

# Avance Convocatorias y Potencia Localizada

Subdirección de Energía Eléctrica  
**Unidad de Planeación Minero Energética**

Bogotá, Mayo 2015



**MinMinas**  
Ministerio de Minas y Energía

**PROSPERIDAD  
PARA TODOS**

- **Avance Convocatorias**
- **Potencia Localizada**



- **Avance Convocatorias**
- **Potencia Localizada**



**MinMinas**  
Ministerio de Minas y Energía

**PROSPERIDAD  
PARA TODOS**

## Avance Convocatorias (Plan de Expansión de Transmisión 2008 – 2022, 2009 – 2023, 2010 – 2024 y 2012 - 2026)

- **i)** Dificultades en los municipios de Gama, Gusca y La Calera; **ii)** Avanza la gestión predial y estudios para llevar a cabo una variante en el sector de Bojacá; **ii)** Se identificó el cruce de la línea a 500 kV con el predio definido para el aeropuerto El Dorado II. Se busca dar prioridad a la línea, ya que cuenta con licencia desde el año pasado.

**FEO: Diciembre 2015 – Enero 2016.**

- Armenia (EEB): **i)** Avanza la construcción de la línea fuera del distrito Barbas Bremen; **ii)** Se presentan procesos legales sobre varios sitios de torres; **iii)** Se logró acuerdo con CARDER, sin avances acuerdo con CRQ.

**FEO: Previsto Agosto 2015.**



## Avance Convocatorias (Plan de Expansión de Transmisión 2008 – 2022, 2009 – 2023, 2010 – 2024 y 2012 - 2026)

- Línea Quimbo – Alférez (EEB): **i)** En trámite EIA, algunos requerimientos no serían cumplibles

**FEO: Previsto Marzo 2016.**

- Chivor – Norte – Bacatá (EEB): **i)** Se están resolviendo 5 recursos de reposición para que quede en firme la alternativa definida en el DAA; **ii)** Fuerte oposición de municipios de la Sabana; **iii)** Atraso superior a 12 meses.

**FEO: Previsto Octubre 2016.**

Bello – Guayabal – Ancón (EPM): **i)** Radicado DAA; **ii)** Dificultades suministró TDR para el DAA. En cronograma.

**FEO: Noviembre 2016.**



## Avance Convocatorias (Plan de Expansión de Transmisión 2008 – 2022, 2009 – 2023, 2010 – 2024 y 2012 - 2026)

- Bolívar – Cartagena (EEB): **i)** Definida alternativa del DAA; **ii)** En cronograma.  
**FEO: Marzo 2017**
- Chinú-Montería-Urabá (ISA): **i)** Se radicaron dos DAA; **ii)** La Alcaldía definió la ubicación del sitio de la subestación; **iii)** En cronograma.  
**FEO: Noviembre 2016.**
- Flores-Caracol-Sabanalarga (ISA): **i)** ANLA suministró TDR para DAA; **ii)** Se firmó promesa de compraventa del lote para la subestación Caracol; **iii)** En cronograma.  
**FEO: Noviembre 2016.**
- Suria (Eléctricas de Medellín): **i)** Adjudicado a Eléctricas de Medellín y se aprobaron los ingresos a DELSUR.  
**FEO: Noviembre 2016.**





## Avance Convocatorias (Plan de Expansión de Transmisión 2013 - 2027)

- Segundo transformador Copey 500/220 kV – 450 MVA (ISA): **i)** En construcción. Registra ligero adelanto en el cronograma.  
**FEO: Noviembre 2015.**
- Sogamoso - Norte - Nueva Esperanza (EEB): **i)** Se definió alternativa DAA; **ii)** Oposición de la comunidad por las líneas entrada/salida 500 kV en la subestación Norte (gachancipá); **iii)** En cronograma.  
**FEO: Septiembre 2017.**
- Reforma (ISA): **i)** En cronograma, se determinó que no requiere una nueva licencia ambiental (sin novedades).  
**FEO: Noviembre 2015.**
- Tuluní (TUPROJECT): **i)** Se radicó DAA. Se espera respuesta de ANLA. En cronograma.  
**FEO: Agosto 2016.**
- Río Córdoba STN (EEB): **i)** La ANLA solicitó DAA aunque la obra es muy simple (subestación y 400 m de línea).  
**FEO: Septiembre 2016.**
- Río Córdoba STR: **i)** Se adjudicó a la EEB el 09/04/2015. **FEO: Septiembre 2016.**
- La Loma: **i)** Se adjudicó a la EEB el 14/04/2015.  
**FEO: Noviembre 2016.**
- Conexión Ituango: **i)** En trámite aprobación de ingresos.  
**FEO: Junio 2018.**

