

Consejo Directivo 03-2013

Unidad de Planeación Minero Energética- UPME

14 de marzo de 2013



MinMinas
Ministerio de Minas y Energía

**PROSPERIDAD
PARA TODOS**

1. Asuntos pendientes e informe de avance
2. Actividades en desarrollo – Planeación
 - 2.1 Plan nacional de ordenamiento minero
 - 2.2 Plan de abastecimiento de gas natural
 - 2.3 Plan de expansión de generación y transmisión
 - 2.4 PIEC – Índice de cobertura
3. Actividades en desarrollo – Gestión
 - 3.1 Construcción de obras de transmisión
 - 3.2 Evaluación de proyectos de Fondos
 - 3.3 Precios de energía eléctrica – Informe de avance
4. Actividades en desarrollo – Información
5. Ejecución presupuestal 2013
6. Plan de mejoramiento - CGR

1. Asuntos pendientes

- 1.1 Estatutos
- 1.2 Compra y adecuación de la sede
- 1.3 Proyecto de modernización
 - 1.3.1 Provisión de cargos
 - 1.3.2 Rotación de personal
 - 1.3.3 Referenciamiento salarial
 - 1.3.4 Rol de Área de demanda
- 1.4 Manual de contratación

UPME
**“UNIDAD ADMINISTRATIVA
ESPECIAL”**

Ley 489 de 1998: Sujeción al régimen jurídico contenido en la ley que las crea y en lo previsto por ella, al de los establecimientos públicos

Ley 1362 de 2009: Creó dentro de la estructura orgánica de la UPME, Consejo Directivo, mediante el **Decreto 2587 de 2012** se reglamentó.

Antecedentes Legislativos: Mecanismo especializado de carácter técnico en el marco de la cual se coordina la planeación sectorial.

DAFP y Minhacienda: Funciones establecidas en la ley 489 de 1998: “Proponer al Gobierno Nacional las modificaciones de la estructura orgánica que consideren pertinentes y adoptar los estatutos internos de la entidad..”

Naturaleza Jurídica, Objetivo y Funciones

Órganos de Dirección y Administración

Estructura, Régimen de personal, Patrimonio

Control Administrativo

Régimen Jurídico de los Actos y Contratos

1.2 Compra y adecuación de la sede

Compra :

- Se suscribió escritura pública la cual fue sometida a registro.

Adecuación:

- Se están realizando todos los diseños, presupuestos y demás condiciones necesarias para iniciar el proceso de convocatoria pública. Pendiente reunión para tratar el tema de la “mini smart grid” que se propuso en la reunión con el grupo Endesa.
- El cronograma trazado se esta cumpliendo regularmente, el cual tiene como meta que la UPME estará operando en la nueva sede en Julio de 2013.



1.3.1. Proyecto de modernización

Provisión de cargos

SITUACION ADMINISTRATIVA DE LOS EMPLEOS DE LA PLANTA DE PERSONAL FECHA DE CORTE: MARZO DE 2013

| CLASE DE LOS EMPLEOS | TOTAL EMPLEOS | PROVISTOS | VACANTES | CON DERECHOS DE CARRERA | PROVISIONALES |
|------------------------|---------------|-----------|----------|-------------------------|---------------|
| LIBRE NOMBRAMIENTO | 13 | 11 | 2 | 0 | 0 |
| CARRERA ADMINISTRATIVA | 53 | 51 | 2 | 28 | 23 |
| TOTALES | 66 | 62 | 4 | 28 | 23 |

Los cargos de Libre Nombramiento y Remoción (LNR) son **Subdirectores de Energía y Minería**. Se han estudiado varias hojas de vida y adelantado procesos de selección que no han culminado exitosamente, principalmente por aspectos salariales.

Los cargos de carrera son **Asesor Código 1020 Grado 09**, Subdirección de Información. Se adelantó el proceso y la persona seleccionada no aceptó. Se reinició el proceso.

Profesional Especializado, código 2028 grado 20, Grupo de Demanda, esta en proceso de selección. 5 funcionarios con opción prevalente.

Rotación de personal

INDICE DE ROTACION DE PERSONAL UPME

| | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | CONSOLIDADO |
|----------------------------------|--------------|------|------|--------------|-------------|
| FUNCIONARIOS PLANTA | 66 | 66 | 66 | 66 | 66 |
| FUNCIONARIOS EN EJERCICIO | 59 | 58 | 63 | 56 | |
| RETIROS | 11 | 5 | 5 | 12 | 33 |
| INDICE DE ROTACION | 18,6% | 8,6% | 7,9% | 24,4% | 50% |

En los últimos 5 años, se han presentado las siguientes rotaciones a nivel directivo:

- Dirección General: 4 directores diferentes.
- Secretaría General: 6 secretarios generales diferentes (incluidos 2 encargos).
- 3 Subdirecciones: 11 funcionarios (incluidos encargos). Uno continúa vacante.

Referenciamiento salarial*

Presentación comparativa de la asignación básica de la UPME frente a otras entidades del sector:

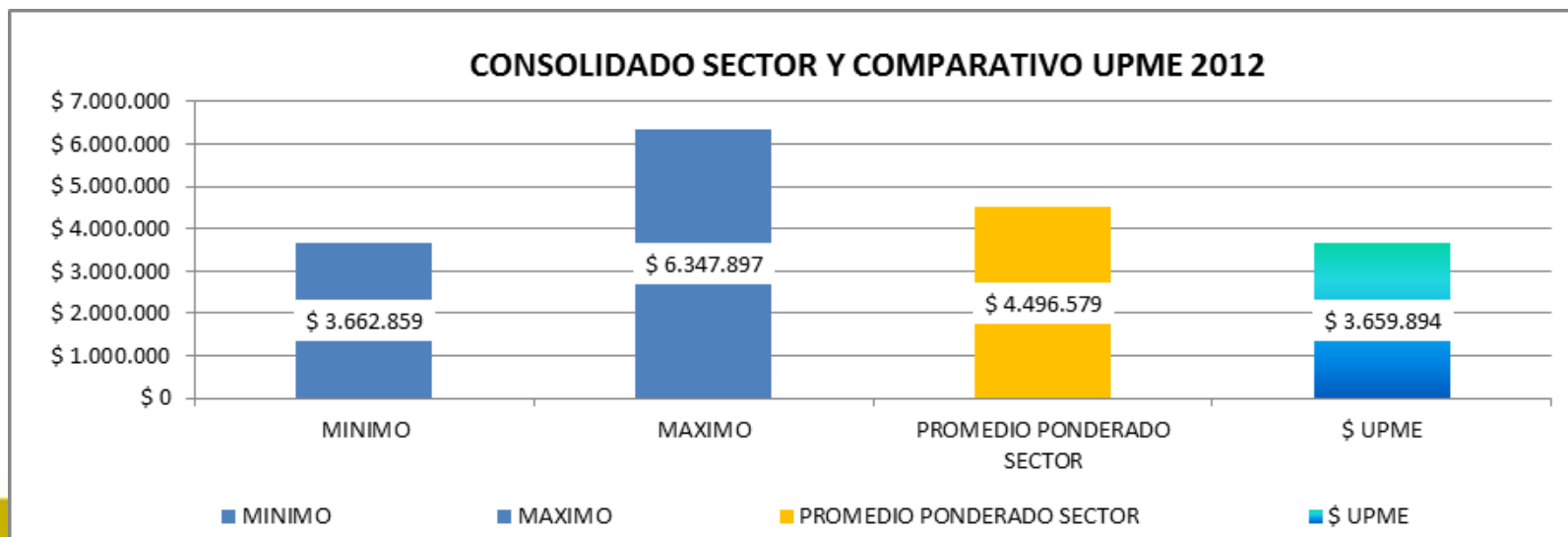
- Comparaciones de la UPME frente las siguientes entidades: MME, CREG, ANH, ANM, IPSE.
- Debido a que el Gobierno Nacional fija las asignaciones básicas salariales según nivel jerárquico y grado en las organizaciones mediante decreto, se optó por hacer comparaciones de los promedios ponderados para los diferentes niveles jerárquicos de las entidades analizadas.
- Se analizaron 705 cargos distribuidos en 4 niveles jerárquicos de comparación: directivo primer nivel, directivo segundo nivel, asesor y profesional.
- Revisión salarial de la UPME en dos escenarios: “actual” y “modernizada”.

*Fuente de información primaria: Decreto 044 de 1999, Decreto 258 de 2012, Decreto 511 de 2012, Decreto 766 de 2012, Decreto 853 de 2012, Decreto 922 de 2012, Decreto 1128 de 2012, Decreto 2584 de 2012, información del MME, información interna de la UPME

1.3.3 Proyecto de modernización – Referenciamiento salarial

Comparación UPME actual frente al sector por nivel jerárquico

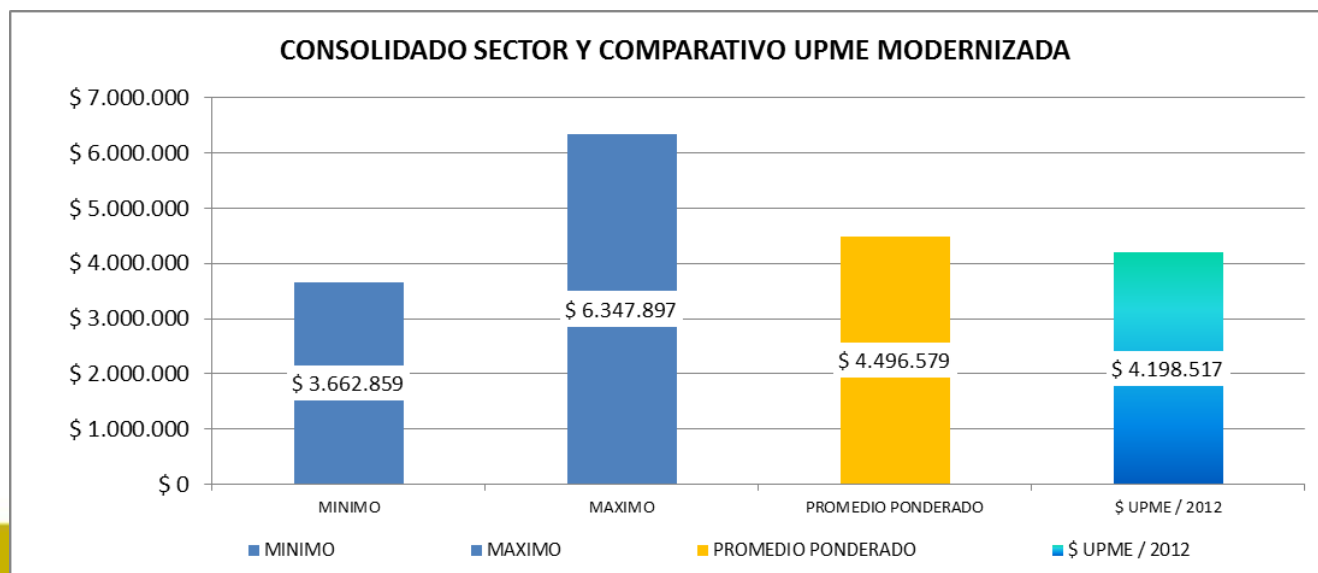
| NIVEL JERARQUICO | MUESTRA # ENTIDADES | MUESTRA # FUNCIONARIOS | CONSOLIDADO SECTOR Y COMPARATIVO UPME 2012 | | | | | UBICACIÓN % UPME EN EL SECTOR |
|-----------------------------------|---------------------|------------------------|--------------------------------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|-------------------------------|
| | | | MINIMO | MAXIMO | PROMEDIO SIMPLE | PROMEDIO PONDERADO | \$ UPME | |
| DIRECTIVO PRIMER NIVEL | 5 | 9 | \$ 6.009.520 | \$ 14.437.724 | \$ 10.592.878 | \$ 8.555.830 | \$ 6.553.250 | 77% |
| DIRECTIVO SEGUNDO NIVEL | 4 | 24 | \$ 5.842.185 | \$ 12.534.106 | \$ 8.923.925 | \$ 8.308.473 | \$ 4.260.338 | 51% |
| ASESORES | 5 | 187 | \$ 5.407.742 | \$ 6.954.905 | \$ 6.183.802 | \$ 6.499.106 | \$ 5.086.505 | 78% |
| PROFESIONALES | 4 | 485 | \$ 3.143.138 | \$ 4.650.643 | \$ 3.640.188 | \$ 3.460.515 | \$ 3.145.124 | 91% |
| PROMEDIO GLOBAL DE LA UPME | 5 | 705 | \$ 3.662.859 | \$ 6.347.897 | \$ 4.830.313 | \$ 4.496.579 | \$ 3.659.894 | 81% |



1.3.3 Proyecto de modernización – Referenciamiento salarial

Comparación UPME propuesta frente al sector por nivel jerárquico

| | | | CONSOLIDADO SECTOR Y COMPARATIVO UPME MODERNIZADA | | | | | |
|----------------------------|-------------------|------------------------|---------------------------------------------------|---------------|-----------------|--------------------|----------------|-------------------------------|
| NIVEL JERARQUICO | MUESTRA # ENTIDAD | MUESTRA # FUNCIONARIOS | MINIMO | MAXIMO | PROMEDIO SIMPLE | PROMEDIO PONDERADO | \$ UPME / 2012 | UBICACIÓN % UPME EN EL SECTOR |
| DIRECTIVO PRIMER NIVEL | 5 | 9 | \$ 6.009.520 | \$ 14.437.724 | \$ 10.592.878 | \$ 8.555.830 | \$ 8.374.274 | 98% |
| DIRECTIVO SEGUNDO NIVEL | 4 | 24 | \$ 5.842.185 | \$ 12.534.106 | \$ 8.923.925 | \$ 8.308.473 | \$ 6.727.649 | 81% |
| ASESORES | 5 | 187 | \$ 5.407.742 | \$ 6.954.905 | \$ 6.183.802 | \$ 6.499.106 | \$ 6.105.651 | 94% |
| PROFESIONALES | 4 | 485 | \$ 3.143.138 | \$ 4.650.643 | \$ 3.640.188 | \$ 3.460.515 | \$ 3.790.421 | 110% |
| PROMEDIO GLOBAL DE LA UPME | 5 | 705 | \$ 3.662.859 | \$ 6.347.897 | \$ 4.830.313 | \$ 4.496.579 | \$ 4.198.517 | 93% |



1.3.3 Proyecto de modernización – Referenciamiento salarial

Comparación UPME actual frente a la UPME propuesta

| NIVEL JERARQUICO | UPME ACTUAL | | UPME PROPUESTA | | VARIACION % | |
|----------------------------|----------------|-------------------|----------------|-------------------|----------------|-------------------|
| | # FUNCIONARIOS | ASIGNACION BASICA | # FUNCIONARIOS | ASIGNACION BASICA | # FUNCIONARIOS | ASIGNACION BASICA |
| DIRECTIVO PRIMER NIVEL | 1 | \$ 6.553.250 | 1 | \$ 8.374.274 | 0,0% | 27,8% |
| DIRECTIVO SEGUNDO NIVEL | 4 | \$ 4.260.338 | 7 | \$ 6.727.649 | 75,0% | 57,9% |
| ASESORES | 10 | \$ 5.086.505 | 8 | \$ 6.105.651 | -20,0% | 20,0% |
| PROFESIONALES | 38 | \$ 3.145.124 | 91 | \$ 3.790.421 | 139,5% | 20,5% |
| PROMEDIO GLOBAL DE LA UPME | 53 | \$ 3.659.894 | 107 | \$ 4.198.517 | 101,9% | 14,7% |

1.3.4 Proyecto de modernización – Subdirección de Demanda

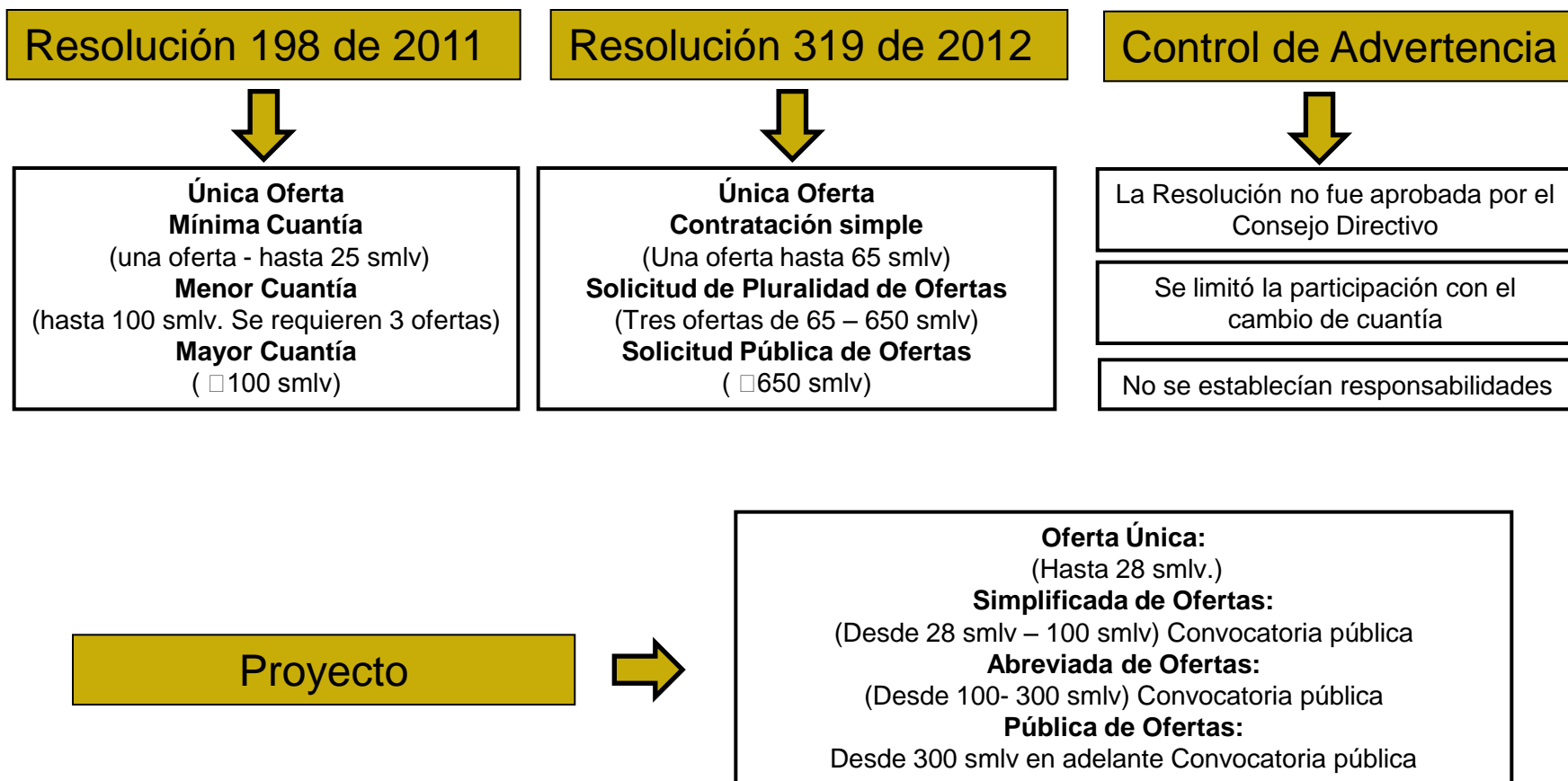


La Subdirección de Demanda es responsable del modelamiento del consumo energético nacional en relación al desarrollo económico, tecnológico y normativo nacional e internacional.

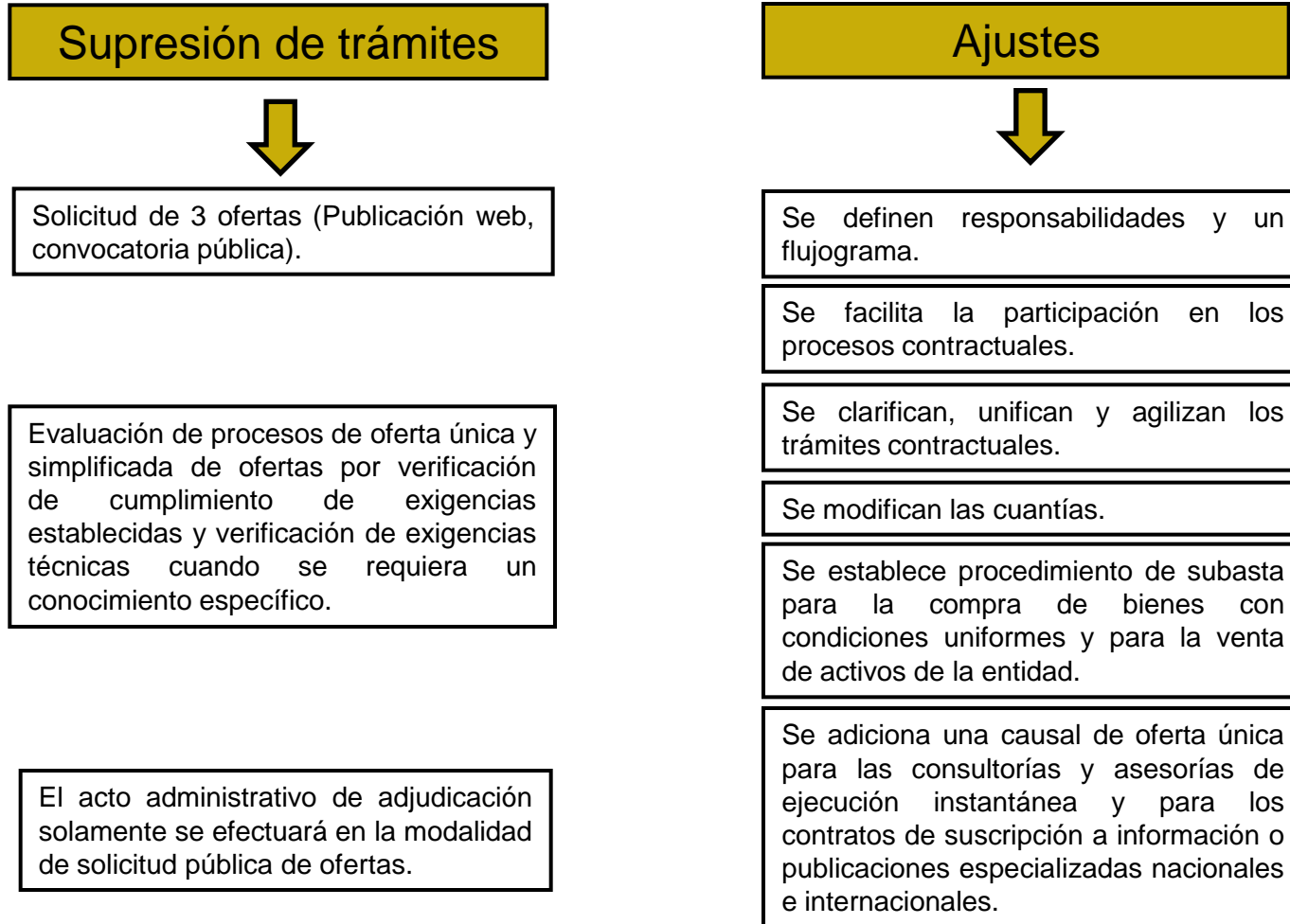
A partir de lo anterior, se determinan escenarios de prospectiva de demanda de los distintos energéticos a escala nacional, regional y sectorial.

Los productos de esta Subdirección son insumo para las demás áreas de la entidad y otros agentes sectoriales.

1.4 Antecedentes Manual de Contratación



1.4 Proyecto de Manual de Contratación





2. Actividades en desarrollo - Planeación

- 2.1 Plan Nacional de Ordenamiento Minero
- 2.2 Plan de abastecimiento de gas
- 2.3 Plan de expansión de generación y transmisión
- 2.4 PIEC – Índice de cobertura

¿Qué es un PNOM?

1. Lineamientos para la toma de decisiones sobre:

- Niveles admisibles de intervención minera por región.
- Evaluación de costos y beneficios sociales de proyectos mineros para determinar compensaciones y niveles de restablecimientos de servicios eco- sistémicos.

2. Arquitectura de coordinación entre diferentes actores públicos, privados y comunidades.

2.1 PNOM: Alcance y descripción

¿Qué no es un PNOM?

1. No es un conjunto de normas que puedan ser una barrera para restringir la actividad minera en áreas estratégicas del país, toda vez que:
 - Establece criterios y lineamientos conducentes a valorar la viabilidad de proyectos extractivos.
 - Permite identificar las áreas excluidas para tal fin (parques naturales nacionales, regionales, zonas de reserva forestal, ecosistemas de páramo y humedales incluidos en la convención Ramsar).
2. No es una EAE del territorio, toda vez que no se pretende aplicar este esquema metodológico para el desarrollo del PNOM, lo que se propone es encontrar los instrumentos para hacer compatible la actividad minera con el medio ambiente, identificando los criterios ambientales que se deben incorporar en el análisis de ordenamiento.

