

# Metodología para el planeamiento eléctrico de largo plazo

## Long-term electrical planning methodology

**N. Achury, S. Fonseca, R. Gil, A. Gómez<sup>1</sup>  
A. Jiménez<sup>2</sup>, J. Moreno, A. Ospina, A. Reyes  
R. Rodríguez, C. Viasús, J. Zárate.**

<sup>1</sup>Grupo de transmisión, Profesional Especializado, UPME, Colombia. Email: alvaro.gomez@upme.gov.co

<sup>2</sup>Grupo de transmisión, Coordinador, UPME, Colombia. Email: antonio.jimenez@upme.gov.co

RECIBIDO: abril 21, 2017. ACEPTADO: junio 02, 2017. VERSIÓN FINAL: noviembre 01, 2017

### RESUMEN

Este documento establece una metodología novedosa de largo plazo para la identificación de necesidades de expansión en los sistemas eléctricos de potencia, considerando incertidumbres relacionadas con la demanda y la generación. Además, se consideran aspectos socio - ambientales en este proceso de identificación. Se plantea un modelo de optimización lineal que busca minimizar la inversión cubriendo las necesidades de expansión en el sistema interconectado nacional.

### PALABRAS CLAVE:

Sistema Interconectado Nacional, Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, Planeación, Largo Plazo, Demanda de energía Eléctrica, CAPEX, OPEX

### ABSTRACT

This paper establishes a long-term methodology for the identification of expansion needs of a power system, considering uncertainties related to demand and generation. In addition, It considers social and environmental aspects in the identification process. A linear optimization model is proposed that seeks to minimize the investment which cover the expansion needs in the national interconnected system.

### KEYWORDS:

National Interconnected System, Energy Mining Planning Unit, Planning, Long-term, Electric Power Demand, CAPEX, OPEX

### 1. INTRODUCCIÓN

En el presente documento se plantea una metodología de planeación de la transmisión de Largo Plazo, la cual busca identificar nuevos corredores en el país para garantizar la atención confiable, segura y económica de la demanda.

La metodología propuesta está basada en solucionar un problema de optimización cuya función objetivo es la minimización de costos asociados al desarrollo de la infraestructura. Dentro del costo se considera el riesgo de

ejecución en función de las restricciones del área por donde se puedan desarrollar los diferentes corredores.

La metodología plantea soluciones de infraestructura en el largo plazo, en función del escenario que se materialice en demanda y generación, considerando los tiempos de ejecución de los proyectos, el menor impacto en la posible oferta y la necesidad del mismo.

### 2. ASPECTOS GENERALES DE LA PLANEACIÓN

Como se puede observar en la Figura 1, los análisis se hacen considerando siempre una visión de largo plazo,



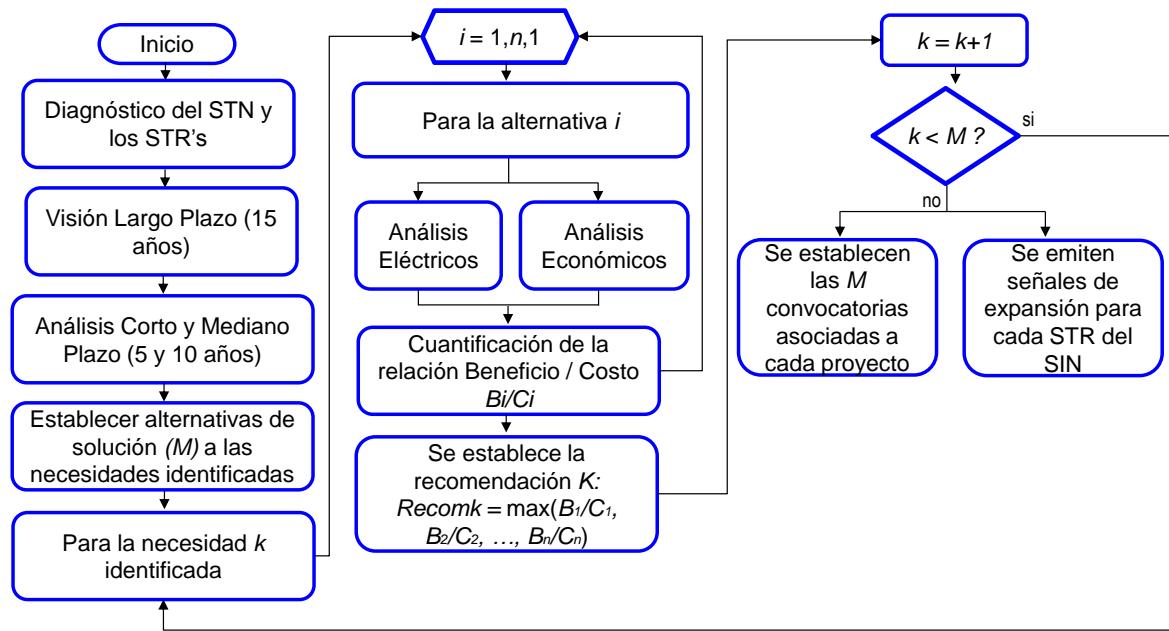


Figura 1. Esquema general del planeamiento de la transmisión. Fuente. UPME

que para el caso particular de las implicaciones y alcance del Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión, elaborado por la Unidad de Planeación Minero Energetica – UPME, corresponde a 15 años. No obstante lo anterior, la metodología planteada en este documento establece horizontes de análisis mayores a los 15 años, sin embargo, tener horizontes mayores en la planeación implica mayores incertidumbres en aspectos relacionados con el crecimiento de la demanda y escenarios de generación que se puedan materializar.

## 2.1. Incertidumbre en la demanda

La UPME anualmente realiza tres actualizaciones de las proyecciones de demanda en el año, las cuales se hacen con un modelo económetíco de combinación de pronósticos, empleando modelos multivariados como los VAR (Modelo de Vectores Autorregresivos) y los VEC (Modelo de Vectores de Corrección de Error), los cuales proponen un sistema de ecuaciones, con tantas ecuaciones como series a analizar o predecir.

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

abreviatura y la periodicidad de las variables se muestran en la Tabla 1.

Tabla 1. Variables de la demanda de energía eléctrica a largo plazo.

Variable	Periodicidad	Fuente
Demanda de Energía Eléctrica (DEE)	Mensual (Enero 1991 – Marzo 2016)	XM
PIB Total	Trimestral (Marzo 1994 – Diciembre 2015)	DANE
	Trimestral (Marzo 2016 – Diciembre 2050)	UPME
Población (POB)	Anual (1950 – 2100)	ONU (Organización Naciones Unidas)
Temperatura Media Áreas Geográficas del SIN (TEMP)	Mensual (Enero 1971 – Diciembre 2100)	IDEAM

Fuente. UPME.