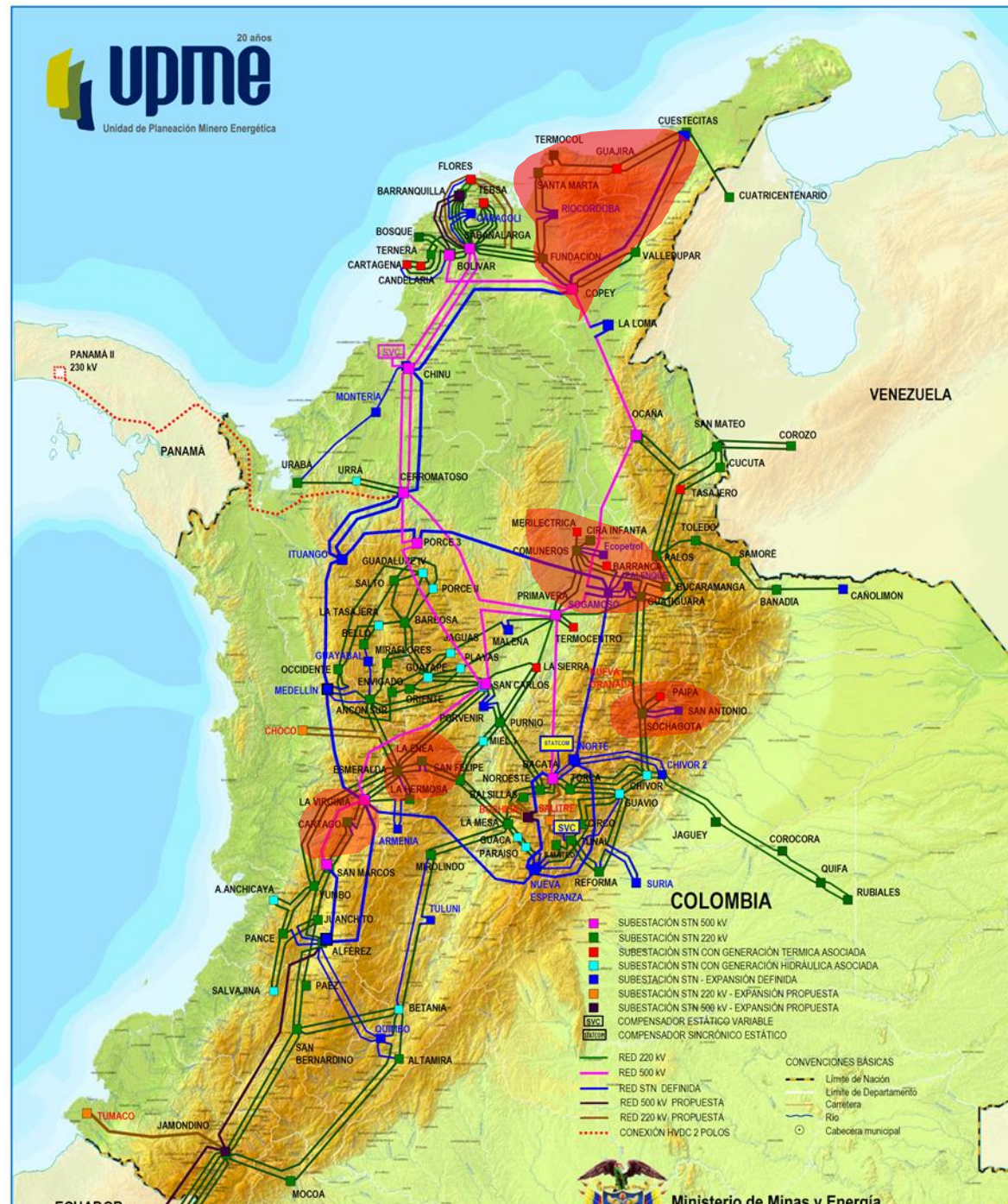


## Avance Convocatorias (Plan de Expansión de Transmisión 2013 - 2027)

- Refuerzo Suroccidente: **i)** En trámite aprobación de ingresos.  
**FEO: Septiembre 2018.**
- Refuerzo Caribe: **i)** En trámite aprobación de ingresos.  
**FEO: Septiembre 2018.**
- Virginia - Nueva Esperanza: **i)** Próximo a pre-publicar DSI.  
**FEO: sep 2020.**
- Valledupar STN: **i)** Se adjudicó el 26/03/2015 a ISA. En trámite aprobación de ingresos. En STR el 7/abr/2015 se declaró desierta ya que no se presentaron Proponentes. Saldrá nuevamente a convocatoria.  
**FEO: Noviembre 2016.**
- Cuestecitas STR: **i)** Se dará apertura la próxima semana.
- Se trabaja en 12 posibles convocatorias del STR Caribe.

## Obras de expansión en Transmisión (Plan 2014 - 2028)

- Refuerzo en el área eléctrica Guajira cesar Magdalena a través del circuito en 500 kV Copey – Cuestecitas.
- Segundo circuito 230 kV Copey – Fundación.
- Nuevo punto de inyección en Santander con la subestación Palenque 230 kV, y cambio de configuración en la subestación Barranca 220 kV.
- Nuevo punto de inyección en Boyacá con la nueva subestación San Antonio 230 kV.
- Reconfiguración del enlace San Marcos – Virginia 230 kV en San Marcos – Cartago 230 kV y Cartago – Virginia 230 kV.
- Cambio de nivel de tensión Esmeralda – Enea 230 kV.
- Reconfiguración San Felipe – Esmeralda 230 kV en San Felipe – Enea y Enea – Esmeralda.



# Refuerzo del Sistema de Transmisión Nacional para la incorporación de generación eólica



## Refuerzos identificados en el Plan de Expansión G&T 2014 – 2028 (1200 MW)

- Segundo enlace Copey – Cuestecitas 500 kV.
- Dos circuitos Cuestecitas – Colectora 500 kV.

## Alternativas estudiadas actualmente por la intención de nuevos desarrollos eólicos en el norte de la Guajira (> 2000 MW)

- Anillo a nivel de 500 kV para incorporar los proyectos eólicos. (2 S/E Colectoras)
- Dos corredores independientes a nivel de 500 kV para incorporar los proyectos eólicos. (2 S/E Colectoras y dobles enlaces)
- Red HVDC bipolar entre un nuevo terminal en el norte de la Guajira, y otro terminal en la subestación Copey (u otro nuevo punto). (ramificación AC desde la ubicación de los parques y el terminal en la Guajira )

- Avance Convocatorias
- **Potencia Localizada**



# Metodología integral de la planificación de los sectores de Generación y Transmisión: Formulación Heurística

## Metodología actual

Inicio

Proyecciones de demanda de  
Energía y Potencia

Planificación indicativa de  
la Generación

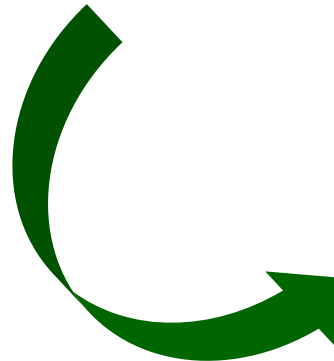
Planificación de la  
Transmisión (mandatorio)