2.1 PNOM: Alcance y descripción

Fase I

- Diagnóstico y experiencias internacionales (agosto 2013):
16 capítulos encomendados a expertos de diversas afiliaciones y profesiones:
- Hoja de ruta para la elaboración del PNOM.
- Leyes y regulaciones existentes y aplicables.
- Lo sectorial, lo local y lo ambiental (instituciones, capacidades y competencias)
- El papel de la EAE.
- Rehabilitación de suelos y ecosistemas.
- Balance de la experiencia internacional.
- Caracterización y perspectivas del sector minero colombiano.
- Minería, comunidades, minorías; cultura de negociación y de responsabilidad corporativa.
- Conflictos mineros, áreas protegidas y de seguridad.
- Incidencia de la minería sobre la salud pública.
- Lineamientos socio demográficos y culturales.
- SIGs para toma de decisiones- Modelos conceptuales y lógicos en la planificación de los proyectos.

2.2 Plan de abastecimiento de gas natural 2013 - Generalidades



2.2 Contexto internacional

- Mayores reservas de gas natural en USA por la explotación de “Shale Gas”.
- Precio Henry Hub a la baja desde el año 2008 ocasionado por mayores inventarios de gas.
- Incertidumbre en precios - Henry Hub con tendencia a la baja - NBP y LNG Japón con tendencia al alza.
- Mayores consumos en USA asociado a sectores de generación de electricidad y petroquímico.
- Mercado más líquido de GNL, con características regionales y alta influencia de los costos de transporte.
- Tiempos de construcción de las plantas de GNL superiores a lo esperado.

2.2 Escenarios de oferta de gas natural

Supuestos:

Probabilidad de ocurrencia

- Escenario bajo - declaración de producción (reservas probadas)

90%

- Escenario medio – declaración de producción incluyendo 90% de reservas probables y posibles.

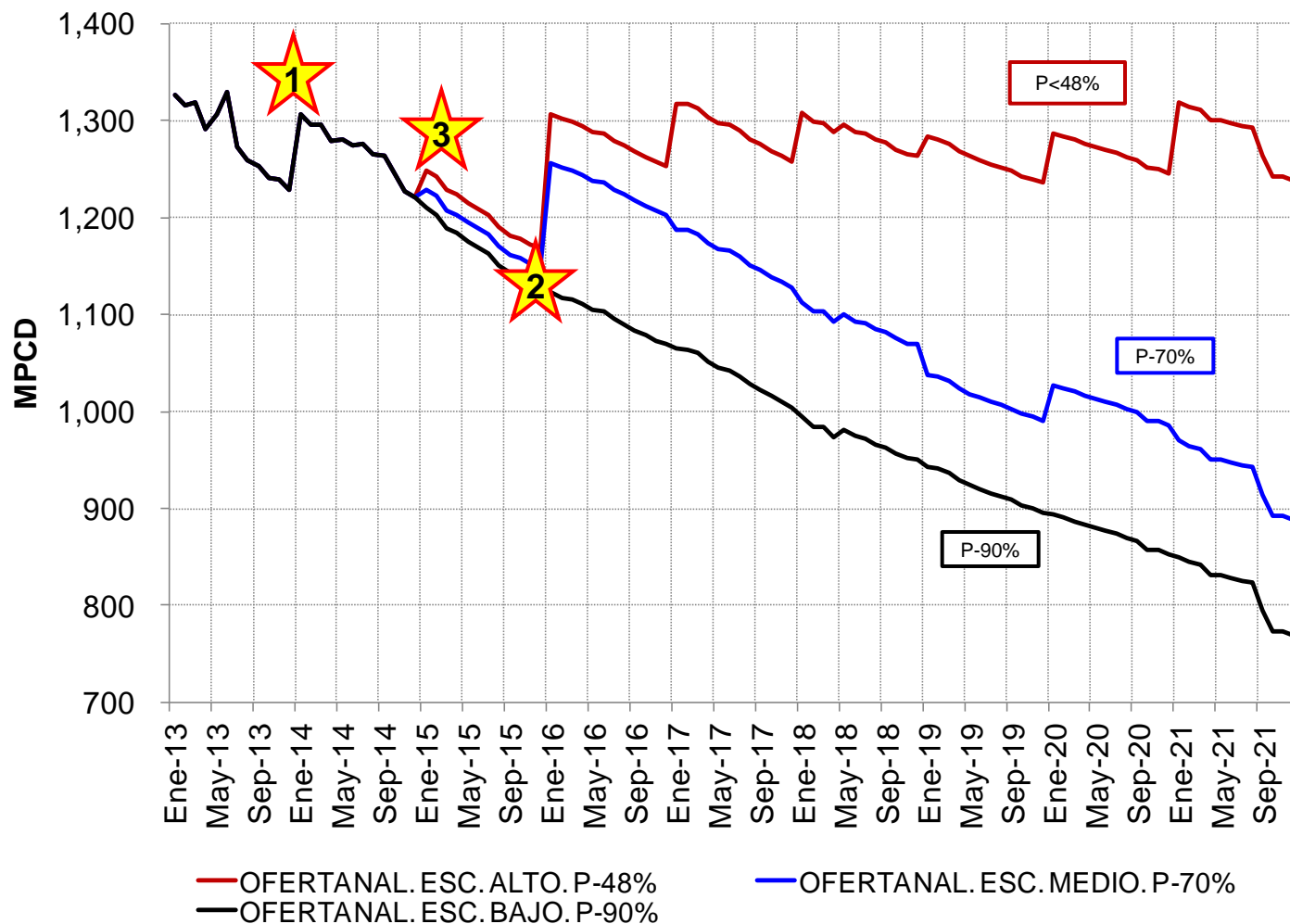
70%

- Escenario alto - escenario medio mas CBM y YTF.

< 48%

- En cada escenario se revisará la posibilidad de regasificación y de importaciones de Venezuela.

2.2 Escenarios de oferta de gas natural



1. Aumento producción Cupiagua en 70 MPCD - 2014.
2. Entrada de reservas probables y posibles Guajira – Cusiana – VMM.
3. Producción gas no convencional - CBM

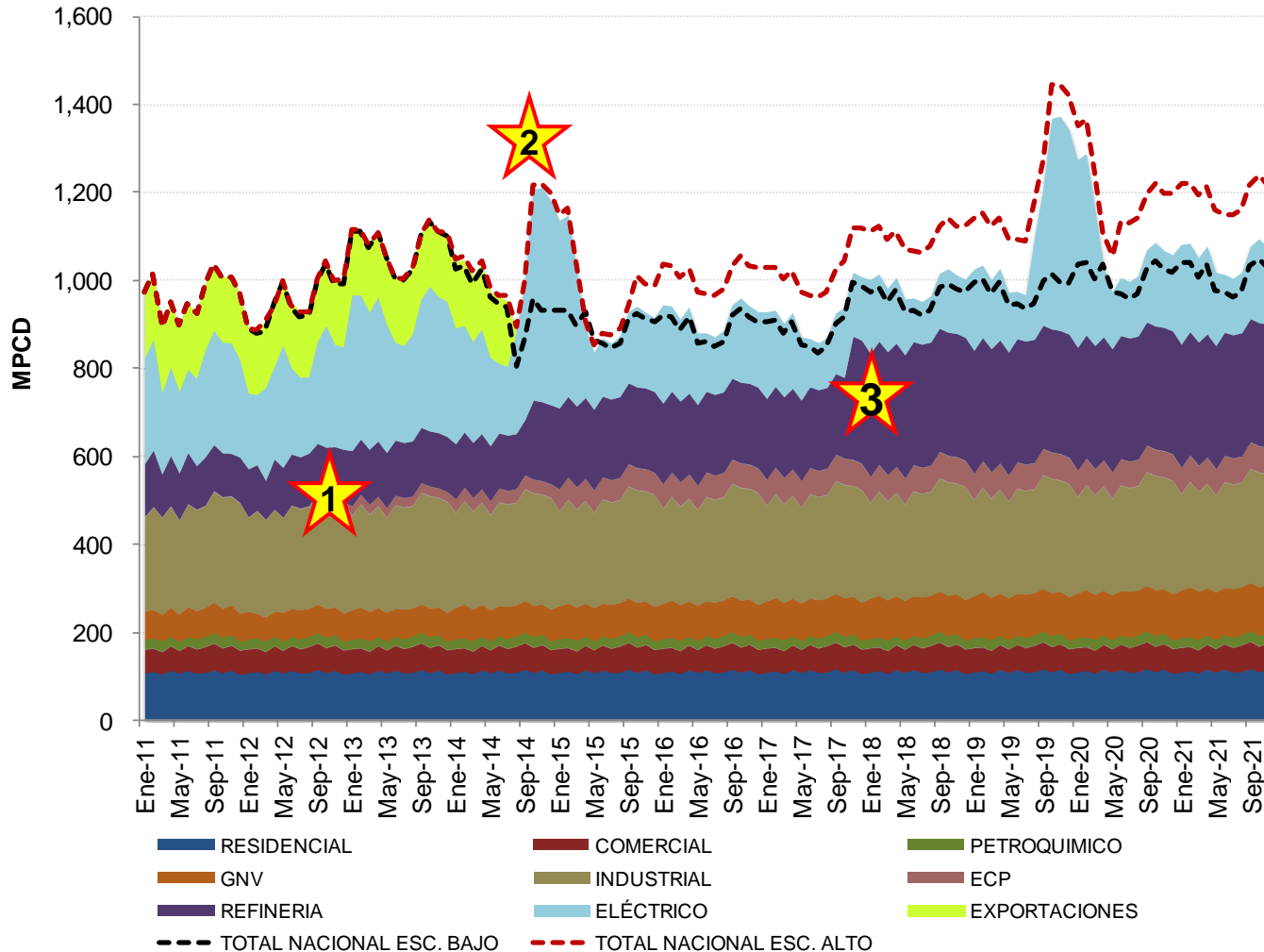
2.2 Escenarios de demanda de gas natural

Supuestos:

Tres escenarios de demanda para sectores de consumo

- Sectores residencial y comercial - driver el crecimiento esperado de la economía del país.
- Sector petroquímico crece con las tasas del PIB histórico para 2008 y 2009.
- Sector de refinería según información de Ecopetrol.
- Sector eléctrico - MPODE y precios según fuente energética.
- Sector de GNV - escenarios de participación en la matriz de transporte.
- Sector industrial estimación basada en la proyección del PIB - MHCP.

2.2 Escenarios de demanda de gas natural



→ Tasas de crecimiento:

- E. bajo 2.15%
- E. medio 2.56%
- E. alto 3.88%

→ Hitos demanda:

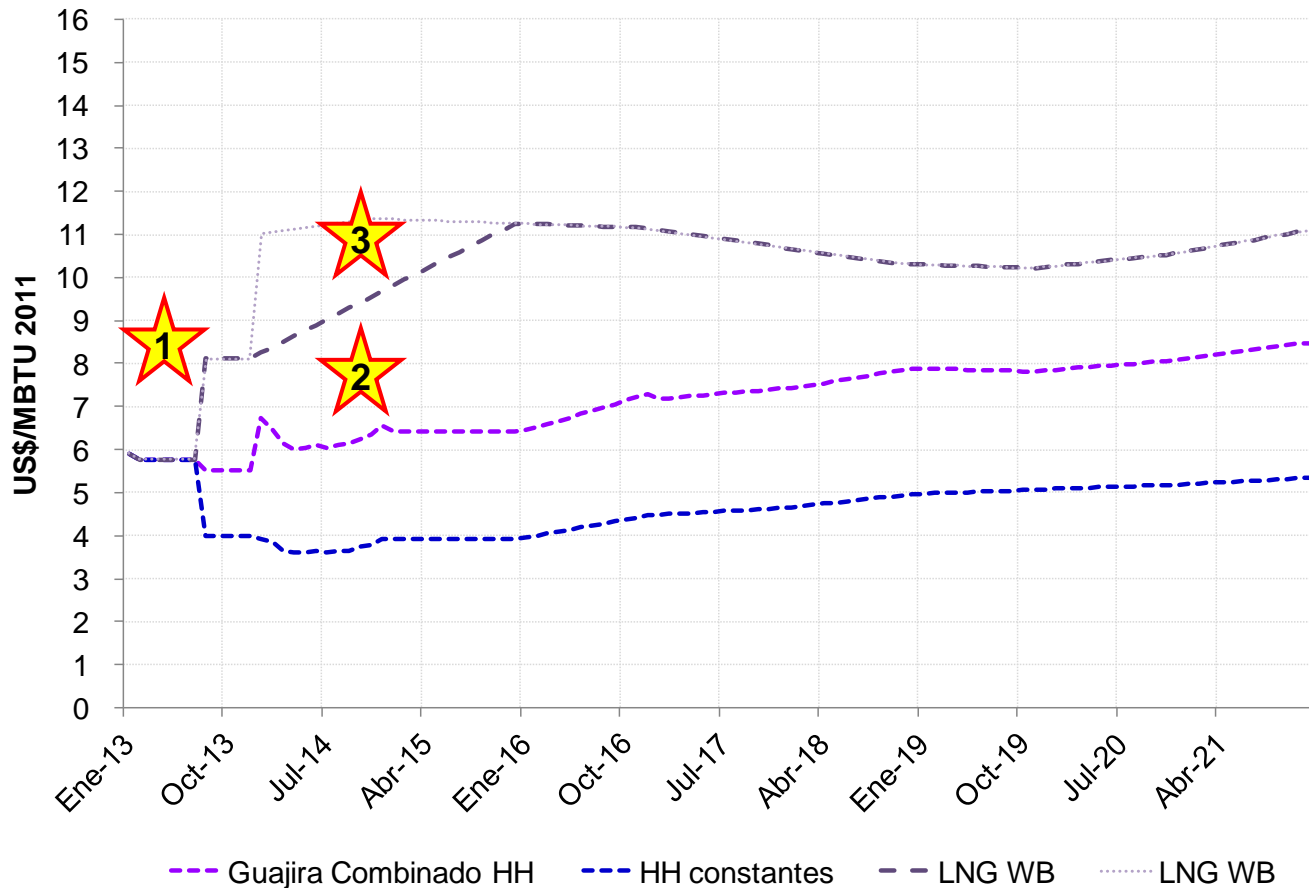
1. Consumos Ecopetrol Llanos.
2. Consumos Niño simulados y entrada REFICAR.
3. Consumos Refinería Barrancabermeja.

Supuestos:

- Liberalización de precios de entrada al sistema de transporte enero de 2014.
- Asignación de gas basado en esquemas de subastas para los diferentes usuarios.
- Precio de paridad de importación que brinde una señal para cubrir la demanda en caso de existir faltantes. Drivers usados Henry Hub, NBP y Fuel Oil No. 6
- Análisis netback que permita simular la competencia gas – gas de las fuentes del país.
- Se busca una señal de precios que brinde señales de largo plazo que permita la incorporación de reservas en el país.

2.2 Escenarios de precios de gas natural

Precio Gas Natural - Guajira

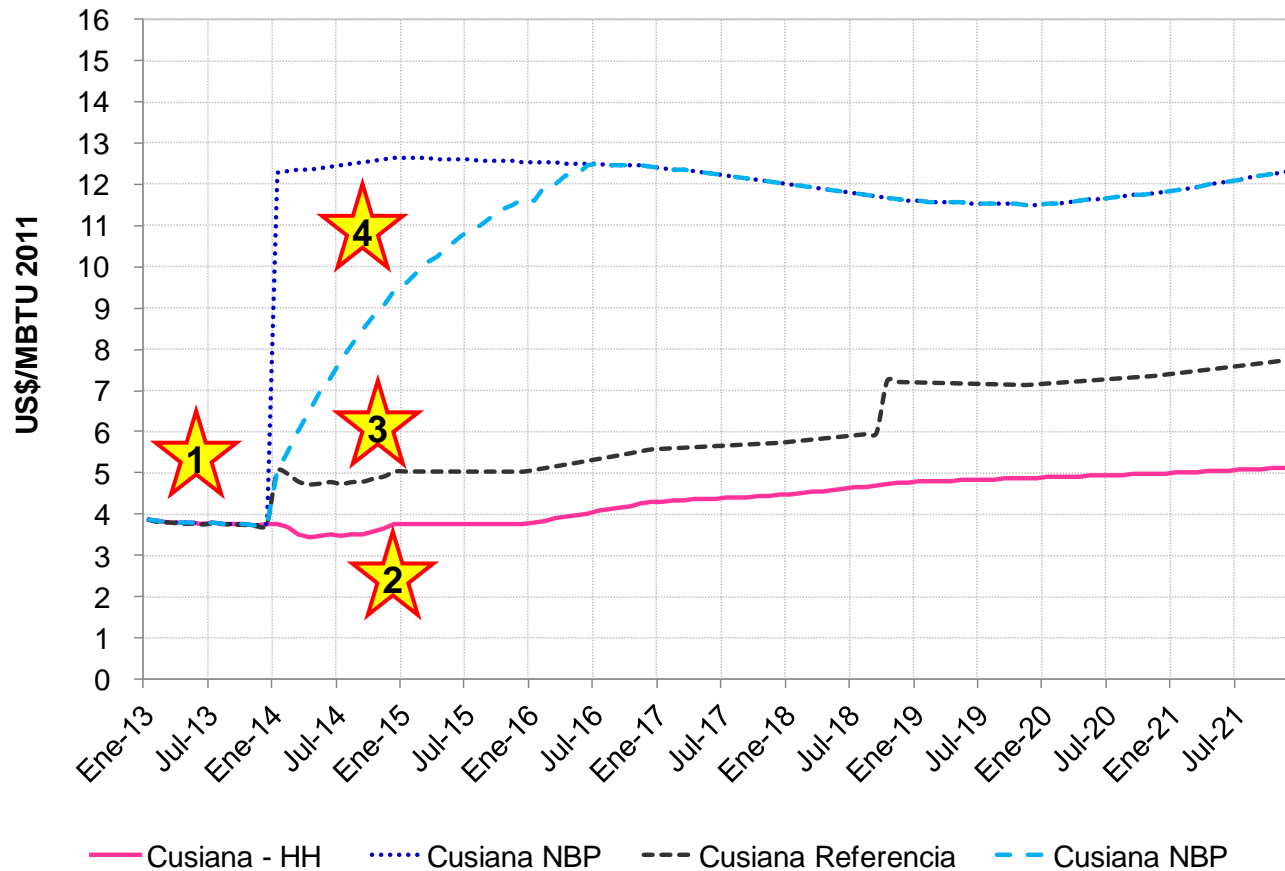


❖ Hitos Precio de Guajira:

1. Precio metodología regulada (corto plazo).
2. Tendencia del sustituto hasta 2018 donde se espera precio de paridad de importación con tendencia NBP.
3. Precio de paridad de importación con tendencia NBP.

2.2 Escenarios de precios de gas natural

Precio Gas Natural - Cusiana

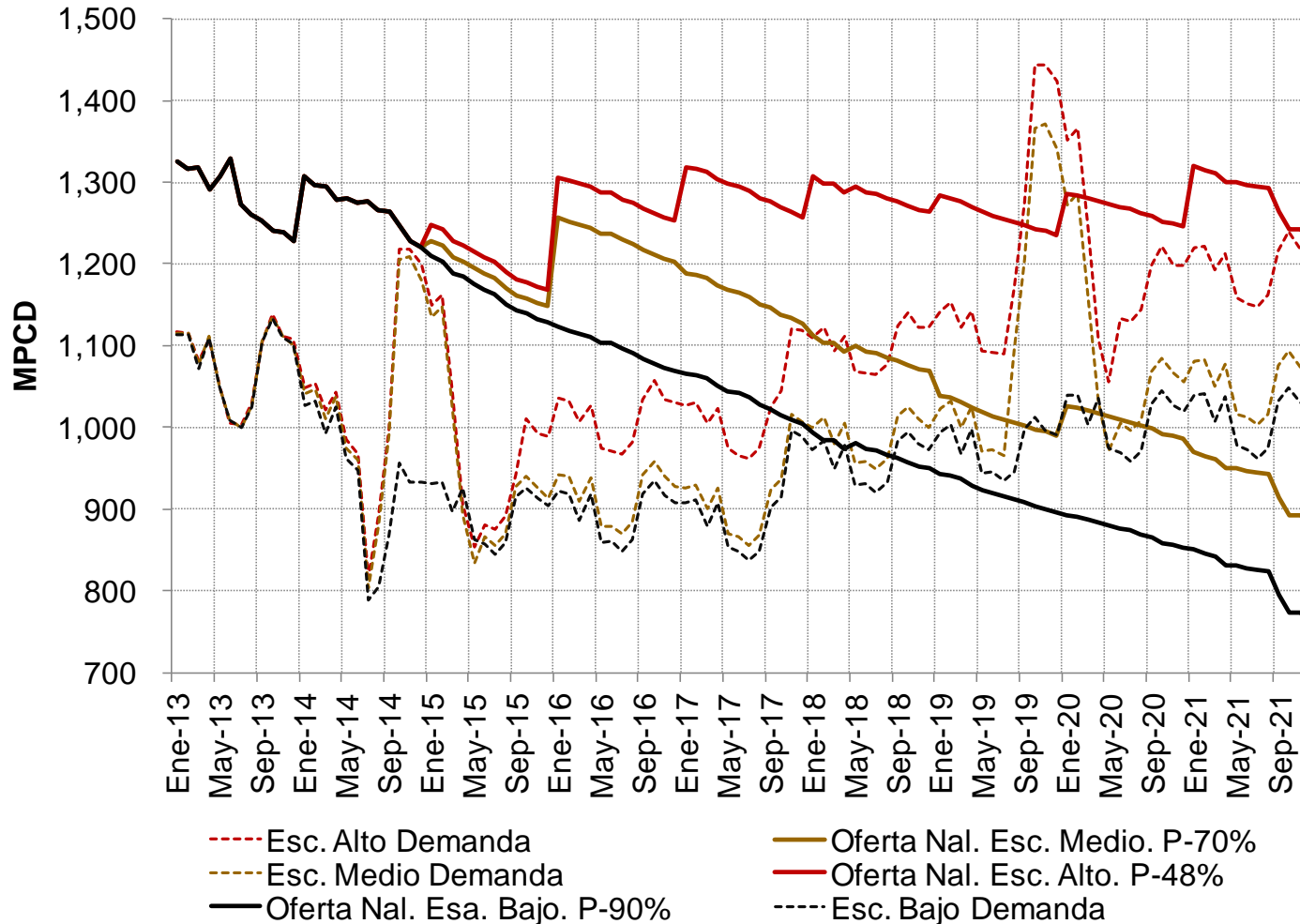


- **Metodología de Cálculo NETBACK**

$$P_{\text{Cusiana}} = P_{\text{Guajira}} + CT_{\text{ballena}} - CT_{\text{Cusiana}}$$

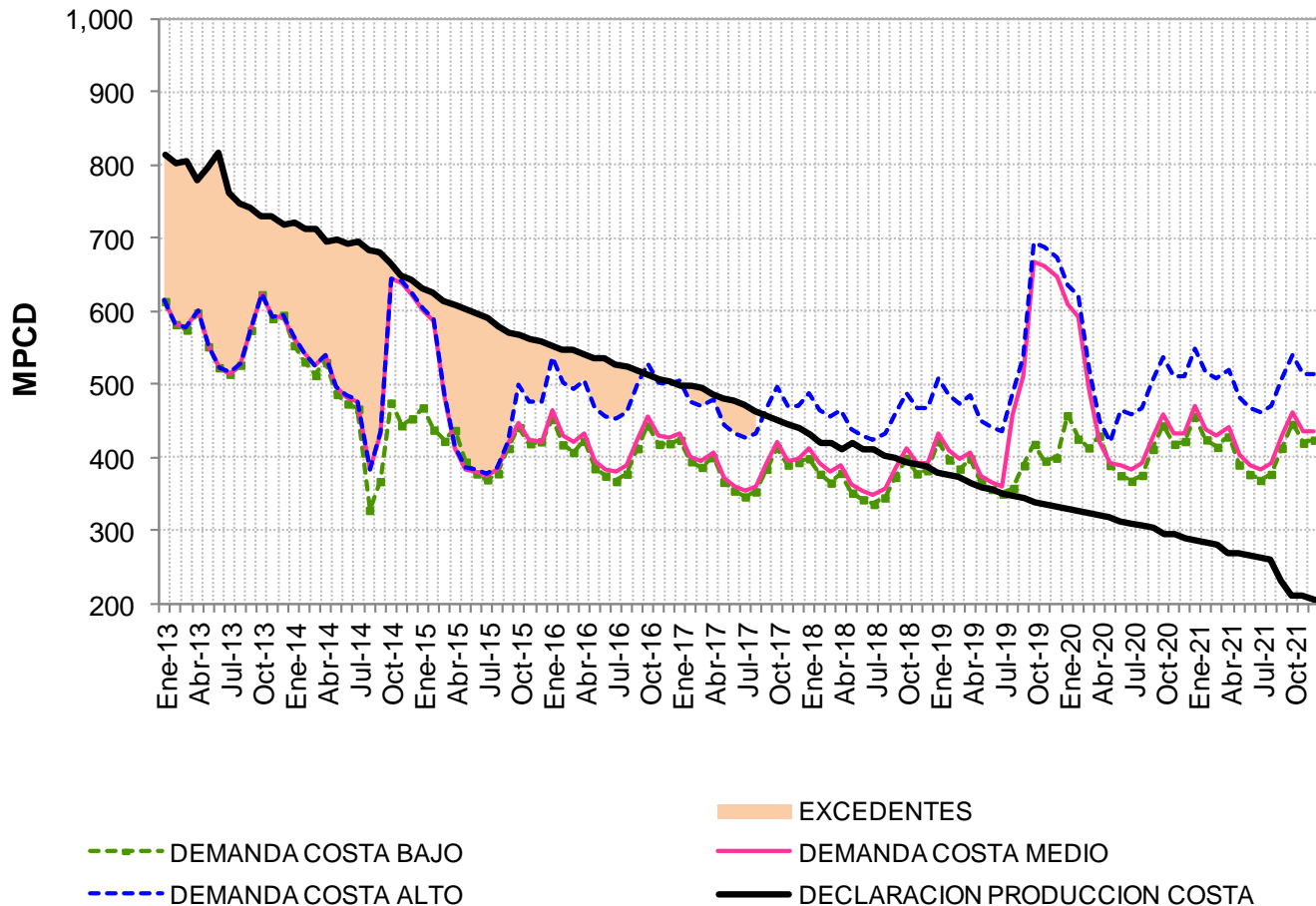
- Punto de referencia Vasconia
- Hitos Precio de Cusiana:
 1. Resultados subasta de corto plazo
 2. Precio de subasta indexado con Henry Hub
 3. Netback escenario bajo y precio de paridad importación Costa Atlántica
 4. Precio de paridad de importación con tendencia NBP.