## 2.2. Incertidumbre en el escenario de generación

En el proceso de elaboración del Plan de Expansión, la UPME presenta diferentes escenarios, los cuales hacen parte del ejercicio de modelamiento prospectivo; para el caso particular del año 2015, la UPME estudió y definió 8 posibles escenarios para la matriz energética de generación del país, con base en la dotación de recursos naturales, el registro de proyectos y las solicitudes de conexión, encontrando que se requieren entre 4.208 y 6.675 megavatios de expansión para la próxima década, adicionales a los ya definidos mediante el Cargo por Confiabilidad.

Los escenarios analizados se muestran en la Figura 2, destacándose el escenario 12 con la mayor resiliencia, entendida como la capacidad de adaptación ante eventos hidrológicos extremos, el buen comportamiento en cuanto a bajos costos de generación, los menores requerimientos de capital y uno de los más bajos factores de emisión de gases efecto invernadero.



**Figura 2.** Escenarios analizados de generación Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2015 – 2029. **Fuente.** UPME.

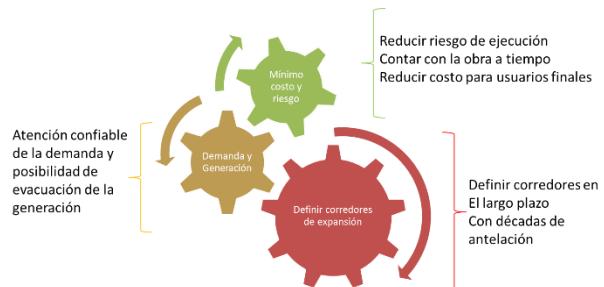
## 3. METODOLOGÍA

La metodología general planteada en el presente documento, busca integrar diferentes aspectos en planeación considerando la multiplicidad de escenarios en relación a la demanda o escenarios generación que se puedan materializar, incluyendo aspectos ambientales y sociales en el área de influencia de los proyectos como un riesgo adicional en el desarrollo de los mismos.

El objetivo fundamental de la metodología es:

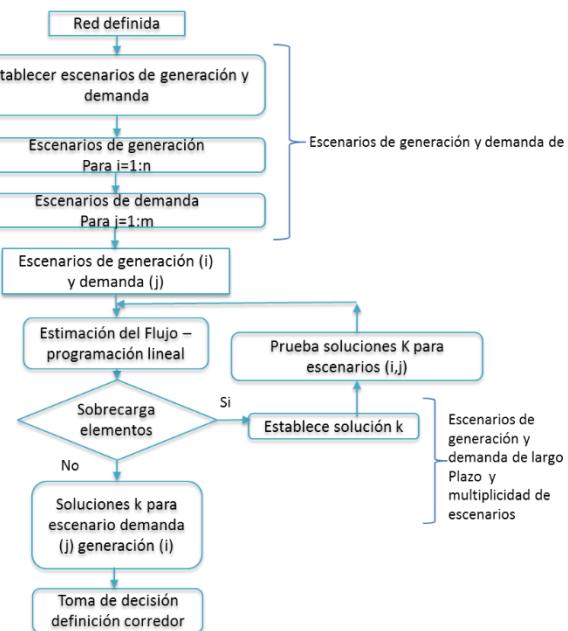
- Definir corredores en el largo plazo (décadas de antelación, superior a 10 años).
- Reducir el riesgo de la ejecución de los proyectos y contar con los mismos en el momento que sean necesarios.

- Definir la infraestructura de mínimo costo para el país.
- Atender la demanda con criterios de calidad, confiabilidad y seguridad.



**Figura 3.** Objetivo del planeamiento de largo plazo. **Fuente.** UPME.

En el proceso se planteó la metodología presentada en la Figura 4.



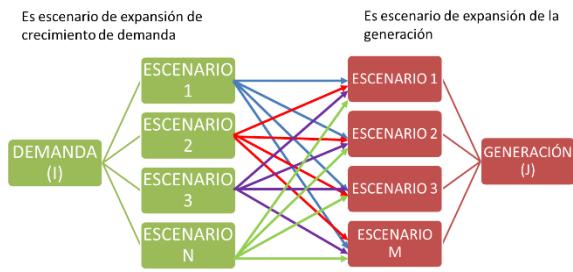
**Figura 4.** Metodología general para el planeamiento de largo plazo. **Fuente.** UPME.

### 3.1. Red definida

Se parte el ejercicio considerando la red actual y definida del SIN, desde el punto de vista de los recursos de generación e infraestructura de redes (líneas, subestaciones y etc.).

### 3.2. Escenarios de generación y demanda

Se consideran multiplicidad de escenarios de demanda y generación, de acuerdo a la Figura 5.



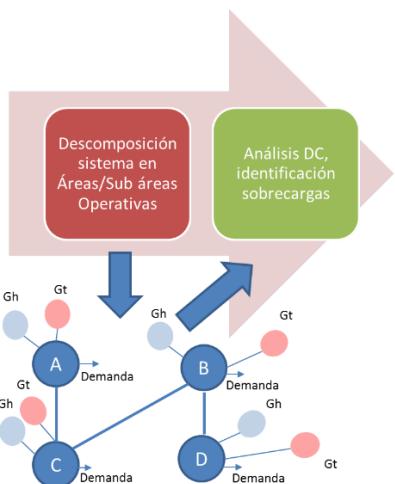
**Figura 5.** Multiplicidad de escenarios de demanda y generación. **Fuente.** UPME.

### 3.3. Identificación de problemática y búsqueda solución óptima

Se plantea la metodología de programación lineal, tomando como base la metodología de GARVER, la cual en términos generales busca:

- Establecer ecuación del flujo de carga como un problema de programación lineal – Estimación lineal del flujo.
- Determinar cargabilidad de elementos.
- Seleccionar la ubicación de circuitos adicionales necesarios para aliviar sobrecargas observadas en la estimación del flujo.
- Uso de la programación lineal para resolver el problema de minimización para la determinar solución más económica.
- Repetir el flujo de carga y adición de circuitos hasta que no continúen las sobrecargas.

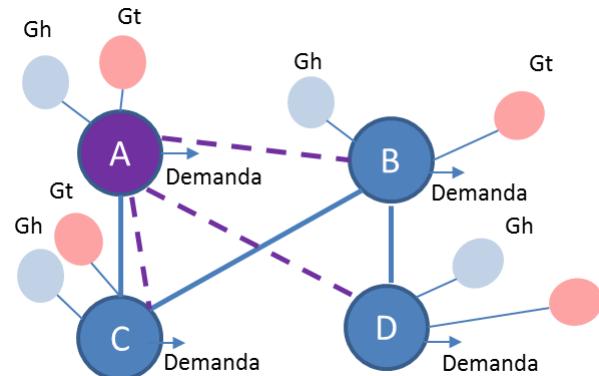
La metodología plantea una reducción del problema, determinando cuales son las áreas o sub-áreas en las cuales se debe reducir el problema y determinar las interconexiones entre las mismas, de acuerdo a la Figura 6.