## Metodología propuesta

Inicio

Proyecciones de demanda de  
Energía y Potencia

Planificación integral de la  
Generación y Transmisión



# Vínculo existente entre las Metodologías - Cuantificación de beneficios obras transmisión (Restricciones)

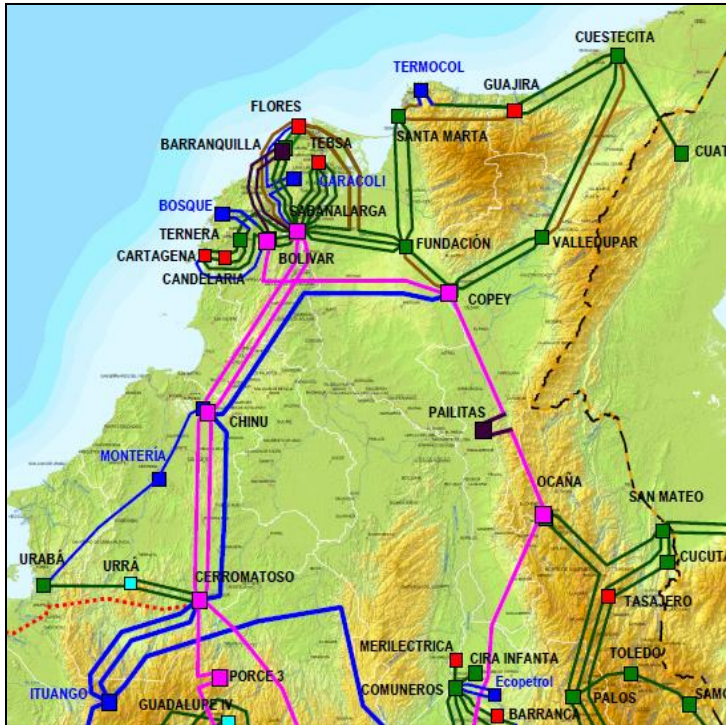
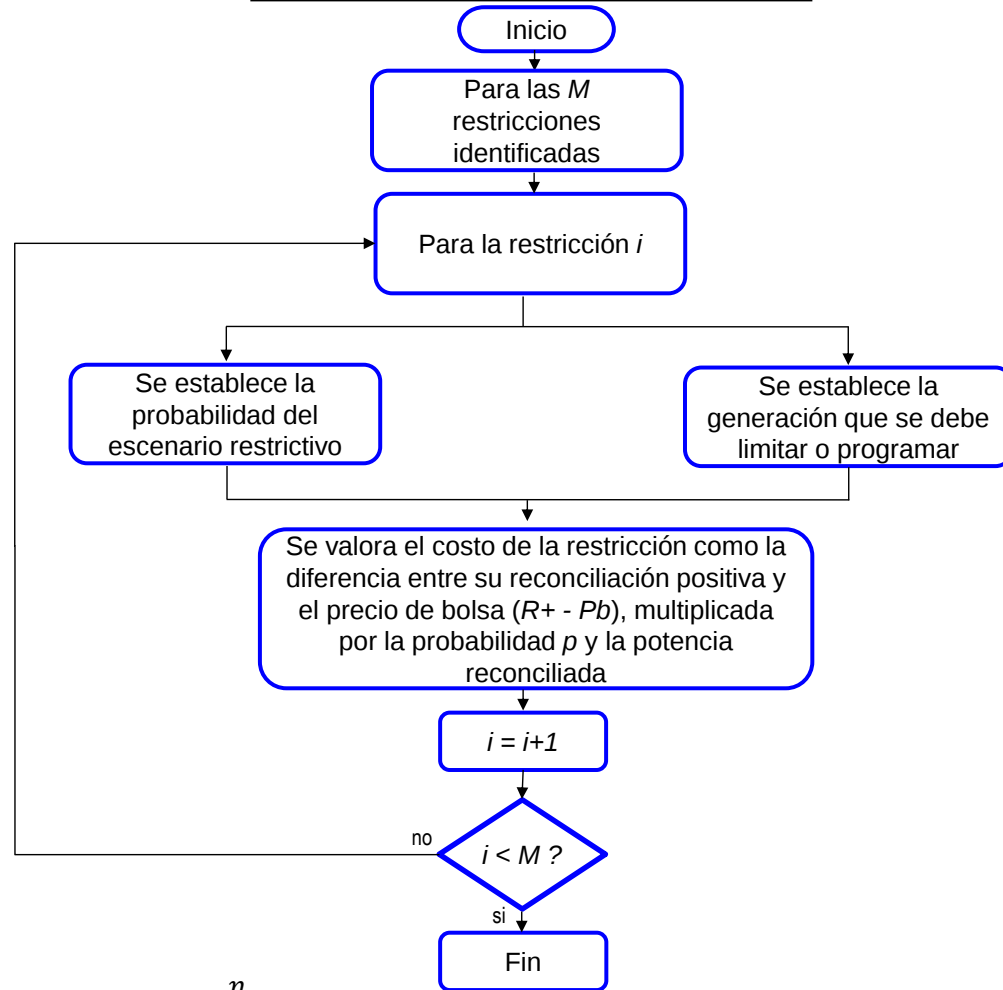


TABLA III  
RESULTADOS OBTENIDOS.

| Parámetros          | 2017 | 2020   | 2025   |
|---------------------|------|--------|--------|
| $M$                 | 1584 | NA     | NA     |
| $M_2$               | NA   | 1984   | 1576   |
| $N$                 | 0    | 351    | 1166   |
| $SCOP$ [\$/kwh]     | 24   | 24     | 24     |
| $CRO$               | NA   | 651.33 | 651.33 |
| $prob_{util\ proy}$ | 0.02 | NA     | NA     |
| $prob_{inf}$        | NA   | 0.87   | 0.9    |
| B/C                 |      | 8.76   |        |