2.2 Balance Oferta - Demanda



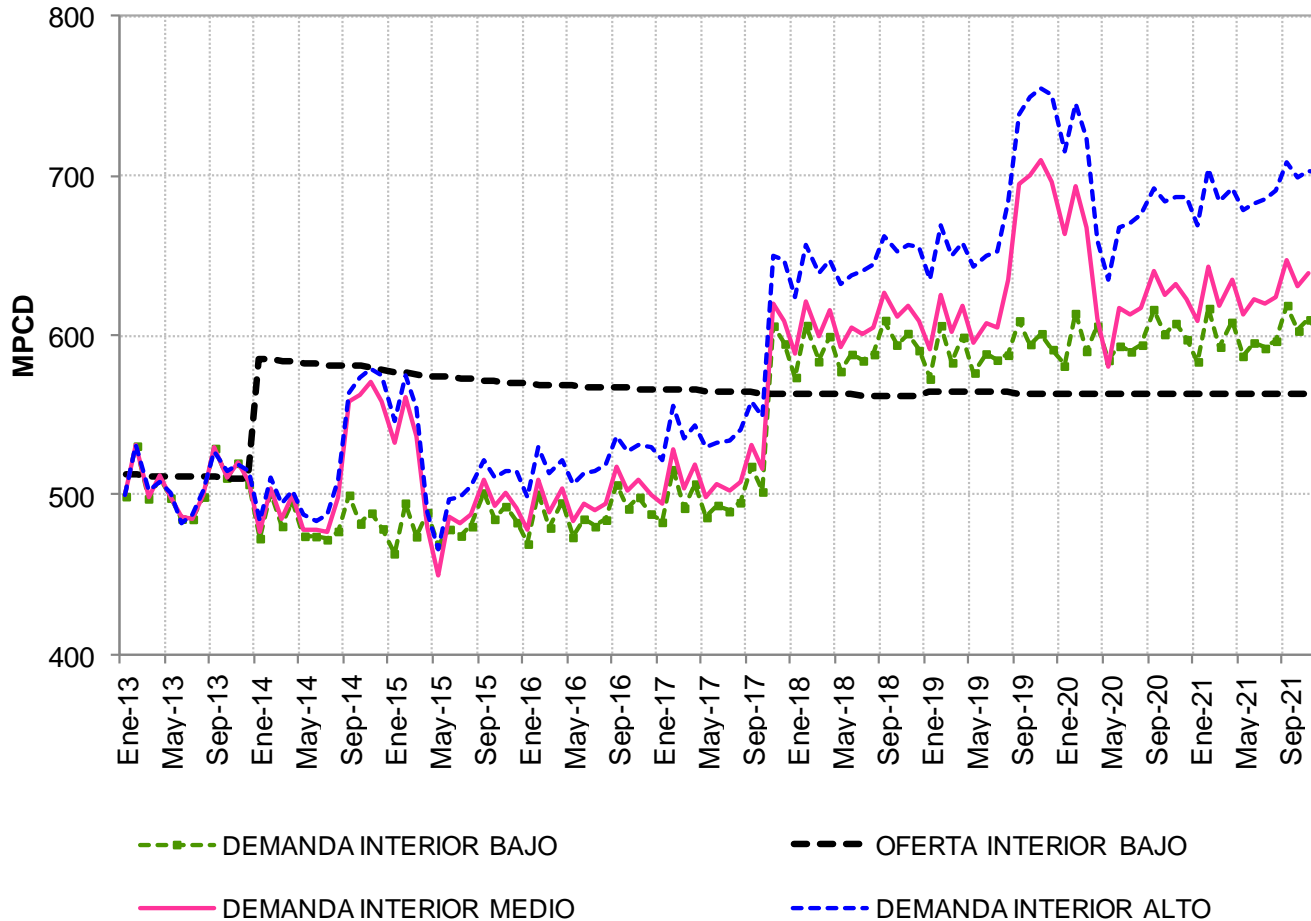
- En escenario medio y bajo equilibrio hasta 2018.
- Oferta no convencionales desde 2015.
- Aumento de oferta importante en 2016.

2.2 Balance Costa



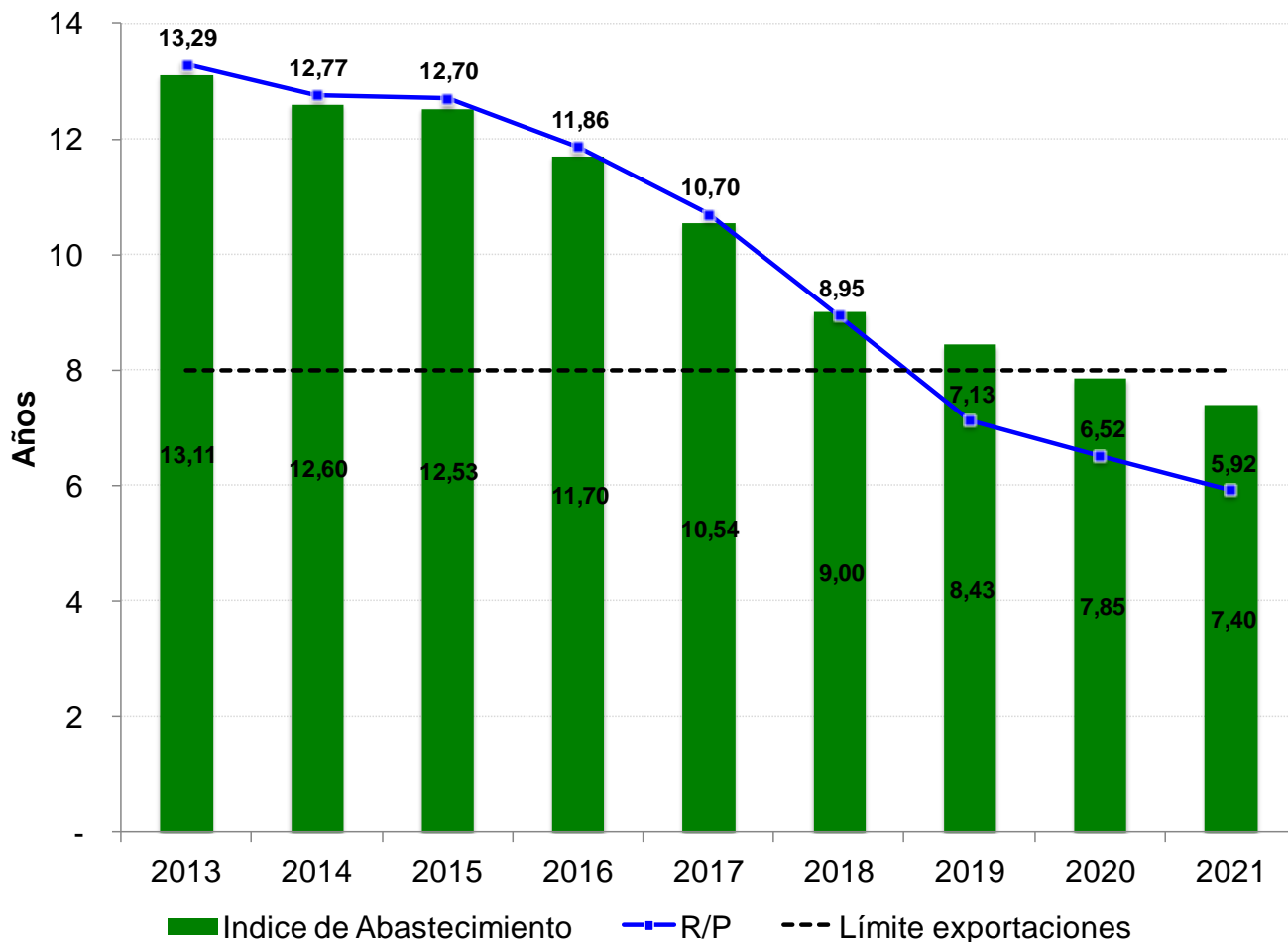
- La declaración de producción tiene una probabilidad de ocurrencia de 90%.
- El escenario de oferta medio tiene un probabilidad de ocurrencia del 70%. Este incluye el traslado de excedentes de un periodo a otro en campos libres.
- Se presenta un faltante respecto a la demanda media en septiembre de 2018.
- Exportaciones con contratos de firmeza condicionada.

2.2 Balance Interior



- Excedentes en escenarios bajo y medio de oferta.
- Incremento de producción de GLP en Interior
- Se presenta un faltante respecto a la demanda media en septiembre de 2017. Por ampliación de refinería Barrancabermeja.

2.2 Índice de abastecimiento y factor R/P



- Índice de abastecimiento calculado de acuerdo con la Resolución MME 181704 de 2011.
- R/P calculado con reservas probadas y probables y escenario medio de demanda.
- Límite a las exportaciones a partir del año 2020.

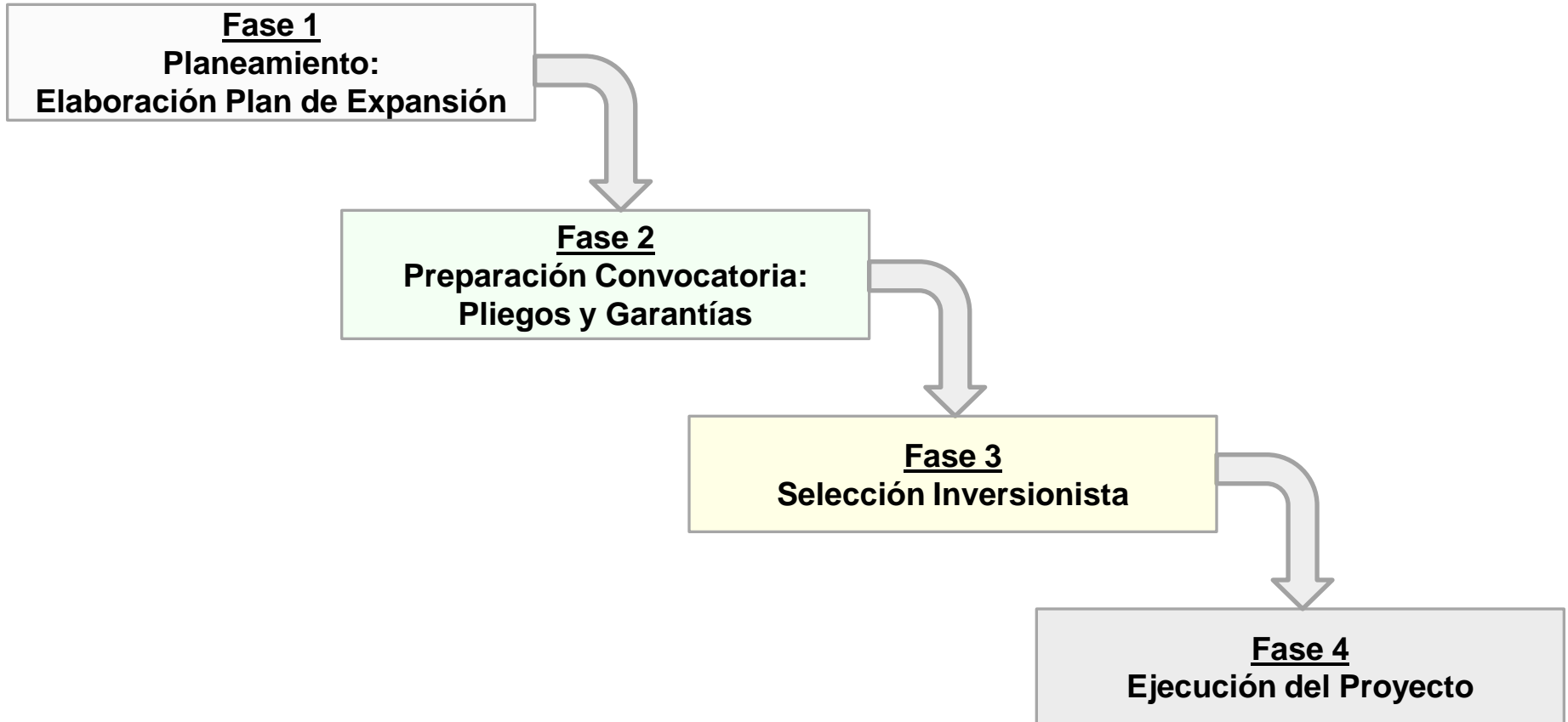
Los análisis de oferta y demanda permitirán identificar las siguientes necesidades de infraestructura:

- Identificar los cuellos de botella de transporte
- Ampliaciones de capacidad y necesidades de contraflujo en algunos tramos.
- Plantas de regasificación
- Ampliaciones en facilidades de producción

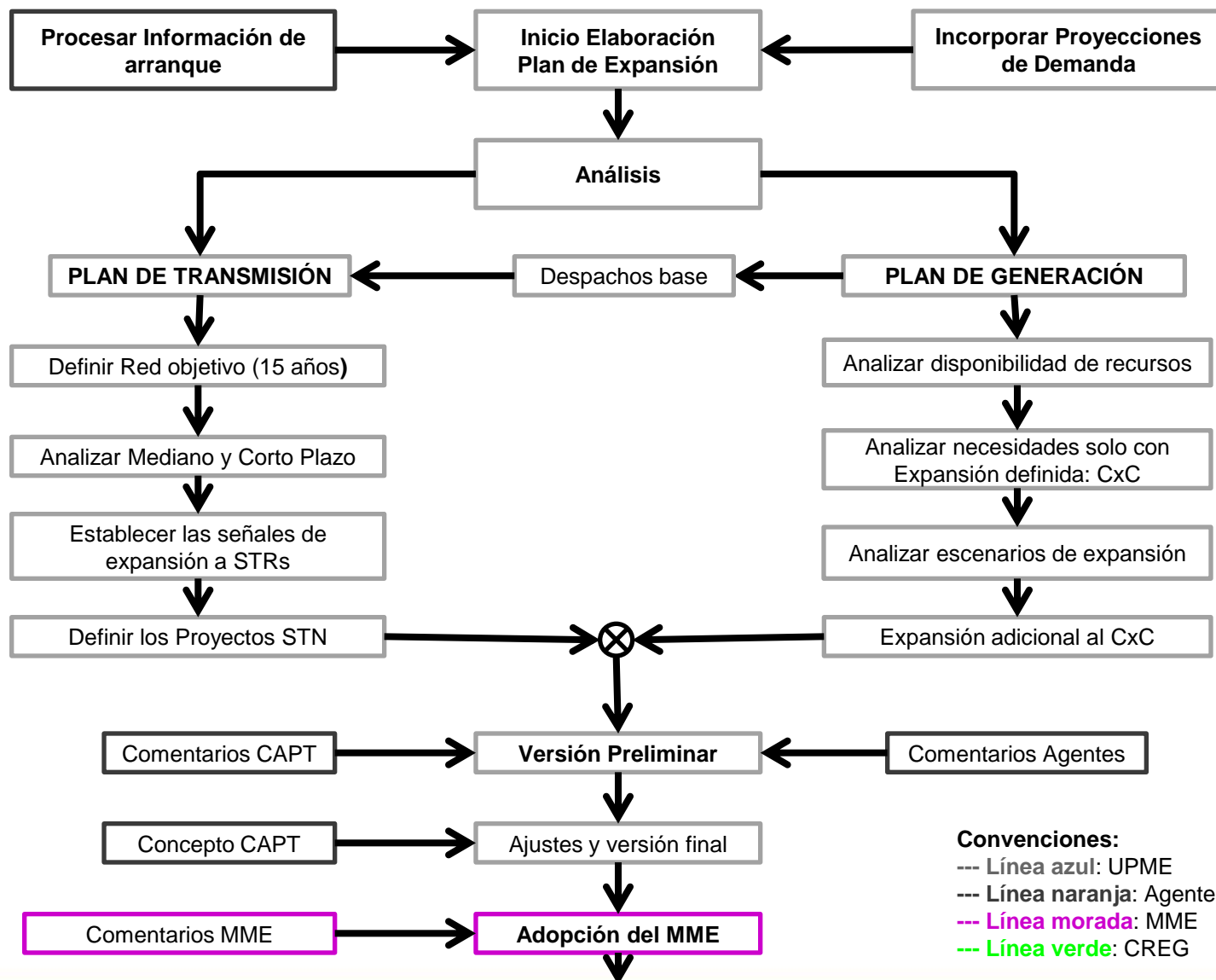
2.2 Reflexiones y recomendaciones

- En la Costa Atlántica, excedentes 2013-2017 siempre y cuando no se presente fenómeno del niño.
- En el Interior, excedentes 2014 - 2017 con oferta media y alta.
- En un escenario medio de oferta y demanda, entrada de planta de regasificación a partir de agosto de 2019.
- Finales de 2013 – inicio de 2014, periodo máximo para la toma de decisiones en cuanto a la construcción de la planta de regasificación.
- Capacidad recomendada planta de regasificación 300 MPCD.
- Continuar con la estrategia de incorporación de reservas (exploración, reglamentación “shale gas” y CBM).
- Impulsar la demanda de gas natural (marco regulatorio) para la optimización de la canasta energética del sector transporte (importar para luego exportar).

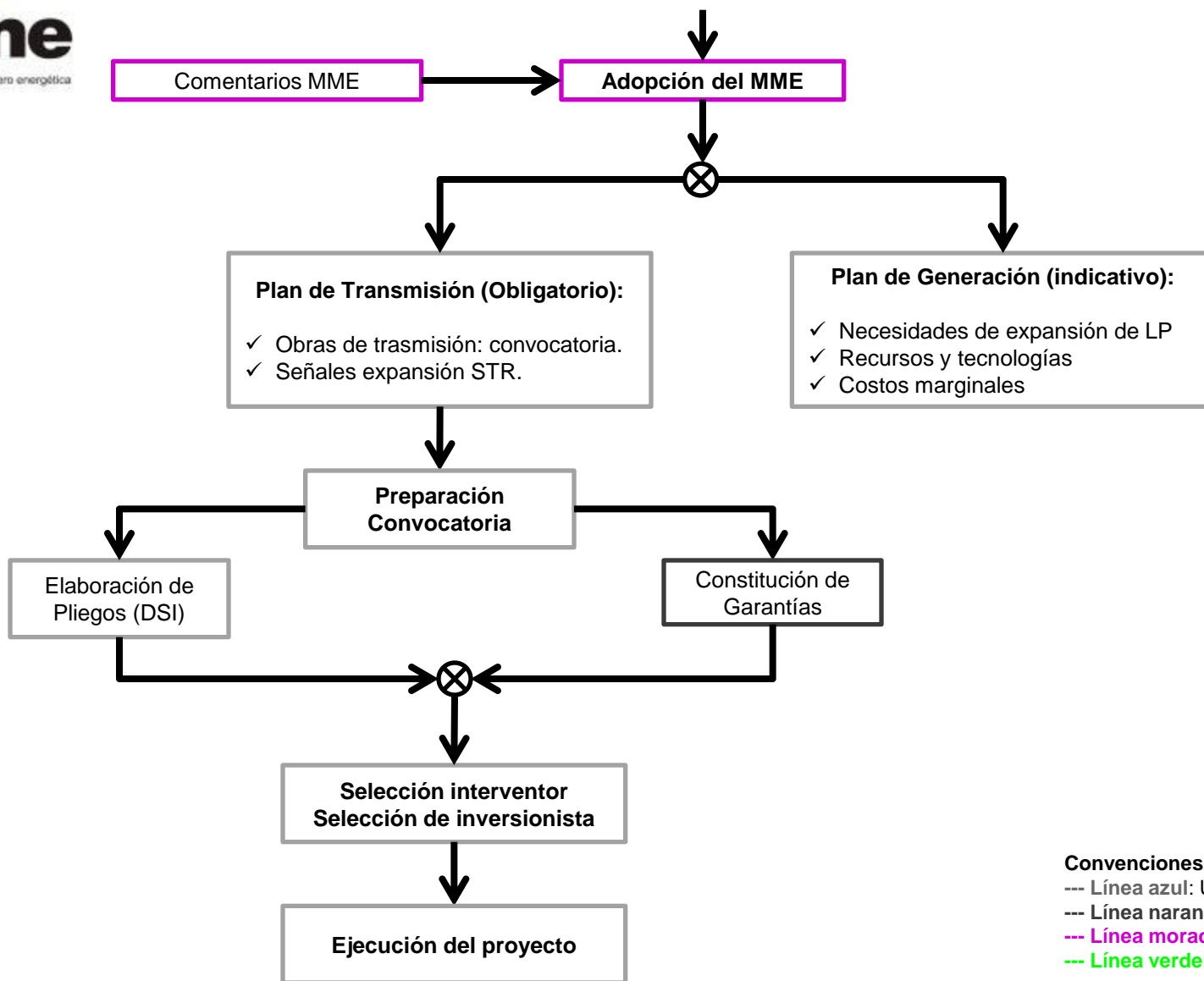
2.3 Plan de expansión de generación y transmisión - Metodología de planificación



2.3 Metodología de planificación



2.3 Metodología de planificación



2.3.1 Escenarios de generación

Demanda

- Alta
- Media
- Baja
- URE

Precios

- Referencia
- Altos
- Bajos
- LNG

Recursos

- Agua
- Carbón
- Gas
- FNCE

Interconexiones

- Centro América
- Sur América

Escenario 1

Demanda media
Precios combustible referencia
Recursos Convencionales (Agua, Gas, Carbón)
Interconexión Ecuador , Panamá 2017 -300MW
Sensibilidad en demanda alta y baja y atrasos proyectos

Escenario 2

Demanda Alta
Precios combustible LNG
Recursos No Convencionales (Agua, Geo –Eolica)
Interconexión Ecuador , Panamá 2017 -300MW
Sensibilidad en demanda media y baja y precios altos y medios

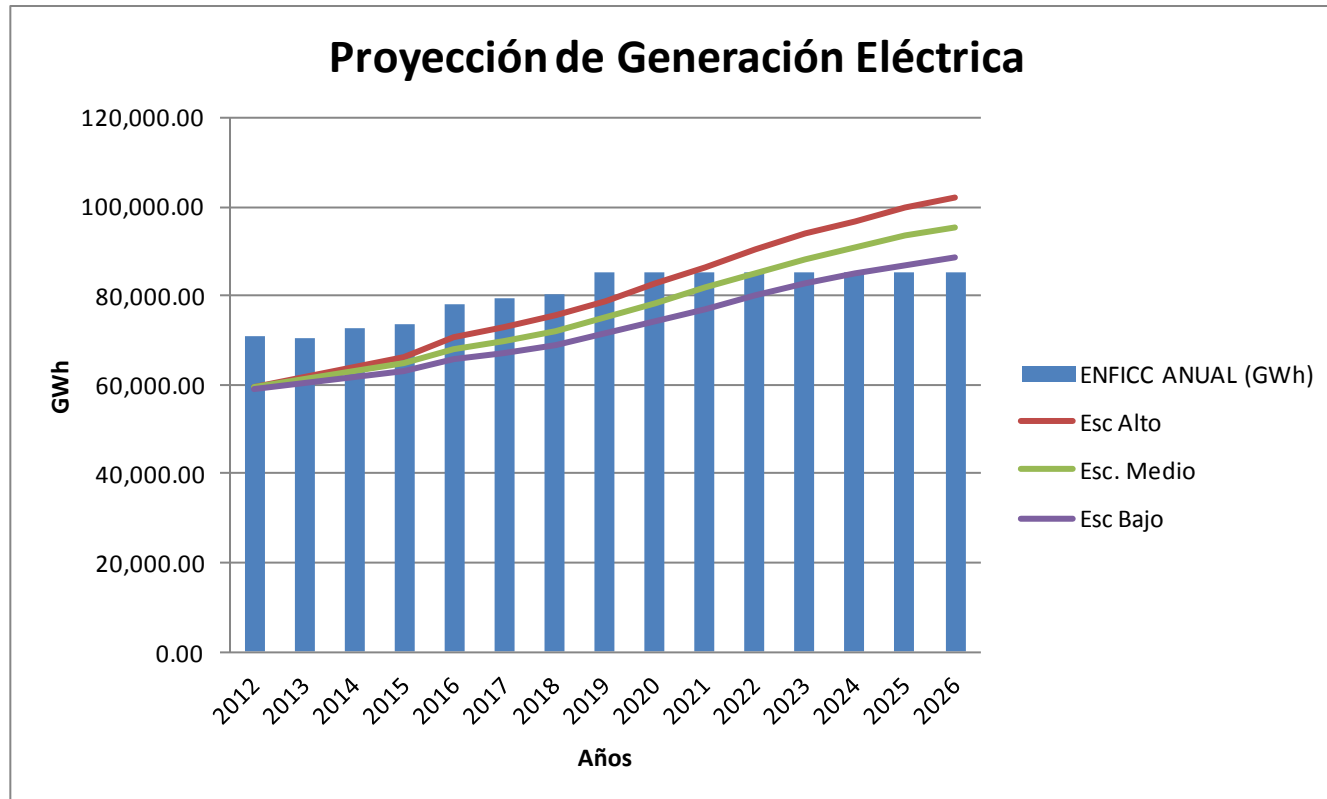
Escenario 3

Demanda media
Precios combustible referencia
Recursos Convencionales (Agua, Gas, Carbón y menores)
Interconexión Ecuador , Panamá 2017 -300MW
Sensibilidad en demanda alta y baja, Inteconexion Chile -2022

