nuevo punto de conexión STN/STR en San Antonio y obras asociadas.

Área Oriental – Bogotá

Se presentan diferentes problemáticas en esta área, relacionadas en su mayoría como consecuencia del agotamiento de la capacidad de la transformación y bajas tensiones ante contingencias simples que pueden causar demanda no atendida.

Agotamiento transformación STN/STR: se observa un agotamiento progresivo de los transformadores Nueva Esperanza 500/115 kV, por lo cual se solicita al OR estudiar y presentar a esta unidad la solución a esta problemática.

Sobrecargas en líneas: Se observa agotamiento de la red 115 kV, particularmente los enlaces: Bacatá – Suba, Balsillas – Mosquera, Bacatá – El Sol, Colegio – Guaca 115 kV.

- ✓ STR asociado al proyecto Nueva Esperanza.
- ✓ STR asociado al proyecto Norte.
- ✓ Subestación Gran Sabana 115 kV.
- ✓ Nueva subestación Compartir 115 kV.
- ✓ Nueva Subestación Terminal 115 kV.
- ✓ Subestación Barzalosa

Área Oriental – Meta – Guaviare

Las diferentes problemáticas de esta área se relacionadas en su mayoría al agotamiento de la capacidad de la transformación y atención radial de la demanda.

Agotamiento Red 115 kV: Se observa que ante condiciones de N-1 se presentan sobrecargas en la red de 115 kV, por lo cual, se solicita al OR presentar un proyecto que mitigue dicha condición.

Las demandas asociadas a la subestación Granada 115 kV y San José del Guaviare 115 kV son atendidas radialmente desde la subestación Ocoa 115 kV. Esta condición puede ocasionar demanda no atendida ante contingencias sencillas de los enlaces respectivos. En relación a Granada 115 kV, se definió el proyecto Guamal 115 kV y obras asociadas, el cual elimina la radicalidad asociada a Granada 115 kV.

- ✓ Segundo Circuito Suria – Puerto López 115 kV (concepto UPME para diciembre de 2013).
- ✓ Segundo Circuito Puerto López – Puerto Gaitán 115 kV (concepto UPME diciembre de 2013).
- ✓ Nuevo punto de conexión STN en Suria.
- ✓ Subestación Guamal 115 kV y obras asociadas.

- ✓ Subestación Catama 115 kV y obras asociadas.

Área Suroccidental – Tolima – Huila – Caquetá

Esta área presenta diferentes problemáticas, relacionadas en su mayoría con el agotamiento de la capacidad de la transformación, de la red a 115 kV y bajas tensiones ante contingencias sencillas.

Bajas tensiones: Se observa que ante contingencias sencillas a 115 kV y transformadores de conexión se presentan bajas tensiones en subestaciones del área particularmente en Caquetá. Se definió el segundo circuito Altamira – Florencia – Doncello 115 kV y segundo transformador en Altamira 230/115 kV para mitigar dicha condición.

Agotamiento de capacidad de transformación, sobrecargas y atención radial de la demanda: Se observa agotamiento progresivo de la capacidad de conexión STN/STR en Betania y Mirolindo.

Sobrecargas en contingencia: Se observa agotamiento del anillo Betania – Sesur – Bote Seboruco, se solicita al OR incúmbete estudiar y presentar alternativas de mitigación de dicha condición.

- ✓ Normalización de la subestación Nueva Cajamarca 115 kV.
- ✓ Compensación Flandes 115 kV - 15 MVAR.
- ✓ Compensación Lanceros 115 kV - 15 MVAR.
- ✓ Nuevo circuito Flandes - Lanceros 115 kV de 18 km.
- ✓ Nuevo circuito Mirolindo - Gualanday 115 kV de 19 km.
- ✓ Segundo transformador Altamira (convocatoria pública).
- ✓ Nuevo corredor Altamira – Florencia – Doncello 115 kV (convocatoria pública).
- ✓ Segundo transformador en Altamira 230/115 kV – Obra definida por la Unidad.

En la siguiente **Tabla 31** se puede observar el número de proyectos relacionados a la transmisión clasificado según su estado de proyecto, enfocado implícitamente en la Región Central. De lo cual se puede evidenciar que el departamento del Tolima cuenta con más cantidad de proyectos que los demás integrantes de la región.

Cantidad de proyectos de conexión en transmisión							
Región Central							
Estado del proyecto		Bogotá	Boyacá	Cundin.	Meta	Tolima	TOTAL
CONCEPTO APROBADO	# de proyectos	6	11	8	8	13	46
	Capacidad MW	77,20	491,40	304,20	283,54	582,60	1738,94
EN ANÁLISIS UPME	# de proyectos	0	2	2	5	3	12
	Capacidad MW	0	14,4	449,0	66,1	179,8	709,30
NO SE RATIFICA ESTUDIO	# de proyectos	0	1	0	2	0	3
	Capacidad MW	0	0,0	0,0	59,7	0	59,70
PENDIENTE OR O	# de proyectos	0	2	0	0	2	4

PROMOTOR	Capacidad MW	0	133,0	0	0	480,0	613,00
TOTAL	# de proyectos	6	16	10	15	18	65
	Capacidad MW	77,20	638,80	753,20	409,34	1242,40	3120,94

Tabla 31: Proyectos de conexión en transmisión Región Central. Fuente [18]

