

Consejo Directivo 04 - 2014

Unidad de Planeación Minero Energética- UPME

9 de julio de 2014



MinMinas
Ministerio de Minas y Energía

**PROSPERIDAD
PARA TODOS**

1. Verificación de quórum
2. Lectura y aprobación del orden del día
3. Lectura y aprobación del acta No. 03 de 2014
4. Informe de Dirección General
 - 4.1. Informe sobre Ley de renovables
 - 4.2. Informe de la Contraloría
 - 4.3. Jornada de reencuentro con la UPME
5. Presentaciones técnicas
 - 5.1. Proyecto de modelos UPME
 - 5.2. Seguimiento a obras de transmisión
 - 5.3. Plan y metas de cobertura
 - 5.4. Propuesta para seguimiento de proyectos de fondos
 - 5.5. Plan de abastecimiento de gas natural
 - 5.6. Plan Nacional de Ordenamiento Minero - PNOM
6. Propuesta sobre fuentes de financiación alternativas para la UPME
7. Propositiones y varios

4. Informe de Dirección General

- 4.1. Informe sobre Ley de Renovables
- 4.2. Informe de la Contraloría
- 4.3. Jornada de Reencuentro con la UPME

4.1. Informe sobre Ley de Renovables - Reglamentación

1. Avances documentos de decretos
2. Avances en reuniones con entidades relacionadas
 - MinAmbiente
 - Findeter
3. Avances en talleres con los agentes involucrados, y próximos talleres
 - Se realizaron los talleres de respuesta de la demanda y entrega de excedentes
 - Se tienen programados los de incentivos y ZNI para el 16 y 17 de julio
4. Evento de lanzamiento de la Ley
 - Programado para el jueves 31 de julio
 - Hotel Marriot

4.2. Informe de la Contraloría

Aspectos	Consolidación de la calificación		
	vigencia 2011	vigencia 2012	vigencia 2013
Control de Gestión	59,17	77,04	81,24
Control de resultados	55,5	77,5	80,50
Control de legalidad	57,67	76,5	80,25
Control financiero	100	90	100
Evaluación del SCI	1,97	51,15	67,33
Calificación Total	64,44	78,42	85,15

Hallazgos	vigencia 2011	vigencia 2012	vigencia 2013
Alcance fiscal	5	1	
Alcance disciplinario	14		1
Presunta incidencia penal	3		

JORNADA ACADÉMICA DE REENCUENTRO UPME 20 AÑOS

La UPME ha emprendido un proceso de renovación para adaptarse a la evolución del sector. Como parte de este proceso y dado que estamos cumpliendo 20 años de nuestra creación, hemos organizado un evento académico que tendrá lugar en las instalaciones de la UPME el próximo 25 de julio de 2014, que hemos llamado **“JORNADA ACADÉMICA DE REENCUENTRO UPME 20 AÑOS”**, al cual tenemos el placer de invitarlo.

La Unidad ha sido y será un lugar de puertas abiertas y queremos que conozca de primera mano nuestros logros y nuestra visión, a través de una jornada de charlas y exposición de posters en la que esperamos compartir nuestro conocimiento y los retos que nos hemos propuesto.

En los próximos días publicaremos en nuestra página web el horario de las charlas programadas para la jornada, de tal manera que pueda inscribirse en ellas y participar activamente. El evento se desarrollará de 9 AM a 7 PM horario en el cual nuestros funcionarios le harán un recorrido por las diferentes áreas de la entidad y resolverán las dudas que pueda tener sobre la planeación del sector.

Esperamos contar con su asistencia en este día tan especial para nosotros, en nuestra nueva sede ubicada en la Avenida el Dorado (Calle 26) N° 69D-91, Centro Empresarial Arrecife, Torre 1. Sugerimos utilizar el sistema Transmilenio para acceder a ella, dado que los espacios de parqueo son reducidos. La estación correspondiente a nuestra sede es la denominada Avenida Rojas. Info: upme@upme.gov.co



5. Presentaciones técnicas

- 5.1. Fortalecimiento capacidad de modelamiento
- 5.2. Seguimiento a obras de transmisión
- 5.3. Plan y metas de cobertura
- 5.4. Propuesta para seguimiento de proyectos de fondos
- 5.5. Plan de abastecimiento de gas natural
- 5.6. Plan Nacional de Ordenamiento Minero - PNOM

5.1. Fortalecimiento capacidad de modelamiento

Fortalecimiento capacidad de modelamiento y flujo de información

Área de hidrocarburos:

1. Modelo de simulación para la oferta de crudo y gas no convencionales (Colombia Oil and Gas Supply Model – COGSM) – Excel.
2. Modelo de optimización para el mercado de combustibles líquidos (Colombia Liquid Fuels Market Model – CLFMM) – GAMS.
3. Modelo de simulación de los sistemas de transporte y distribución de gas natural (Colombia Natural Gas Transmission and Distribution Model – CNGTDM) – MATLAB.

Fortalecimiento capacidad de modelamiento y flujo de información

Área de demanda: modelos técnico-económicos (bottom-up) en MATLAB

4. Modelo de demanda para el sector transporte (Colombia Transportation Demand Model – CTDM).
5. Modelo de demanda para el sector industrial (Colombia Industrial Demand Model - CIDM).

Área de minería:

6. Modelo de optimización para la minería de carbón (Colombia Coal Mining Model – CCMM) – MATLAB.
7. Modelo de Minería del oro para Colombia (Colombia Gold Mining Model - CGMM) – MATLAB.

Fortalecimiento capacidad de modelamiento y flujo de información

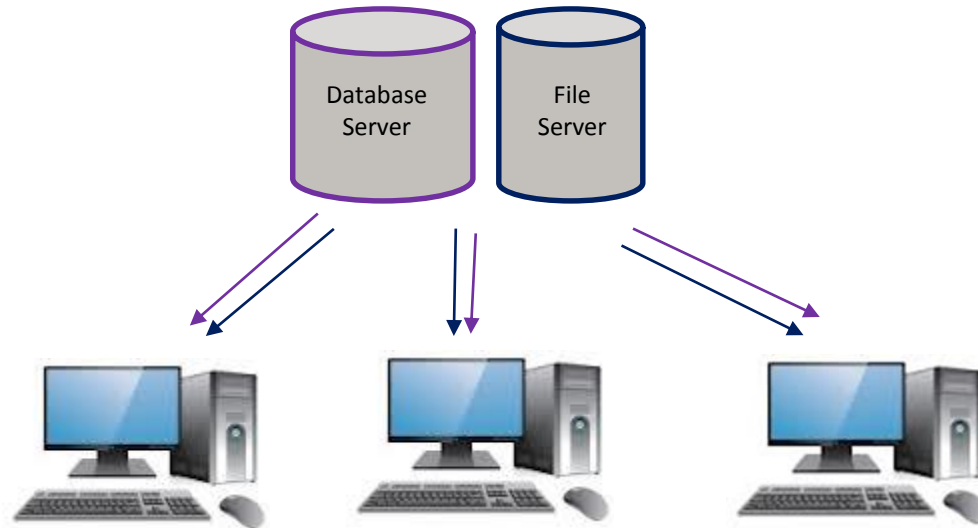
Integración y manejo de información:

8. Modelo de integración que permite contar con una plataforma de modelamiento, donde convergen las bases de datos que alimentan cada uno de los modelos de la unidad, los archivos fuente y códigos de cada modelos (utilizando software y lenguajes de programación de alto nivel como Matlab y GAMS), y los reportes con los resultados estandarizados de su utilización.

Adicionalmente, se contará con una propuesta de metodológica para la recolección y actualización de la información necesaria para la actividad de modelamiento.

Fortalecimiento capacidad de modelamiento y flujo de información

Integración y manejo de información:



- Los datos son descargados desde el servidor de base de datos a través de MatLab y se almacena en un libro de Excel en el PC
- Los archivos del sistema de modelado se descargan desde el servidor de archivos en el PC a través de la salida de Subversion
- Se pueden hacer modificaciones al libro y Modelo Excel
- Los modelos se ejecutan
- Los resultados se escriben en un libro de Excel en el PC
- Los datos del libro de Excel pueden ser subidos al servidor de base de datos a través de MatLab, pero no espera que hagan esto a menudo
- Los archivos del sistema de modelado se pueden cargar en el servidor de archivos a través de checkin Subversion

Fortalecimiento capacidad de modelamiento y flujo de información

Costo del proyecto:

- Aprox. \$ 4.000 millones

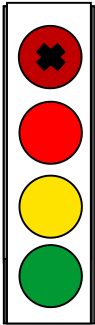
Perspectivas:

- Desarrollo de nuevas herramientas de modelamiento, e.g. modelos para otros sectores de demanda (residencial, comercial, etc.) y otros minerales (níquel, platino, materiales de construcción).
- Integración de los modelos desarrollados con los de otras áreas, e.g. gas – electricidad.
- Modelos de equilibrio general

5.2. Informe sobre el estado de los proyectos de generación y transmisión

INDICADOR TIPO SEMÁFORO

Metodología: Se deben cumplir al menos 2 condiciones para determinar el nivel de gravedad



i) No cumplió con la FPO; ii) atraso > 3 meses de la FPO; iii) dificultades graves; iv) requiere medidas de mitigación o ya se definieron

i) Atraso > 25%; ii) atraso no recuperable; iii) dificultades graves; iv) requiere medidas de mitigación o ya se definieron

i) 3% < Atraso < 25%; ii) atraso recuperable; iii) registra dificultades

i) No registra atraso o es menor al 3%; ii) atraso es recuperable; iii) no registra dificultades




FPO: Fecha de Puesta en Operación

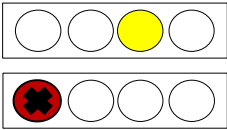
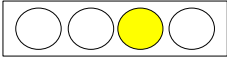



Se define un 4° nivel (**rojo y X**) ya que en Transmisión se pueden dar atrasos superiores a un año sin declararse incumplimiento grave o insalvable.

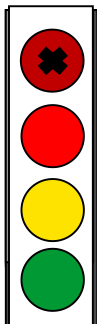
Un atraso del 25% (¼ de ejecución) ya es grave y es muy difícil recuperarlo. **Nota:** La curva de seguimiento no es lineal.





Informe de avance proyectos en ejecución

PROYECTO	AVANCE (Corte junio/2014)	ESTADO	OBSERVACIONES
Nueva Esperanza UPME 01-2008 Ejecutor: EPM	32% del 100%. No cumplió FPO Atraso: 68% FPO inicial: 31/agosto/2012 FPO prevista: dic/2015	 Proyecto PIN	<p>La ANLA otorgó licencia ambiental para la línea a 500 kV mediante Resolución 0519 del 26/mayo/2014. Se realizaron importantes requerimientos.</p> <p>El 21/mayo/2014 la Dirección de Bosques del MADS expide la Resolución 762 de la Sustracción de un área de la reserva Forestal Protectora Productora de la cuenca Alta del Rio Bogotá (Alternativa 1) de la línea de 500 kV.</p> <p>El rescate arqueológico avanza dentro de lo programado.</p> <p>Las obras a 230 kV y subestación cuentan con licencia desde enero 2014 pero no han iniciado construcción.</p> <p><u>Se han respondido 7 tutelas.</u></p> <p><u>Impacto del atraso:</u> Alto</p> <p>Medidas de mitigación: en cronograma excepto las compensaciones de EMSA</p>
Armenia UPME 02-2009 Ejecutor: EEB	55% del 100%. No cumplió FPO Atraso: 45% FPO inicial: 30/nov/2013 FPO prevista: 30 agosto 2014	 Proyecto PIN	<p>CRQ señaló que la decisión es de la ANLA y que su concepto no es vinculante. ANLA otorgó Licencia Ambiental según Resolución 0582 del 5/jun/2014.</p> <p>Requiere 6 meses de construcción luego de aprobada la licencia</p> <p>No estará para el pico de este año.</p> <p><u>Impacto del atraso:</u> Alto. Riesgos ante condición hidrológica crítica</p>
Sogamoso UPME 04-2009 Ejecutor: ISA	92% del 100%. No cumplió FPO. Atraso: 8%. FPO inicial: 30/jun/2013 FPO prevista: julio 2014	 Proyecto PIN	<p>En fase final de construcción.</p> <p>ISA prevé que tanto las líneas a 500 kV como las líneas a 230 kV estén en operación en el transcurso de julio.</p> <p>La Interventoría considera que existen riesgos para no alcanzar esa fecha.</p> <p><u>Impacto del atraso:</u> Medio. El generador está atrasado. Apoyo en red existente. Nordeste.</p>