2.3.1 Proyectos en construcción en Colombia

| Nombre | Capacidad (MW) | Tipo | Fecha Entrada |
|-------------|----------------|---------|---------------|
| Amoya | 78,0 | Hidro | 01/04/2013 |
| Cucuana | 60,0 | Hidro | 01/10/2013 |
| Gecelca 3 | 164,0 | Térmico | 01/07/2013 |
| Termocol | 201,6 | Térmico | 01/12/2013 |
| Sogamoso | 266,7 | Hidro | 01/02/2014 |
| | 533,3 | | 01/04/2014 |
| | 800,0 | | 01/05/2014 |
| El Popal | 19,9 | Hidro | 01/06/2014 |
| El Quimbo | 420,0 | Hidro | 01/12/2014 |
| San Miguel | 42,0 | Hidro | 01/12/2015 |
| Ambeima | 45,0 | Hidro | 01/12/2015 |
| C Lleras | 78,1 | Hidro | 01/12/2015 |
| Tasajero II | 160,0 | Térmico | 01/12/2015 |
| Gecelca 32 | 250,0 | Térmico | 01/12/2015 |
| Termonorte | 88,3 | Térmico | 01/12/2017 |
| Porvenir II | 351,8 | Hidro | 01/12/2018 |
| Ituango | 300,0 | Hidro | 30/09/2018 |
| | 600,0 | | 31/12/2018 |
| | 900,0 | | 31/03/2019 |
| | 1.200,0 | | 31/06/2019 |

2.3.1 Energía firme vs. Proyección de demanda

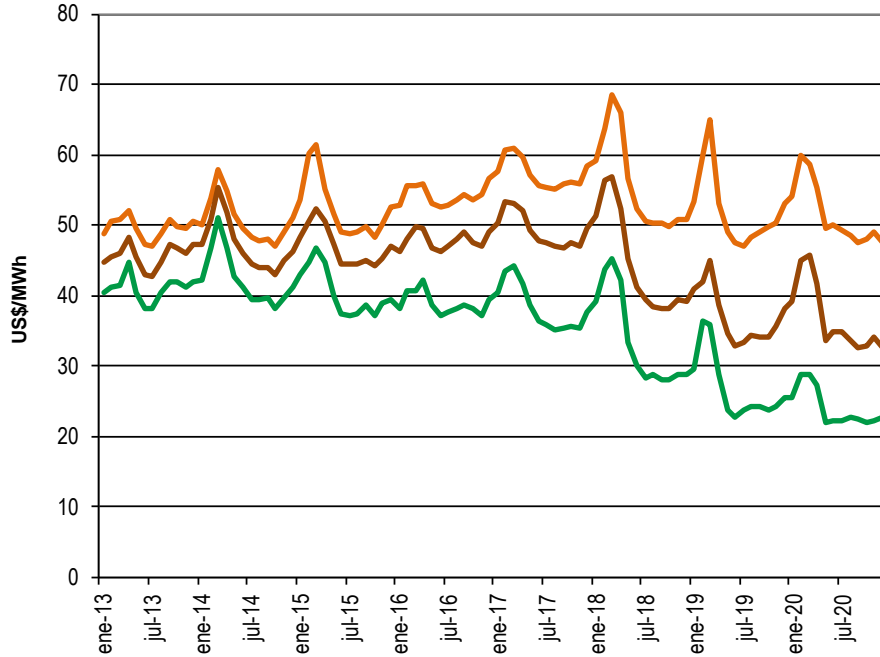


El balance considera ENFICC para las plantas existentes y las OEF para las plantas futuras. La demanda corresponde a proyección de noviembre de 2012.

A partir del año 2021 se identifican nuevos requerimientos de expansión si se toma como referencia el escenario medio de las proyecciones.

2.3.1 Escenario base – Revisión confiabilidad

Costo marginal proyectos Cargo por Confiabilidad

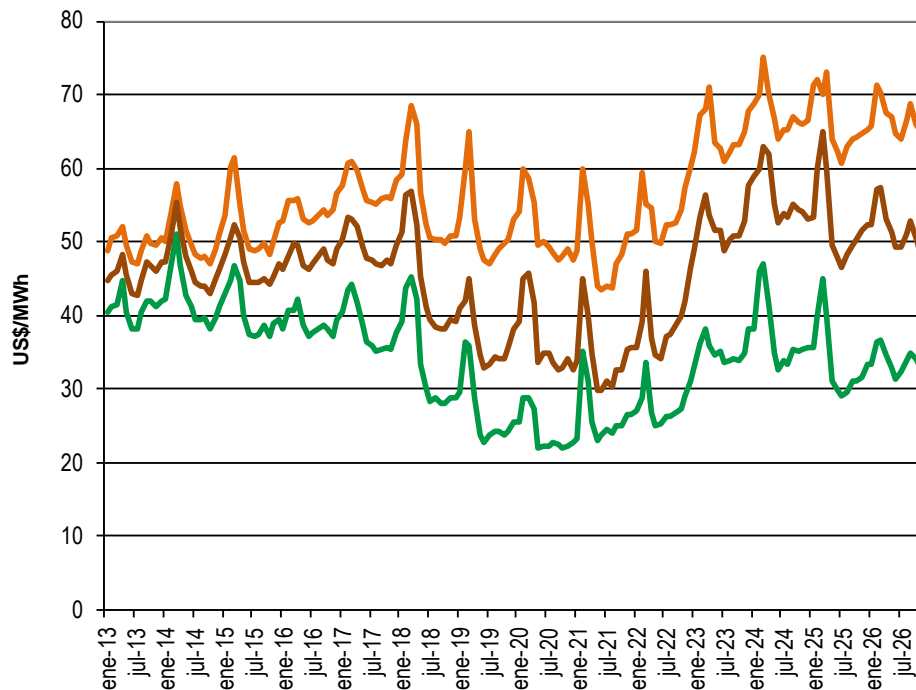


- Horizonte 2013 – 2020.
- Sin expansión adicional a la del CxC (proyectos con Obligaciones de Energía Firme).
- Escenarios de demanda alto, medio y bajo.
- Autónomo: sin interconexiones.

Contando solo con los proyectos asociados al cargo por confiabilidad y proyectos en desarrollo de menor escala, se encuentran requerimientos adicionales solo **a partir del 2021**, donde los índices de confiabilidad superan los límites fijados por la regulación.

Los costos marginales en promedio en este periodo estarían alrededor de 50 US\$/MWh para una demanda alta, 44 US\$/MWh para una demanda media y 35 US\$/MWh para una demanda baja

Costo marginal



- Horizonte 2013 – 2026
- Expansión del CxC
- Escenarios de demanda alto, medio y bajo.
- Se identifican los requerimientos de expansión en generación adicionales a los proyectos del CxC, verificando criterios de confiabilidad (valor esperado de racionamiento y casos fallados).

Esta alternativa conserva la tendencia de desarrollo de proyectos con tecnologías convencionales y se incluyen proyectos del portafolios de proyectos registrados ante la UPME, el sistema se expande con aquellos recursos con los cuales se tiene mayor disponibilidad.

Expansión Escenario 1

| AÑO | HIDRO | GAS | CARBON | COG | COMB. LIQ |
|-----------------|--------|-----|--------|-----|-----------|
| 2013 | 157.9 | | 164 | | 201.6 |
| 2014 | 1239.9 | | | | |
| 2015 | 165.1 | | 410 | | |
| 2016 | | | | | |
| 2017 | | | | | 88.3 |
| 2018 | 1551.8 | | | | |
| 2019 | | | | | |
| 2020 | | | | | |
| 2021 | 1200 | | | | |
| 2022 | | 250 | 300 | | |
| 2023 | | | | | |
| 2024 | | | | | |
| 2025 | 1100 | 250 | | | |
| 2026 | | | | | |
| SUBTOTAL | 5414.7 | 500 | 874 | 0 | 289.9 |
| TOTAL | 7078.6 | | | | |

Con este escenario se requiere una capacidad adicional de 3100 MW a los proyectos del CxC (que se encuentran en desarrollo) para cumplir los criterios de confiabilidad, a partir del 2021

2.3.1 Resultados esperados del Plan de Expansión de Generación

- Requerimientos de expansión (indicativa)
- Impacto costo marginal.
- Generación y complementariedad. recursos.
- Evolución del embalse.
- Análisis del consumo de combustibles.
- Intercambios internacionales (centro y sur América).
- Emisiones.
- Costos gestión ambiental de proyectos candidatos.
- Costo de la confiabilidad.
- Impacto de los efectos climáticos en la matriz de generación.

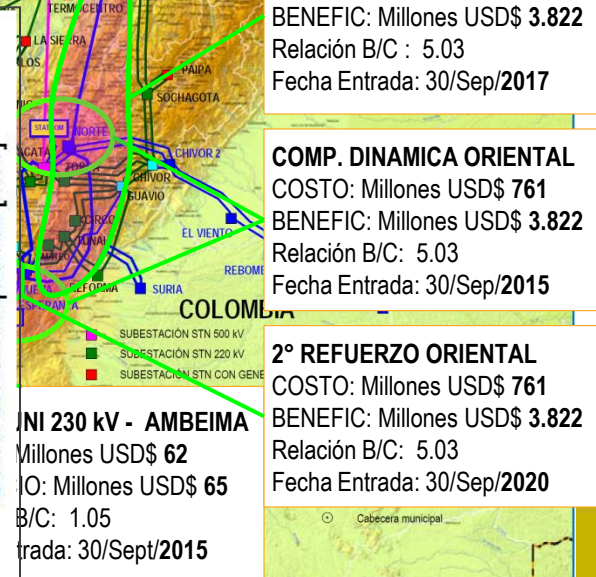
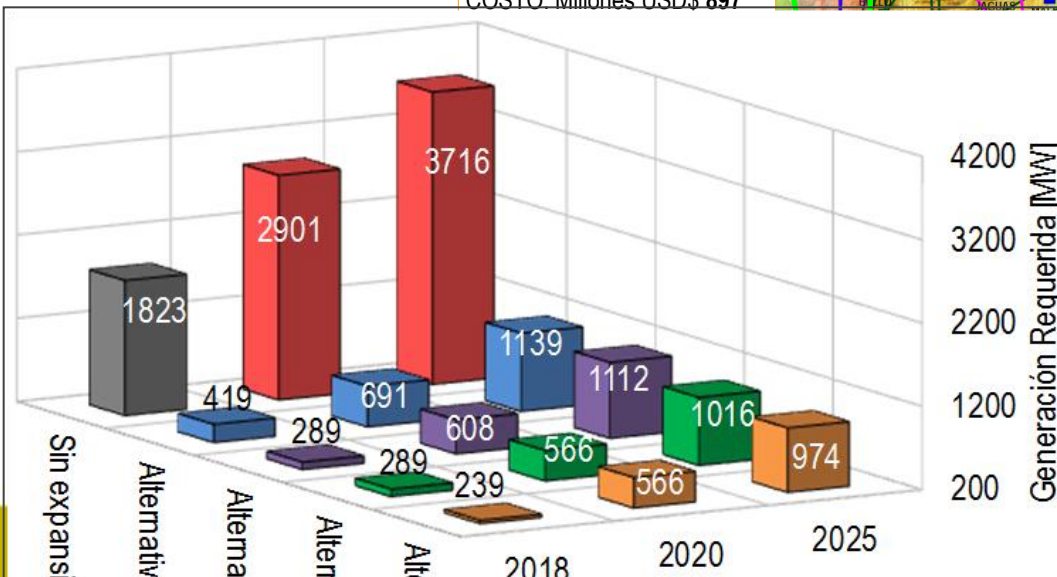
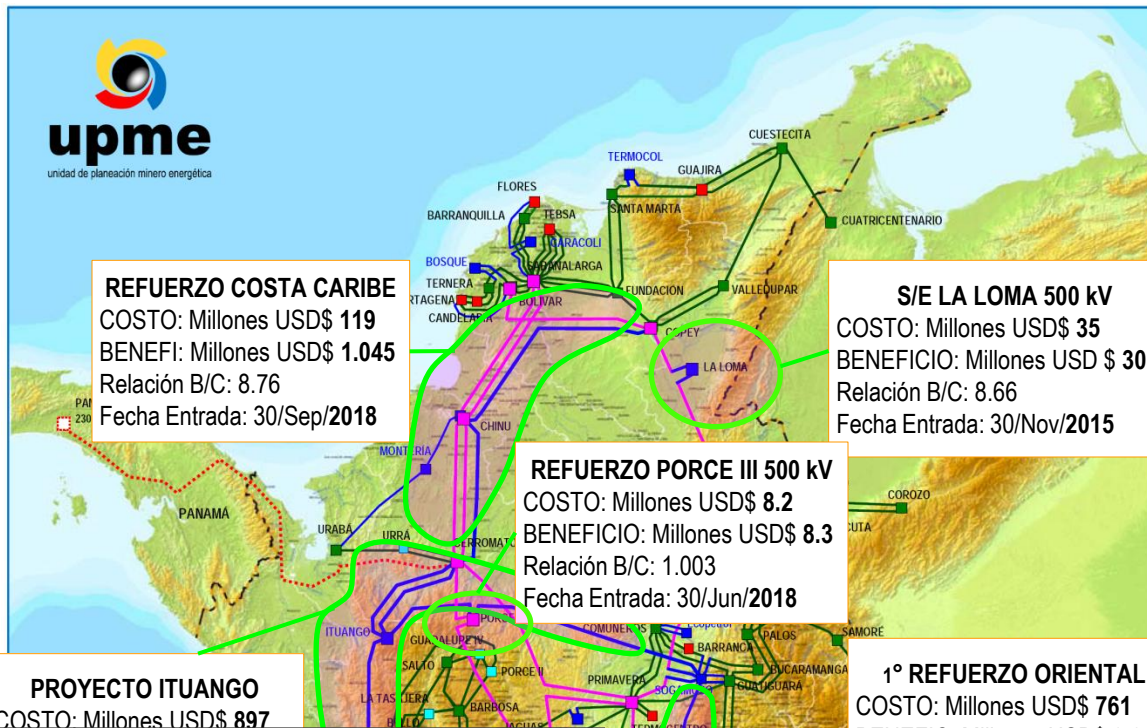
2.3.2 STN actual





2.3.2 Plan de Expansión de Transmisión 2013-2026

Estas obras deberán estar en servicio en el período comprendido entre 2015 y 2020

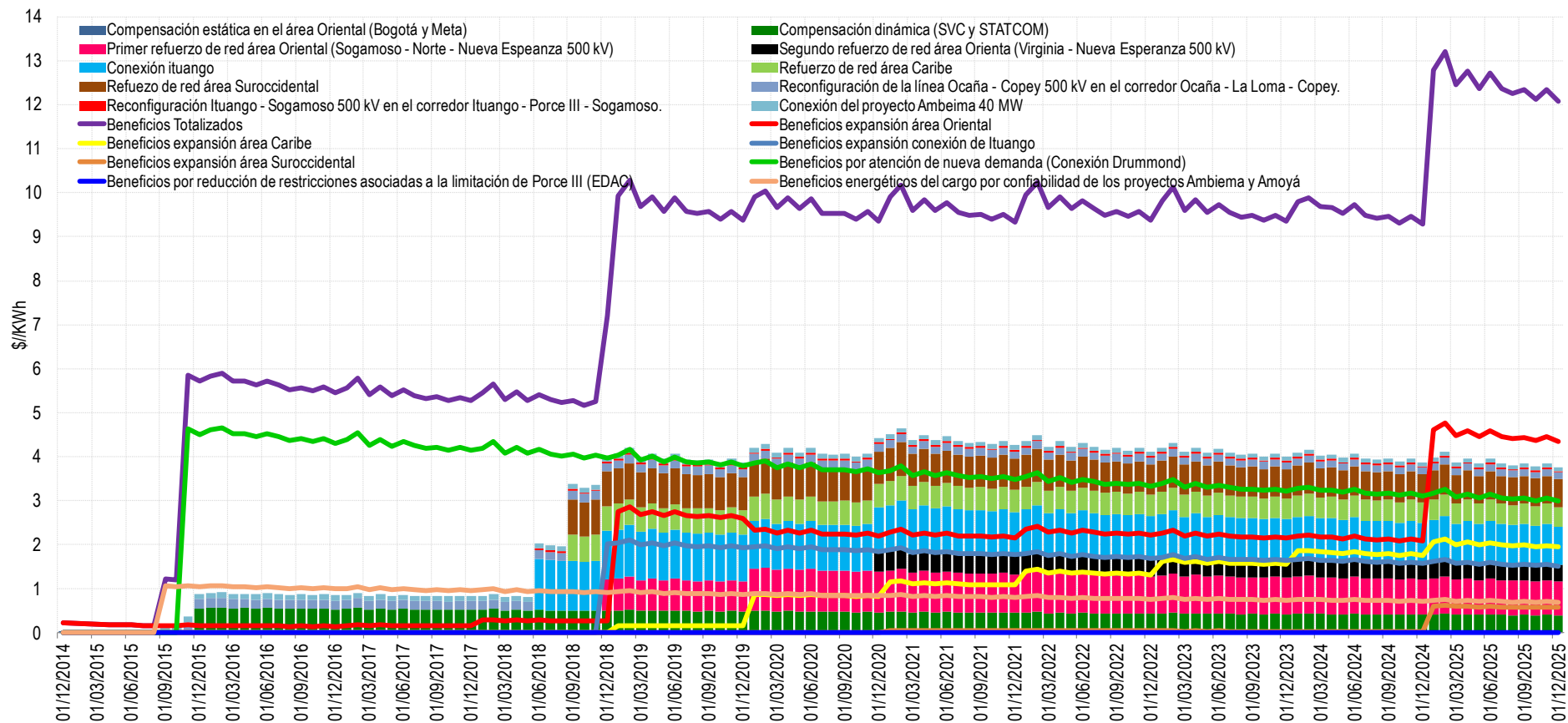


4200
3200
2200
1200
200
Generación Requerida [MW]



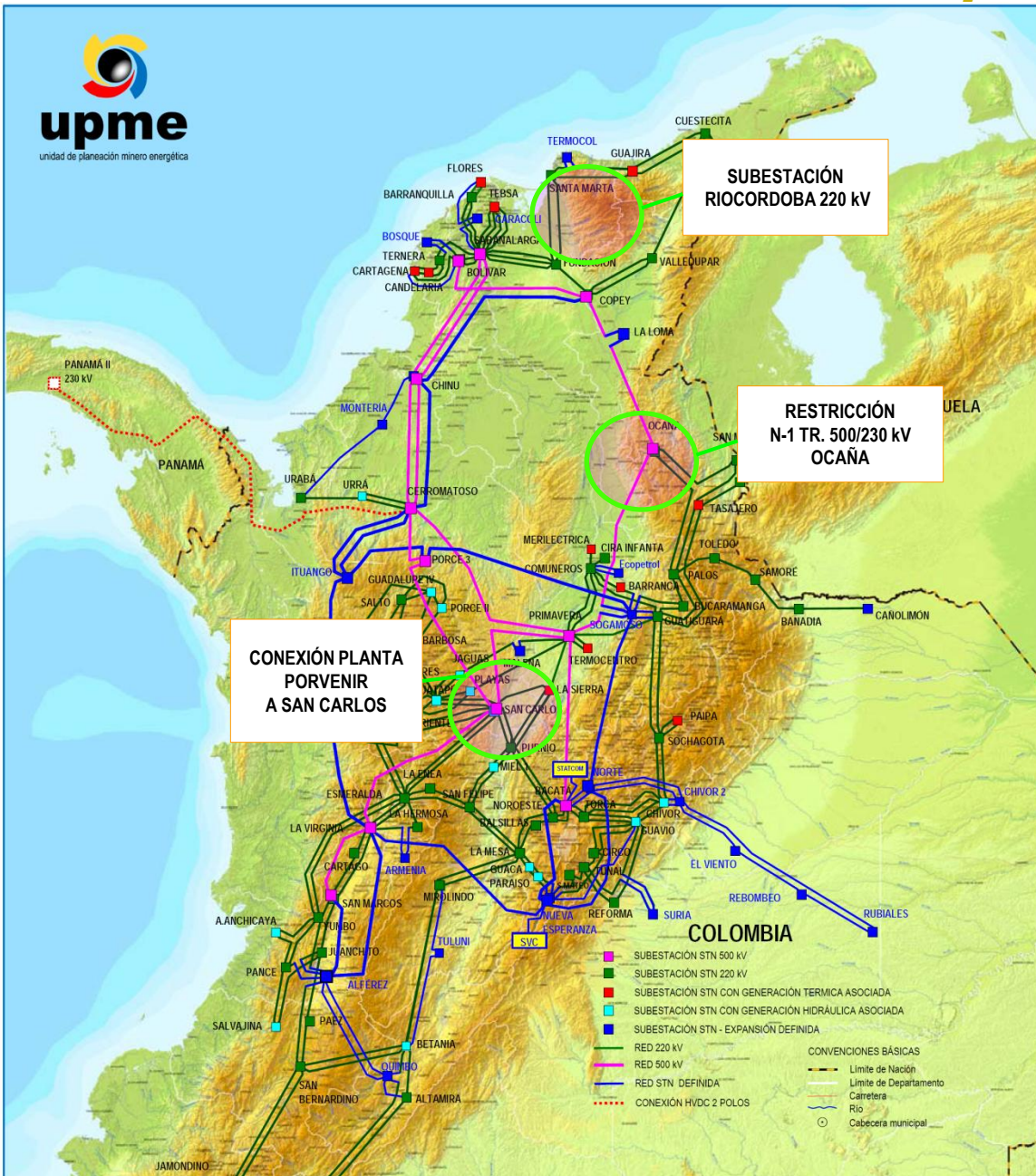
2.3.2 Plan De Expansión De Transmisión 2013-2026 Impacto Tarifario

Incremento tarifario de la componente de Transmisión Vs Costo de no ejecución de la Expansión. Escenario bajo del crecimiento de la demanda

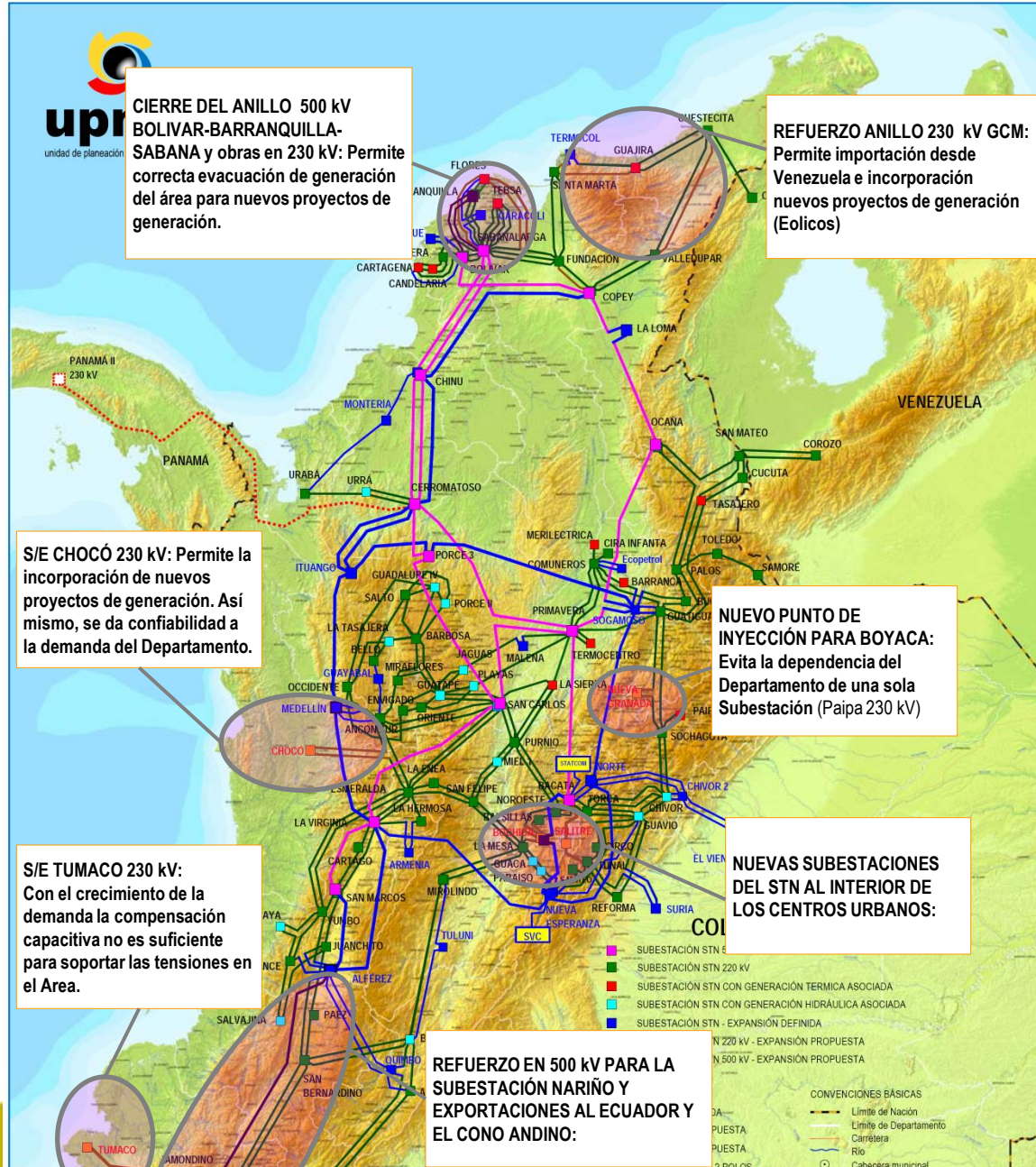


2.3.2 Plan de Expansión de Transmisión 2013-2026

Obras bajo análisis



2.3.2 Visión largo plazo vs Plan de Expansión 2013-2026



2.3.2 Plan de Expansión de Transmisión 2013-2026

Recomendaciones



Proyecto Tuluní 230 kV:

Nueva Subestación Tuluní 230 kV – 180 MVA.