**Figura 6.** Metodología de programación lineal. **Fuente.** UPME.

### 3.4. Búsqueda solución K

Adicional a las interconexiones existentes, se establecen todas las posibles interconexiones entre áreas. Por ejemplo, si se cuenta con el sistema de la Figura 7, se establecen como posibles soluciones todas las interconexiones adicionales e inclusive interconexiones en paralelo con las existentes.



**Figura 7.** Sistema de ejemplo. **Fuente.** UPME.

El algoritmo busca una solución de mínimo costo de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned}
 \text{Min} \\
 = & \sum_{l \in \text{líneas solución}} \sum_{j \in \text{escenarios demanda}} \sum_{i \in \text{escenarios generación}} \text{CAPEX}(l, j, i) \\
 + & \sum_{l \in \text{líneas solución}} \sum_{j \in \text{escenarios demanda}} \sum_{i \in \text{escenarios generación}} \text{CAPEX}(l, j, i) * \text{RIESG}(l) \\
 + & \sum_{l \in \text{líneas solución}} \sum_{j \in \text{escenarios demanda}} \sum_{i \in \text{escenarios generación}} \text{OPEX}(l, j, i) * \text{CAPEX}(l, j, i)
 \end{aligned} \quad (1)$$

### 3.5. S.A Restricciones

Flujo de Carga: Se considera dentro del modelo flujo de carga DC, como sigue:

$$G \geq D \quad (2)$$

$$\text{Flujo}(l) \leq \text{Flujo max}(l) \quad (3)$$

$$\text{Gen}(g) \leq \text{MAXGEN}(g) \quad (4)$$

$$\text{Gen}(g) \geq \text{MINGEN}(g) \quad (5)$$

$$\begin{aligned}
 \text{Flujo}(i, j, l, c) = & \sum_{G \in \text{Generadores}} \text{Gen}(i, j, l) \\
 & + \sum_{l \in \text{líneas}} \text{flu}_\text{ori}(i, j, l) \\
 & + \sum_{l \in \text{líneas}} \text{flu}_\text{des}(l, e, d, c) \\
 = & \sum_{D \in \text{Demanda}} (i, j, l) \\
 \forall i, \forall j, \forall l, \forall c
 \end{aligned} \quad (6)$$

Donde:

*i*: Escenario de despacho *i*.

*j*: Escenario de despacho *j*.

*l*: Líneas consideradas análisis.

*c*: Contingencia considerada.

CAPEX: Costo inversión.

OPEX: Costo de Operación.

RIESG: Riesgo asociado ejecución proyecto.

### 3.6. Caso colombiano

Para el caso colombiano se establecieron 15 áreas para el horizonte de análisis, con sus interconexiones entre áreas, correspondientes a: Atlántico, Bolívar, GCM, Córdoba – Sucre, Antioquia – Choco, Norte de Santander, Santander, Boyacá – Casanare, Meta – Guaviare, CQR, THC, Bogotá – Cundinamarca, Valle, Cauca, Nariño – Putumayo con las interconexiones entre áreas, como se puede ver en la Figura 8.

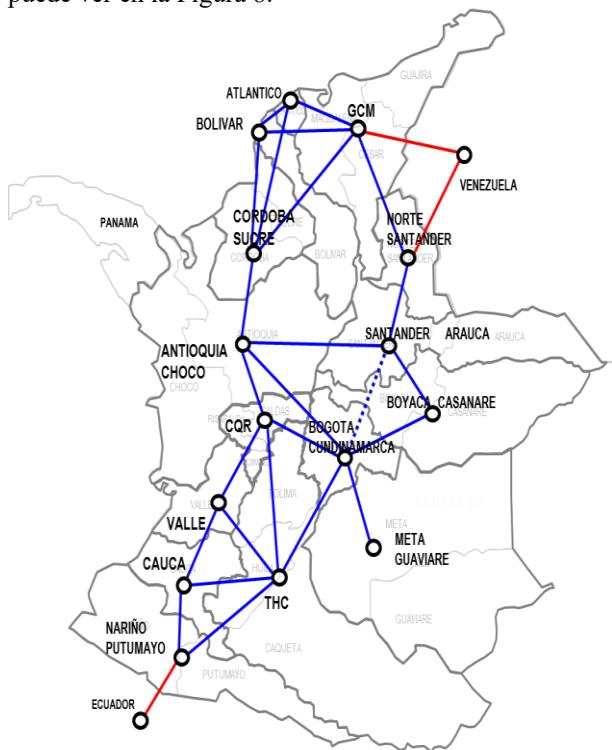


Figura 8. Interconexión entre áreas para el caso colombiano.  
Fuente. UPME.

### 3.7. Variables consideradas

- Capacidad máxima en líneas: Para el cálculo de la capacidad máxima en líneas se consideró la capacidad máxima que pueden transportar las mismas entre áreas, limitando la capacidad en elementos en paralelo por sobrecarga de uno de

ellos y por el SIL de las líneas en condición normal de operación.

- CAPEX: Para el cálculo del CAPEX, se tomó un costo en Unidades Constructivas adicionando una variación en función de las últimas ofertas presentadas para proyectos similares.
- Para el cálculo de las distancias, se calcularon puntos intermedios entre cada una de las 15 posibles áreas.
- OPEX: Se considera un porcentaje de AOM para el elemento.
- RIESG: Está asociado al riesgo de ejecución del proyecto, el cual dependerá de los aspectos sociales y ambientales en el área de influencia de los proyectos, para lo cual se realizó un análisis general ambiental y social de las diferentes áreas, la cual se cruzó con posibles corredores de líneas correspondientes a cada uno de los elementos de red en el sistema (existentes y posibles). La Tabla 2 presenta la zonificación propuesta.

Tabla 2. Zonificación propuesta para el análisis ambiental.

Grados de sensibilidad		
Sensibilidad	Grado de importancia	Observación
Exclusión	Exclusión	Áreas de Exclusión (Áreas del Sistema de Parques Nacionales Naturales)
Muy Alta (Ambiental)		
Muy Alta (Social)		
(Social - Parcialidades)	4	Áreas de muy alta sensibilidad
(Social - Línea Negra)		
Alta	3	Áreas de alta sensibilidad
Moderada	2	Áreas de moderada sensibilidad
Baja	1	Áreas de baja sensibilidad

Fuente. UPME.