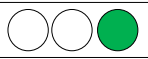
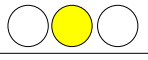
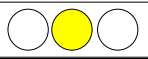
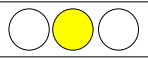
PROYECTO	AVANCE (Corte abr/2014)	ESTADO	OBSERVACIONES
Quimbo UPME 05-2009 Ejecutor: EEB	66% del 84% Atraso: 18% FPO inicial: 31/agosto/2014 (parcial) FPO prevista: 30/nov/2015 (todo)	 Proyecto PIN	<u>Tesalia-Altamira + subestación + reconfiguración</u> : en construcción, atraso recuperable. Dificultades por el paro agrario. Cumpliría con el 31/agosto/2014 <u>Tesalia – Alférez</u> : Se está implementando una variante de 36 km. La EEB prevé radicar el EIA en agosto 2014. Atraso es cercano a un año. <u>Impacto del atraso</u> : Medio. Las obras licenciadas permiten evacuar la generación
Chivor II – Norte UPME 03-2010 Ejecutor: EEB	26% del 35% programado Atraso: 9% FPO: 31/oct/2015	 Proyecto PIN	Se esperaba definición de la alternativa (DAA) por la ANLA en la 2ª semana de mayo Están en proceso la zonificación de la reserva de la cuenca alta del río Bogotá y la declaratoria de Reserva Cuchilla Negra y Guaneque por Corpochivor, situaciones que pueden llegar a afectar los trámites de licenciamiento Continua en proceso de negociación lote para la Subestación CHIVOR II. La ANLA informó que la Alcaldía de Tabio solicito un tercer interviniente. <u>Impacto del atraso</u> : Bajo.
2° Transformador Copey UPME 02-2013 Ejecutor: ISA	13% del 12% programado Sin atraso FPO: 30/nov/2015		ISA tiene pendiente la modificación de la línea 220 kV Valledupar- Fundación (incluyendo 1 torre) que se encuentra en el área del proyecto actual. Se dio inicio al proceso de consulta previa con los Arahuacos el 14/mayo/2014. ISA cuenta con Licencia Ambiental para el proyecto; se realizó modificación menor al Plan de Manejo Ambiental, de acuerdo a la aprobación de la ANLA.

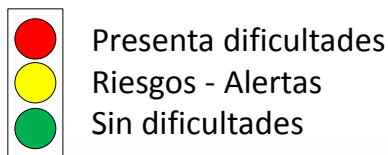
Metodología: Se deben cumplir al menos 2 condiciones para determinar el nivel de gravedad

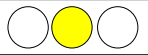
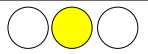






-  i) No cumplió con la FPO; ii) atraso > 3 meses de la FPO; iii) dificultades graves; iv) requiere medidas de mitigación o ya se definieron
-  i) Atraso > 25%; ii) atraso no recuperable; iii) dificultades graves; iv) requiere medidas de mitigación o ya se definieron
-  i) 3% < Atraso < 25%; ii) atraso recuperable; iii) registra dificultades
-  i) No registra atraso o es menor al 3%; ii) atraso es recuperable; iii) no registra dificultades

FPO: Fecha de Puesta en Operación

PROYECTO	AVANCE (Corte junio/2014)	ESTADO	OBSERVACIONES
Bolívar – Cartagena 220 kV UPME 05-2012	En proceso de definición FPO: 30/nov/2016		Se adjudicó luego de realizar el análisis de riesgos y conveniencia, más allá del concepto de sobrevaloración Quedó en firme la selección de EEB. En trámite la aprobación de los ingresos.
Sogamoso – Norte – Nueva Esperanza 500 kV UPME 01-2013	Se seleccionó interventor Presentación ofertas: 7/mayo/2014 FPO: 31/septiembre/2017		Se seleccionó oferta EEB (MUS\$ 171 frente a MUS\$ 262 de ISA) El 27/junio/2014 se notifica a la EEB de la Resolución CREG 073 de 2014, mediante la cual se oficializan los ingresos (IAE).
Guayabal 230 kV UPME 04-2013	Se seleccionó interventor Presentación ofertas: 7/mayo/2014 FPO: 30/nov/2016		Se adjudicó a EPM (MUS\$ 125 frente a MUS\$ 161 de ISA) Los pliegos permiten cualquier solución de ingeniería (aérea, subterránea, estructuras compartidas, etc.). Se prevé tramo subterráneo. La Alcaldía de Medellín suministró información sobre parques lineales: aún no hay diseños definitivos, los cronogramas no son coincidentes. En trámite la oficialización de los ingresos (IAE)
Reforma 230 kV UPME 02-2014	Se prevé abrir el 2/mayo/2014 Presentación de ofertas: + 3 meses FPO: 30/nov/2015		El 5/mayo/2014 se abrió oficialmente. Ofertas inversionista: 10/jul/2014 Es una obra simple (2 bahías + 500 m de línea). Se prevé sea un "cambio menor" de una licencia existente El 10/jul/2014 se realizará la audiencia de presentación de propuestas
Montería 230 kV UPME 03-2013	Electricaribe constituyó garantía FPO: 30/nov/2016		El 12/mayo/2014 se abrió oficialmente. Ofertas inversionista: 8/jul/2014 El 8/jul/2014 audiencia de presentación de propuestas
Tuluní 230 kV UPME 03-2013	UPME solicitó garantía a Enertolima FPO: 30/nov/2016		El 20/mayo/2014 se abrió oficialmente. El 15/jul/2014 se realizará la audiencia de presentación de propuestas
Suria 230 kV UPME 05-2013	EMSA presentó garantía. XM le hizo observaciones. FPO: 30/nov/2016		Se prepublicaron los pliegos La garantía está en ajustes por EMSA.



PROYECTO	AVANCE (Corte junio/2014)	ESTADO	OBSERVACIONES
Caracolí 220 kV UPME 06-2013	UPME solicitó garantía a Electricaribe FPO: 30/nov/2016		Electricaribe constituyó garantía. Vigente artículo 1 de la Resolución MME 090506 de 2014
Río Córdoba 220 kV UPME 03-2014	UPME anunció garantía a Drummond y la solicitó a Electricaribe FPO: 30/nov/2016		Se solicitó garantía a Drummond y Electricaribe; sin respuesta aún. Vigente artículo 1 de la Resolución MME 090506 de 2014
La Loma 500 kV UPME 01-2014	UPME anunció garantía a Drummond FPO: 30/nov/2016		Sin garantía de Drummond ni de Electricaribe
Ituango 500 kV UPME XX-2014	EPM solicitó cambio de FPO FPO actual : 30/jun/2018		Se solicitó cambio de FPO al MME por petición de EPM. Sin implicaciones Se anunció el monto de la garantía a EPM para que adelanten trámites
Cerromatoso – Chinú – Copey 500 kV UPME XX-2014	Pliegos elaborados FPO: 30/sep/2018		Vigente artículo 1 de la Resolución MME 090506 de 2014
Medellín – Virginia – Alférez – San Marcos 500 kV	Pliegos elaborados FPO: 30/sep/2018		Se prepublicarán los pliegos
Virginia – Nueva Esperanza 500 kV UPME XX-2015	Pliegos en elaboración FPO: 30/sep/2020		Para prepublicación.



Presenta dificultades
 Riesgos
 Sin dificultades

METODOLOGÍA PARA ESTABLECER ÍNDICES DE SEGUIMIENTO A PROYECTOS INDICADOR TIPO SEMÁFORO Proyectos de Generación.

La clasificación de los proyectos se establece considerando que se cumplan al menos 2 de los criterios que se describen





<u>Rojo</u>	<u>Amarillo</u>	<u>Verde</u>
<ul style="list-style-type: none"> El proyecto presenta un retraso mayor al 30% * respecto a la curva S reportada a la CREG. Presenta dificultades graves en los licenciamientos ambientales, conflictos sociales y/o problemas de seguridad que comprometen el desarrollo del proyecto. No es posible finalizarlo en los tiempos máximos para la entrada en operación y cumplir con las Obligaciones de Energía en Firme - OEF. 	<ul style="list-style-type: none"> El proyecto presenta un retraso hasta del 30% respecto a la curva S reportada a la CREG. El Proyecto no ha iniciado construcción. Se identifican dificultades en los licenciamientos ambientales, conflictos sociales y/o problemas de seguridad que pueden aumentar el atraso, sin comprometer el cumplimiento de la fecha de inicio de Obligaciones de Energía en Firme - OEF. 	<ul style="list-style-type: none"> El proyecto se encuentra dentro del cronograma de avance respecto a la curva S reportada a la CREG. No presenta dificultades por licenciamientos ambientales ni conflictos sociales o de seguridad.

* Teniendo en cuenta el tiempo estimado de un proyecto para entrada en operación puede ser de 4 a 5 años, el 30% es un retraso mayor a 1 año.

**** La fecha de entrada se estima con la información presentada en los informes de auditoría o en el reporte entregado por cada agente.**

PROYECTO	AGENTE	UBICACIÓN	FECHA DE ENTRADA **	AVANCE (último informe de cada proyecto)	ESTADO	OBSERVACIONES
Quimbo	Emgesa	Gigante, Garzón - Huila	Abr-15	68.75 % de 97.74 % programado en la curva S reportada ante la CREG . Fecha de corte a Mayo de 2014.		Emgesa presentó contratos de respaldo y ampliación de la garantía.
Gecelca 3	Gecelca	Puerto Libertador Córdoba	Oct-14	84.87%, frente a 100% esperado según la curva "S" reportada a la CREG (Informe Auditor a 31 de Mayo de 2014).		Se presentan problemas con el Contratista principal en el manejo con sus subcontratistas colombianos, específicamente con el responsable de la obra civil, lo cual originó dos ceses de actividades por parte de los trabajadores.
Ituango	EPM	Ituango - Antioquia	Sept-18	EPM reporta avance con corte a marzo de 2014 de 26.4% frente a 34.3% de avance esperado según la curva S		EPM presentó contratos de respaldo y ampliación de la garantía.
Sogamoso	Isagen	Betulia-Santander	Sep-14	ISAGEN reporta que el avance con corte a marzo de 2014, incluyendo las actividades del Plan de Manejo Ambiental , es del 94.61%.		La entrada en operación comercial se prevé para el último trimestre de 2014
Porvenir II	Celsia	San Carlos, San Luis - Antioquia	Dic-18	Avance 1.82% frente al 2.41% programado en la curva S reportada ante la CREG. Fecha de corte Abril 2014.		
Termonorte	Termonorte		Dic-17	No ha iniciado construcción ni se ha definido ubicación definitiva.		
Cucua	Epsa	Roncesvalles Tolima	Dic-14	71.42% frente a 100% de avance programado en la curva S (Fecha de corte Diciembre 2013)		