5. Conclusiones

- ✓ En el aspecto socio económico, Bogotá es una región que se destaca mucho sobre los departamentos de la región central, eso se debe a que cuenta con una gran cantidad de características con las que no cuentan los demás integrantes, una de ellas es, la **compactibilidad** de su territorio, donde está cohesionada socialmente con sus habitantes, generando una gran cantidad de espacios de sociabilidad, propiciando encuentros de actividades y permitiendo de mejor manera el desarrollo de la vida en comunidad, esta característica hace que la necesidad de una movilidad, un gasto energético, el consumo del agua, la generación de residuos esté en constante aumento. La compactibilidad de Bogotá hace que sea una de las regiones con mayor número de habitantes y tenga el PIB más alto, reflejando la disposición de contar con la población en edad de trabajar. Sin embargo, el gran número de habitantes puede hacer reflejar tasas de desempleo y ocupación muy variantes (bajas o altas).
- ✓ En el aspecto eléctrico, Bogotá también se destaca por su gran consumo eléctrico tanto industrial como residencial; este consumo, se debe a su gran cantidad de habitantes con los que cuenta, pero hay que destacar también a Cundinamarca por su gran consumo, esto puede explicarse porque Cundinamarca cuenta con muchos municipios que se encuentran muy cercanos a Bogotá, (claro está, que Bogotá se encuentra inmerso en Cundinamarca). Lo que permite decir que dentro de la región central existen dos regiones que se pueden considerar grandes consumidores.
- ✓ El documento de plan de expansión presenta un especial análisis enfocado a la región guajira-cesar-magdalena, donde **intensamente** abarca mucho el tema de la generación de energía eólica y solar, ya que las características naturales de la región GCM, permiten el desarrollo de estas tecnologías; adicionalmente se hace evidente la importancia de la región debido a que los grandes consumidores de energía eléctrica se encuentran en su mayoría cercanos a dicha región.

6. Bibliografía

- [1] DANE, "Resultados CNPV pdf," *Estadística por tema*. [Online]. Available: <https://www.dane.gov.co/files/censo2018/informacion-tecnica/cnpv-2018-presentacion-3ra-entrega.pdf>.
- [2] DANE, "Anexos VIHOPE," *Estadística por tema*. [Online]. Available: <https://www.dane.gov.co/files/censo2018/informacion-tecnica/CNPV-2018-VIHOPE.xls>.
- [3] DANE - SDP, "Encuesta de Calidad de Vida Bogotá 2007." [Online]. Available: https://www.dane.gov.co/files/investigaciones/condiciones_vida/ecvb/4.xls.
- [4] DANE, "Producto Interno Bruto (PIB) Históricos," *Estadística por tema - Base 2005*. [Online]. Available: https://www.dane.gov.co/files/investigaciones/boletines/pib/PIB_2017-4.zip.
- [5] Mundial Banco, "Crecimiento del PIB (% anual) Colombia." [Online]. Available: <https://datos.bancomundial.org/indicador/NY.GDP.MKTP.KD.ZG?contextual=default&end=2018&locations=CO&start=2001&view=chart>.
- [6] DANE, "Geoportal DANE," *Geovisores*. [Online]. Available: <https://geoportal.dane.gov.co/?indicador-importancia-economica>.
- [7] DANE, "Mercado Laboral por Departamento," *Estadística por tema*. [Online]. Available: <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/mercado-laboral/mercado-laboral-por-departamentos>.
- [8] DANE, *¿Cómo se mide el Mercado Laboral en Colombia?* .
- [9] XM, "Indicadores de Demanda y Oferta de energía eléctrica Colombia." [Online]. Available: <http://informacioninteligente10.xm.com.co/pages/default.aspx>.
- [10] Sistema Único de Información de Servicio Público Domiciliarios., "Consumo Energético." [Online]. Available: <http://www.sui.gov.co/web/energia/reportes/administrativo/actividad-de-las-empresas-en-operacion>.
- [11] Ministerio de minas y energía de Colombia, "Informe Mensual De Variables De Generación Y Del Mercado Eléctrico Colombiano-Marzo De 2018," *UPME Unidad Planeación Min. Energética*, no. 69, p. 14, 2018.
- [12] UPME, "Cobertura de Energía Eléctrica a 2016," 2016. [Online]. Available: <http://www.siel.gov.co/Inicio/CoberturadelSistemaInterconectadoNacional/ConsultasEstadisticas/tabid/81/Default.aspx>.
- [13] Ministerio de minas y energía de Colombia, "Cartilla Generación Energía Eléctrica," *UPME Unidad Planeación Min. Energética*, 2018.
- [14] UPME, "Informe de registro de proyectos de generación Semana 47 del 2019." [Online]. Available: <http://www.siel.gov.co/Inicio/Generación/InscripcióndeproyectosdeGeneración/tabid/113/Default.aspx>.

- [15] UPME, "Plan de expansión de referencia Generación - Transmisión 2017-2031." 2017, 2017.
- [16] Empresas Públicas de Medellín, "Proyecto Hidroeléctrico Ituango," *11 de Mayo*, 2018. [Online]. Available: <https://www.hidroituango.com.co/proyectos/proyecto-hidroelectrico-ituango/38%0Ahttps://www.epm.com.co/site/home/sala-de-prensa/noticias-y-novedades/comunicado-proyecto-hidroelectrico-ituango>.
- [17] Comisión de Regulación Energía y Gas, *Resolución 097*. 2008.
- [18] (Sistema de Información Eléctrico Colombiano) SIEL, "Información solicitudes de conexión," 2019. [Online]. Available: <http://www.siel.gov.co/Inicio/Transmisión/SolicitudesdeConexióndeProyectosdeGeneración/tabid/160/Default.aspx>.