Segundo circuito Betania – Mirolindo 230 kV, de 206 Km de longitud, aproximadamente.

Reconfiguración de uno de los circuitos Betania – Mirolindo 230 kV en los enlaces Betania – Tuluní y Tuluní - Mirolindo, por medio de un doble circuito de 22 Km aproximadamente al punto de apertura.

Fecha de entrada en operación: **30/09/2015**.

Dispositivos FACTS en el área Oriental:

Compensador Estático Variable (SVC) en la subestación Nueva Esperanza 230 kV, con una capacidad de suministro de potencia reactiva de 240 MVar.

Compensador Síncrono Estático (STATCOM) en la subestación Bacatá 500 kV, con una capacidad de suministro de potencia reactiva de 200 MVar.

Fecha de entrada en operación: **30/09/2015**.

Subestación La Loma 500 kV:

Reconfiguración de la línea Ocaña – Copey 500 kV en los enlaces Ocaña – La Loma y La Loma – Copey, por medio de dos circuitos de 10 Km aproximadamente al punto de apertura.

Fecha de entrada en operación: **30/11/2015**.

Conexión de Ituango:

Nueva subestación Ituango 500 kV.

Nueva subestación Medellín 500/230 kV – 900 MVA.

Dos transformadores Medellín 500/230 kV – 450 MVA con una capacidad de sobrecarga del 20 %, cada uno.

Doble circuito Ituango – Cerromatoso 500 kV, de 110 Km de longitud, aproximadamente.

Línea Ituango – Sogamoso 500 kV, de 260 Km de longitud, aproximadamente

Línea Ituango – Medellín 500 kV, de 125 Km de longitud, aproximadamente.

Reconfiguración del enlace Occidente – Ancón 230 kV en los enlaces Occidente – Medellín y Medellín – Ancón, por medio de un doble circuito de 10 Km aproximadamente al punto de apertura.

Línea Medellín – Ancón 230 kV, de 10 Km de longitud, aproximadamente.

Fecha de entrada en operación: **30/06/2018**.

2.3.2 Plan de Expansión de Transmisión 2013-2026

Recomendaciones



Reducción de restricciones asociadas a Porce III.

Reconfiguración de la línea Ituango – Sogamoso 500 kV en los enlaces Ituango – Porce III y Porce III – Sogamoso, por medio de dos circuitos de 6.25 Km aproximadamente al punto de apertura.

Fecha de entrada en operación: **30/06/2018**.

El trazado de esta línea deberá garantizar una distancia de 6.25 Km a la subestación Porce III 500 kV.

Segundo refuerzo de red en el área Oriental:

Línea Virginia – Nueva Esperanza 500 kV, de 190 Km de longitud, aproximadamente.

Fecha de entrada en operación: **30/09/2020**.

Incremento límite de importación área Caribe:

Línea Cerromatoso – Chinú 500 kV, de 131 Km de longitud, aproximadamente.

Línea Chinú – Copey 500 kV, de 200 Km de longitud, aproximadamente.

Nuevo transformador Copey 500/230 kV – 450 MVA.

Fecha de entrada en operación: **30/09/2018**.

Incremento límite de importación área Suroccidental:

Nueva subestación Alférez 500 kV.

Dos transformadores Alférez 500/230 kV – 450 MVA con una capacidad de sobrecarga del 20 %, cada uno.

Línea Medellín – Virginia 500 kV, de 158 Km de longitud, aproximadamente.

Línea Virginia – Alférez 500 kV, de 183 Km de longitud, aproximadamente.

Línea San Marcos – Alférez 500 kV, de 35 Km de longitud, aproximadamente.

Reconfiguración del enlace Juanchito – Pance 230 kV en los enlaces Juanchito – Alférez y Alférez – Pance, por medio de un doble circuito de 2 Km aproximadamente al punto de apertura.

Fecha de entrada en operación: **30/09/2018**.

Primer refuerzo de red en el área Oriental:

Subestación Norte 500 kV.

Transformador Norte 500/230 kV – 450 MVA con una capacidad de sobrecarga del 20 %.

Línea Sogamoso – Norte 500 kV, de 257 Km de longitud, aproximadamente.

Línea Norte Nueva Esperanza 500 kV, de 87 Km de longitud, aproximadamente.

Fecha de entrada en operación: **30/09/2018**.

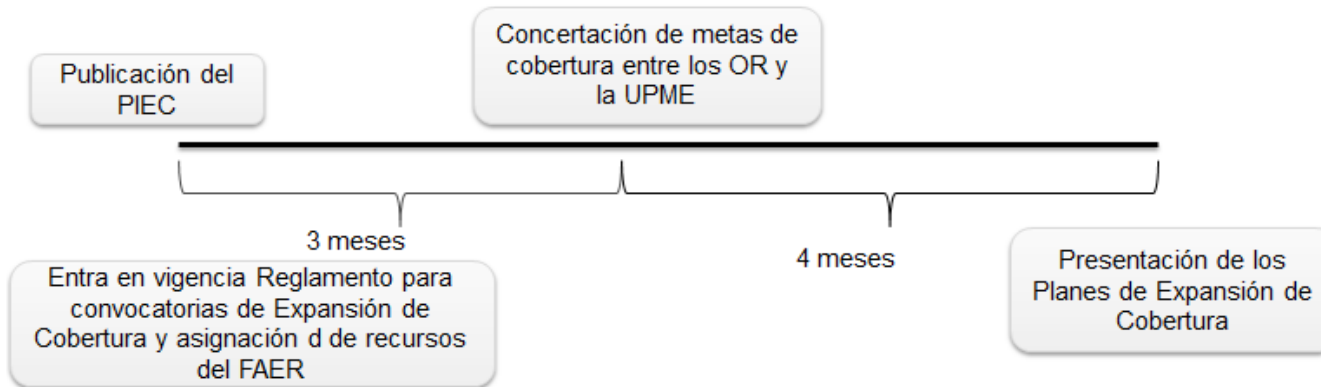
2.3.2 Plan de expansión de transmisión 2013-2026 recomendaciones



| PROYECTO | BENEFICIOS | COSTO (\$) | COSTO (MILLONES USD\$) |
|-----------------------------------------------------------------|---------------------------------|--------------------------------|------------------------|
| TOTAL ORIENTAL COMP. DIANAMICA, 1° REFUERZO Y 2° REFUERZO | \$ 7,425,330,380,345 | \$ 1,477,629,871,462 | \$ 760.61 |
| S/E LA LOMA | \$ 591,754,634,172 | \$ 68,332,900,491 | \$ 35.17 |
| S/E TULUNI 230 kV - AMBEIMA | \$ 126,150,155,717 | \$ 120,547,892,555 | \$ 62.05 |
| PROYECTO ITUANGO | \$ 2,927,193,933,801 | \$ 1,742,532,034,484 | \$ 896.96 |
| REFUERZO PORCE III 500 kV | \$ 16,037,462,803 | \$ 15,983,586,972 | \$ 8.23 |
| REFUERZO COSTA CARIBE | \$ 2,030,853,473,412 | \$ 231,912,269,023 | \$ 119.38 |
| REFUERZO SUROCCIDENTAL | \$ 472,040,827,292 | \$ 299,639,926,802 | \$ 154.24 |
| TOTAL | \$ 13,589,360,867,542.00 | \$ 3,956,578,481,789.00 | \$ 2,036.64 |

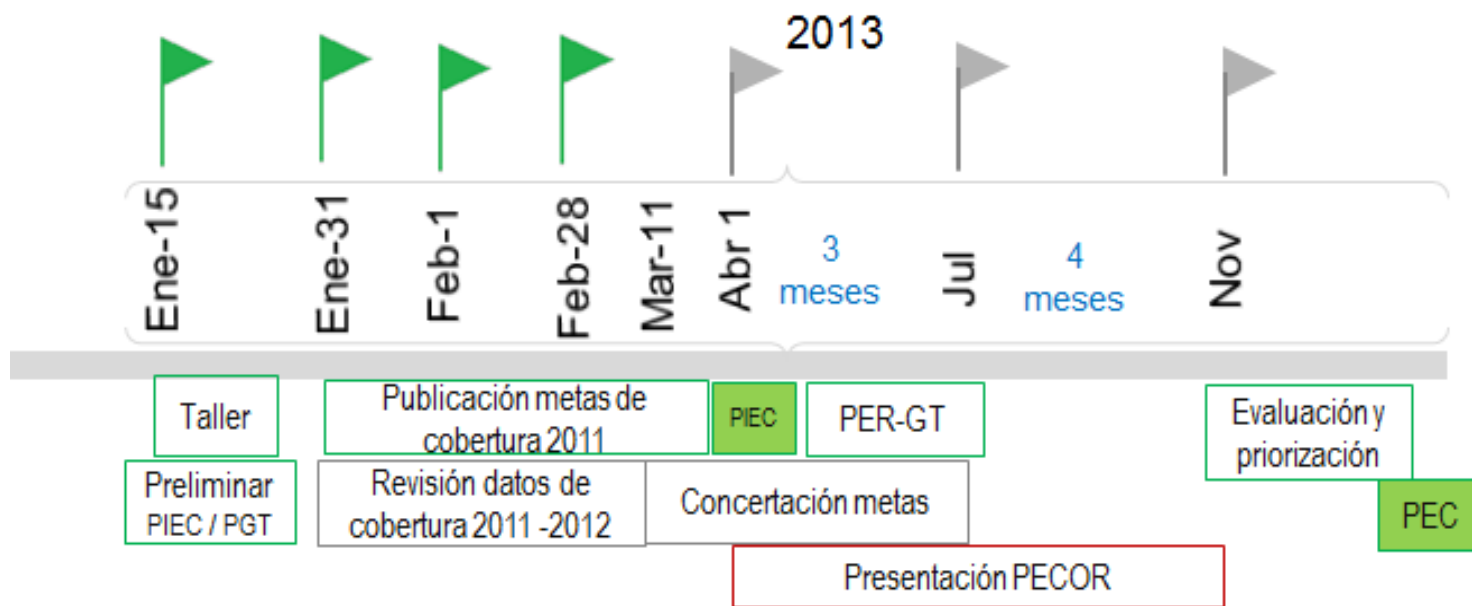
2.4 Seguimiento elaboración PIEC

- En cumplimiento de cronograma inicial se realizó taller con los Operadores de Red para presentar las metodologías de estimación de cobertura (con sus resultados 2011) y el PIEC. Se detectó la necesidad de verificar los datos de cobertura.
- El MME expidió nueva Resolución 90066 del 31 de enero de 2013 que modifica la fecha de entrega de planes de expansión de OR.



2.4 Seguimiento elaboración PIEC

Nueva programación del cronograma



PIEC: Plan Indicativo de Expansión de Cobertura
PER-GT: Plan de expansión de Referencia de Generación y Transmisión

PECOR: Plan de Expansión de Cobertura de los Operadores de Red
PEC: Plan de Expansión de Cobertura

3. Actividades en desarrollo - Gestión

- 3.1 Construcción de obras de transmisión (ya visto en plan de expansión)
- 3.2 Evaluación de proyectos de Fondos
- 3.3 Precios de energía eléctrica y su incidencia en la competitividad industrial

3.2 Resumen Fondos 2010-2013

Gestión durante el período 2010-2013:

- Recibidos: 704
- Evaluados: 666
- Favorables: 219

El 72% de los proyectos presentados corresponde a Energía Eléctrica.

La tasa de éxito expresada en número de proyectos favorables con relación al número de proyectos presentados es: 31% para Energía Eléctrica y 33% para Gas Natural.

FAER: Fondo de Apoyo financiero para la Energización de zonas Rurales.

FECF: Fondo Especial de Cuota de Fomento.

FNR: Fondo Nacional de Regalías

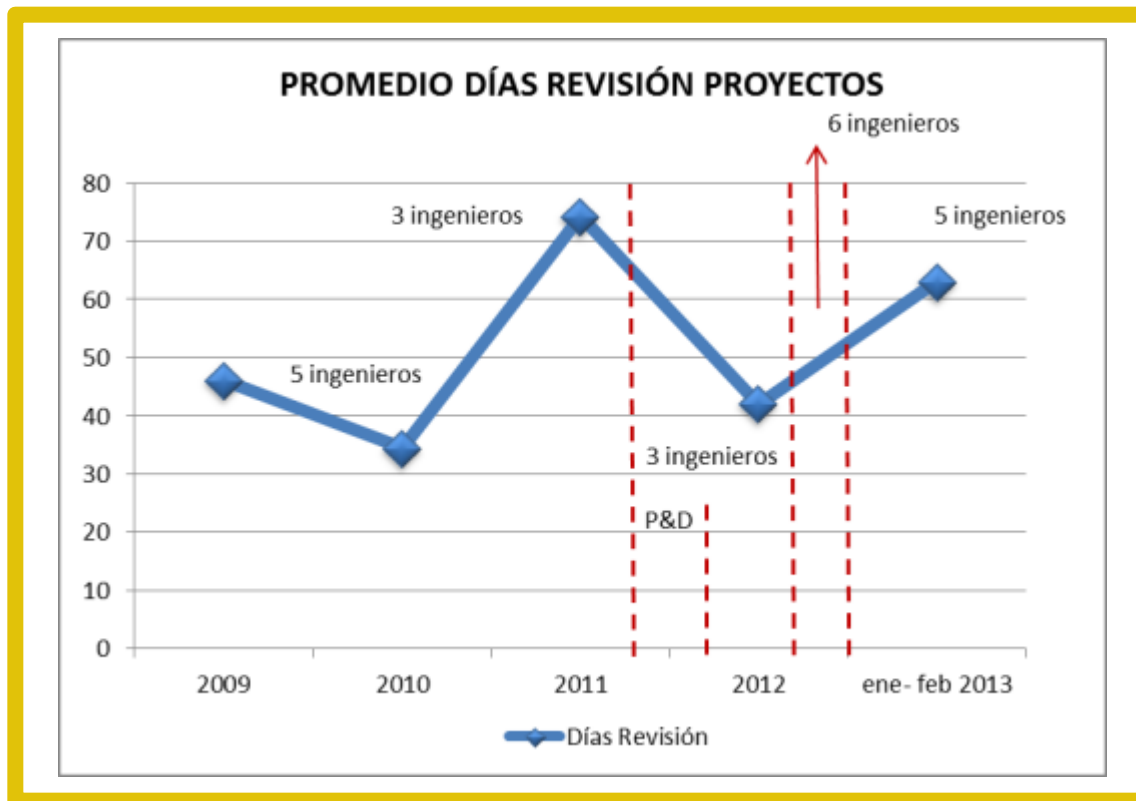
SGR: Sistema General de Regalías.

FAEP: Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera

| PROYECTOS RECIBIDOS 2010-2013 | | | | | |
|-------------------------------|------------|------------|------------|-----------|------------|
| FONDO | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | TOTAL |
| FAER | 1 | 28 | 164 | 13 | 206 |
| FECF | 31 | 17 | 25 | 14 | 87 |
| FNR-EE | 75 | 191 | 9 | | 275 |
| FNR-GN | 34 | 45 | 14 | | 93 |
| SGR-EE | | | 16 | | 16 |
| SGR-GN | | | 7 | 12 | 19 |
| FAEP | | | 8 | | 8 |
| TOTAL | 141 | 281 | 243 | 39 | 704 |

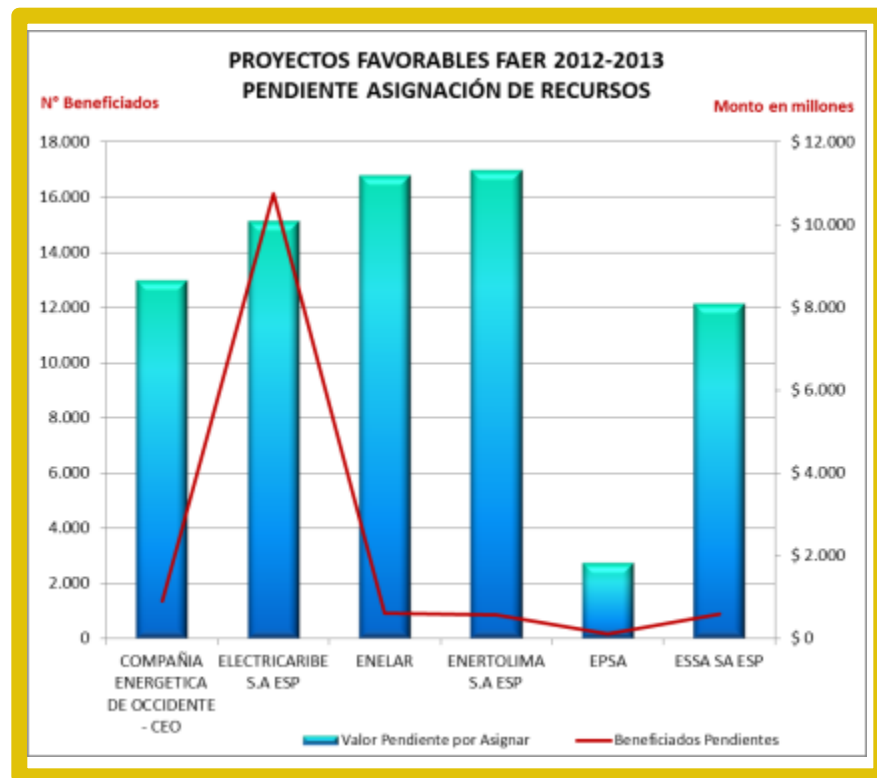
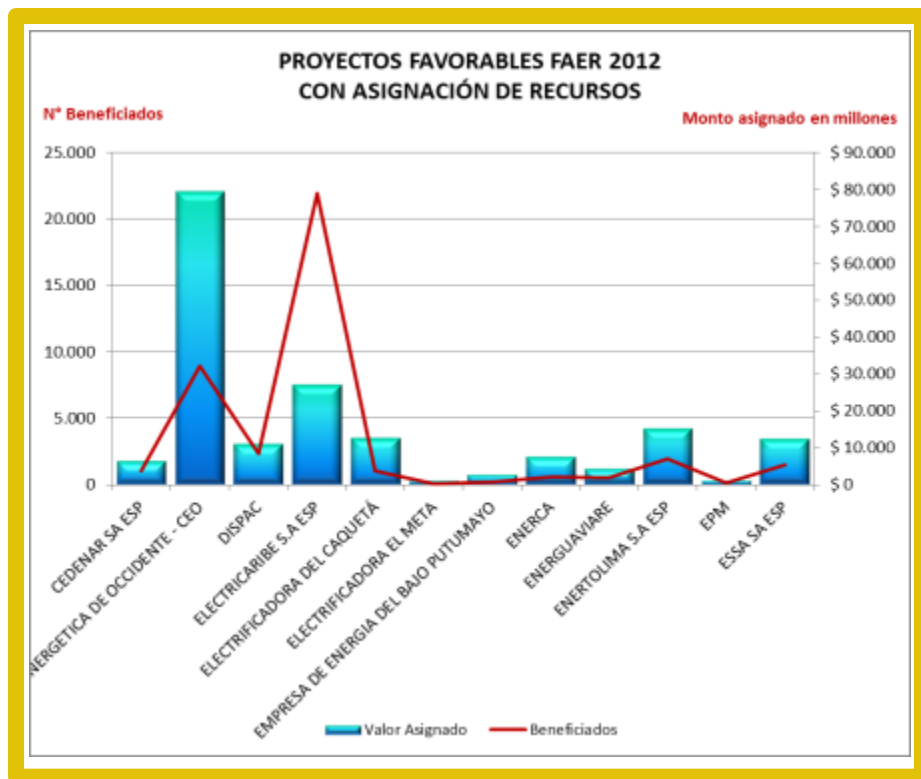


3.2 Indicador días revisión de proyectos



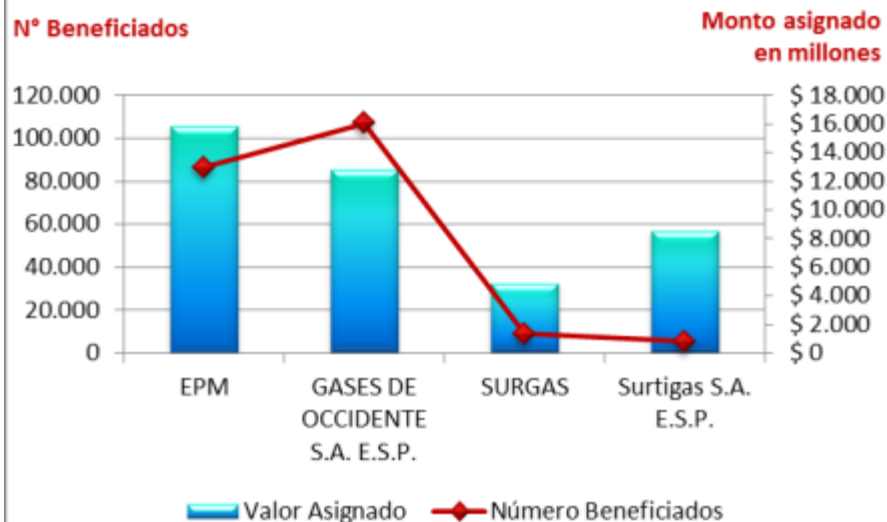
Existe un aumento en el promedio de los días de revisión en lo transcurrido de este año ya que durante casi un mes el grupo de fondos no contó con ingenieros que apoyaran la evaluación de proyectos.