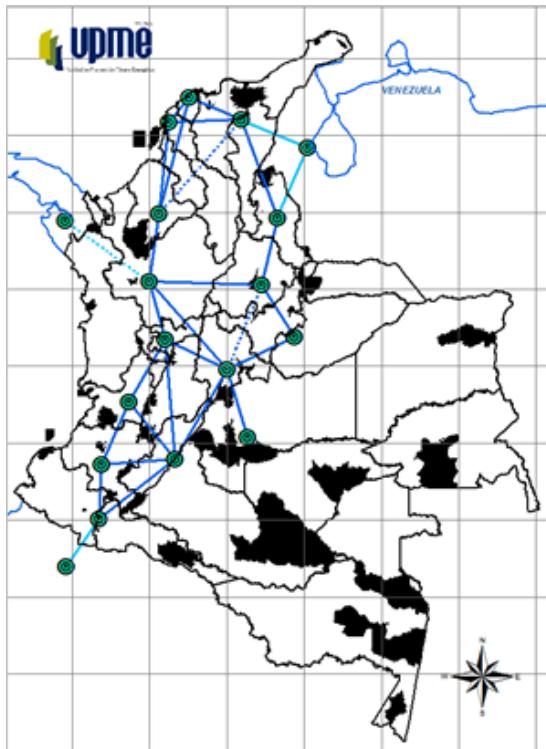
Teniendo en cuenta que la solución propuesta de expansión plantea una optimización de mínimo costo, el modelo propone que para las líneas que pasan por zonas de alto impacto social y ambiental se tenga un costo mayor frente a líneas que pasan por zonas donde este impacto es menor. En este sentido, se realizó una caracterización en función de las sensibilidades encontradas en la Tabla 4 68.

**Tabla 3.** Sensibilidades analizadas según el riesgo.

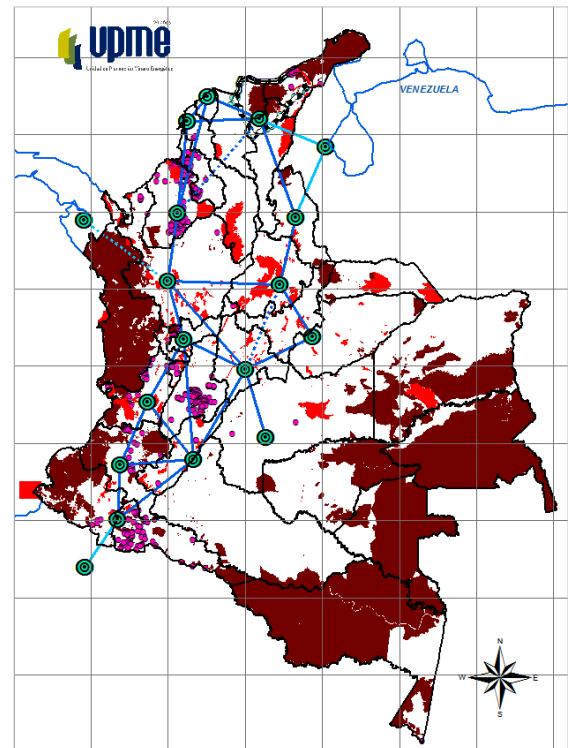
Grado de importancia	Riesgo	Factor multiplicador costo obra en UC
Exclusión	Riesgo 1	10
4	Riesgo 2	5
3	Riesgo 3	3
2	Riesgo 4	2
1	Riesgo 5	1

**Fuente.** UPME.

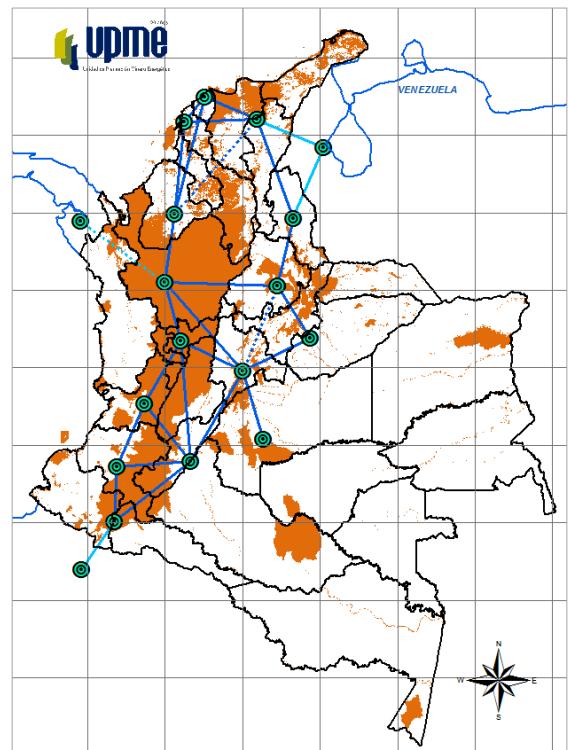
A continuación se presentan los análisis de riesgo para los posibles corredores entre áreas.



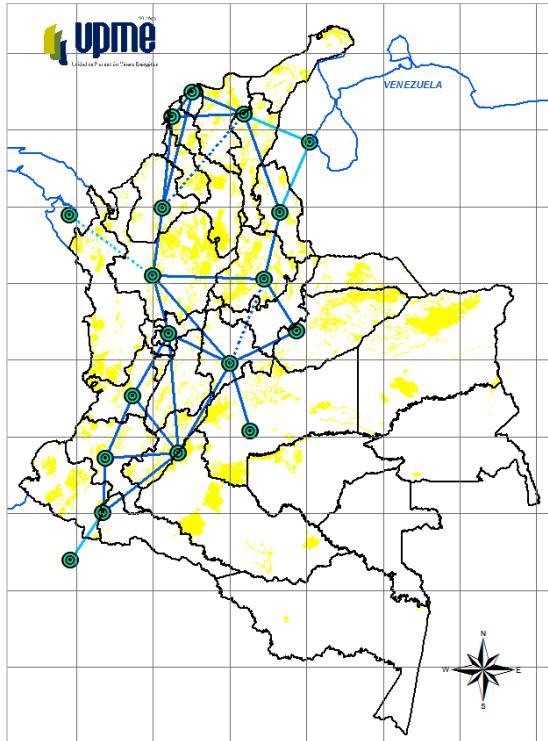
**Figura 9.** Riesgo 1. Mapa de áreas de exclusión total (áreas del sistema de parques nacionales naturales). **Fuente.** UPME.



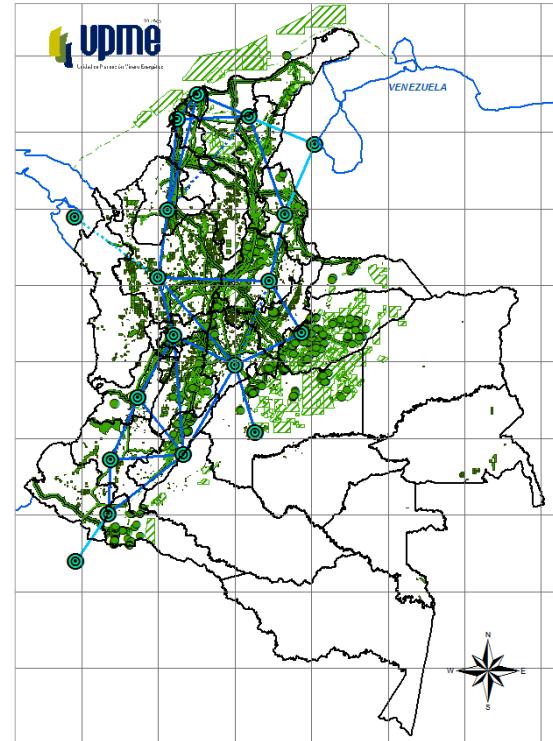
**Figura 10.** Riesgo 2. Mapa de áreas de muy alta sensibilidad (áreas de muy alta sensibilidad ambiental y social). **Fuente.** UPME.