## Beneficios Reducción de Restricciones.

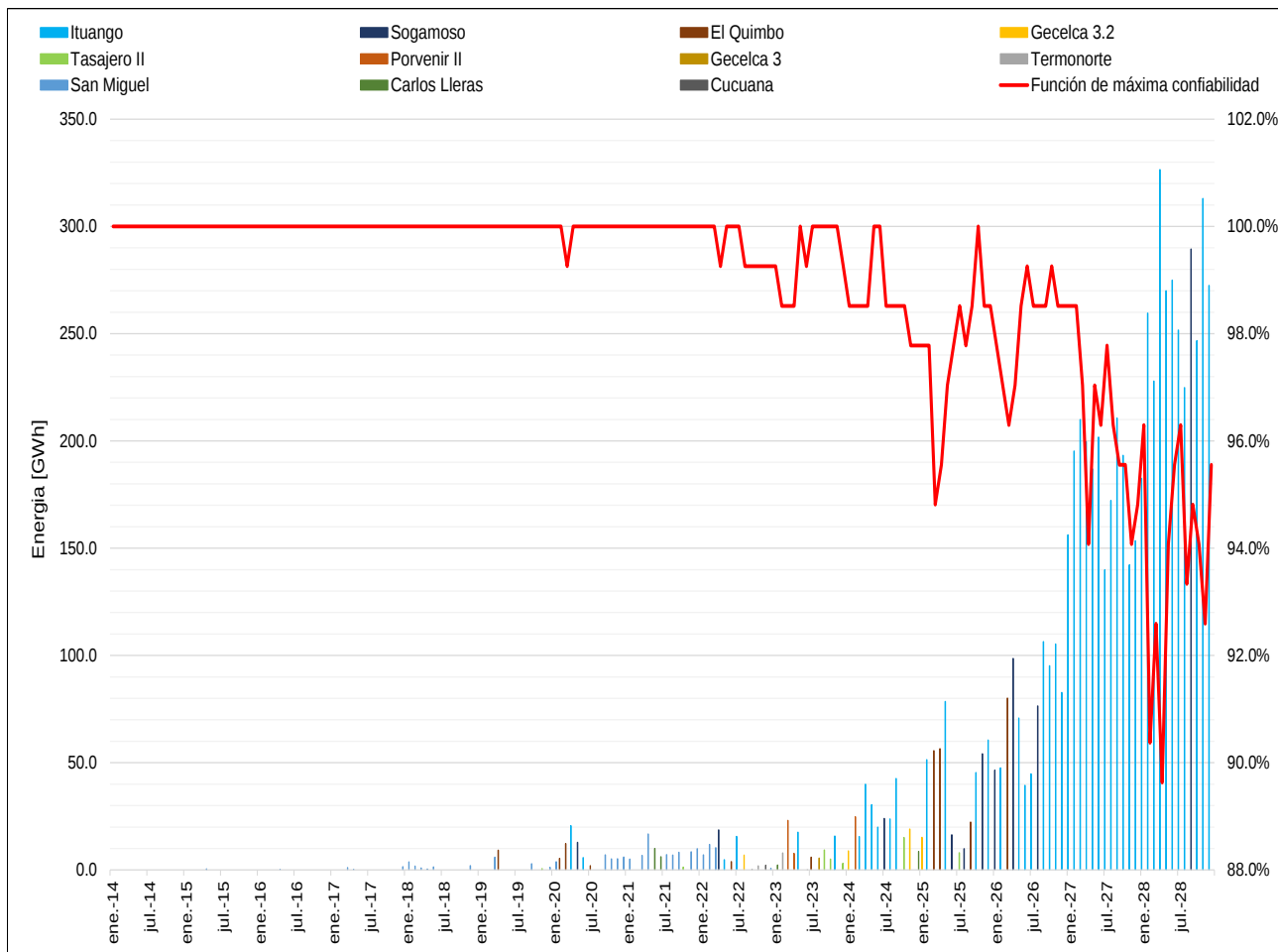
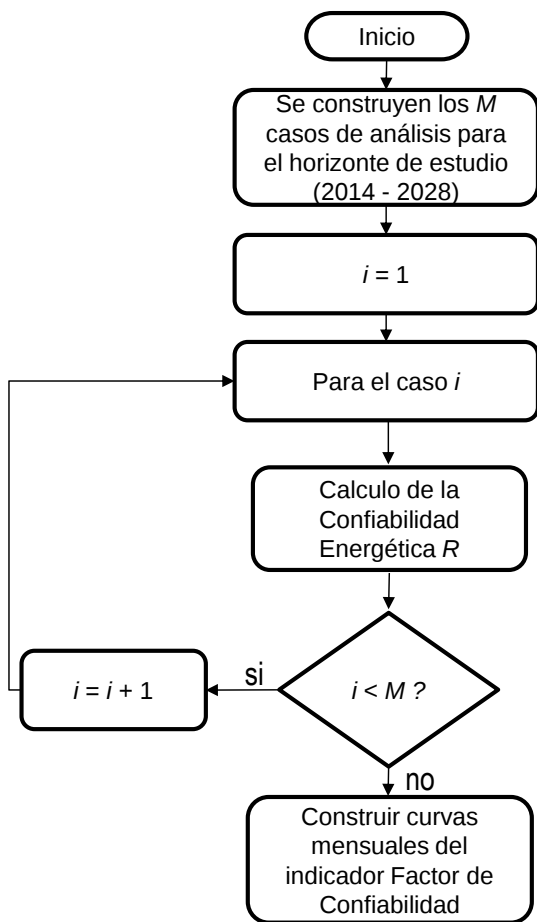