3.2 Proyectos FAER 2012-2013

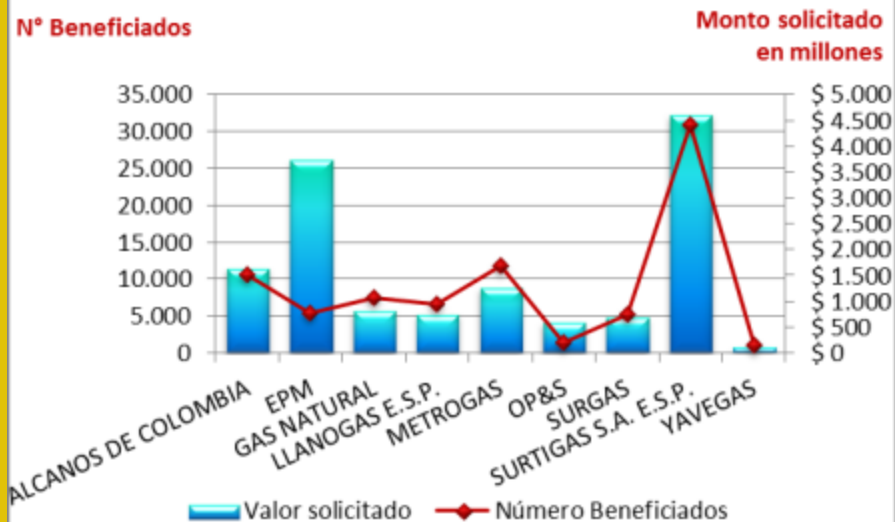


3.2 Proyectos FECF 2012-2013

PROYECTOS FAVORABLES FECF 2012 CON ASIGNACIÓN DE RECURSOS



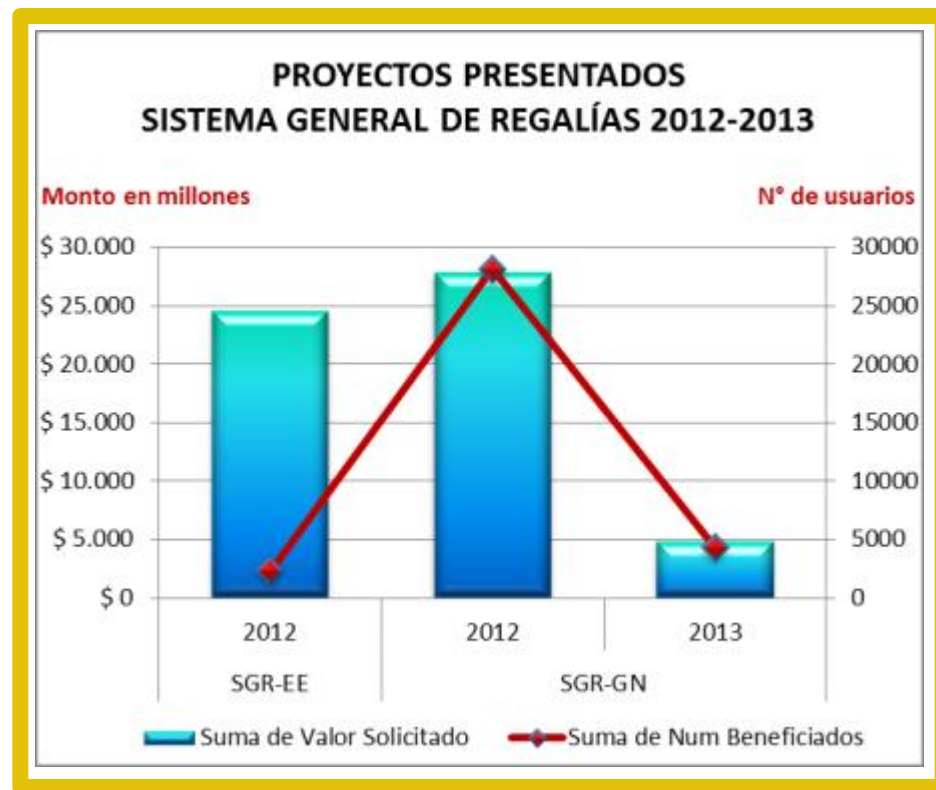
PROYECTOS FAVORABLES FECF 2012-2013 PENDIENTES ASIGNACIÓN DE RECURSOS



3.2 Resumen Sistema General de Regalías 2012-2013

Se han presentado 35 proyectos para acceder a recursos del Sistema General de Regalías -SGR-, 16 de Energía Eléctrica y 15 de Gas, de los cuales solo 13 han obtenido concepto Favorable.

| PROYECTOS RECIBIDOS 2012-2013 | | | |
|----------------------------------|-----------|-----------|-----------|
| FONDO | 2012 | 2013 | TOTAL |
| SGR-EE | 16 | 0 | 16 |
| SGR-GN | 7 | 12 | 19 |
| TOTAL | 23 | 12 | 35 |



*Seis de los proyectos recibidos no cuentan con información del valor y número de beneficiados, por lo que no se contabilizan en la gráfica.



3.3 Precios de energía eléctrica y su incidencia en la competitividad industrial

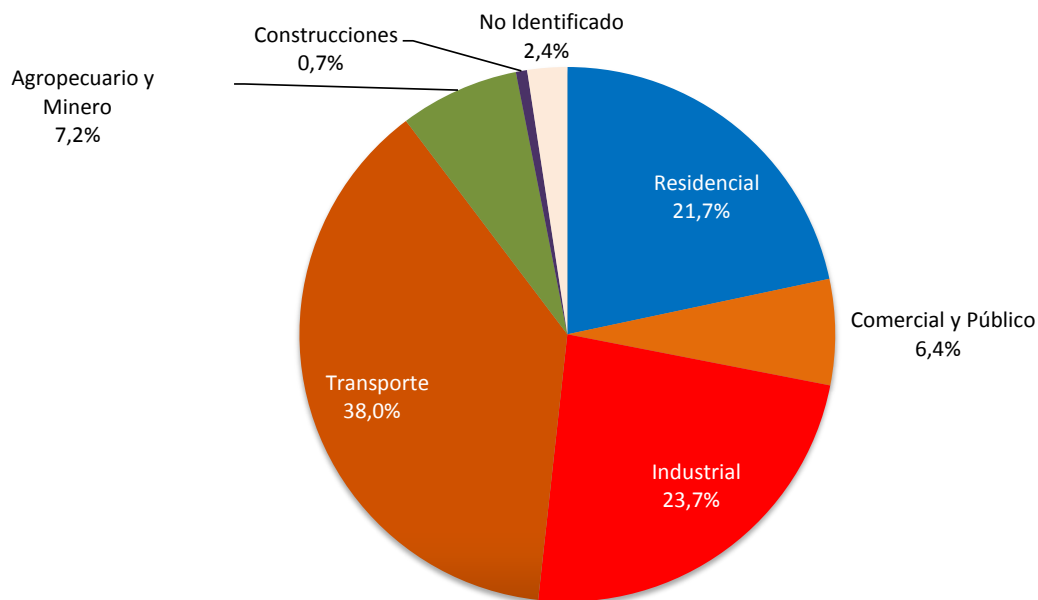
3.3.1 Contexto general

3.3.2 Formación de precios

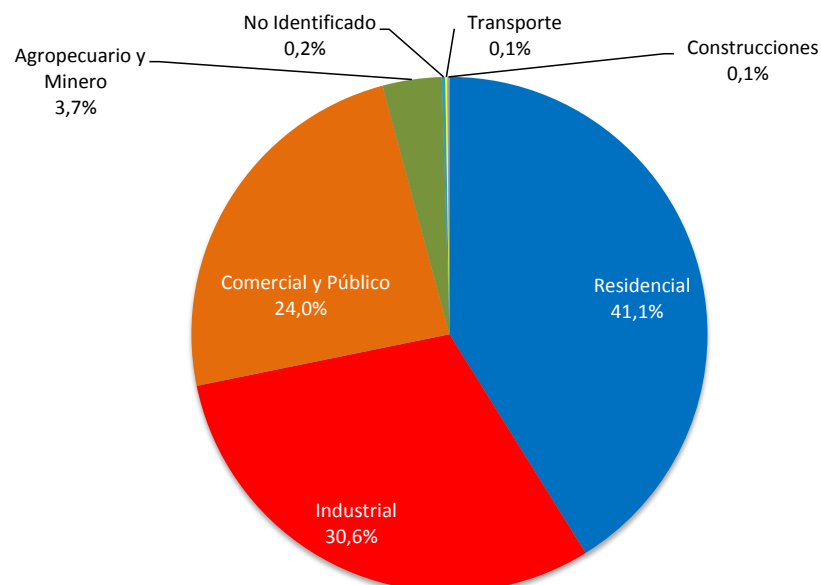
3.3.3 Peso relativo de los factores

3.3.4 Competitividad

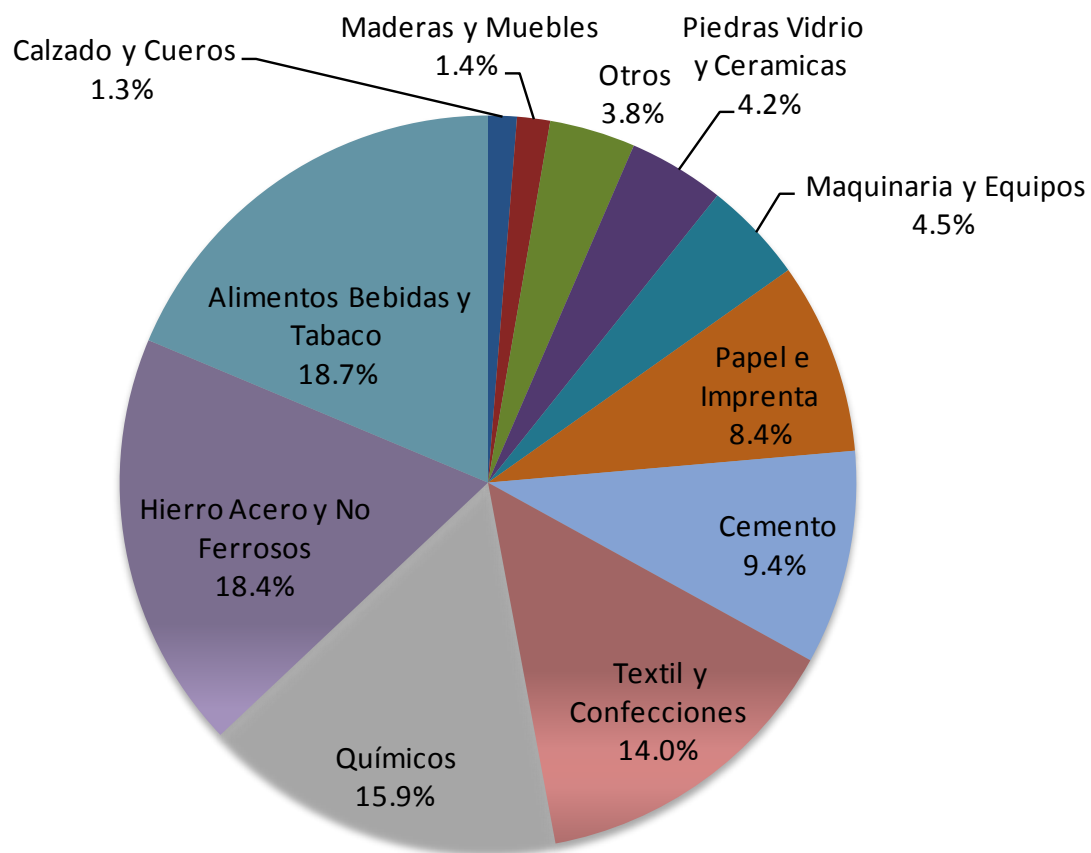
Participación consumo energético por sectores (Total de 230,325 Tcal, 2010)



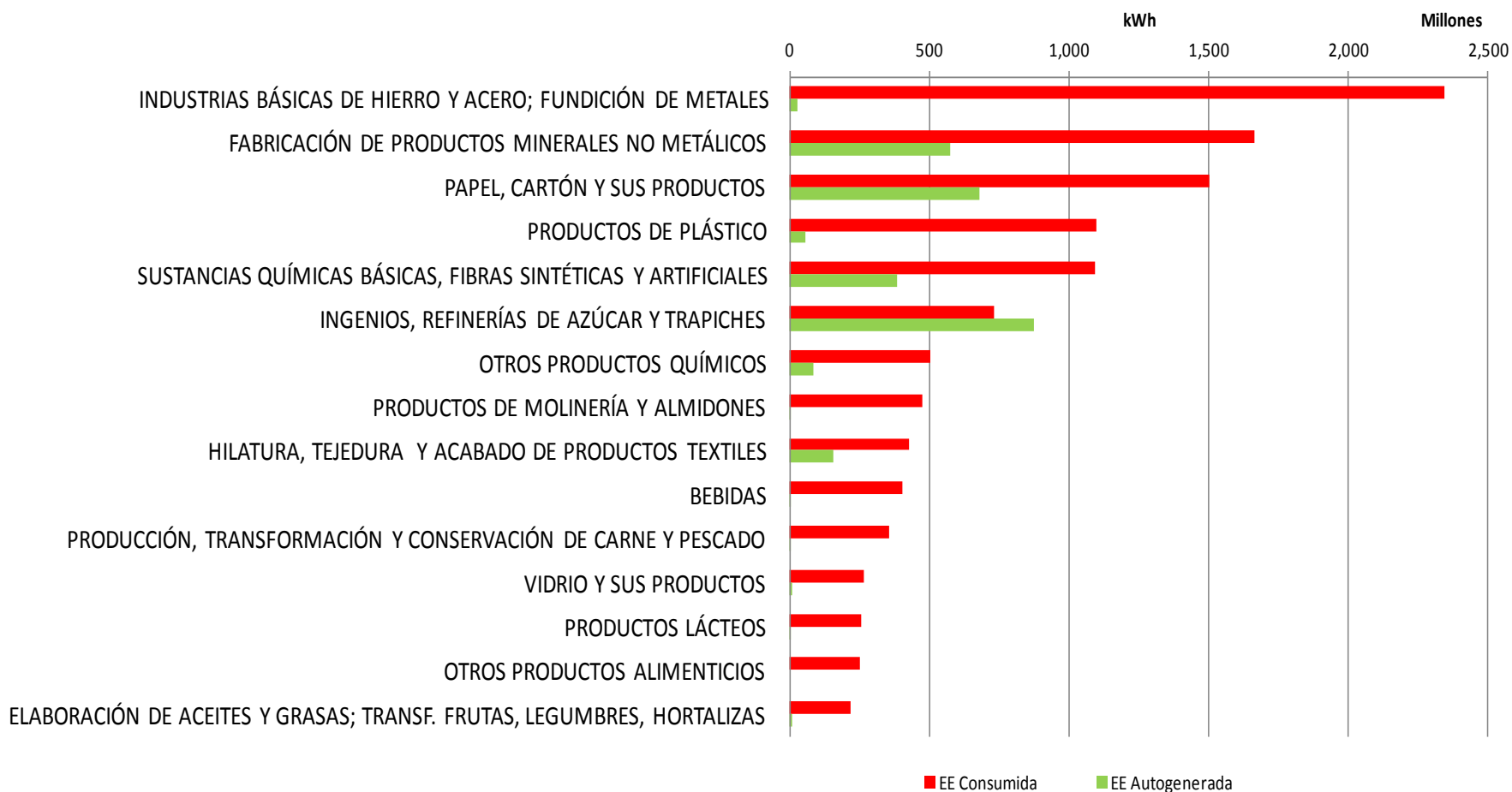
Participación consumo energía eléctrica por sectores (Total de 47,750 GWh, 2010)



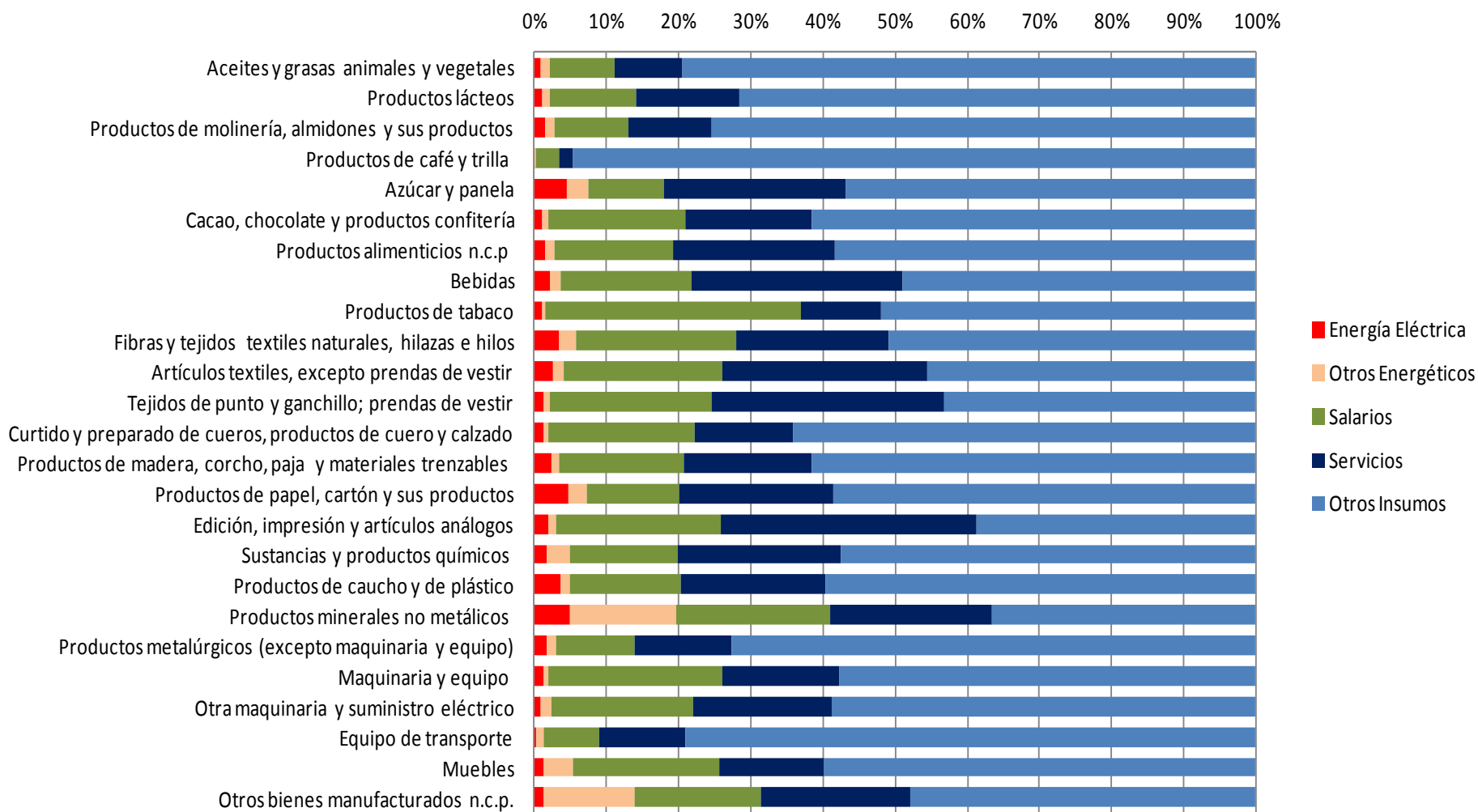
Participación en el consumo de energía eléctrica por subsectores de la industria (Total de 14,631 GWh, 2010)



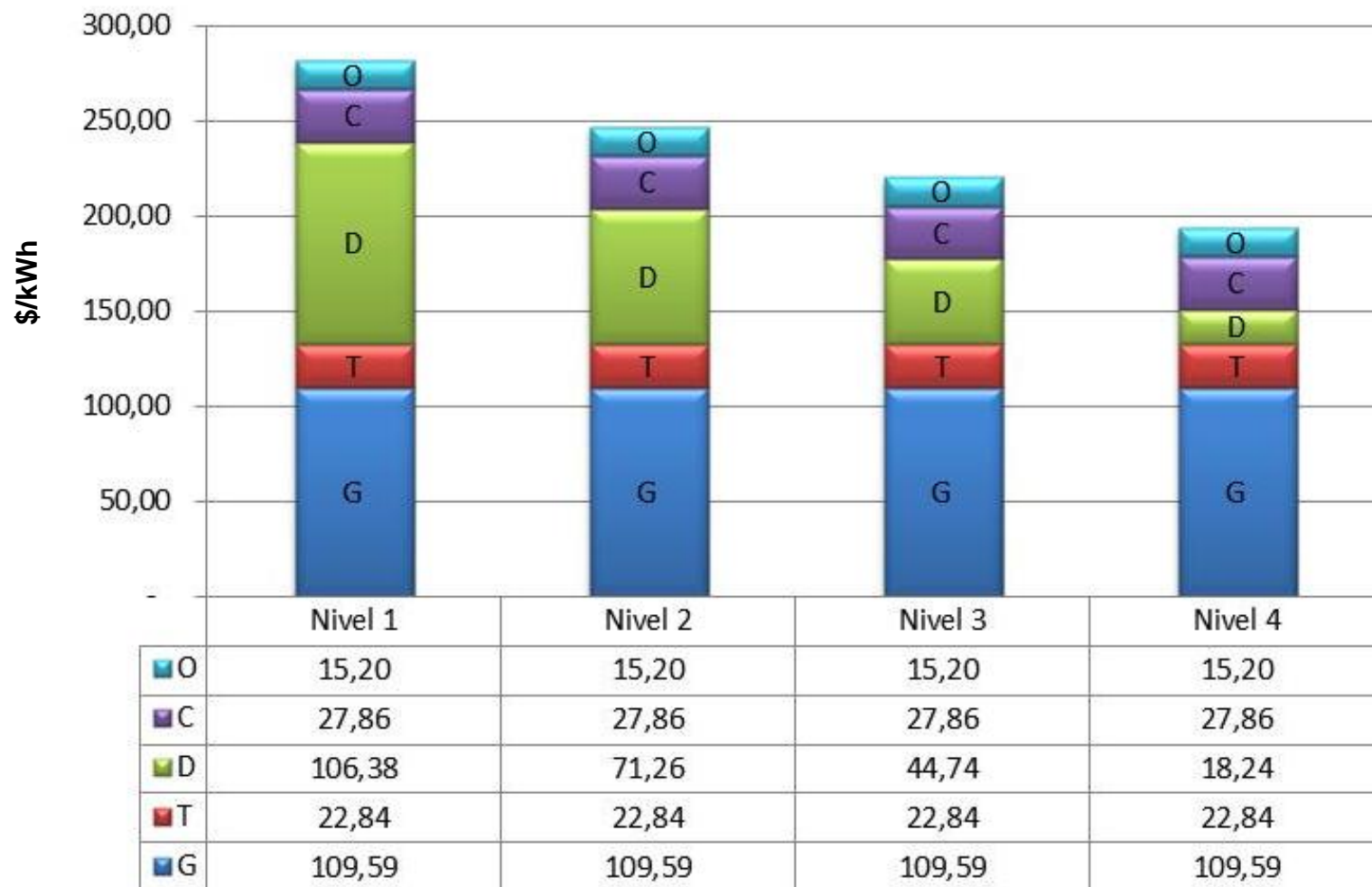
15 subsectores con mayor consumo de energía eléctrica en la industria (2010)



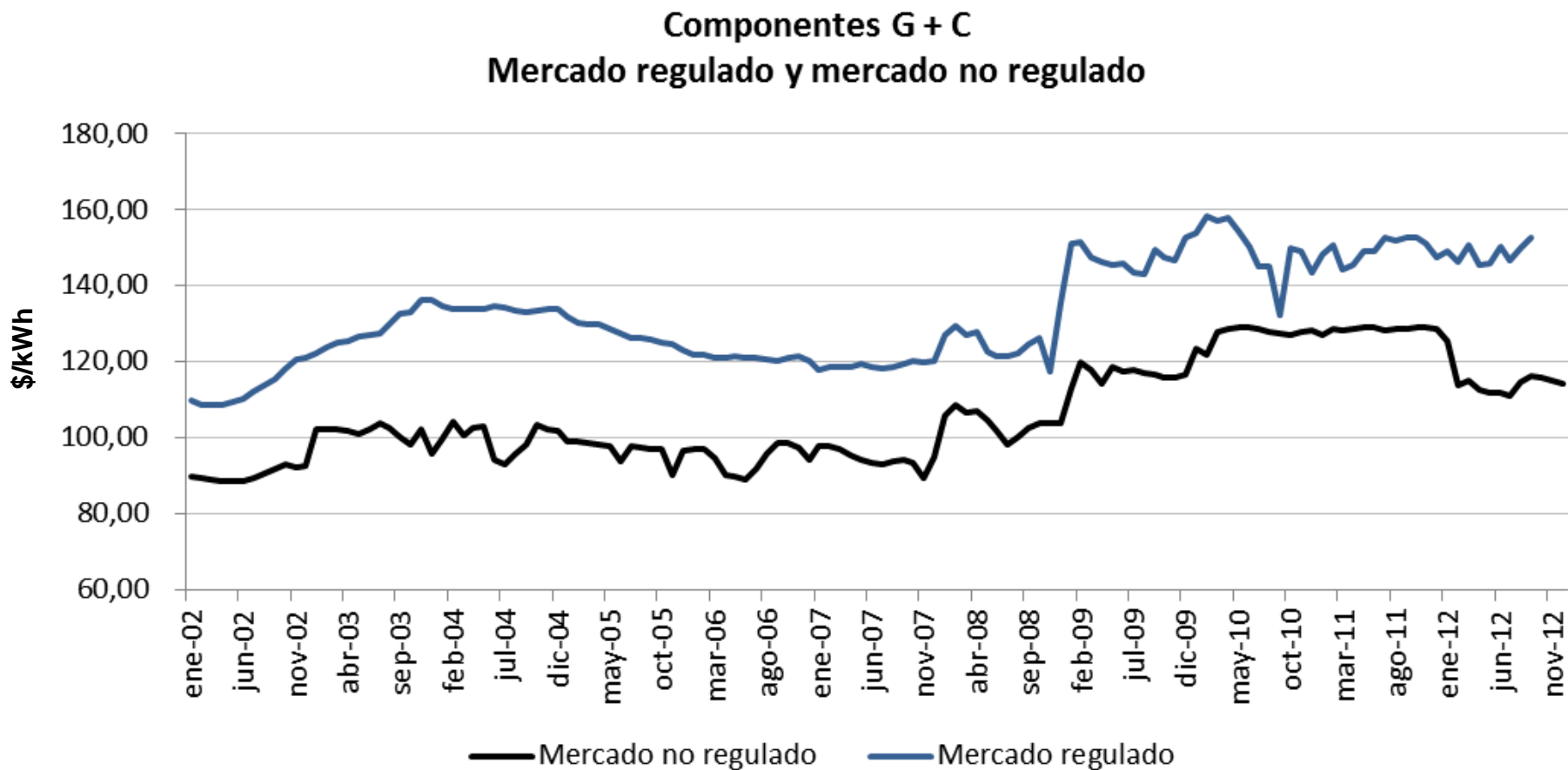
Participación de la electricidad en la estructura de costos de la industria nacional (2010)