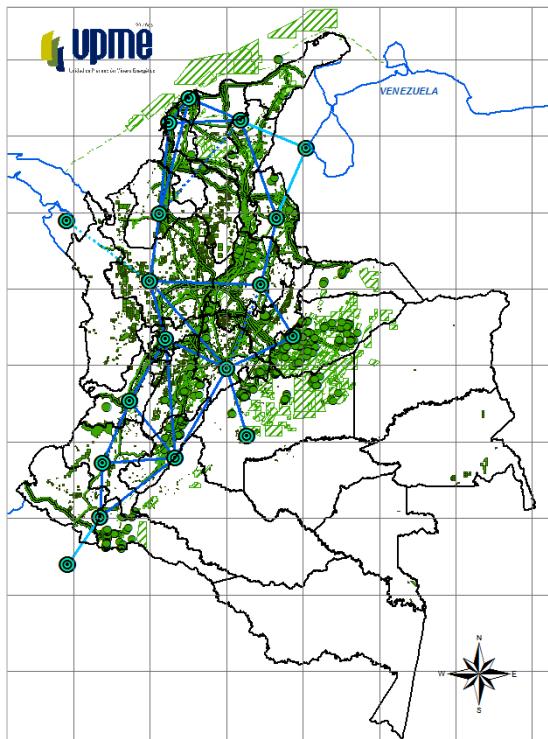
**Figura 11.** Riesgo 3. Mapa de áreas de alta sensibilidad (ambiental). **Fuente.** UPME.



**Figura 12.** Riesgo 4. Mapa de áreas de moderada sensibilidad (ambiental). **Fuente.** UPME.



**Figura 14.** Riesgo 5. Mapa de áreas de baja sensibilidad (infraestructura y amenazas). **Fuente.** UPME.

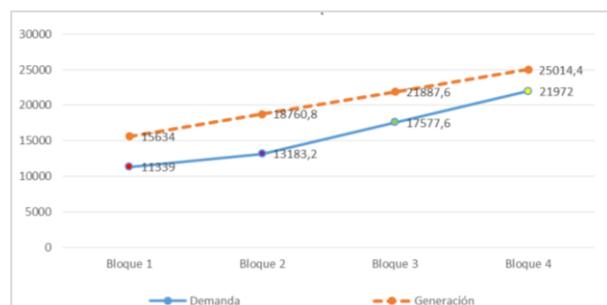


**Figura 13.** Riesgo 5. Mapa de áreas de baja sensibilidad (infraestructura y amenazas). **Fuente.** UPME.

Para dar atributos a los diferentes corredores, se procedió a revisar para cada uno de ellos cual es máximo nivel.

#### 4. RESULTADOS

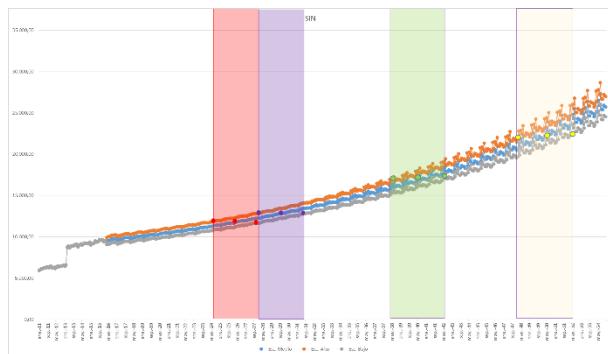
Teniendo en cuenta que el modelo realiza una variación de la demanda por escalones de crecimiento, efectuando todas las posibles combinaciones de demanda y generación, y todas las posibles contingencias N-1, entre sub-áreas se encontraron los siguientes valores de demanda en los cuales se evidenció una expansión.



**Figura 15.** Escalones de demanda y generación para los cuales se observa expansión en el Largo Plazo. **Fuente.** UPME.

A continuación se presenta para las proyecciones de demanda de junio de 2016, los puntos en los cuales se

encontró la necesidad de asegurar corredores entre las diferentes áreas.



**Figura 16.** Escalones de demanda y generación para los cuales se observa expansión en el Largo Plazo. **Fuente.** UPME.

Como se puede observar en la Figura 16, se encontraron cuatro bloques de demanda en los cuales es necesario tener una expansión entre áreas en servicio. No obstante lo anterior, dependiendo de cuál de los escenarios de demanda se materialice (alto, medio o bajo), la fecha en la cual se necesita la expansión puede cambiar. A continuación se presentan los bloques de demanda para los cuales es necesario tener una expansión en servicio, junto con la expansión encontrada.

#### 4.1. Bloque 1 – 11.334 MW de demanda nacional

Para este bloque de demanda se observó la necesidad de los siguientes corredores, los cuales, para las proyecciones de demanda que se decante, deberán estar en servicio entre los años 2024 y 2027, dependiendo de cuál escenario de demanda se materialice (alto, medio o bajo).

1. Cauca – Valle
2. Valle – CQR
3. CQR – Bogotá
4. Bogotá – Boyacá

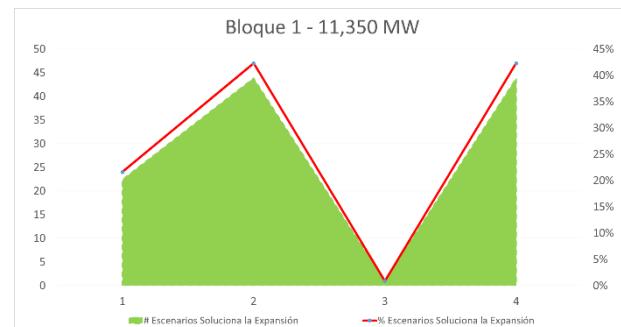
Como se observa en la **Tabla 4**, el modelo identificó cuatro corredores, de los cuales, el que tiene un mayor riesgo de ejecución es el riesgo catalogado como alto.