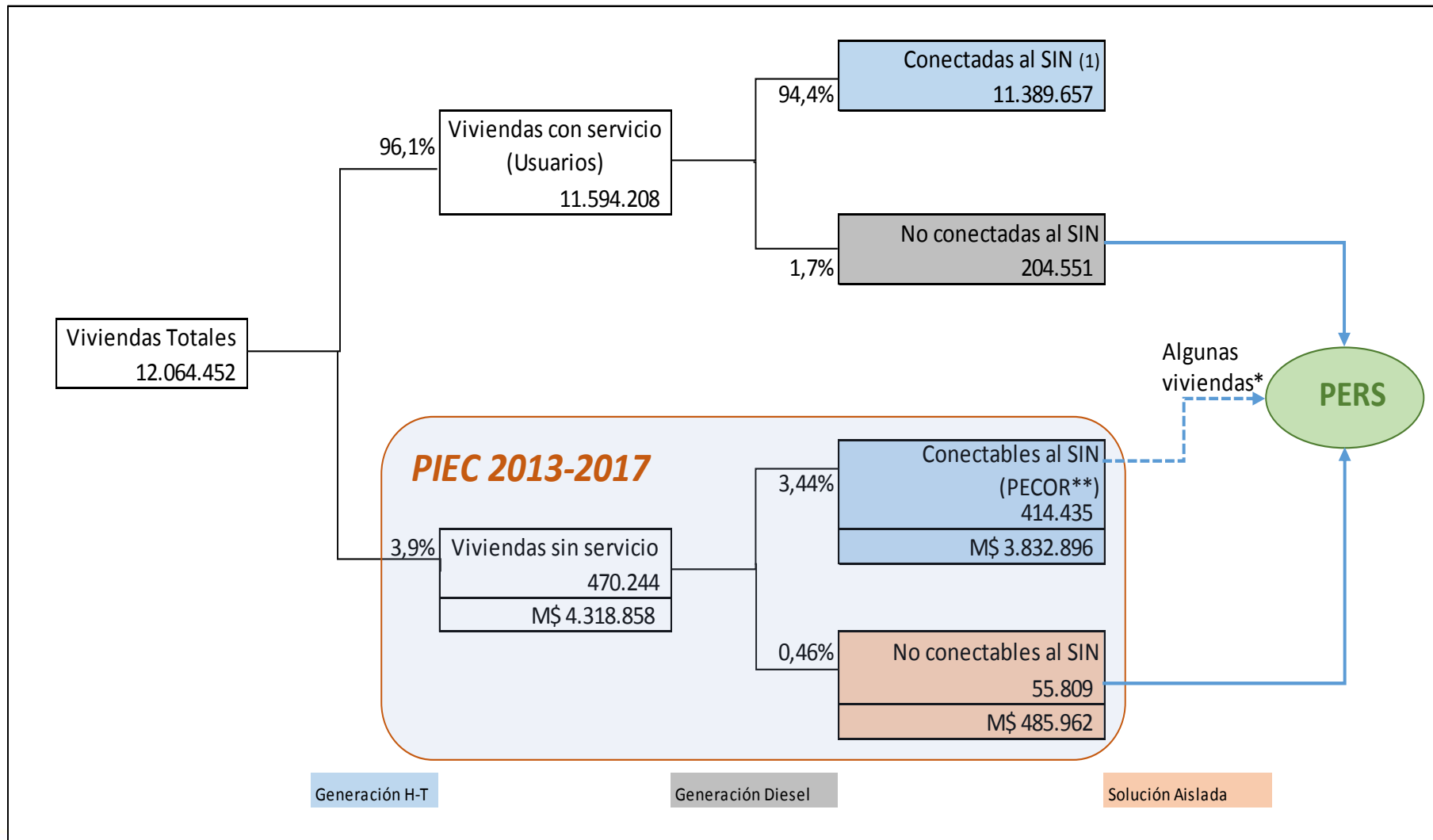
** La fecha de entrada se estima con la información presentada en los informes de auditoría o en el reporte entregado por cada agente.

PROYECTO	AGENTE	UBICACIÓN	FECHA DE ENTRADA **	AVANCE (último informe de cada proyecto)	ESTADO	OBSERVACIONES
Tasajero II	Termotasajero	San Cayetano Norte de Santander	Dic-15	60.38% frente a 53.0% de avance esperado según la curva S. Presenta adelanto de 7.38% Fecha de corte a Noviembre 30 2013		
Gecelca 3.2	Gecelca	Puerto Libertador Córdoba	Dic-15	31% frente a 31% de avance esperado según la curva "S" reportada a la CREG. Fecha de corte a Mayo 31 de 2014		
Carlos L Restrepo	Hidralpor	Barbosa, Santo Domingo - Antioquia	Dic-15	59.69% respecto a 61.19% de la curva S declarada ante la CREG. Fecha de corte a Mayo 31 de 2014		Pendiente Licencia Ambiental para la línea de transmisión
San Miguel	HMV	San Luis, San Francisco – Antioquia	Dic-15	50%, frente al 48.69 % en la programación interna. Fecha de corte a Mayo 31 de 2014.		

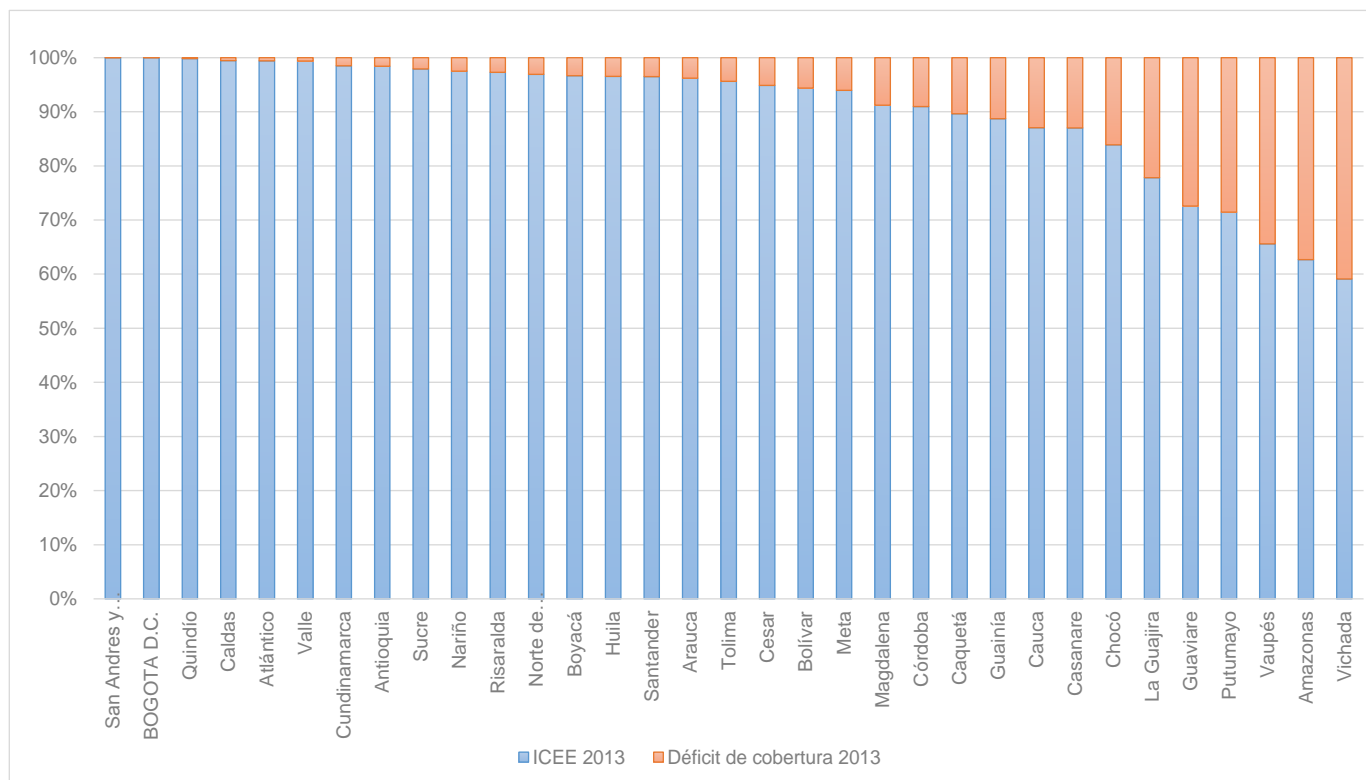
5.3. Plan y metas de cobertura

**Plan Indicativo de Expansión de Cobertura del
servicio de energía eléctrica
PIEC 2013-2017**

Cobertura de Energía Eléctrica – PIEC 2013



Índice de Cobertura de Energía Eléctrica ICEE - 2013



Valor de la inversión necesaria para la universalización del servicio de EE

Estado actual cobertura	Número de Usuarios	Número de Viviendas	Número de Viviendas sin servicio - VSS	Cobertura 2012	Deficit cobertura
	11.594.208	12.064.452	470.244	96,10%	3,90%
Resultados PIEC	Inversión (Millones \$)	Número de Viviendas sin servicio - VSS	Participación	Incremento de Cobertura	
Total nacional para la universalización	4.318.858	470.244			
Interconectable	3.832.896	414.435	88,13%	3,44%	
Por parte del Operador de Red:	463.603				
OR vía tarifa actual	429.744	80.268			
Inversión del N1 con cargo actual	21.050				
Inversión del N2 con cargo actual	12.809				
Con recursos del FAER (Propuesta):	3.369.293				
FAER (Para inversión de Nivel 1)	360.524	334.167			
FAER (Para inversión de Niveles 2 y 3)	3.008.769				
No interconectable	485.962	55.809	11,87%	0,46%	

Partiendo de la cobertura 2012 (96.10%) incrementada en la cobertura vía tarifa actual (0.67%) total 96.77% (representada en 80.268 viviendas), a continuación los incrementos de la cobertura de cada escenario Dt:

Escenario de Incremento Dt	Aumento de Cobertura con el Dt	ICEE Nacional con el incremento Dt	VSS que se cubren con el incremento Dt	Total VSS que se atenderían
3%	0,70%	97,47%	84.978	165.246
5%	1,47%	98,24%	177.508	262.486
10%	2,32%	99,09%	279.935	457.443

Universalización del servicio en 2025

El estimativo de inversión para lograr la universalización del servicio asciende a la suma de 4.3 billones de pesos. Para lograr la universalización en 2025 se ha estimado la siguiente combinación de medidas:

- **Ampliar el FAZNI hasta 2021, con un promedio anual de asignación de 89.000 millones desde 2015 a 2021 (7 años), para un total de 623.000 millones (14.4%).**
- **Aumentar en un 80% el promedio histórico asignado por FAER, es decir el recaudo promedio anual deberá ser de 223.000 millones desde 2015 a 2025 (11 años), para un total de 2.453.000 millones (56.8%).**
- **Aumentar el Dt hasta un máximo del 8%, con lo que la contribución de los OR con base en la tarifa adicional pagada por los usuarios sería de 1.243.000 millones en el período (28.8%).**

5.4. Propuesta para seguimiento de proyectos de fondos

La Unidad de Planeación Minero Energética -UPME, se encarga de la revisión técnica y financiera de los proyectos que optan por recursos de los siguientes fondos:

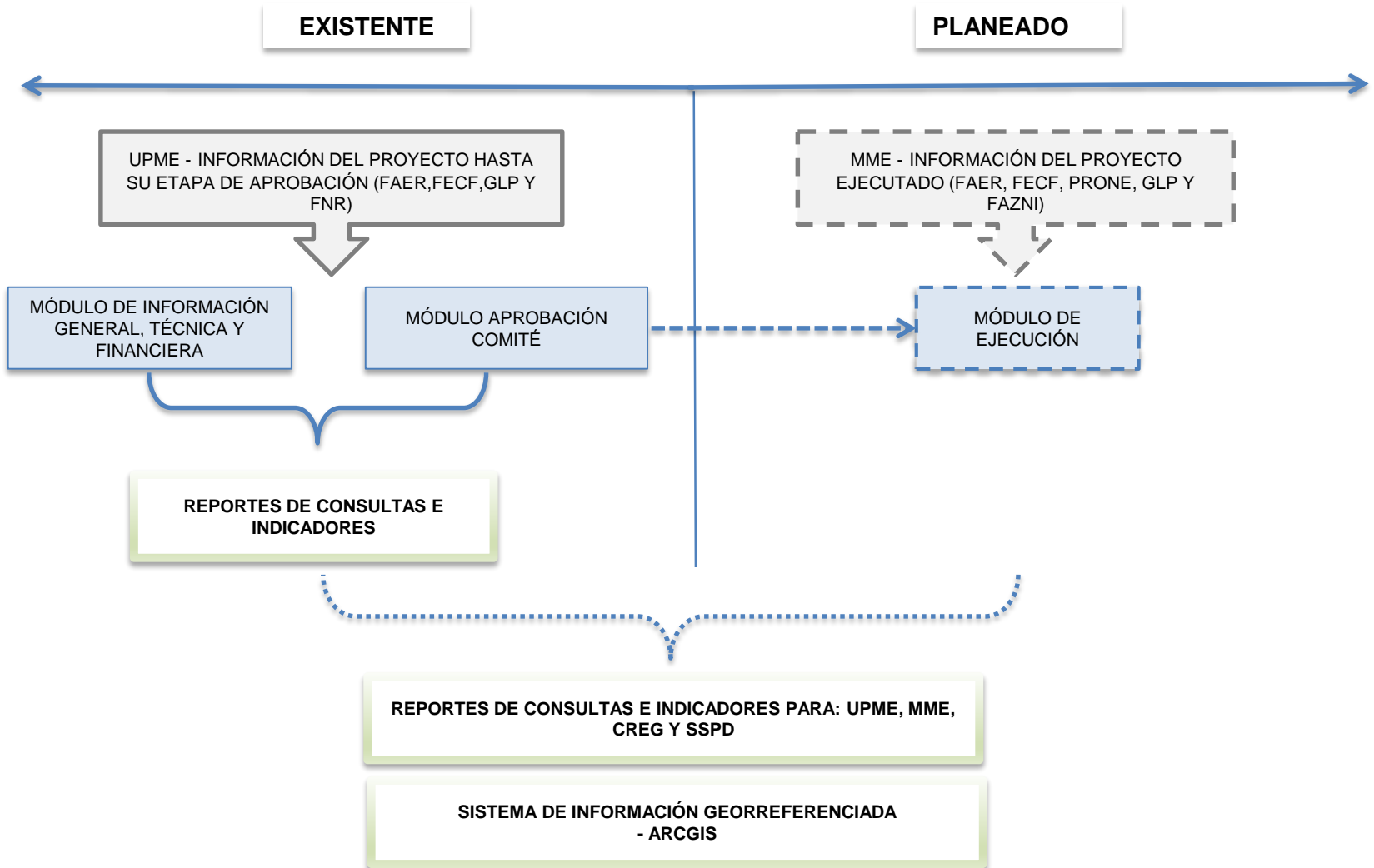
- ❖ **FAER:** Fondo de Apoyo financiero para la Energización de zonas Rurales.
- ❖ **FECF:** Fondo Especial Cuota de Fomento.
- ❖ **GLP:** Gas Licuado de Petróleo por red de tubería.
- ❖ **FINDETER:** De acuerdo con la Resolución Minminas 90368 de 2013, debemos emitir concepto técnico y financiero a las solicitudes de recursos de crédito de Findeter.

Reformulaciones: El Fondo Nacional de Regalías entró en liquidación a partir del 1 de enero de 2012, quedando la UPME como responsable de realizar la evaluación de los ajustes a los proyectos en ejecución de acuerdo a lo establecido en el artículo 6 del decreto 416 de 2007.

Evaluación en apoyo al Ministerio de Minas y Energía:

- ❖ **SGR:** Sistema General de Regalías. No está estipulado la evaluación de estos proyectos por parte de la Unidad, sin embargo, se está apoyando al Ministerio en la emisión de conceptos.
- ❖ **FAEP:** Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera.

Aplicativo de proyectos de fondos



Propuesta de resolución para trazabilidad de información

Dada la importancia que tiene un sistema de seguimiento de información de los proyectos financiados con recursos de los fondos administrados por el Ministerio de Minas y Energía, la UPME envió una propuesta de resolución que busca la trazabilidad de la información técnica y financiera de los proyectos, desde la evaluación hasta su puesta en operación.

Resaltamos apartes relevantes de la misma:

.....La UPME implementará un sistema donde compilará la información de los proyectos de energía eléctrica y gas combustible que administra el MME y será responsable de su actualización y divulgación: FAER, FECF, FAZNI, PRONE y FGLP

...El sistema de seguimiento hará la recopilación de la información en cada una de las siguientes etapas de los proyectos: solicitud, concepto, aprobación del Ministerio, Contratación y ejecución y puesta en marcha...

...En las etapas de solicitud y concepto, la UPME es la responsable de recopilar la información, excepto en el caso del FAZNI...

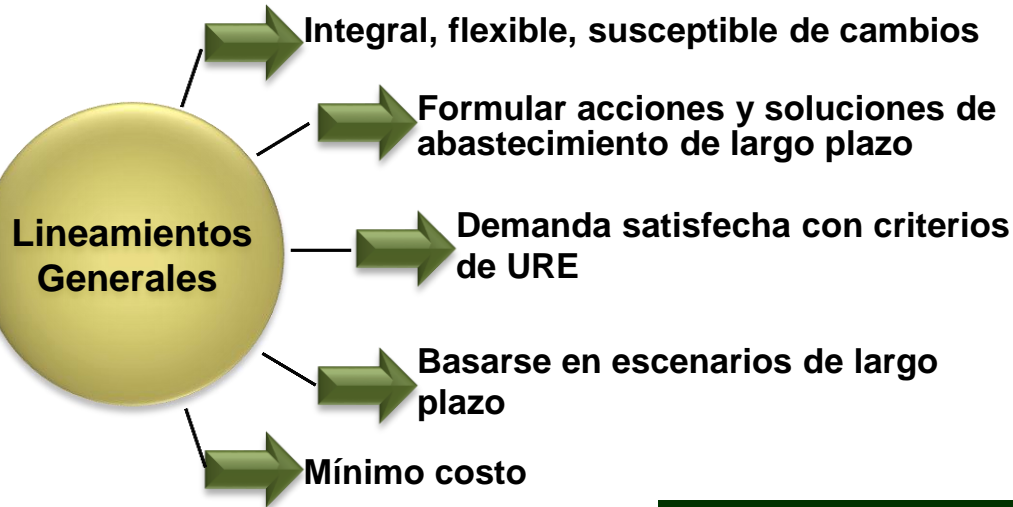
...En la etapa de aprobación, el Ministerio de Minas y Energía, pondrá a disposición la información sobre los recursos aprobados...

...En la etapa de contratación, ejecución y puesta en marcha, el Ministerio de Minas y Energía deberá poner a disposición de la UPME esta información...



5.5. Plan Indicativo de Abastecimiento de Gas 2013-2022

1. Lineamientos
2. Metodología
3. oferta y demanda
4. Balance
5. Abastecimiento
6. Confiabilidad
7. Conclusiones y recomendaciones



Oferta última declaración de producción

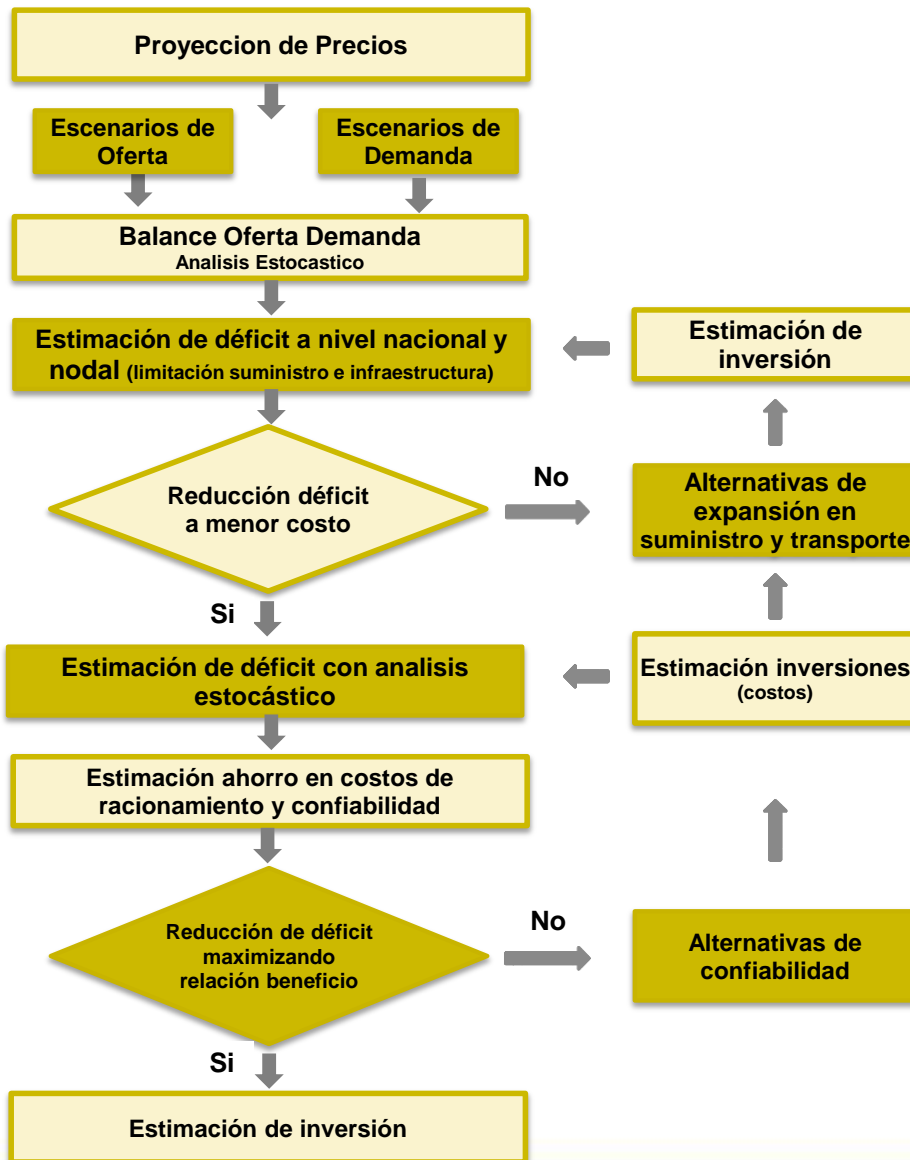
Atención 100% de la demanda

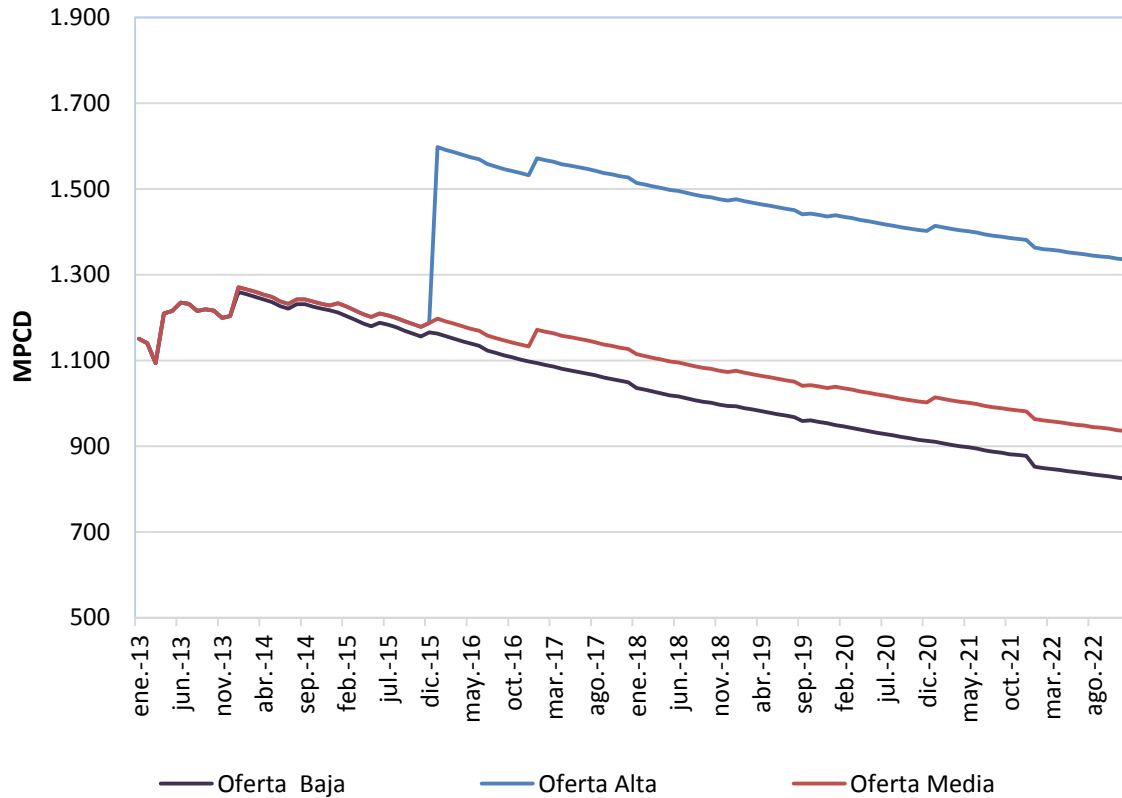
Entrada de planta de regasificación 5 años desde su planificación