$$B = \sum_{i=1}^n [(M_2) \cdot (scop) \cdot prob_{inf} + (N) \cdot (CRO)]$$

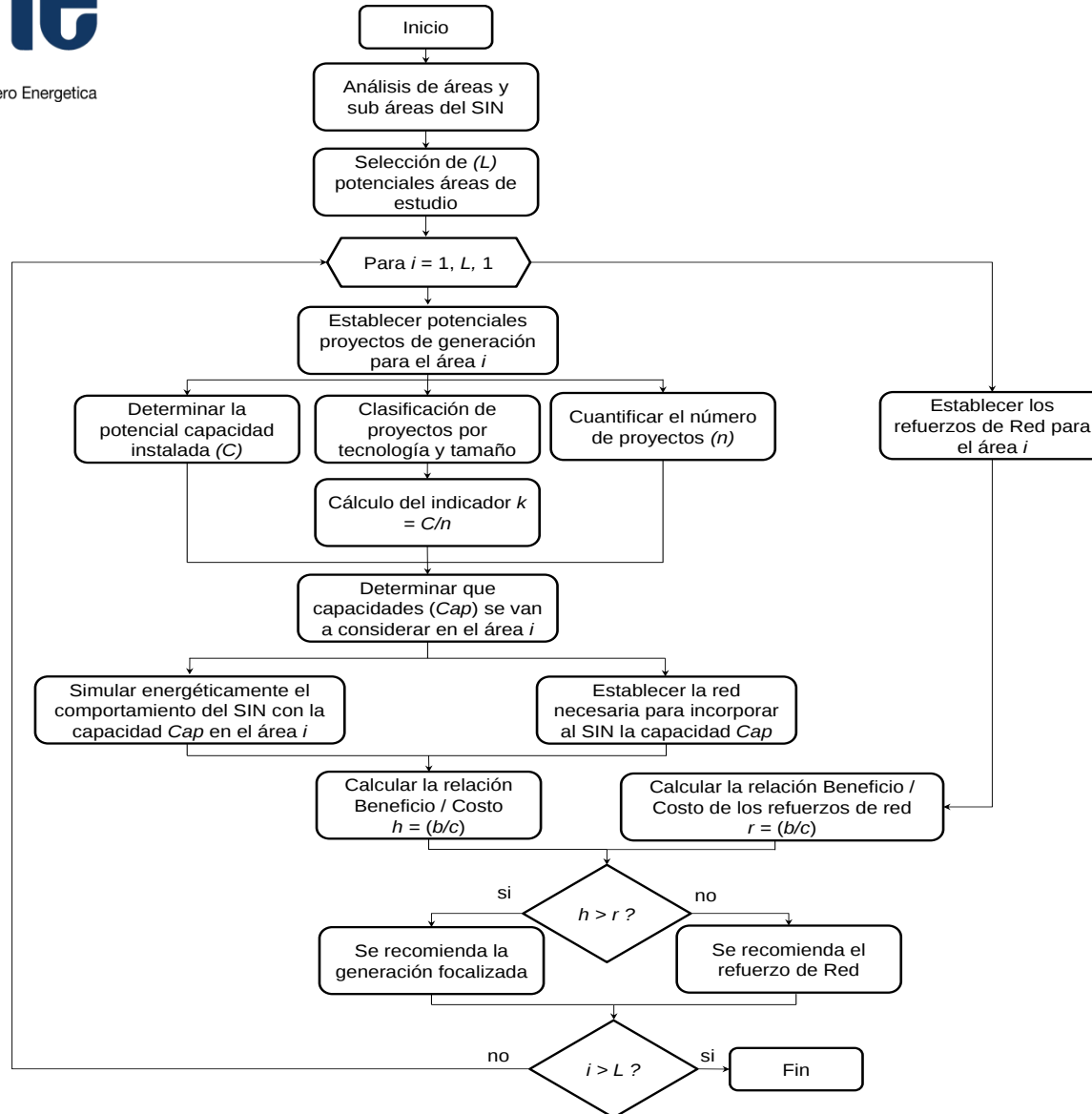
## Metodología actual de Planificación Transmisión y Generación - Principal Desventaja

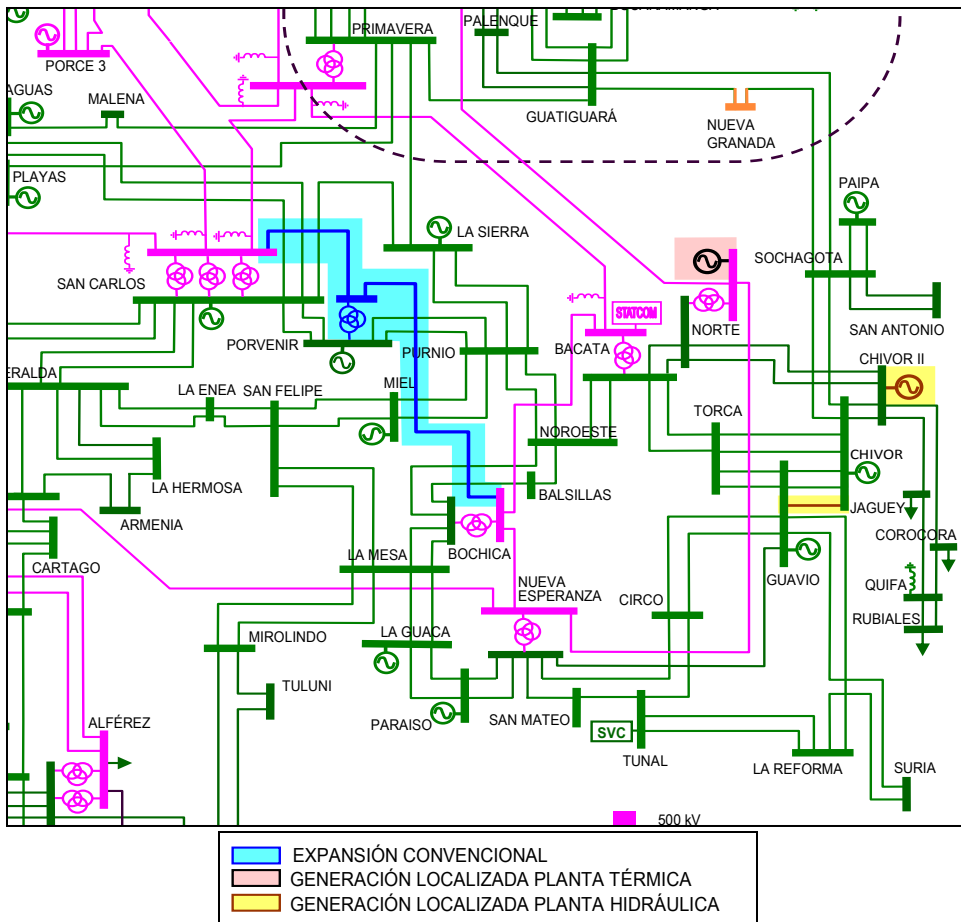
- ✓ El Cargo por Confiabilidad, el cual es neutro en tecnología, ubicación y capacidad, hace que los proyectos de generación que se instalen finalmente en el SIN no consideren las limitaciones actuales y futuras de la red. Es por ello que es necesario establecer potenciales refuerzos que permitan su conexión, apalancados o justificados por los beneficios energéticos asociados a los compromisos de Energía en Firme, los cuales se activan en condiciones críticas de hidrología
- ✓ Bajo las anteriores circunstancias, se podría incorporar una planta que, dadas sus características y la estructura del mercado eléctrico, no esté en operación la mayor parte del tiempo, dada la composición del parque generador del SIN, pero si con Obligaciones de Energía en Firme, es decir, se incurriría en un costo asociado a la red para una planta que no estaría en servicio la mayor parte del tiempo, sólo en aquellos momentos donde es requiera su Energía en Firme.
- ✓ **Vale la pena mencionar que lo anterior sería factible si es posible desarrollar un refuerzo de transmisión, ya que si por dificultades sociales, prediales o ambientales ello no lo es, la generación ocasional de esta planta (diferente a la asociada a la activación de la OEF) podría generar sobrecostos operativos debido a restricciones de evacuación. Esta situación ya se evidenció en el pasado, donde el mecanismo del Cargo por Confiabilidad definió una planta de generación en un área operativa con limitaciones de red e imposibilidad para desarrollar nuevas obras de transmisión.**