**Tabla 4.** Riesgo de ejecución observado en la expansión propuesta – Bloque 1.

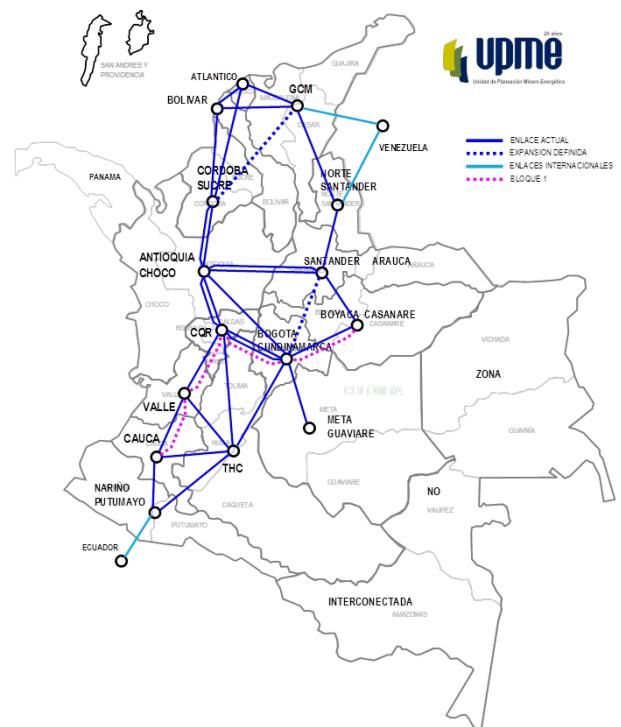
Áreas interconectadas	Riesgo 1	Riesgo 2	Riesgo 3	Riesgo 4	Riesgo 5
Valle-Cauca	0	0	0	<b>1</b>	0
CQR-Valle	0	0	<b>1</b>	0	0
Bogotá-Cundinamarca-CQR	0	0	0	0	<b>1</b>

Áreas interconectadas	Riesgo 1	Riesgo 2	Riesgo 3	Riesgo 4	Riesgo 5
Bogotá-Cundinamarca-Boyacá-Casanare	0	0	0	0	<b>1</b>

**Fuente.** UPME.



**Figura 17.** Utilidad de expansión propuesta – Bloque 1. **Fuente.** UPME.



**Figura 18.** Expansión propuesta – Bloque 1. **Fuente.** UPME.

Como se puede observar en la Figura 17, para todos los escenarios evaluados de demanda, se observa que los proyectos propuestos, que tienen mayor utilidad frente a las condiciones de demanda evaluadas corresponden a los proyectos: Valle – CQR y Bogotá – CQR. Se observa que los corredores que encontró el modelo corresponden al reforzamiento entre el área suroccidental y el área

Oriental, lo cual ayudará a mejorar las importaciones en el área oriental y potenciará las exportaciones a Ecuador.

#### 4.2. Bloque 2 – 13.183 MW de demanda nacional

Para este bloque de demanda se observó la necesidad de los siguientes corredores, los cuales, para las proyecciones de demanda que se decante, deberán estar en servicio entre los años 2028 y 2031, dependiendo de cuál escenario de demanda se materialice (alto, medio o bajo).

1. Atlántico – Bolívar
2. GCM – Norte de Santander
3. Norte de Santander – Santander
4. Santander – Bogotá
5. Antioquia – Bogotá
6. Antioquia – CQR
7. Bogotá – Boyacá
8. Bogotá – CQR
9. Bogotá – THC
10. CQR – Valle
11. Valle – Cauca
12. THC – Nariño
13. Cauca – Nariño

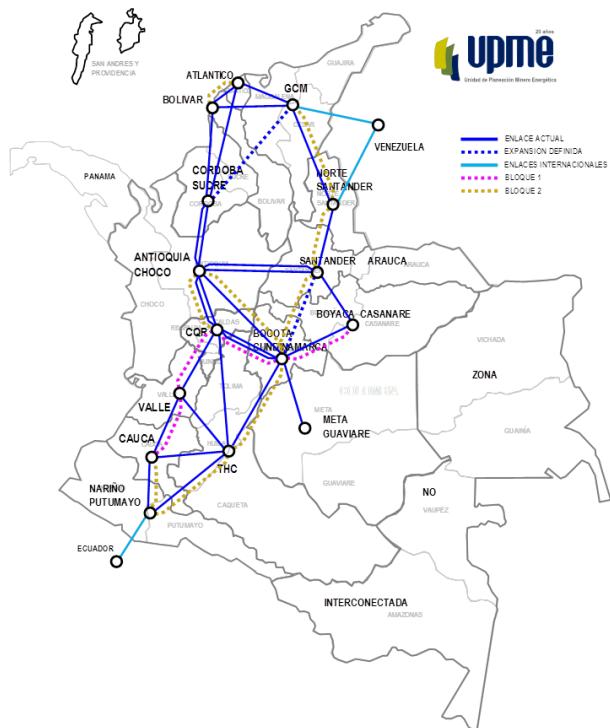
**Tabla 5.** Riesgo de ejecución observado en la expansión propuesta – Bloque 2.

Áreas interconectadas	Riesgo 1	Riesgo 2	Riesgo 3	Riesgo 4	Riesgo 5
Atlántico – Bolívar	0	0	0	0	<b>1</b>
GCM – Norte de Santander	0	0	0	<b>1</b>	0
Norte de Santander – Santander	0	0	0	<b>1</b>	0
Santander – Bogotá	0	0	<b>1</b>	0	0
Antioquia – Bogotá	0	0	0	<b>1</b>	0
Antioquia – CQR	0	0	<b>1</b>	0	0
Bogotá – Boyacá	0	0	0	0	<b>1</b>
Bogotá – CQR	0	0	0	0	<b>1</b>
Bogotá – THC	0	0	<b>1</b>	0	0
CQR – Valle	0	0	<b>1</b>	0	0
Valle – Cauca	0	0	0	<b>1</b>	0
THC – Nariño	0	0	<b>1</b>	0	0
Cauca – Nariño	0	0	<b>1</b>	0	0

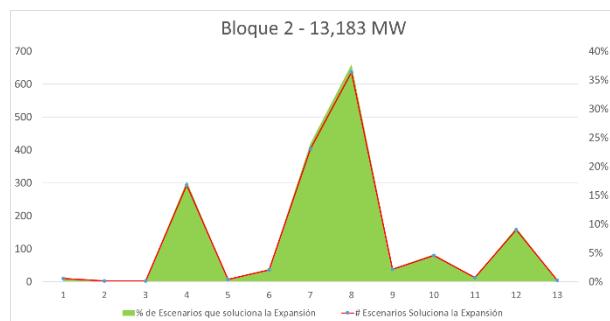
**Fuente.** UPME.

Se observa que, para este bloque de demanda, se hace necesario definir corredores que tienen un alto riesgo en

su ejecución, por lo cual, deberán ser proyectos que se definan con anterioridad.



**Figura 19.** Expansión propuesta – Bloque 2. **Fuente.** UPME.



**Figura 20.** Utilidad de expansión propuesta – Bloque 2. **Fuente.** UPME.

Para la condición de demanda evaluada, se observa una mayor cantidad de corredores a adicionar, los cuales, adicional al reforzamiento entre Suroccidental y Oriental, se evidencia la necesidad de reforzar los corredores entre Oriental – Santander – Norte de Santander y GCM. Así mismo, en función de la generación en Antioquia, reforzar corredores entre Antioquia y Suroccidente, y Antioquia y Oriental. También, ve la necesidad de reforzar corredor entre Atlántico y Bolívar.