Entrada en operación de nuevos gasoductos 3 años desde su planificación

Entrada en operación de nuevas estaciones de compresión 2 años

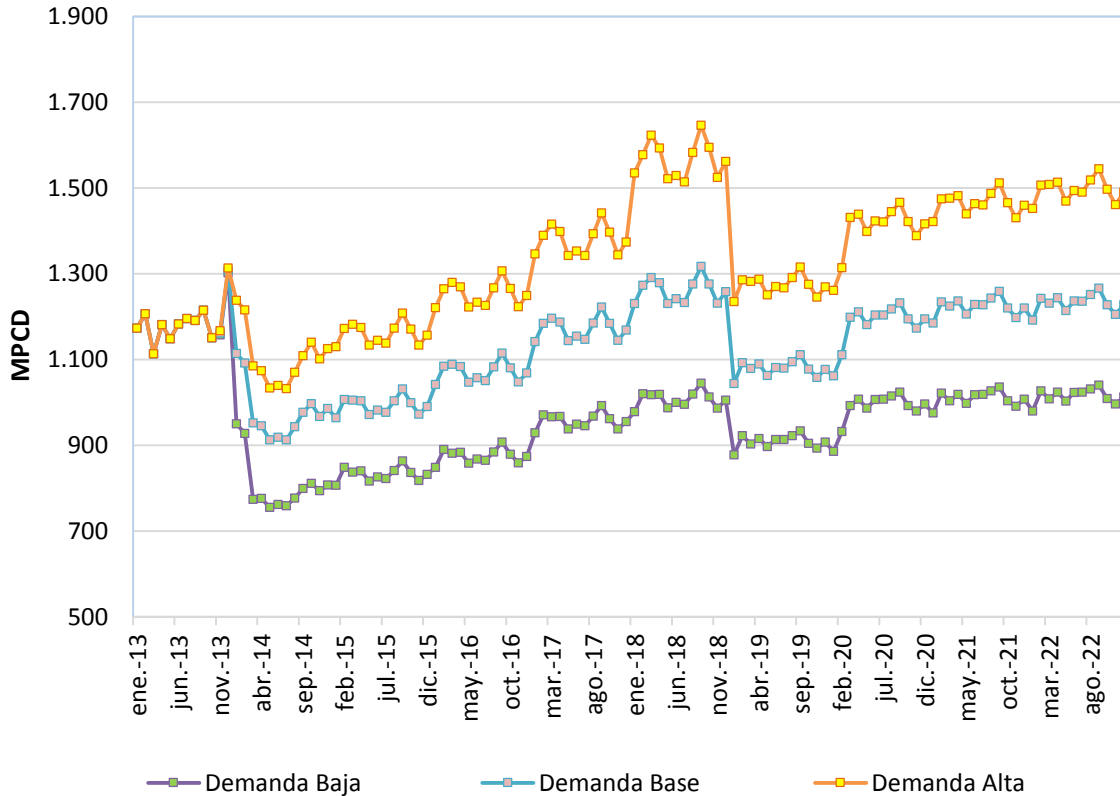






Escenarios de oferta

- Baja: declaración de producción 2013.
- Media: oferta baja más incorporación de reservas probables y posibles.
- Alta: oferta media más capacidad planta de regasificación de Cartagena (400 MPCD)

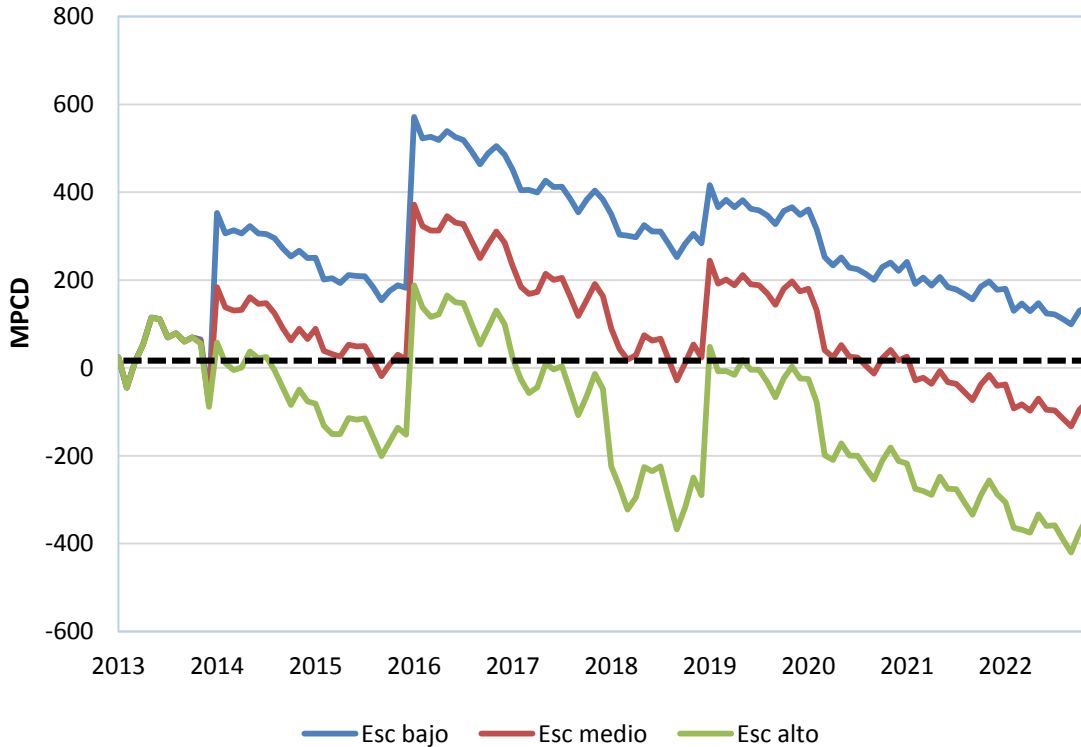


Escenarios de demanda

- Baja: tasa de crecimiento promedio anual de 3%
- Media: tasa de crecimiento promedio anual de 3,9%
- Alta: tasa de crecimiento promedio anual de 5,9%

No se incluyen exportaciones a Venezuela

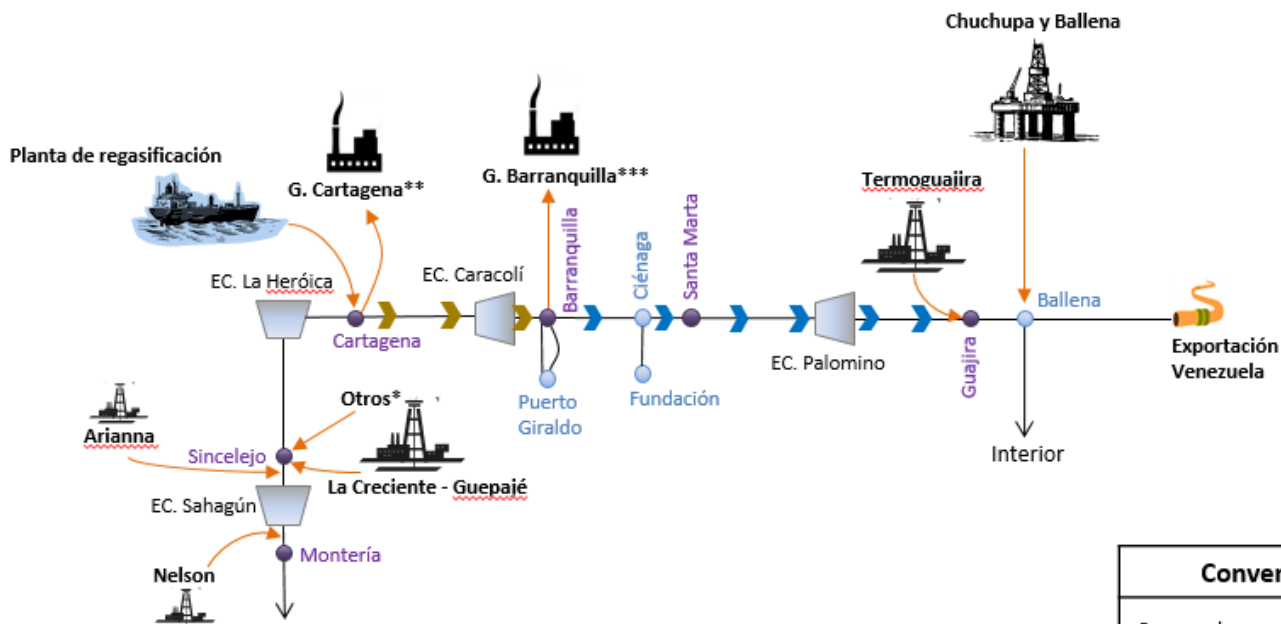
Entre 2000 y 2012, la tasa de crecimiento promedio anual del 9%



- Bajo: Oferta estocástica (incluye planta de regasificación a partir de 2016) – demanda baja
- Medio: Oferta estocástica – demanda media
- Alto: Oferta estocástica – demanda alta

Bajo el análisis estocástico se observa que en caso de ocurrir un escenario alto de demanda la seguridad de abastecimiento estaría en riesgo desde el año 2014. Para el escenario de demanda medio esta situación se daría a partir de 2021.

SISTEMA COSTA Planta de regasificación



* Mamey, Bonga, Cañaflecha y Katana.
 ** Cartagena, Proeléctrica y Termocandelaria.
 *** Barranquilla, Flores y Tebsa.

Convenciones	
Campo de producción	
Central térmica	
Estación compresora	
Nodo de demanda	
2016	
2020	