# Metodología integral de Planificación - Generación y Transmisión – Valoración de la Confiabilidad



# Metodología integral de Planificación - Generación y Transmisión – Definición de Alternativas



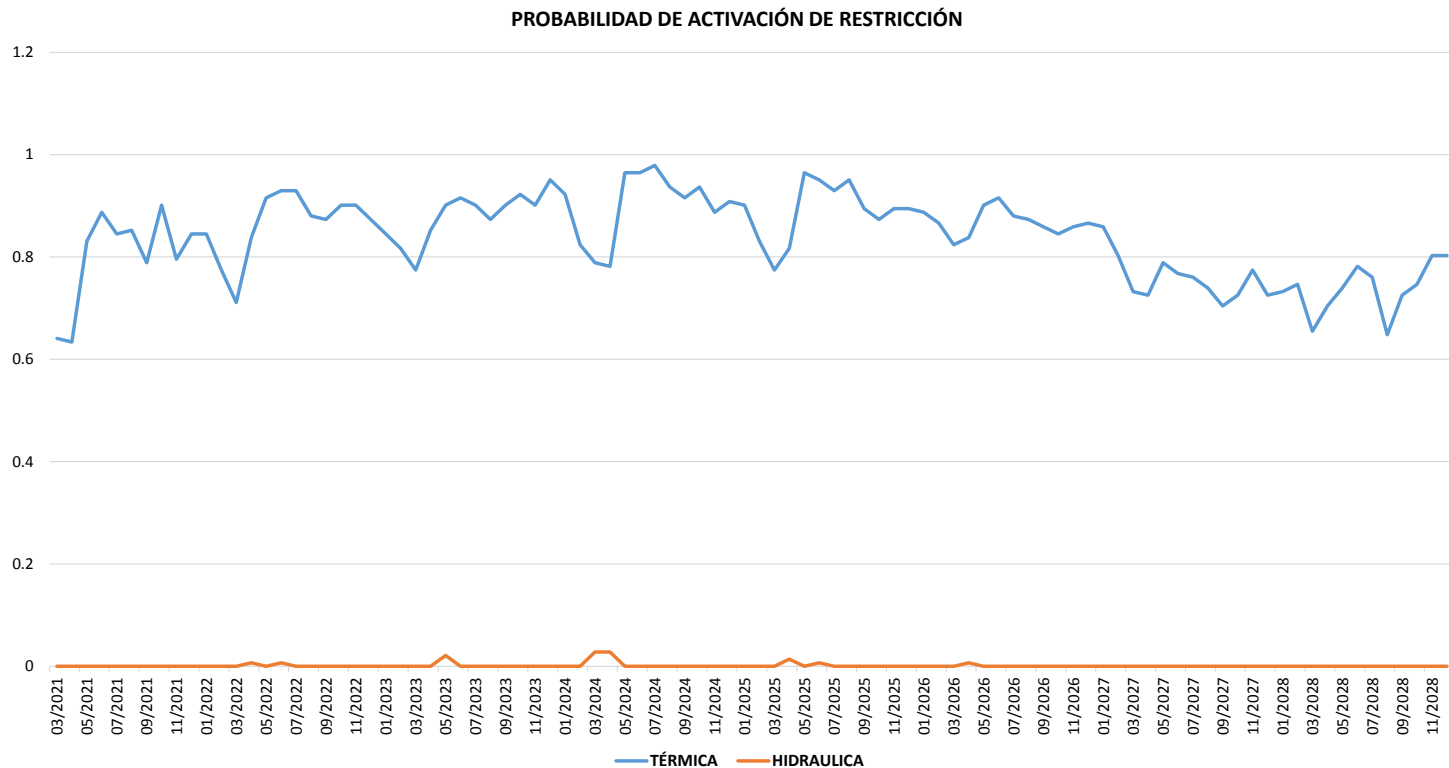


## Área Oriental:

- 2026 – La restricción de importación se dará por la sobrecarga en los transformadores de Nueva Esperanza, lo cual se soluciona con un nuevo banco.
  - Aún con toda la *expansión a nivel de 500 kV y compensaciones dinámicas definidas* por la UPME en su Plan de Expansión, a partir del año 2030 la generación instalada no garantiza la seguridad del área.
- ✓ En este sentido, se formulan las siguientes alternativas de expansión.
- Opción 1: Interconexión de las áreas Oriental y Antioquia a través del nuevo corredor a nivel de 500 kV San Carlos – Porvenir II – Bochica.
  - Opción 2: Planta térmica a carbón de 200 MW, que se conectaría en el norte de la sabana de Bogotá en la subestación Norte 230 kV.
  - Opción 3: Planta hidráulica de 294 MW localizada en el departamento de Boyacá, que se conectaría en la subestación Chivor II 230 kV, junto con un refuerzo de red entre las subestaciones Guavio y Chivor.