Se ve la necesidad de anillar el sur del País con el área Oriental, potencializando así las exportaciones y/o importaciones con Ecuador.

### 4.3. Bloque 3 – 17.577 MW de demanda nacional

Para este bloque de demanda se observó la necesidad de los siguientes corredores, los cuales, para las proyecciones de demanda que se decante, deberán estar en servicio entre los años 2038 y 2042, dependiendo de cuál escenario de demanda se materialice (alto, medio o bajo).

1. Atlántico – Bolívar
2. GCM – Córdoba – Sucre
3. GCM – Norte de Santander
4. Norte de Santander – Santander
5. Santander – Antioquia – Choco
6. Santander – Boyacá
7. Santander – Bogotá
8. Antioquia – Bogotá
9. Antioquia – CQR
10. Bogotá – Boyacá
11. Bogotá – CQR
12. Bogotá – THC
13. CQR – Valle
14. Valle – Cauca
15. THC – Nariño
16. Cauca – Nariño

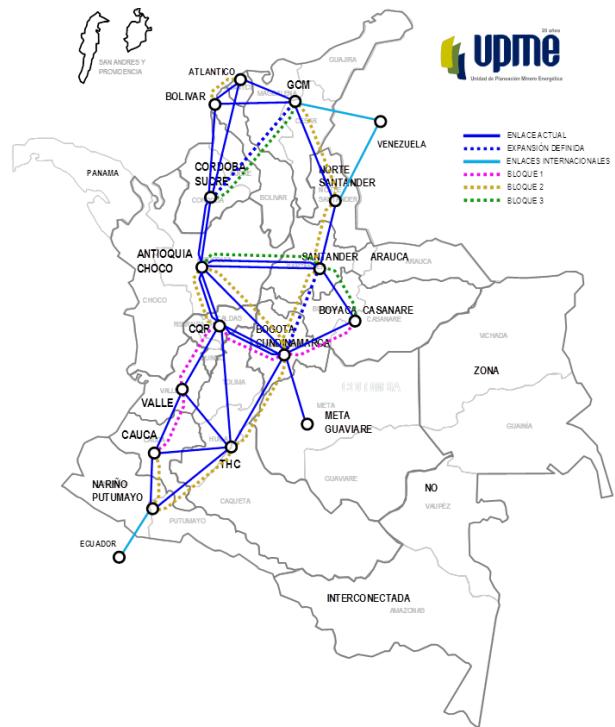
**Tabla 6.** Riesgo de ejecución observado en la expansión propuesta – Bloque 3.

Áreas interconectadas	Riesgo 1	Riesgo 2	Riesgo 3	Riesgo 4	Riesgo 5
Atlántico – Bolívar	0	0	0	0	<b>1</b>
GCM – Córdoba – Sucre	0	0	<b>1</b>	0	0
GCM – Norte de Santander	0	0	0	<b>1</b>	0
Norte de Santander – Santander	0	0	0	<b>1</b>	0
Santander – Antioquia – Choco	0	0	0	<b>1</b>	0
Santander – Boyacá	0	0	<b>1</b>	0	0
Santander – Bogotá	0	0	<b>1</b>	0	0
Antioquia – Bogotá	0	0	0	<b>1</b>	0
Antioquia – CQR	0	0	<b>1</b>	0	0
Bogotá – Boyacá	0	0	0	0	<b>1</b>
Bogotá – CQR	0	0	0	0	<b>1</b>
Bogotá – THC	0	0	<b>1</b>	0	0
CQR – Valle	0	0	<b>1</b>	0	0
Valle – Cauca	0	0	0	<b>1</b>	0

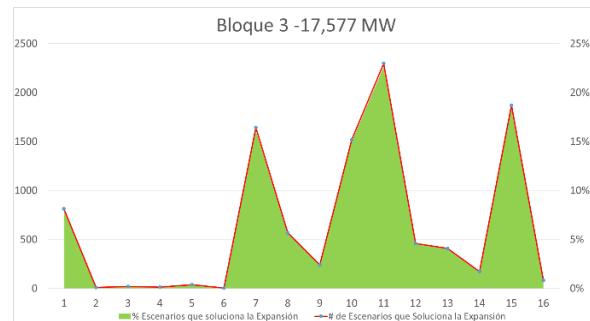
Áreas interconectadas	Riesgo 1	Riesgo 2	Riesgo 3	Riesgo 4	Riesgo 5
THC – Nariño	0	0	<b>1</b>	0	0
Cauca - Nariño	0	0	<b>1</b>	0	0

**Fuente.** UPME.

Se observa que, para este bloque de demanda, se hace necesario definir corredores que tienen un alto riesgo en su ejecución, por lo cual, deberán ser proyectos que se definan con anterioridad.



**Figura 21.** Expansión propuesta – Bloque 3. **Fuente.** UPME.



**Figura 22.** Utilidad de expansión propuesta – Bloque 3. **Fuente.** UPME.

Para la condición de demanda evaluada, se observa una mayor cantidad de corredores a adicionar, incorporando



refuerzos entre Antioquia y Santander, así mismo entre Córdoba – Sucre y GCM.

#### 4.4. Bloque 4 – 21.972 MW de demanda nacional

Para este bloque de demanda se observó la necesidad de los siguientes corredores, los cuales, para las proyecciones de demanda que se decante, deberán estar en servicio entre los años 2047 y 2052, dependiendo de cuál escenario de demanda se materialice (alto, medio o bajo).

1. Atlántico – Bolívar
2. Atlántico – GCM
3. Atlántico – Córdoba – Sucre
4. Bolívar – Córdoba – Sucre
5. Bolívar – Norte de Santander
6. Bolívar – Santander
7. GCM – Córdoba – Sucre
8. GCM – Norte de Santander
9. Antioquia – Córdoba – Sucre
10. Norte de Santander – Santander
11. Santander – Antioquia
12. Santander – Boyacá – Casanare
13. Santander – Bogotá
14. Antioquia – Bogotá
15. Antioquia – CQR
16. Bogotá – Boyacá
17. Bogotá – CQR
18. Bogotá – CQR
19. CQR – Valle
20. Valle – Cauca
21. THC – Nariño
22. Cauca – Nariño

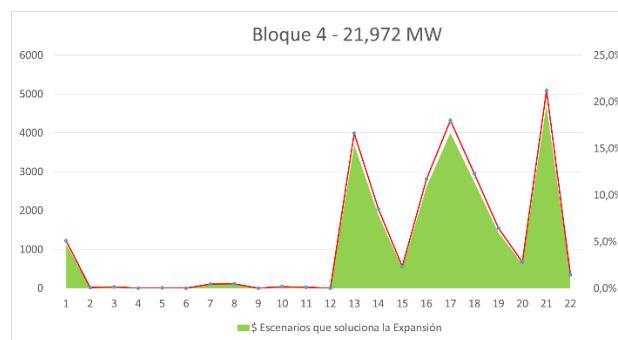
**Tabla 7.** Riesgo de ejecución observado en la expansión propuesta – Bloque 4.