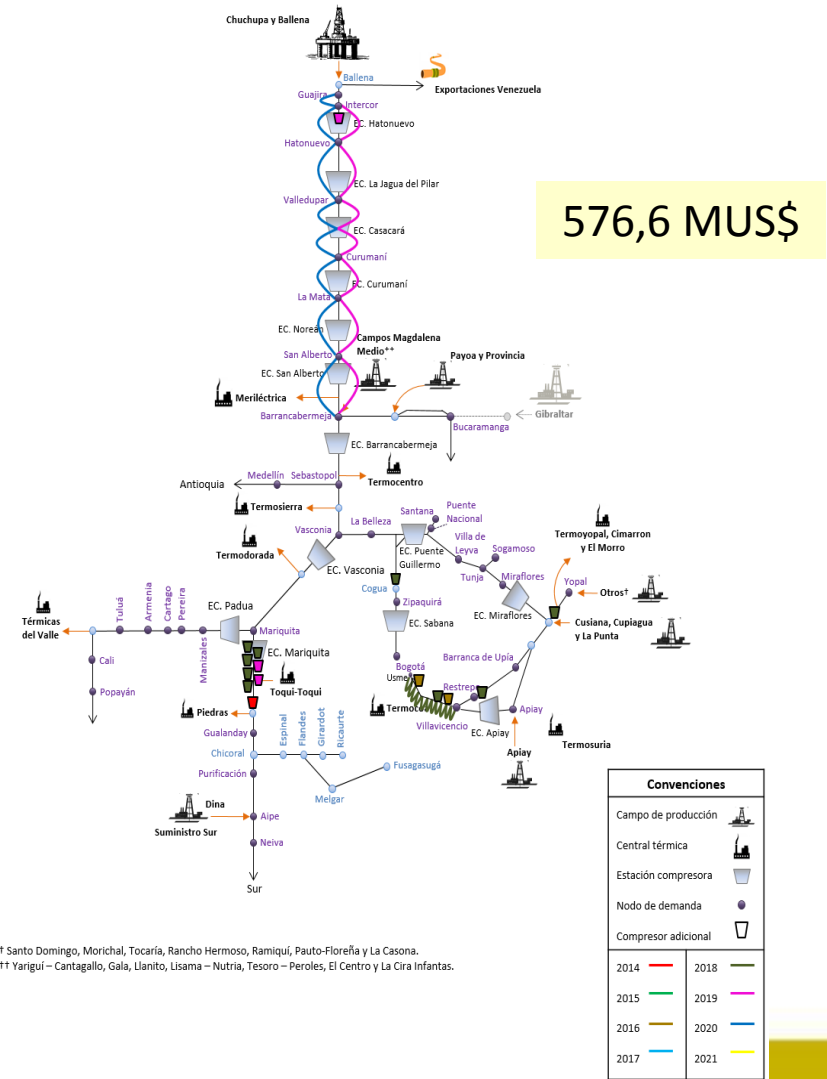
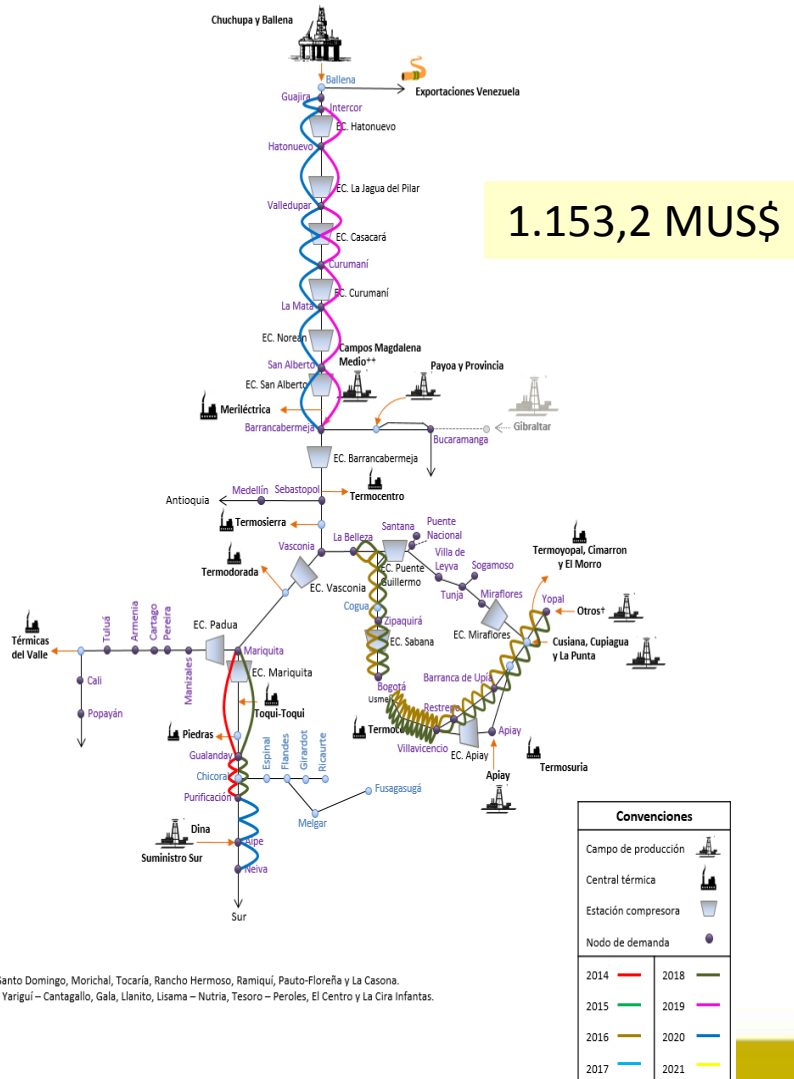
Alternativas de expansión del sistema de transporte

SISTEMA INTERIOR

Ampliaciones propuestas mediante loops

SISTEMA INTERIOR

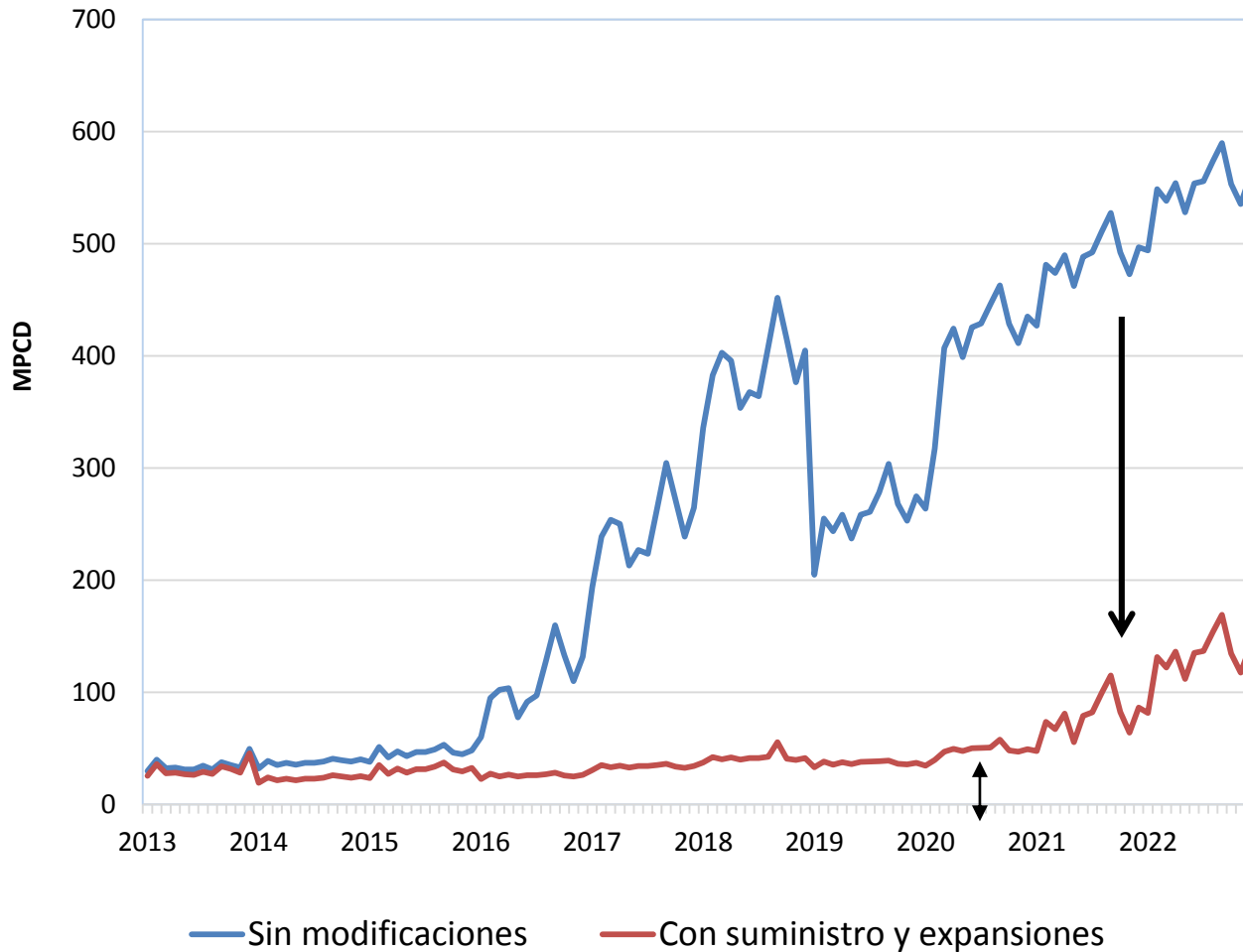
Ampliaciones propuestas mediante compresión y loops



† Santo Domingo, Morichal, Tocaría, Rancho Hermoso, Ramiquí, Pauto-Floreña y La Casona.
 †† Yarigui – Cantagallo, Gala, Llanito, Lisama – Nutria, Tesoro – Peroles, El Centro y La Cira Infantas.

† Santo Domingo, Morichal, Tocaría, Rancho Hermoso, Ramiquí, Pauto-Floreña y La Casona.
 †† Yarigui – Cantagallo, Gala, Llanito, Lisama – Nutria, Tesoro – Peroles, El Centro y La Cira Infantas.

Reducción del desabastecimiento esperado



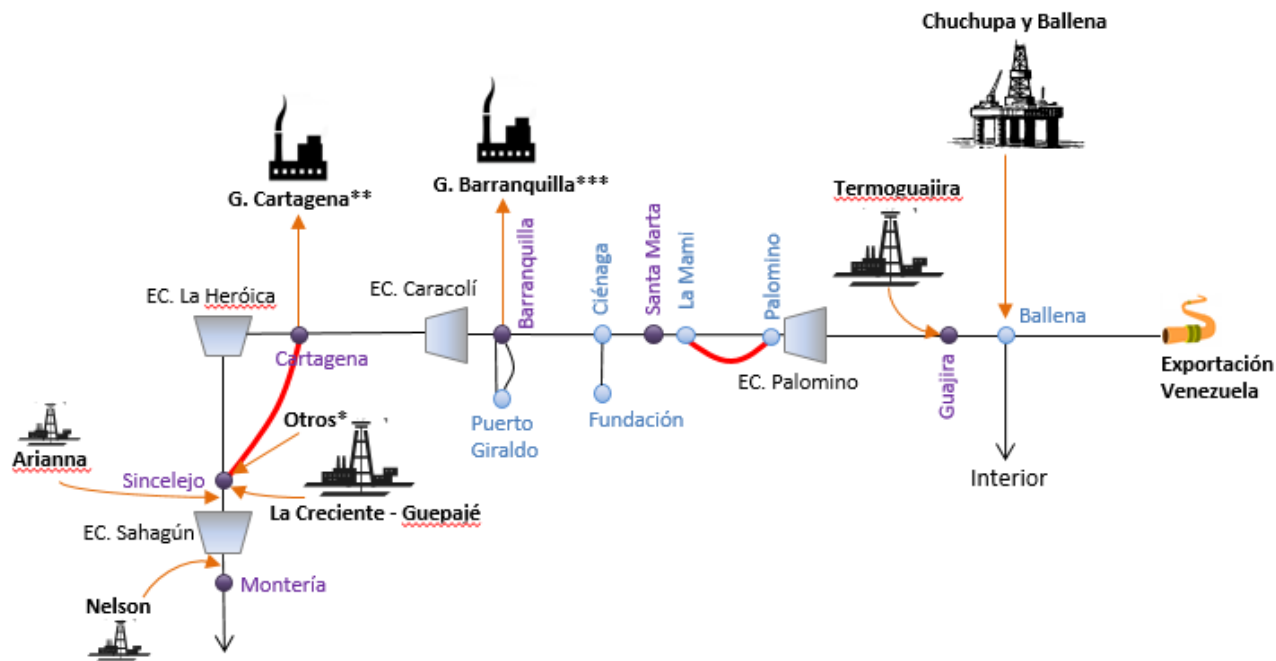
El desabastecimiento esperado se reduce gracias a la disponibilidad de la planta de regasificación y las ampliaciones de la capacidad de transporte.

El desabastecimiento que persiste corresponde al ocasionado por las fallas programadas y eventos de fuerza mayor.

El incremento observado a partir de 2021 requeriría una nueva fuente de suministro.