## Metodología de formulación de alternativas y valoración de su relación Beneficio / Costo

- ✓ Para las opciones 2 y 3 se determina su comportamiento energético. Las simulaciones evidencian que ambos proyectos satisfacen los criterios establecidos por la reglamentación, en relación al Valor Esperado de Racionamiento de Energía Condicionado - VEREC.
- ✓ Adicionalmente, se presenta la probabilidad de activación de restricción, es decir, la probabilidad que la generación considerada, ya sea la planta hidráulica o la térmica, estén en mérito (costo adicional de cada alternativa).



# Metodología integral de Planificación - Generación y Transmisión – Definición de Alternativas área Oriental

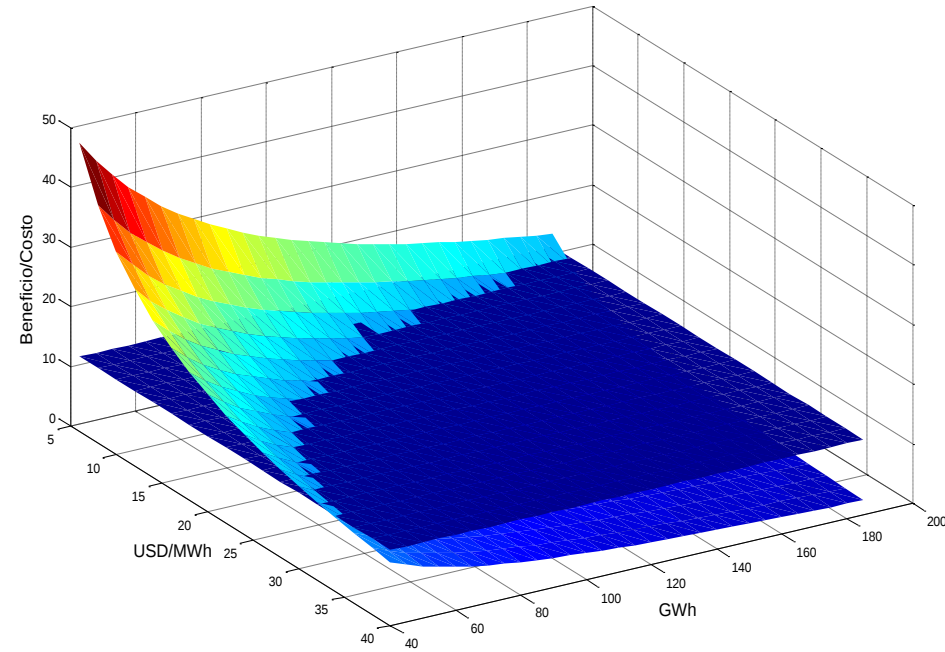
## Metodología de formulación de alternativas y valoración de su relación Beneficio / Costo

| Parámetro         | Alternativas de Expansión                                                                                                                                                 |                                                                                                                                                                                                                                                                             |                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |
|-------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|                   | Opción 1                                                                                                                                                                  | Opción 2                                                                                                                                                                                                                                                                    | Opción 3                                                                                                                                                                                                                                                                                               |
| <b>Beneficios</b> | <ul style="list-style-type: none"> <li>Reducción del valor esperado de las restricciones.</li> <li>Eliminación del valor esperado de racionamiento de energía.</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>Reducción del valor esperado de las restricciones.</li> <li>Eliminación del valor esperado de racionamiento de energía.</li> <li>Confiabilidad Energética para el SIN a través del mecanismo del Cargo por Confiabilidad.</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>Reducción del valor esperado de las restricciones.</li> <li>Eliminación del valor esperado de racionamiento de energía.</li> <li>Confiabilidad Energética para el SIN a través del mecanismo del Cargo por Confiabilidad.</li> </ul>                            |
| <b>Costos</b>     | <ul style="list-style-type: none"> <li>Infraestructura de Red</li> </ul>                                                                                                  | <ul style="list-style-type: none"> <li>Costo de la conexión del proyecto de generación.</li> <li>Costo asociado al incremento de las restricciones, cuando la planta no esté en mérito.</li> <li>Costo asociado al Cargo por Confiabilidad.</li> </ul>                      | <ul style="list-style-type: none"> <li>Costo de la conexión del proyecto de generación.</li> <li>Costo asociado al incremento de las restricciones, cuando la planta no esté en mérito.</li> <li>Costo asociado al Cargo por Confiabilidad.</li> <li>Costo asociado a los refuerzos de red.</li> </ul> |

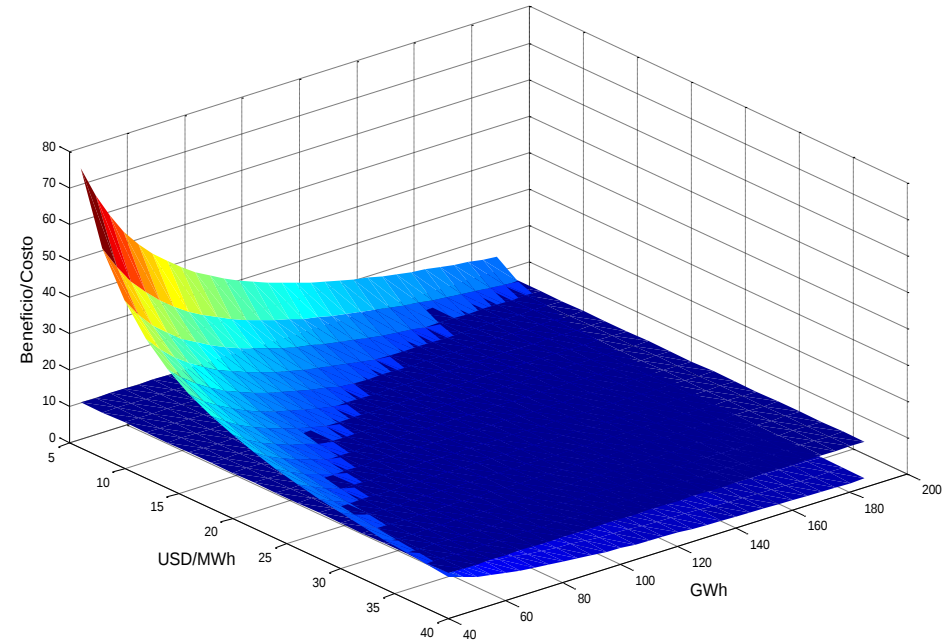
- ✓ Se construye una función de relación beneficio/costo, cuyas variables independientes son el valor de la obligación y la prima del Cargo. Esto se contrasta con la relación beneficio / costo de la expansión de red convencional.
- ✓ Para las plantas de generación se tienen en consideración los beneficios energéticos que podrían tener estas centrales vía **Cargo por Confiabilidad**.