Áreas interconectadas	Riesgo 1	Riesgo 2	Riesgo 3	Riesgo 4	Riesgo 5
Atlántico – Bolívar	0	0	0	0	<b>1</b>
Atlántico – GCM	0	0	<b>1</b>	0	0
Atlántico – Córdoba – Sucre	0	<b>1</b>	0	0	0
Bolívar – Córdoba – Sucre	0	<b>1</b>	0	0	0
Bolívar – Norte de Santander	0	0	<b>1</b>	0	0
Bolívar – Santander	0	0	<b>1</b>	0	0
GCM – Córdoba – Sucre	0	0	<b>1</b>	0	0
GCM – Norte de Santander	0	0	<b>1</b>	0	0
Antioquia – Córdoba – Sucre	0	0	0	<b>1</b>	0
Norte de Santander – Santander	0	0	0	<b>1</b>	0
Santander – Antioquia	0	0	0	<b>1</b>	0
Santander – Boyacá – Casanare	0	0	<b>1</b>	0	0
Santander – Bogotá	0	0	<b>1</b>	0	0
Antioquia – Bogotá	0	0	0	<b>1</b>	0
Antioquia – CQR	0	0	<b>1</b>	0	0
Bogotá – Boyacá	0	0	0	0	<b>1</b>
Bogotá – CQR	0	0	0	0	<b>1</b>
Bogotá – CQR	0	0	0	0	<b>1</b>
CQR – Valle	0	0	<b>1</b>	0	0
Valle – Cauca	0	0	0	<b>1</b>	0
THC – Nariño	0	0	<b>1</b>	0	0

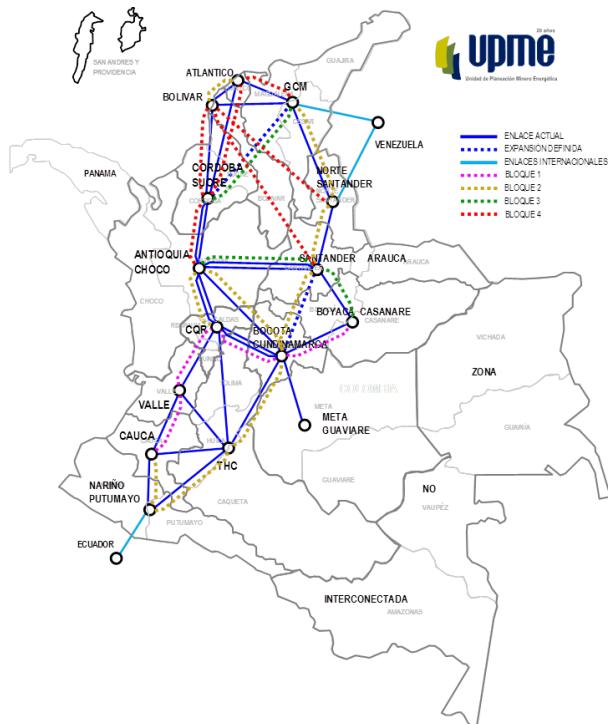
Áreas interconectadas	Riesgo 1	Riesgo 2	Riesgo 3	Riesgo 4	Riesgo 5
GCM – Norte de Santander	0	0	0	<b>1</b>	0
Antioquia – Córdoba – Sucre	0	0	<b>1</b>	0	0
Norte de Santander – Santander	0	0	0	<b>1</b>	0
Santander – Antioquia	0	0	0	<b>1</b>	0
Santander – Boyacá – Casanare	0	0	<b>1</b>	0	0
Santander – Bogotá	0	0	<b>1</b>	0	0
Antioquia – Bogotá	0	0	0	<b>1</b>	0
Antioquia – CQR	0	0	<b>1</b>	0	0
Bogotá – Boyacá	0	0	0	0	<b>1</b>
Bogotá – CQR	0	0	0	0	<b>1</b>
Bogotá – CQR	0	0	0	0	<b>1</b>
CQR – Valle	0	0	<b>1</b>	0	0
Valle – Cauca	0	0	0	<b>1</b>	0
THC – Nariño	0	0	<b>1</b>	0	0

**Fuente.** UPME.

Se observa que para este bloque de demanda, se empiezan a tocar corredores que tienen un Muy Alto Riesgo de ejecución.



**Figura 23.** Utilidad de expansión propuesta – Bloque 3. **Fuente.** UPME.



**Figura 24.** Expansión propuesta – Bloque 4. **Fuente.** UPME.

Al final del horizonte, se observan refuerzos en casi todas las áreas del país.

#### 4.5. Costo incremental expansión largo plazo

A continuación se presenta el costo incremental de la expansión necesaria en el largo plazo, en la Figura 25, considerando costos de la infraestructura para cada uno de los bloques de demanda analizados.



**Figura 25.** Costo incremental de la expansión. **Fuente.** UPME.

Se observa que el costo incremental mayor se da para atención de la demanda del bloque de 13.183 MW, el cual, corresponde a un costo incremental de 900 Millones de USD. Después de esta inversión en el sistema de transmisión nacional, los costos incrementales son inferiores a los necesarios para este escalón.

Para el año 2050, se deberá incurrir en una inversión de alrededor de 2500 Millones de USD, para poder atender la demanda con criterios de calidad, confiabilidad y seguridad.

#### 5. CONCLUSIONES

- Se plantea un modelo de optimización que define la expansión más óptima en función de la minimización de costo de inversión y reducción de riesgo en su ejecución
- Se plantea un modelo que considera variables ambientales y sociales en la definición de los proyectos
- El modelo planteado presenta una visión de largo plazo, considerando las posibles dificultades en la definición de corredores.
- El modelo encontró cuatro bloques de demanda en los cuales debe estar en servicio una expansión en el sistema.
- Se deben definir las obras, en función de los cronogramas necesarios para cada una de ellas.

#### 6. RECOMENDACIONES

Dar herramientas para que a través de una política se pueda asegurar los corredores identificados como fundamentales para el desarrollo de infraestructura con prioridad para la atención de la demanda.

Con el fin de mejorar el modelo, considerar otras variables, tales como ampliación de cobertura, áreas más pequeñas, riesgos asociados a la posible oferta de la obra de transmisión que puedan considerar los agentes.

#### 7. AGRADECIMIENTOS

Agradecimiento al Director General de la UPME y Subdirector de Energía que permiten el desarrollo de nuevas metodologías para la planeación del sistema.

A las familias y seres queridos de cada uno de los autores por la paciencia y el amor en el desarrollo de las actividades al servicio del país.

#### 8. REFERENCIAS

- [1] Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, “Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2016 – 2030”. Bogotá, Colombia. 2016.