SISTEMA COSTA

Inversiones en confiabilidad (gasoductos redundantes)



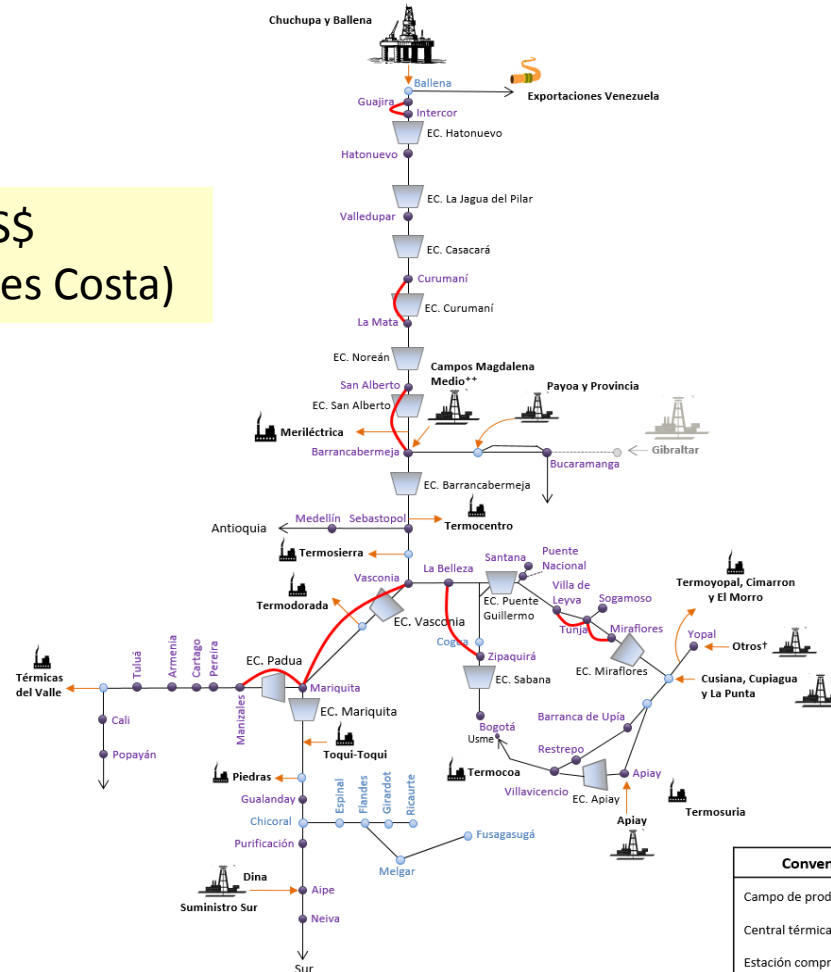
* Mamey, Bonga, Cañaflecha y Katana.
 ** Cartagena, Proeléctrica y Termocandelaria.
 *** Barranquilla, Flores y Tebsa.

Convenciones	
Campo de producción	
Central térmica	
Estación compresora	
Nodo de demanda	

SISTEMA INTERIOR

Inversiones en confiabilidad (gasoductos redundantes)

902,7 MUS\$
 (Incluye inversiones Costa)

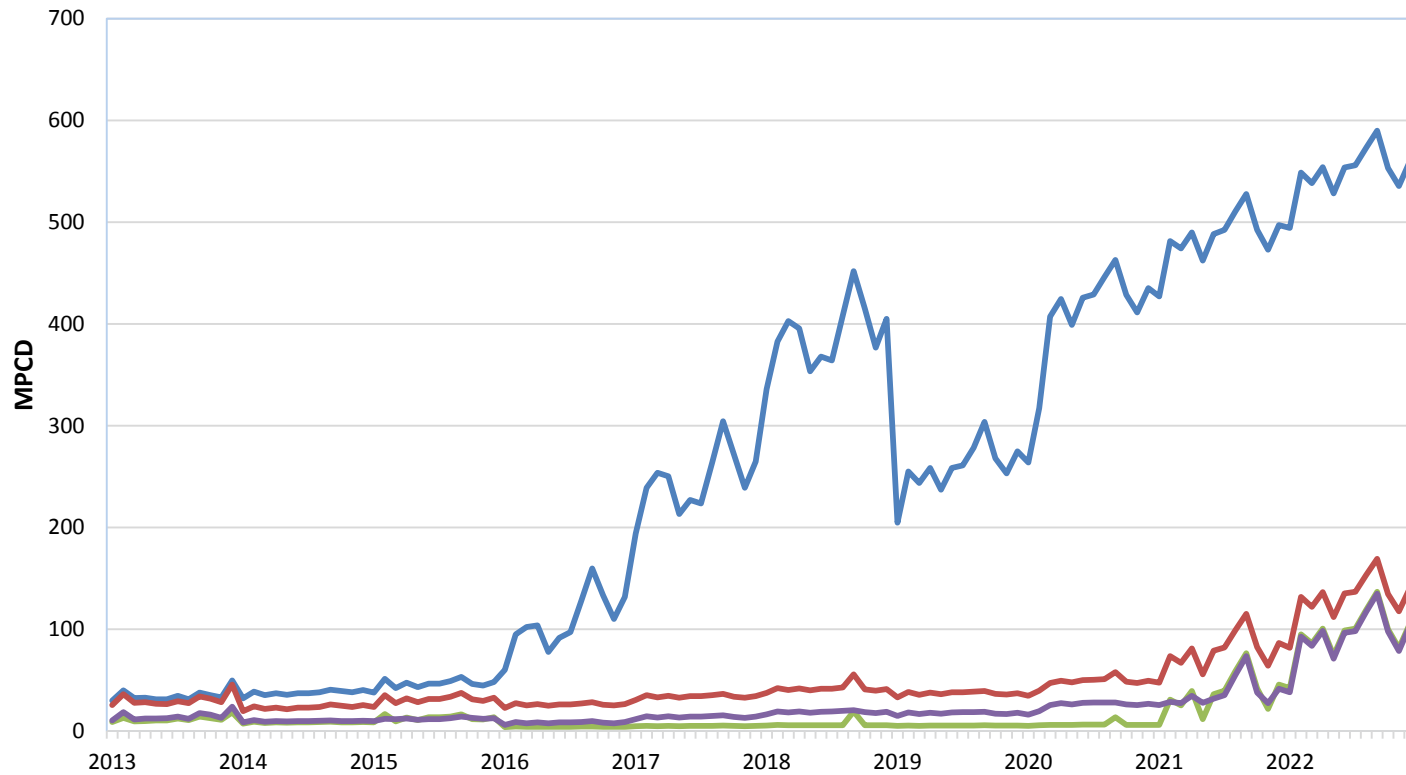


Se proponen gasoductos redundantes en tramos con flujo desatendido por efectos de fallas programadas y eventos de fuerza mayor.

† Santo Domingo, Morichal, Tocaría, Rancho Hermoso, Ramiquí, Pauto-Floreña y La Casona.
 †† Yariguí – Cantagallo, Gala, Llanito, Lisama – Nutria, Tesoro – Peroles, El Centro y La Cira Infantas.

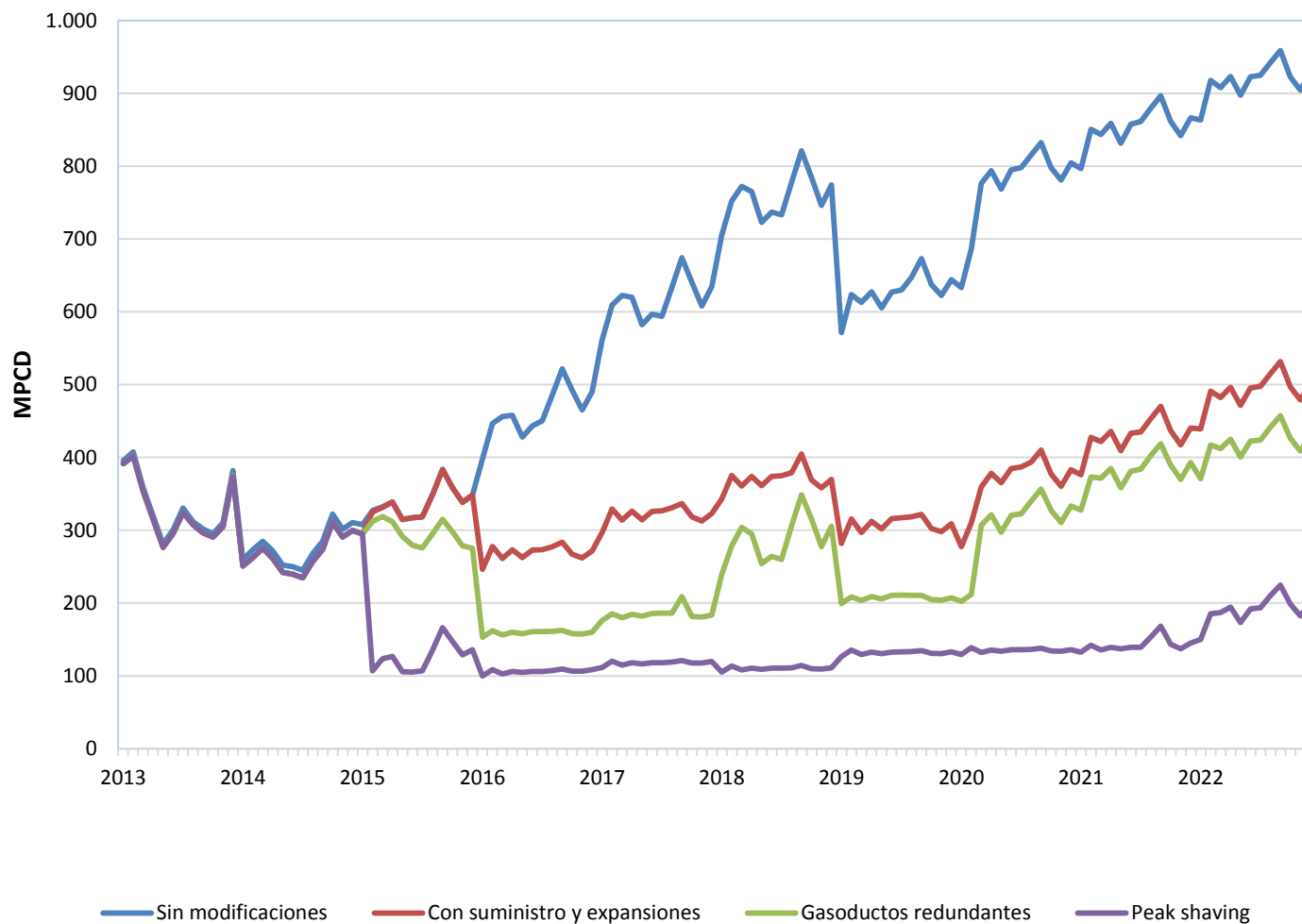
Conveniones	
Campo de producción	
Central térmica	
Estación compresora	
Nodo de demanda	
2014	2018
2015	2019
2016	2020
2017	2021