## Metodología de formulación de alternativas y valoración de su relación Beneficio / Costo

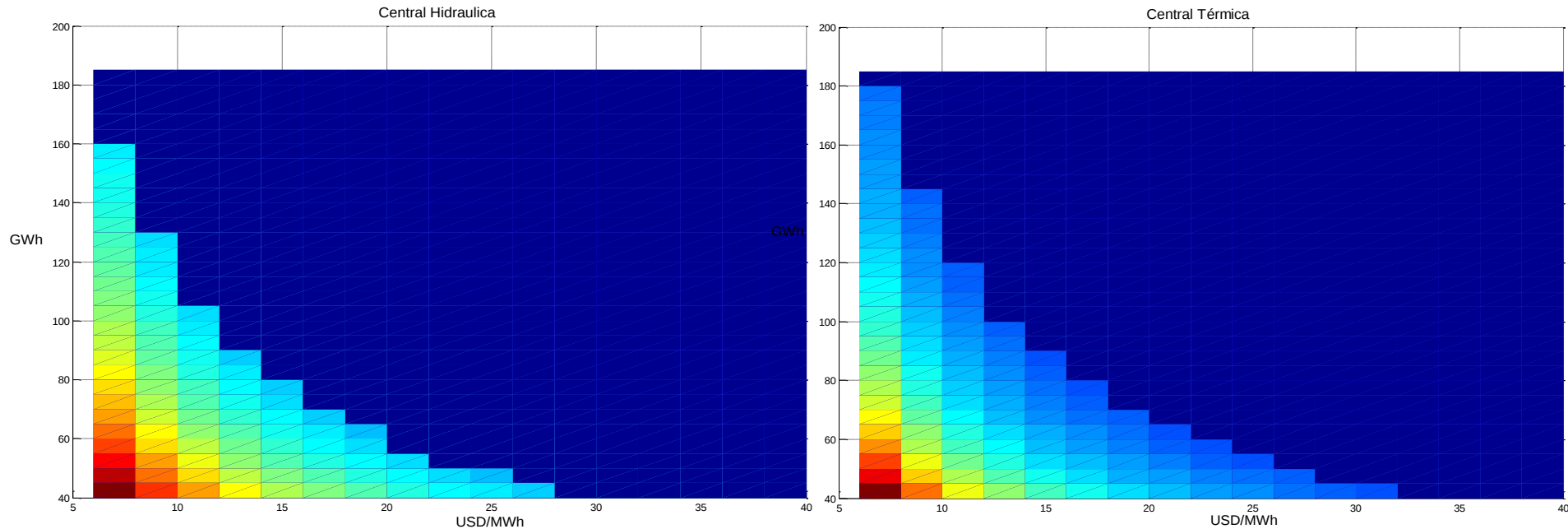
Central Hidraulica



Central Térmica



## Metodología de formulación de alternativas y valoración de su relación Beneficio / Costo



- ✓ De estas gráficas se puede concluir que existe una franja para las dos tecnologías de generación, donde hay una mayor relación beneficio / costo para los usuarios.

# Metodología integral de Planificación - Generación y Transmisión – Definición de Alternativas área Oriental

## Conclusiones:

- Bajo el esquema actual de planificación no se garantizan soluciones multipropósito, ya que puede que los proyectos que el Cargo defina, los cuales incrementan la confiabilidad energética, no resuelvan las restricciones futuras de la red de transmisión.
- La Metodología integral propuesta permite resolver dos objetivos a la vez, **garantizar la confiabilidad energética del SIN y resolver restricciones y limitaciones futuras del Sistema de Transmisión Nacional**. Su implementación no iría en contravía del esquema actual del Cargo por Confiabilidad, ya que solo sería necesario implementar la propuesta del regulador en su documento CREG 077 de 2014.
- Respecto a la metodología de valoración de la confiabilidad, se pueden adicionar criterios de aversión al riesgo, en el sentido de considerar bajo ciertos parámetros, hidrologías críticas, sensibilidad a los precios de los combustibles, escenarios alternativos de proyección de la demanda, entre otras variaciones.
- Respecto a los resultados obtenidos, se evidenció que bajo ciertos rangos de obligación de energía en firme, al igual que su costo asociado, la generación focalizada puede tener una mayor relación beneficio / costo en comparación con la expansión de redes convencional.
- En el cálculo de la relación B / C se compararon los beneficios energéticos de una planta de generación según tecnología, vs la línea a 500 kV entre las áreas operativas Antioquia y Oriental. En la práctica, bajo el mecanismo del Cargo por Confiabilidad actual, se podría definir un proyecto en otra zona del SIN, que desde el punto de vista energético ofrecería los mismos beneficios de la planta propuesta en Oriental, razón por la cual se necesitaría del refuerzo de red. En otras palabras, la valoración presentada acá es conservadora, ya que en la práctica la planta localizada estaría evitando la construcción de la línea a 500 kV.

¡GRACIAS!

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