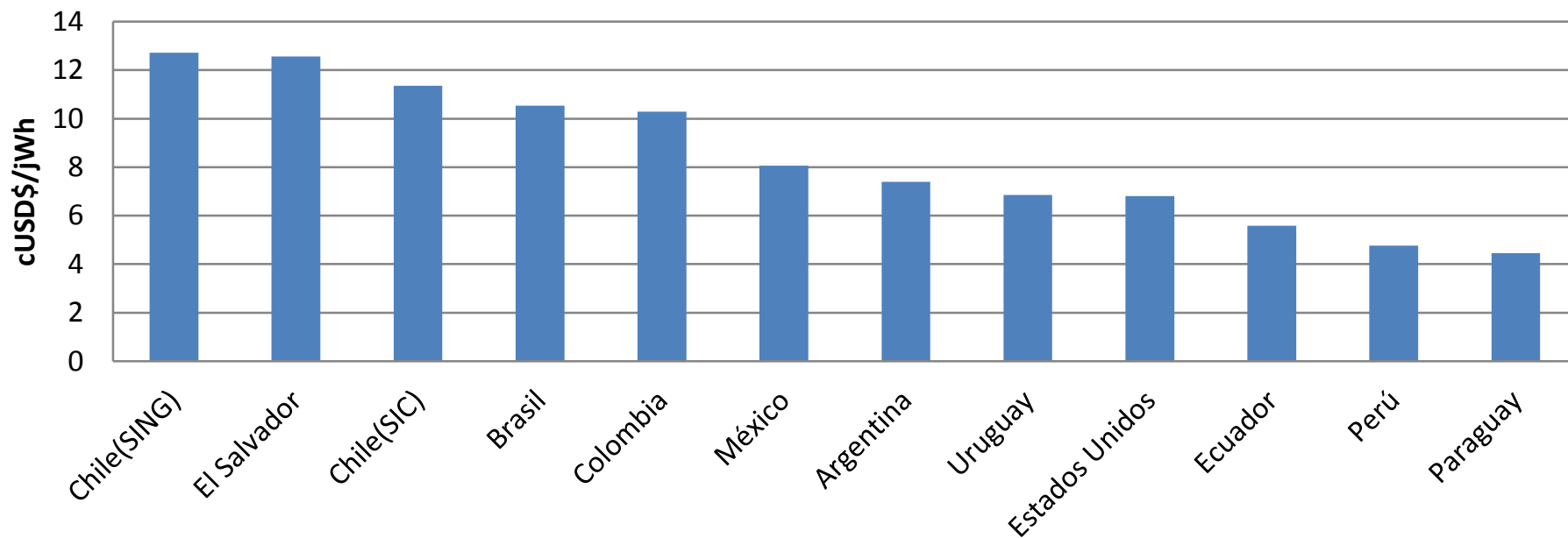
Estructura de Precios del Mercado (Regulado) promedio 2000-2012



Mercado No Regulado Vs Mercado Regulado

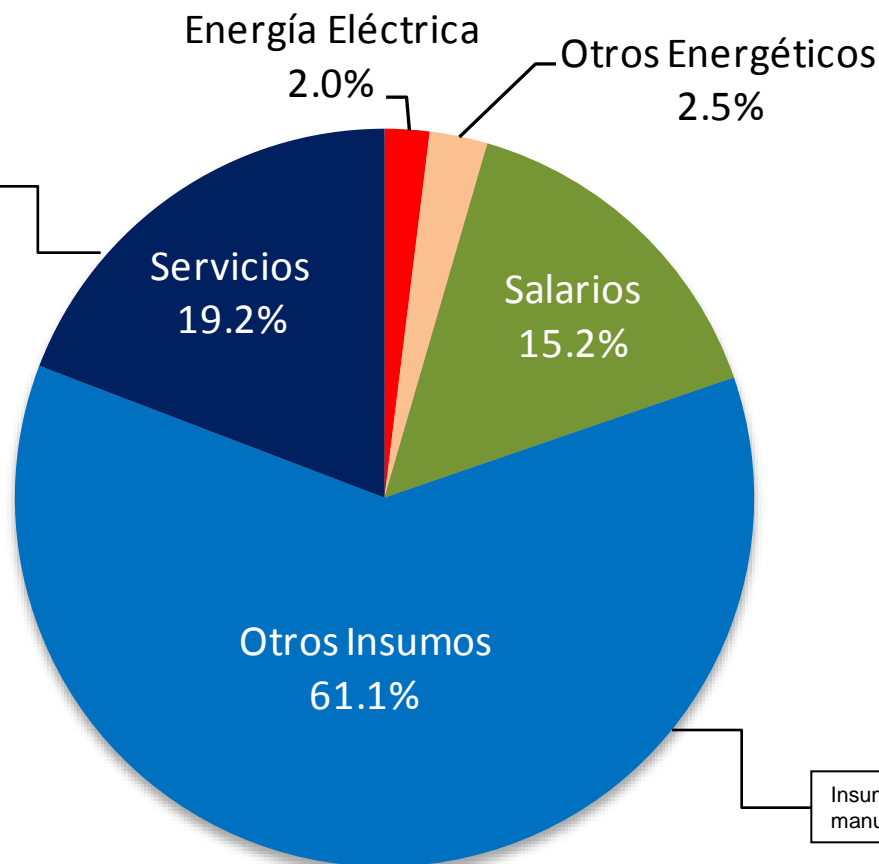


Precios de energía eléctrica para la industria año 2010



Estructura de costos de la industria nacional

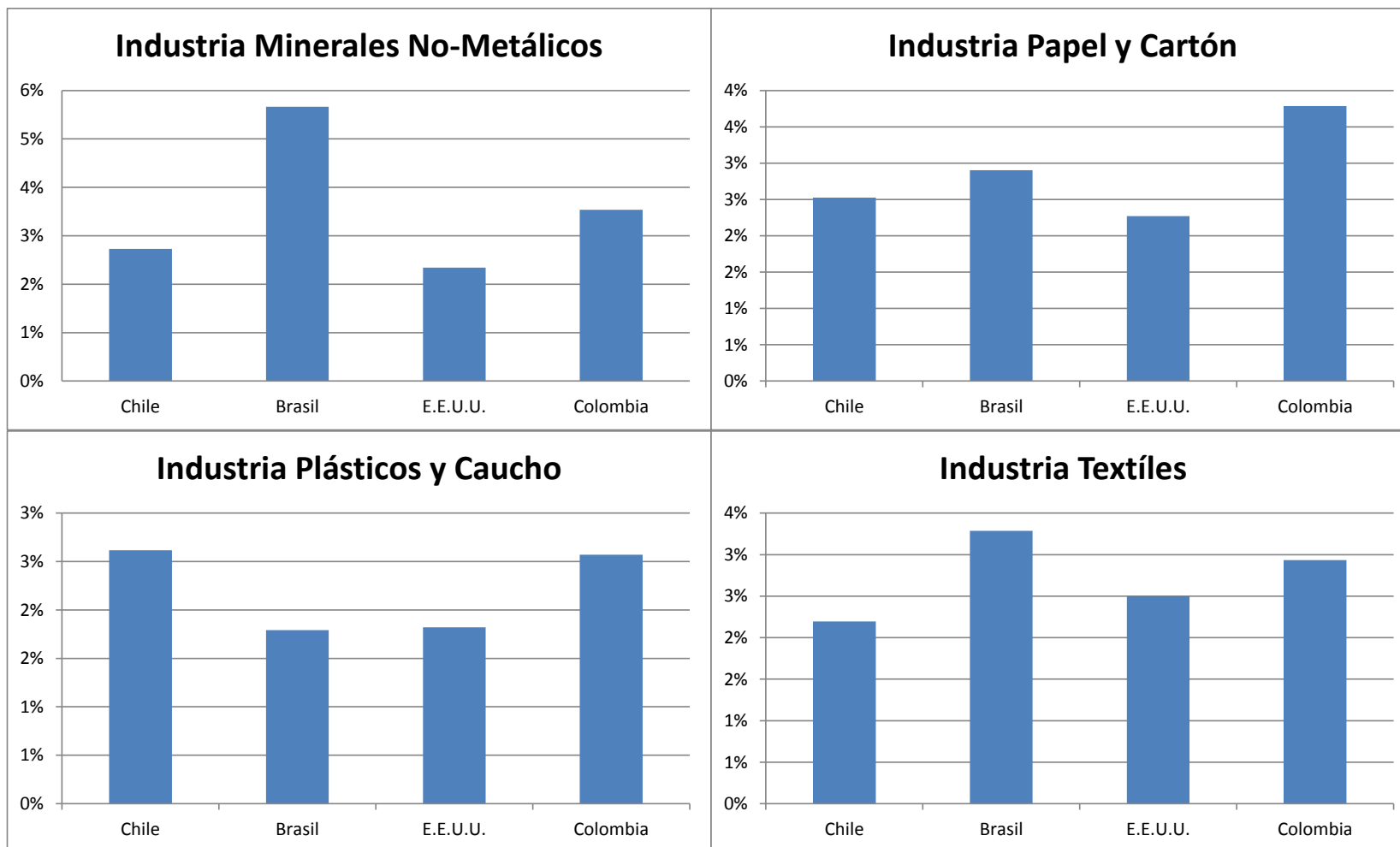
| |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Desperdicios y desechos, Agua |
| Trabajos de construcción, construcción y reparación de edificaciones y servicios de arrendamiento de equipo con operario |
| Comercio |
| Servicios de reparación de automotores, de artículos personales y domésticos |
| Servicios de alojamiento, suministro de comidas y bebidas |
| Servicios de transporte |
| Servicios de correos y telecomunicaciones |
| Servicios de intermediación financiera, de seguros y servicios conexos |
| Servicios inmobiliarios y de alquiler de vivienda |
| Administración pública y defensa; dirección, administración y control del sistema de seguridad social |
| Servicios de enseñanza |
| Servicios sociales y de salud de mercado |
| Servicios de alcantarillado y eliminación de desperdicios, saneamiento y otros servicios de protección del medio ambiente |
| Servicios domésticos |



| |
|--------------------------------------------------------------|
| Carbón mineral |
| Petróleo crudo, gas natural y minerales de uranio y torio |
| Productos de la refinación del petróleo; combustible nuclear |
| Gas domiciliario |

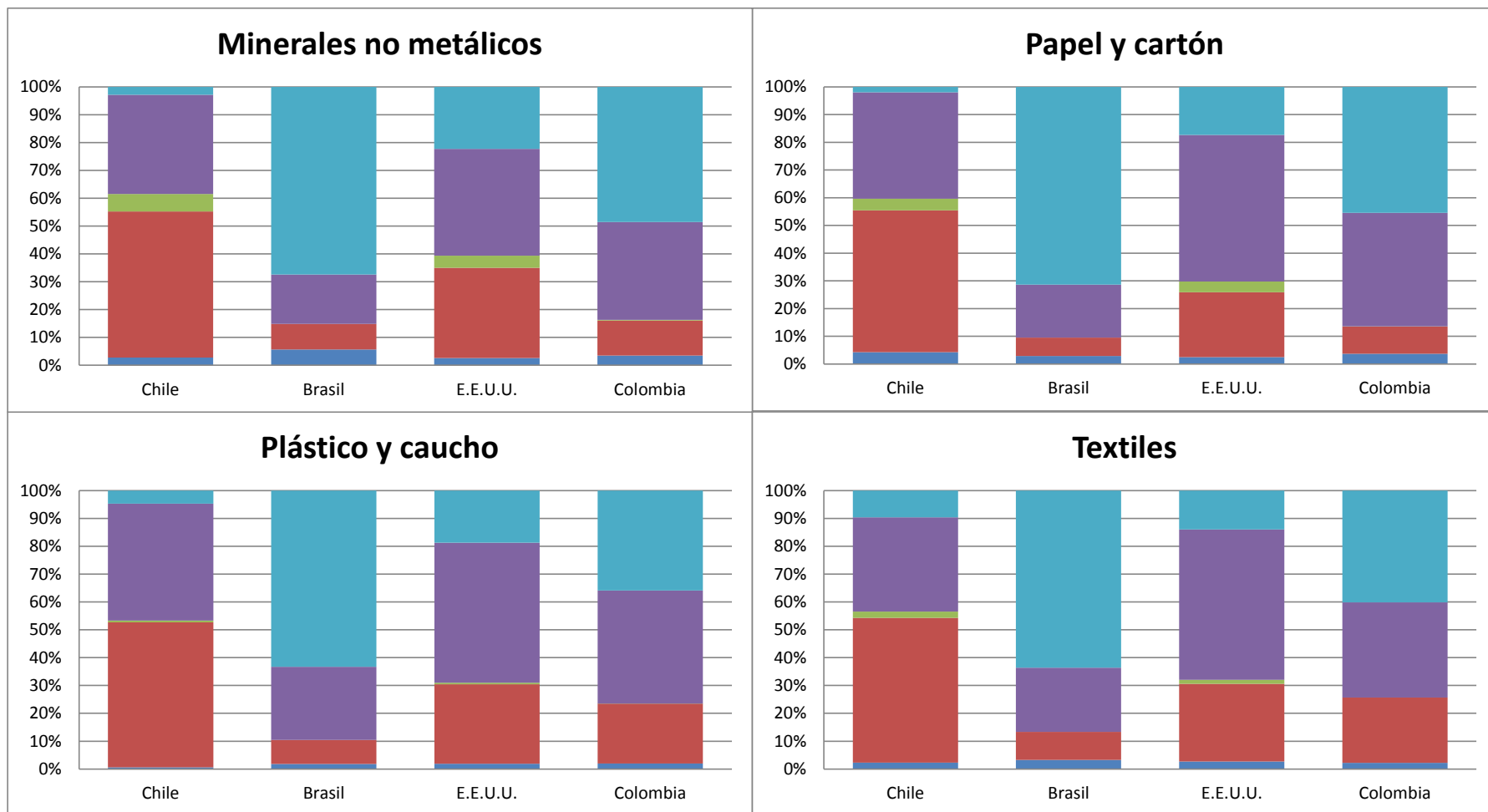
Insumos de la industria manufacturera

Comparación de la participación de energía eléctrica en estructura de costos (2008)



Nota: las participaciones de Brasil incluyen además de electricidad el costo de combustibles.

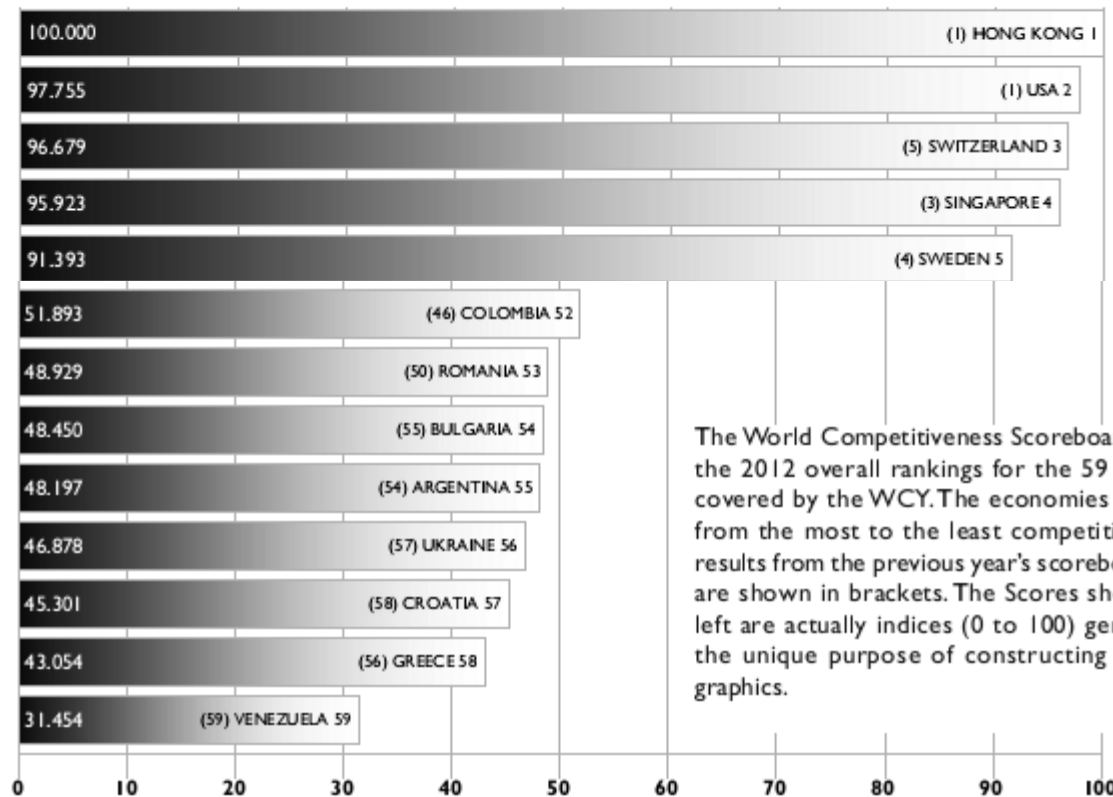
Comparación de la estructura de costos para sectores específicos (2008)



■ Proporción Otros ■ Proporción Insumos ■ Proporción Combustibles ■ Proporción Costo Personal ■ Proporción E.E.

Nota: las participaciones de Brasil incluyen además de electricidad el costo de combustibles.

THE WORLD COMPETITIVENESS SCOREBOARD 2012



IMD
Ranking 52
de entre 59 países

The World Competitiveness Scoreboard presents the 2012 overall rankings for the 59 economies covered by the WCY. The economies are ranked from the most to the least competitive and the results from the previous year's scoreboard (2011) are shown in brackets. The Scores shown to the left are actually indices (0 to 100) generated for the unique purpose of constructing charts and graphics.

| Country/Economy | PILLARS | | | | | | | | | |
|-------------------|--------------------|-------|-----------------|-------|-------------------|-------|------------------------------|-------|---------------------------------|-------|
| | BASIC REQUIREMENTS | | 1. Institutions | | 2. Infrastructure | | 3. Macroeconomic environment | | 4. Health and primary education | |
| | Rank | Score | Rank | Score | Rank | Score | Rank | Score | Rank | Score |
| Albania | 87 | 4.24 | 84 | 3.65 | 91 | 3.48 | 98 | 4.27 | 79 | 5.56 |
| Algeria | 89 | 4.22 | 141 | 2.66 | 100 | 3.16 | 23 | 5.71 | 93 | 5.37 |
| Argentina | 96 | 4.15 | 138 | 2.85 | 86 | 3.58 | 94 | 4.33 | 59 | 5.82 |
| Armenia | 76 | 4.41 | 71 | 3.90 | 80 | 3.71 | 83 | 4.50 | 80 | 5.53 |
| Australia | 12 | 5.75 | 18 | 5.27 | 18 | 5.70 | 26 | 5.57 | 13 | 6.46 |
| Austria | 20 | 5.63 | 25 | 5.04 | 15 | 5.80 | 33 | 5.35 | 20 | 6.32 |
| Azerbaijan | 56 | 4.76 | 63 | 3.98 | 71 | 3.94 | 18 | 6.05 | 107 | 5.08 |
| Brazil | 73 | 4.49 | 79 | 3.78 | 70 | 4.00 | 62 | 4.73 | 88 | 5.43 |
| Brunei Darussalam | 21 | 5.56 | 31 | 4.86 | 57 | 4.20 | 1 | 7.00 | 31 | 6.18 |
| Bulgaria | 65 | 4.63 | 108 | 3.39 | 76 | 3.79 | 31 | 5.42 | 49 | 5.92 |
| Burkina Faso | 133 | 3.45 | 83 | 3.66 | 136 | 2.18 | 85 | 4.48 | 139 | 3.48 |
| Burundi | 142 | 2.94 | 142 | 2.59 | 141 | 1.87 | 137 | 3.15 | 127 | 4.16 |
| Cambodia | 97 | 4.14 | 73 | 3.84 | 104 | 3.08 | 91 | 4.39 | 102 | 5.25 |
| Cameroon | 115 | 3.80 | 107 | 3.40 | 125 | 2.51 | 59 | 4.79 | 118 | 4.49 |
| Canada | 14 | 5.71 | 11 | 5.52 | 13 | 5.84 | 51 | 4.90 | 7 | 6.58 |
| Cape Verde | 100 | 4.08 | 57 | 4.07 | 114 | 2.80 | 121 | 3.80 | 71 | 5.66 |
| Chad | 139 | 3.15 | 140 | 2.73 | 140 | 1.89 | 45 | 5.12 | 144 | 2.85 |
| Chile | 28 | 5.35 | 28 | 4.97 | 45 | 4.62 | 14 | 6.15 | 74 | 5.64 |
| China | 31 | 5.25 | 50 | 4.22 | 48 | 4.46 | 11 | 6.22 | 35 | 6.11 |
| Colombia | 77 | 4.40 | 109 | 3.38 | 93 | 3.44 | 34 | 5.34 | 85 | 5.45 |
| Costa Rica | 67 | 4.61 | 53 | 4.13 | 74 | 3.80 | 65 | 4.68 | 57 | 5.82 |
| Côte d'Ivoire | 137 | 3.29 | 129 | 3.16 | 102 | 3.10 | 130 | 3.48 | 140 | 3.40 |

| Country/Economy | PILLARS | | | | | | | | | | | | | |
|-------------------|----------------------|-------|----------------------------------|-------|----------------------------|-------|----------------------------|-------|---------------------------------|-------|----------------------------|-------|-----------------|-------|
| | EFFICIENCY ENHANCERS | | 5. Higher education and training | | 6. Goods market efficiency | | 7. Labor market efficiency | | 8. Financial market development | | 9. Technological readiness | | 10. Market size | |
| | Rank | Score | Rank | Score | Rank | Score | Rank | Score | Rank | Score | Rank | Score | Rank | Score |
| Albania | 92 | 3.80 | 76 | 4.11 | 58 | 4.33 | 68 | 4.40 | 120 | 3.38 | 77 | 3.69 | 98 | 2.89 |
| Algeria | 136 | 3.08 | 108 | 3.38 | 143 | 2.99 | 144 | 2.79 | 142 | 2.39 | 133 | 2.59 | 49 | 4.34 |
| Argentina | 86 | 3.84 | 53 | 4.59 | 140 | 3.18 | 140 | 3.29 | 131 | 3.18 | 67 | 3.85 | 23 | 4.94 |
| Armenia | 82 | 3.86 | 70 | 4.22 | 72 | 4.22 | 30 | 4.72 | 78 | 3.97 | 92 | 3.40 | 115 | 2.62 |
| Australia | 13 | 5.20 | 11 | 5.64 | 24 | 4.87 | 42 | 4.60 | 8 | 5.35 | 19 | 5.61 | 21 | 5.10 |
| Austria | 19 | 5.01 | 18 | 5.48 | 22 | 4.91 | 32 | 4.69 | 34 | 4.65 | 17 | 5.70 | 36 | 4.62 |
| Azerbaijan | 67 | 4.05 | 89 | 3.91 | 60 | 4.31 | 26 | 4.80 | 98 | 3.73 | 61 | 4.04 | 76 | 3.51 |
| Brazil | 38 | 4.52 | 66 | 4.27 | 104 | 3.94 | 69 | 4.39 | 46 | 4.45 | 48 | 4.43 | 9 | 5.63 |
| Brunei Darussalam | 68 | 4.05 | 57 | 4.40 | 73 | 4.22 | 13 | 5.07 | 56 | 4.27 | 64 | 3.95 | 124 | 2.39 |
| Bulgaria | 59 | 4.18 | 63 | 4.31 | 83 | 4.17 | 49 | 4.54 | 80 | 3.97 | 52 | 4.30 | 62 | 3.82 |
| Burkina Faso | 129 | 3.22 | 137 | 2.50 | 118 | 3.80 | 64 | 4.42 | 117 | 3.43 | 137 | 2.52 | 114 | 2.64 |
| Burundi | 144 | 2.56 | 143 | 1.98 | 139 | 3.28 | 112 | 3.97 | 144 | 2.31 | 144 | 2.22 | 140 | 1.57 |
| Cambodia | 85 | 3.84 | 111 | 3.32 | 50 | 4.42 | 28 | 4.78 | 64 | 4.11 | 100 | 3.28 | 89 | 3.15 |
| Cameroon | 111 | 3.57 | 115 | 3.25 | 89 | 4.15 | 58 | 4.48 | 105 | 3.64 | 126 | 2.73 | 87 | 3.18 |
| Canada | 6 | 5.41 | 15 | 5.57 | 13 | 5.12 | 4 | 5.45 | 11 | 5.28 | 20 | 5.60 | 13 | 5.45 |
| Cape Verde | 128 | 3.22 | 99 | 3.65 | 105 | 3.93 | 126 | 3.72 | 121 | 3.37 | 90 | 3.43 | 143 | 1.25 |
| Chad | 141 | 2.91 | 140 | 2.34 | 141 | 3.08 | 95 | 4.12 | 137 | 3.01 | 143 | 2.23 | 112 | 2.70 |
| Chile | 32 | 4.63 | 46 | 4.72 | 30 | 4.74 | 34 | 4.68 | 28 | 4.73 | 44 | 4.48 | 42 | 4.44 |
| China | 30 | 4.64 | 62 | 4.32 | 59 | 4.31 | 41 | 4.60 | 54 | 4.31 | 88 | 3.50 | 2 | 6.82 |
| Colombia | 63 | 4.13 | 67 | 4.27 | 99 | 3.98 | 88 | 4.17 | 67 | 4.10 | 80 | 3.62 | 31 | 4.65 |
| Costa Rica | 60 | 4.18 | 41 | 4.78 | 62 | 4.30 | 52 | 4.51 | 101 | 3.67 | 46 | 4.45 | 81 | 3.35 |
| Côte d'Ivoire | 115 | 3.53 | 123 | 2.99 | 122 | 3.78 | 71 | 4.38 | 103 | 3.65 | 99 | 3.32 | 94 | 3.05 |

Según el Plan de acción indicativo del PROURE, 2010, la industria colombiana presenta un potencial de ahorro en el consumo de energía eléctrica del 5.3% a 2015.