Reducción del desabastecimiento esperado por aumento en confiabilidad

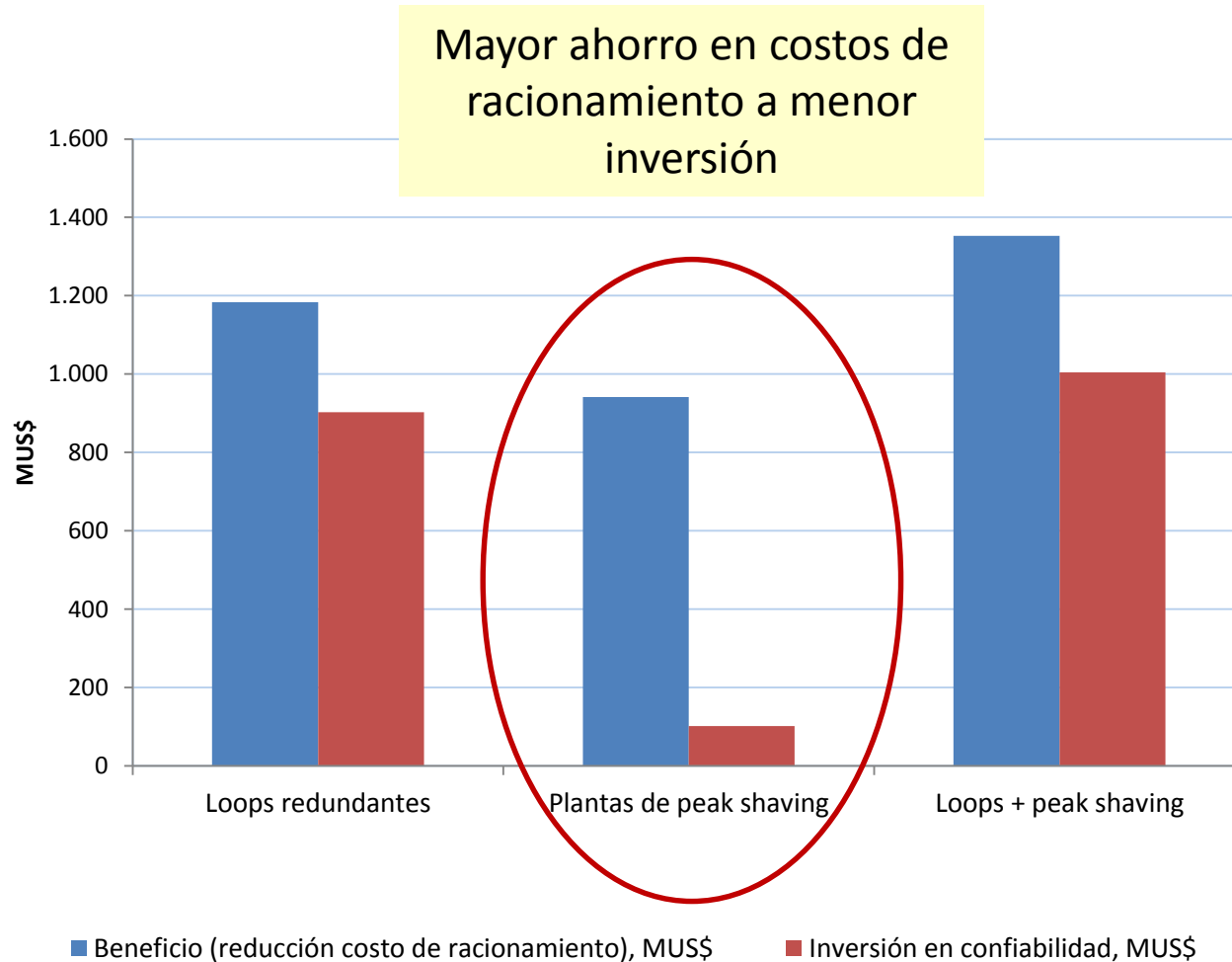


- Sin modificaciones
- Con suministro y expansiones
- Gasoductos redundantes
- Con peak shaving

Reducción del desabastecimiento esperado – análisis peor caso



Comparación alternativas para aumentar confiabilidad



Además, las plantas de *peak shaving* ofrecen mayor seguridad de suministro frente al *pero caso*.

El plan propone las siguientes acciones para asegurar a menor costo el abastecimiento de gas, en caso de contar con oferta baja (declaración de producción) para atender la demanda media estimada para los próximos 10 años:

- Planta de regasificación de Cartagena de 400 MPCD a partir de 2016. Ajustes en la infraestructura para transportar el gas importado a los centros de consumo. Disponibilidad de gas importado no solo para atención de la demanda térmica.
- Nueva fuente de suministro disponible a partir de 2021.
- Expansión del sistema de transporte mediante loops y compresores (576,6 MUS\$).
- Plantas de *peak shaving* en Bogotá y Cali (102 MUS\$), con el fin de aumentar la confiabilidad en términos de reducción del desabastecimiento ocasionado por fallas programadas y no programadas.

- Diversificar fuentes de suministro: actividades de exploración y producción (yacimientos no convencionales y offshore), planta de regasificación en el pacífico y/o abastecimiento integrado de gas combustible (gas natural y GLP).
- Promover investigación y desarrollo sobre yacimientos no convencionales (aspectos técnicos y ambientales).
- Definir una metodología de remuneración de la actividad de transporte que permita la expansión oportuna y confiable del sistema de transporte, de manera que se pueda contar con la infraestructura necesaria para atender la demanda.
- Definir responsables y alternativas de financiación de las inversiones en confiabilidad.
- Acompañar los esfuerzos por asegurar el abastecimiento de gas con acciones tendientes a promover el consumo y desarrollo de nuevos mercados.

5.6. Plan Nacional de Ordenamiento Minero - PNOM

6. Presentación sobre fuentes de financiación alternativas para la UPME

6.1. Fuentes alternas de financiación

6.2. Fuentes de financiación actuales

6.3. Venta de estudios – Financiación en el corto plazo

6.4. Generación de otros recursos internos

6.1. Fuentes alternas de financiación

- La fuente primaria de recursos financieros del presupuesto seguirá siendo la establecida en el Decreto 1258 de 2013. (Ecopetrol, ISA, FEN y ANM).
- Cada alternativa tiene sus pros y contras. Se ha evaluado su pertinencia, legalidad, capacidad de generación financiera, coyuntura económica y política sectorial.
- Se propone una combinación de alternativas para financiar el presupuesto de la UPME

Requerimientos financieros de la UPME (\$MM)		
	2015	2016
Funcionamiento	\$ 13.887	\$ 20.000
Inversión	\$ 21.350	\$ 20.000
Total Presupuesto	\$ 35.237	\$ 40.000

ALTERNATIVA	RECAUDO ESPERADO	BREVE DESCRIPCIÓN	
DERECHOS ECONOMICOS HIDROCARBUROS	8.974	% sobre los derechos economicos que ingresan a la ANH anualmente por precios altos, uso del subsuelo, participación en la producción y transferencia tecnológica.	
INGRESO POR TARIFA	ENERGIA ELECTRICA	16.170	Cobro de un porcentaje de la producción de energía eléctrica anual. Cobro a los generadores, transmisores y distribuidores en diferentes %.
	GAS NATURAL (TRANSPORTE)	3.600	Cobro por el transporte de cada pie cubico de gas natural.
	LIQUIDOS (TRANSPORTE)	3.240	Cobro por el transporte de cada barril de combustible liquido (Gasolina, Diesel, jet fuel, gas propano).
CONVOCATORIAS	3.002	Recaudo por el cobro de un porcentaje sobre el total de recursos ofertados por los proponentes en los procesos de selección para los proyectos de transmisión.	
ESTUDIOS DE CONEXIÓN AL SIN	217	Cobro de una tarifa establecida por la UPME a solicitudes de conexión al SIN. Tres tipos de solicitudes diferentes: i) Incremento de Activos STR Nivel 4, ii) Demanda y, iii) Generación (hidroeléctrica, térmica y, PCH).	
ESTUDIO DE LOS PROYECTOS DE FONDOS	1.108	Cobro % sobre la conceptualización de la viabilidad técnica y financiera de los proyectos de inversión para ser financiados a través de los fondos.	
TOTAL RECAUDO	36.311		

6.2. Fuentes de financiación actuales

Decreto 1258 de 2013 – Estructura de la UPME:

CAPITULO IV

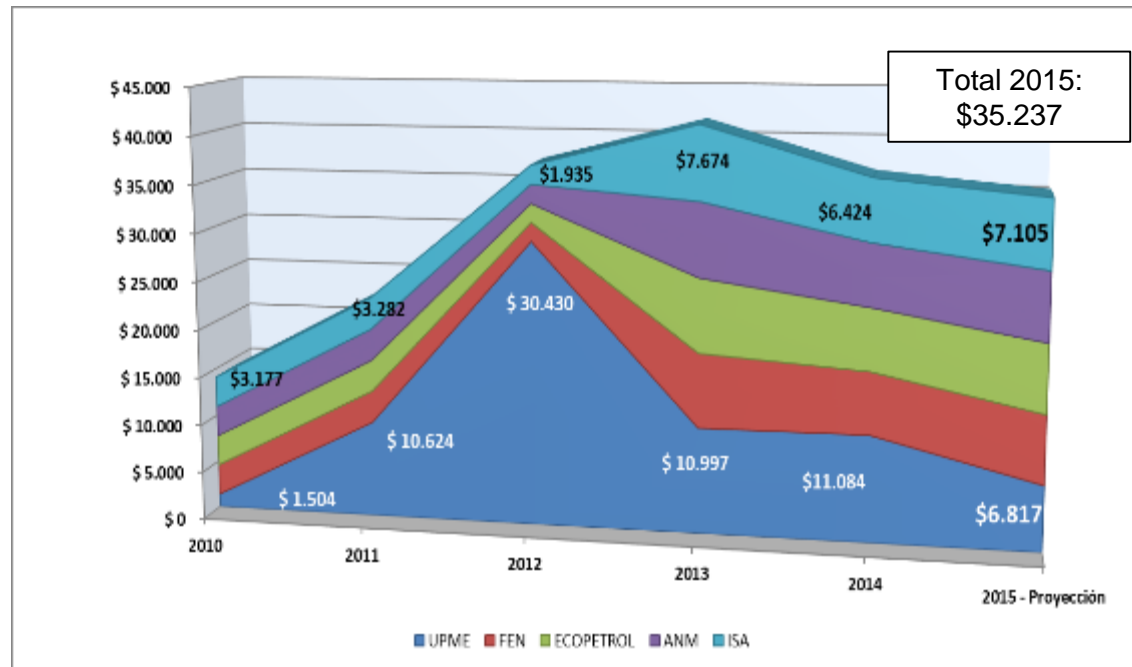
RÉGIMEN PRESUPUESTAL

ARTICULO 18. RÉGIMEN PRESUPUESTAL.

El presupuesto de la Unidad Administrativa Especial de Planeación Minero Energética - UPME, hará parte del Presupuesto General de la Nación y será presentado al Ministerio de Hacienda y Crédito Público-Dirección General del Presupuesto Público Nacional para su estudio.

PARÁGRAFO. Este presupuesto será sufragado por Ecopetrol S.A., o quien haga sus veces; por la Agencia Nacional de Minería, ANM o quien haga sus veces; por Financiera de Desarrollo Nacional S.A., o quien haga sus veces; y, por Interconexión Eléctrica S.A., ISA, o quien haga sus veces, por partes iguales. Estas entidades quedan facultadas para apropiar de sus respectivos presupuestos las partidas correspondientes.

Fuentes de financiación UPME



- Cifras en \$ millones - Precios corrientes
- El valor representado en letra negra corresponde al monto individual de cada empresa aportante
- El aporte con recursos propios por \$6.817 millones es aproximado, aún no ha sido validado por las autoridades.

6.3. Venta de estudios – Financiación en el corto plazo

Resolución 180159 de 2003, el MME asignó a diferentes ministerios y entidades públicas del orden nacional, el conjunto de activos que le correspondieron a la Nación, como resultado de la reducción de capital aprobada en febrero de 2000 por la Asamblea General de Accionistas de ISAGEN S.A. E.S.P.

De dicho proceso le fueron asignados a la Unidad de Planeación Minero Energética-UPME, diversos estudios técnicos de factibilidad de futuros proyectos hidroeléctricos y térmicos.



- Los activos se registran en la UPME por un valor en libras de \$25.399 millones.
- Se inició un proceso de venta de algunos activos en la presente vigencia.
- Se consideran recursos de corto plazo por que su venta debería darse en el 2014 y su ejecución en 2015 o 2016.
- Son recursos financieros limitados, propios de la UPME. Disminuyen el monto anual de las empresas aportantes.

6.4. Generación de otros recursos internos

Decreto 1258 de 2013 – Estructura de la UPME:

CAPITULO I NATURALEZA JURÍDICA, DOMICILIO, OBJETO, FUNCIONES Y RECURSOS

ARTICULO 4, Numeral 23. Prestar servicios técnicos de planeación y asesoría y **cobrar por ellos**, de conformidad con lo señalado en el literal i) del artículo 16 de la Ley 143 de 1994.



Se tiene contemplada la alternativa de realizar internamente, o, a través de subcontratación, la prestación de servicios técnicos que le permitan a la UPME generar recursos financieros.

Esta alternativa aún no se ha evaluado a profundidad y su implementación se podría hacer en el mediano plazo.

7. Proposiciones y varios

GRACIAS
www.upme.gov.co



MinMinas
Ministerio de Minas y Energía

**PROSPERIDAD
PARA TODOS**