Líneas de acción:

- Sustitución de motores eléctricos
- Aprovechamiento de calor residual
- Optimización de cadenas de frío
- Corrección de factores de potencia
- Normalización de redes
- Uso de esquemas tarifarios-horarios de energía a través de contratos que conduzcan a cambiar el perfil de la curva de demanda eléctrica

Promoción de proyectos en eficiencia energética a través ESCOS "Energy Services Companies"

Autogeneración, cogeneración y venta de excedentes



4. Actividades en desarrollo - Información

4.1 Convenios en desarrollo

4.1 Convenio MME-UPME-DANE

Objetivo

Aunar esfuerzos técnicos administrativos y económicos para el desarrollo conjunto de programas, proyectos, actividades e intercambio de información, tendientes a fortalecer el sector minero energético del país y que sean de interés para las partes, en cumplimiento de sus misiones institucionales.

4.1 Convenio MME-UPME-DANE Actividades 2013-2014

| FASES | PROPOSITOS | FECHA PROGRAMADA |
|--------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------|
| 1. Consolidación cifras sectoriales | <ol style="list-style-type: none"> 1. Elaboración matriz de datos sectoriales y boletín minero energético. 2. Definición de protocolos de producción y publicación. | Junio de 2013 |
| 2. Consolidación cifras de empleo y educación | <ol style="list-style-type: none"> 1. Visitas técnicas a zonas minero-energéticas -abril 2. Prueba piloto julio- agosto 3. Lanzamiento de encuesta de empleo noviembre | Noviembre de 2013 |
| 3. Consolidación del plan estadístico sector minero energético | <ol style="list-style-type: none"> 1. Caracterización temas estratégicos de minería 2. Revisión del plan de mejoramiento 3. Formulación preliminar del plan estadístico sectorial | Abril de 2013 |
| 4. Fortalecimiento de herramientas para la caracterización de la minería | <ol style="list-style-type: none"> 1. Identificación de fuentes de información en mesas de trabajo. 2. Definición metodológica de indicadores sectoriales 3. Calculo de indicadores sectoriales 4. Elaboración del Censo Minero | Enero del 2014 |



4.1 Convenios UPME

CONVENIOS SUSCRITOS

ANDESCO

MME-DANE-UPME

SUPERINTENDENCIA DE
SERVICIOS PUBLICOS

ASOCODIS

CONVENIOS POR SUSCRIBIR

ANM

ANH

SICOM-MME

SERVICIO GEOLÓGICO

ECOPETROL

IGAC

ANDI

COCME-WEC



5. Ejecución presupuestal 2013

5.1 Presupuesto aprobado 2013

5.2 Ejecución presupuestal

5.1 Presupuesto aprobado 2013

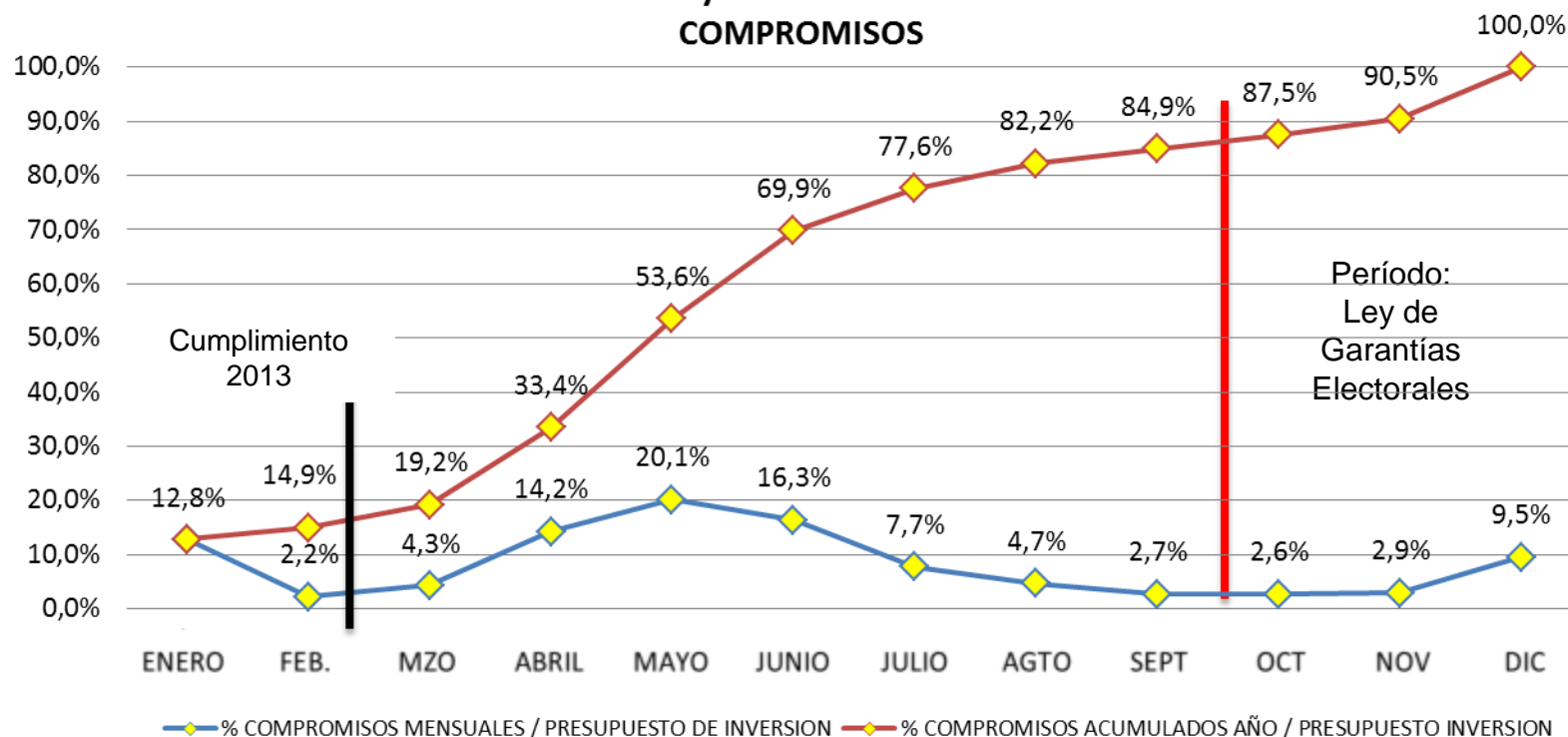
| Concepto | Apropiación 2013 |
|-----------------------|------------------|
| Funcionamiento | 10.953 |
| Gastos de Personal | 4.718 |
| Gastos Generales | 874 |
| Transferencias | 5.361 |
| Inversión | 30.742 |
| Total Entidad | 41.695 |

Cifras en Millones de pesos - Decreto 2715 de 2012

| Proyecto | Apropiación 2013 |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------|
| Capacitación del recurso humano en las áreas de minería y energía a nivel nacional | 900 |
| Asesoría para el análisis y formulación de desarrollo del subsector hidrocarburos nacional | 2.000 |
| Asesoría para la elaboración del planeamiento integral de energía nacional | 4.800 |
| Asesoría para el análisis y desarrollo del subsector eléctrico nacional | 2.800 |
| Asesoría para la elaboración de metodologías de proyección integrada de demanda de energía nacional | 1.250 |
| Actualización planeamiento integral del sector minero colombiano | 6.000 |
| Mejoramiento actualización y sostenibilidad de la plataforma tecnológica sistemas y gestión de información y medios de divulgación de la UPME Colombia | 4.500 |
| Adquisición y adecuación de sede para la UPME Bogotá | 8.492 |
| Total UPME | 30.742 |

Cifras en Millones de pesos - Decreto 2715 de 2012

PLAN DE INVERSION y FUNCIONAMIENTO 2013 - UPME COMPROMISOS



5.2 Resumen presupuestal a marzo de 2013

PRESUPUESTO - COMPROMISOS

| | FEBRERO DE 2013 | |
|-----------------------|-----------------|---------------------|
| | \$ (MILLONES) | % ACUMULADO DE 2013 |
| TOTAL | 6.232 | 14,9% |
| INVERSION | 5.262 | 17,1% |
| FUNCIONAMIENTO | 970 | 8,9% |

| MARZO DE 2013 | |
|---------------|---------------------|
| \$ (MILLONES) | % ACUMULADO DE 2013 |
| 8.004 | 19,2% |
| 6.654 | 21,6% |
| 1.350 | 12,3% |

PRESUPUESTO - OBLIGADO

| | FEBRERO DE 2013 | |
|-----------------------|-----------------|---------------------|
| | \$ (MILLONES) | % ACUMULADO DE 2013 |
| TOTAL | 5.226 | 12,5% |
| INVERSION | 4.688 | 15,3% |
| FUNCIONAMIENTO | 538 | 4,9% |

| MARZO DE 2013 | |
|---------------|---------------------|
| \$ (MILLONES) | % ACUMULADO DE 2013 |
| 5.804 | 13,9% |
| 4.927 | 16,0% |
| 878 | 8,0% |

PROCESOS POR COMPROMETER EN MARZO DE 2013

| NOMBRE | \$ (MILLONES) |
|-------------------------------------------------------------------------|---------------|
| WOOD MACKENZIE | 670 |
| APOYO SOSTENIMIENTO PLATAFORMA TECNOLOGICA | 180 |
| ACTIVACION DEL SECTOR GLP - HIDROCARBUROS | 900 |
| REDUCCION CONSUMO ENERGETICO EN SECTOR SERVICIOS - DEMANDA | 800 |
| CORPOVISIONARIOS | 260 |
| UNIVERSIDAD EXTERNADO - APOYO CODIGO MINERO | 200 |
| CONTRATO INTERADMINISTRATIVO UPTC - VALORACION PROPIEDADES MINERAS | 930 |
| CONTRATO INTERADMINISTRATIVO U. NACIONAL ANTIOQUIA - ESCENARIOS MINEROS | 500 |
| TOTAL | 4.440 |



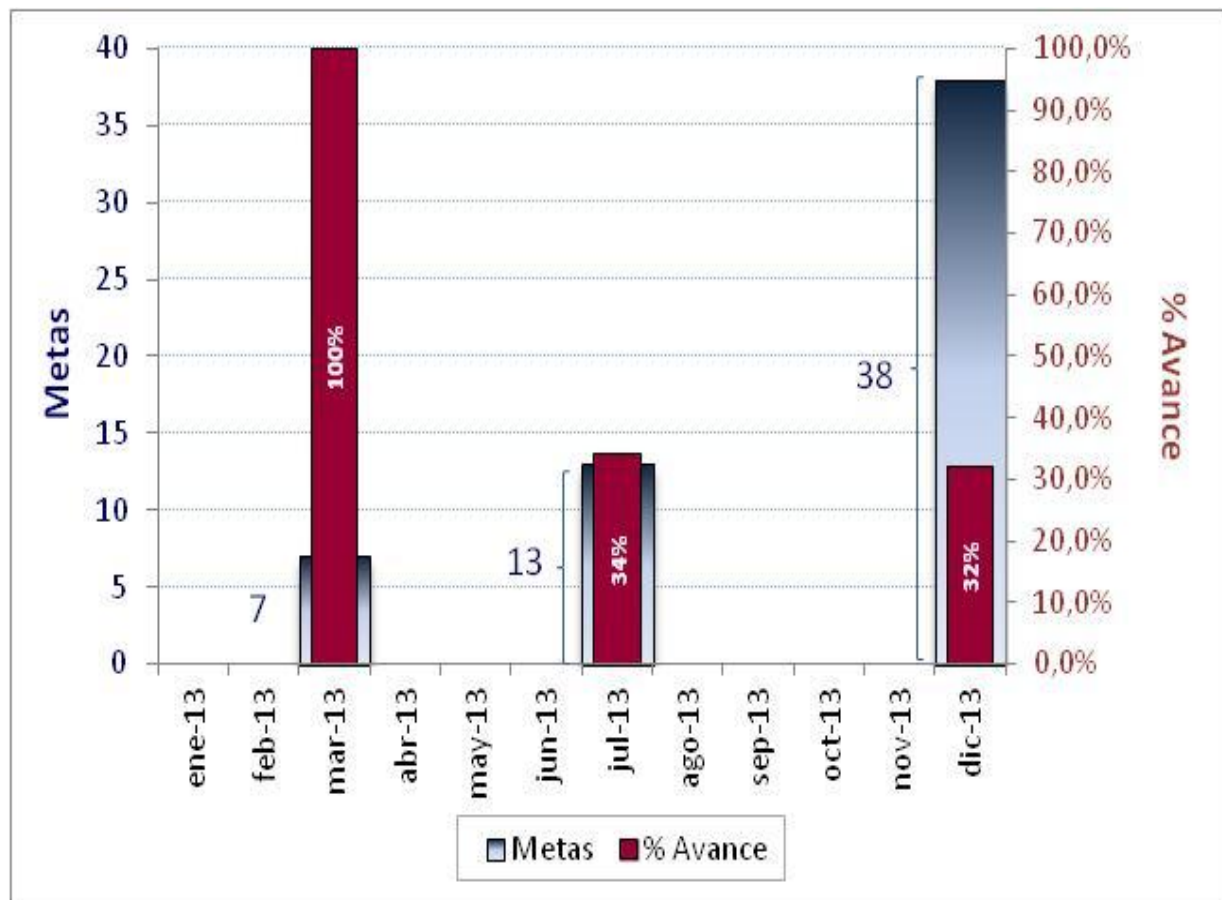
6. Plan de mejoramiento - CGR

6.1 Avances del plan de mejoramiento

6.1 Avances del plan de mejoramiento

| Debilidades en: | Acciones propuestas |
|----------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Adecuación aplicativos y publicación en página WEB | Publicación oportuna de los estudios y actualización de aplicativos (fondos, SIZNI). |
| Elaboración planes institucionales | Elaboración y publicación de la Cadena de gas licuado de petróleo y Plan indicativo de abastecimiento de gas natural. |
| Medición de indicadores | Implementación y evaluación de los indicadores de gestión. |
| Planeación estratégica | Cumplimiento de los planes (estratégico, operativo, inversión) y realización de talleres de socialización. |
| | Evaluación oportuna ante el volumen de los proyectos presentados. |
| Actualización de procesos y procedimientos | Ajuste y cumplimiento del manual de contratación de la Unidad y mejorar los procedimientos (realizar sondeos de mercado, elaboración estudios previos, elaboración términos de referencia, seguimiento por parte de los supervisores). |

6.1 Avances del plan de mejoramiento



Actividades realizadas:

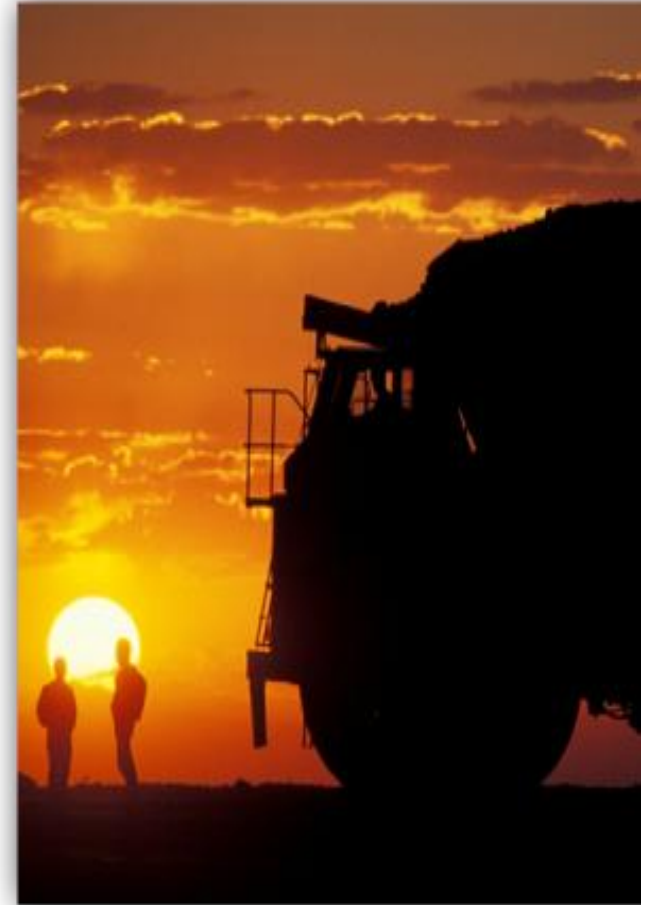
- Actualización de indicadores.
- Formulación indicador de transparencia.
- Publicación plan indicativo de abastecimiento de gas natural.
- Ajuste plan estratégico 2010-2014.
- Definición y seguimiento plan indicativo y de acción.
- Mejoramiento del proceso de planeación interna.
- Jornadas de sensibilización Ley 1474 de 2011.



Anexo: Plan de trabajo UPME 2013

(PREPARADO A PARTIR DEL INFORME DE RENDICIÓN DE CUENTAS Y DE LA PRESENTACIÓN DEL CONSEJO DIRECTIVO DEL 31 DE ENERO DE 2013)

- Plan Nacional de Desarrollo Minero Visión 2032.
- Plan Nacional de Ordenamiento Minero – Formulación y Adopción.
- Estudio de reglamentación de planes para cierre y abandono de minas y de su infraestructura asociada.
- Identificación de mercado y grado de competitividad para minerales estratégicos.
- Desarrollo de conglomerados y encadenamiento minero.
- Componente social y ambiental del sector minero colombiano
- Fortalecimiento de la capacidad de modelamiento.
- Programa de desarrollo ejecutivo en certificación y valoración de propiedades mineras en Colombia.
- Fortalecimiento Subdirección de Planeamiento Minero – UPME.
- Apoyar la consolidación del Sistema de Información Minero - Energético

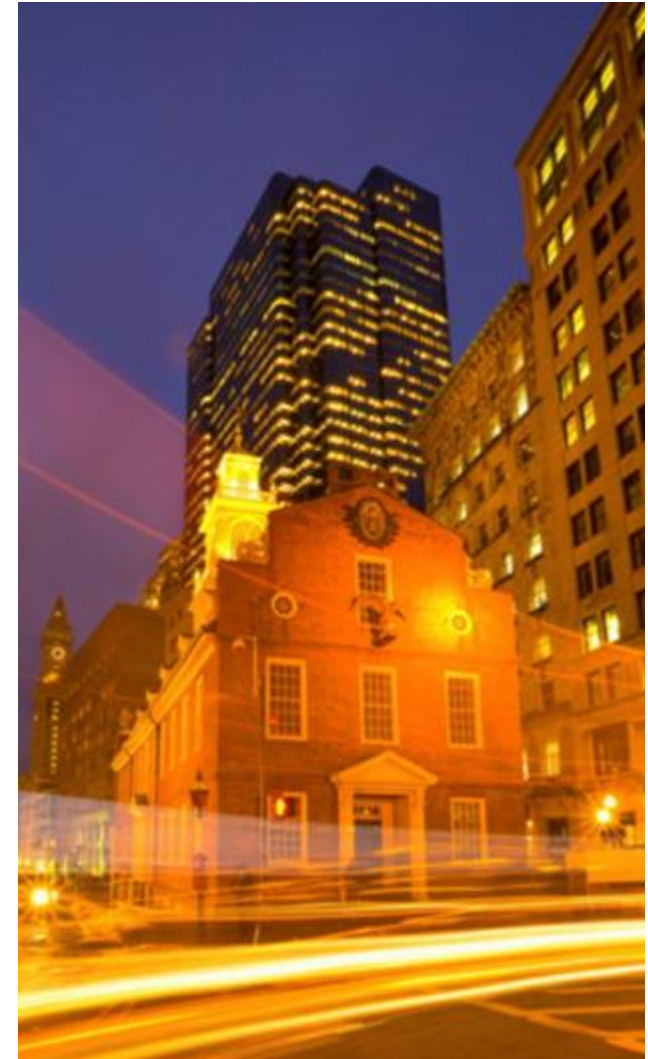


Retos globales en el área energética

- Elaboración y difusión del Plan Energético Nacional.
- Fortalecimiento de la capacidad de modelamiento la unidad para los análisis técnicos, la medición de impactos económicos de diferentes políticas e incentivos, y la valoración de externalidades ambientales y sociales.
- Desarrollo y actualización de los sistemas de información para soportar estas metodologías y herramientas.
- Apoyo al Ministerio en la definición de un mapa de ruta para el desarrollo hacia redes inteligentes.



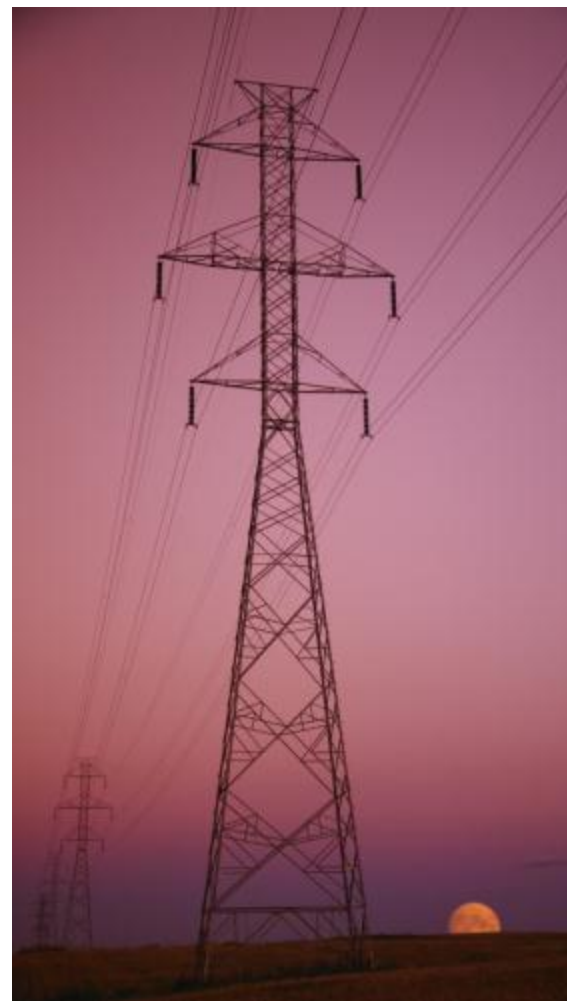
- Desarrollar escenarios alternativos de demanda que consideren las variaciones de los precios e incorporen políticas de uso eficiente de energía.
- Lograr un grado de desagregación de las proyecciones de demanda energética a nivel departamental – sectorial.
- Elaborar las *cuentas nacionales y regionales* de consumo energético y los indicadores de desempeño del sector.
- Suscribir las alianzas con entidades públicas, tales como el DANE, para contar con información sobre consumos de energía.
- Adelantar programas de cooperación a nivel nacional e internacional para el intercambio de información requerida para los pronósticos y medidas de eficiencia.
- Proponer mecanismos y programas para el desarrollo de fuentes alternas de energía en los sectores de uso final.



- Apoyo al desarrollo de programas regionales de eficiencia energética - Departamentos de San Andrés Islas y Amazonas.
- Determinación del consumo de subsistencia para el sector residencial y de los consumos eficientes para los sectores productivos en los departamentos de Guainía, Vichada y Chocó.
- Aplicación de las disposiciones legales en torno a los beneficios tributarios para equipos destinados a programas de eficiencia energética y FNCE.
- Revisión de los potenciales y metas de eficiencia energética en electricidad y otros energéticos en los principales sectores de consumo definidos en el Plan de Acción Indicativo 2010 – 2015 del PROURE; y diseño y aplicación de un esquema de evaluación y seguimiento a las acciones allí contempladas.



- Presentar los resultados del Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión en marzo de 2013.
- Identificar el potencial hidroenergético aprovechable y señales de desarrollo sostenible (Convocatoria UPME – Colciencias – U. Javeriana).
- Integración FNCE en los escenarios del Plan de Expansión.
- Actualización de los atlas solar y de viento.
- Adjudicar los proyectos de transmisión definidos.



- Publicar los resultados del Plan Indicativo de Expansión de Cobertura el 31 de enero de 2013.
- Evaluar los Planes de Expansión de los OR a partir de junio de 2013.
- Estructurar un plan de energización (SIN y ZNI) para el departamento de Nariño e iniciar el proceso para Tolima y Chocó.



- Plan Indicativo de Abastecimiento de Gas Natural.
- Seguimiento a los escenarios de incorporación de reservas de hidrocarburos.
- Identificación de requerimientos de infraestructura para el abastecimiento de combustibles líquidos.
- Elaboración de nuevas metodologías para la proyección de precios de los energéticos.
- Publicación de análisis del mercado internacional del petróleo y del gas natural.
- Estrategias de abastecimiento energético con gas combustible



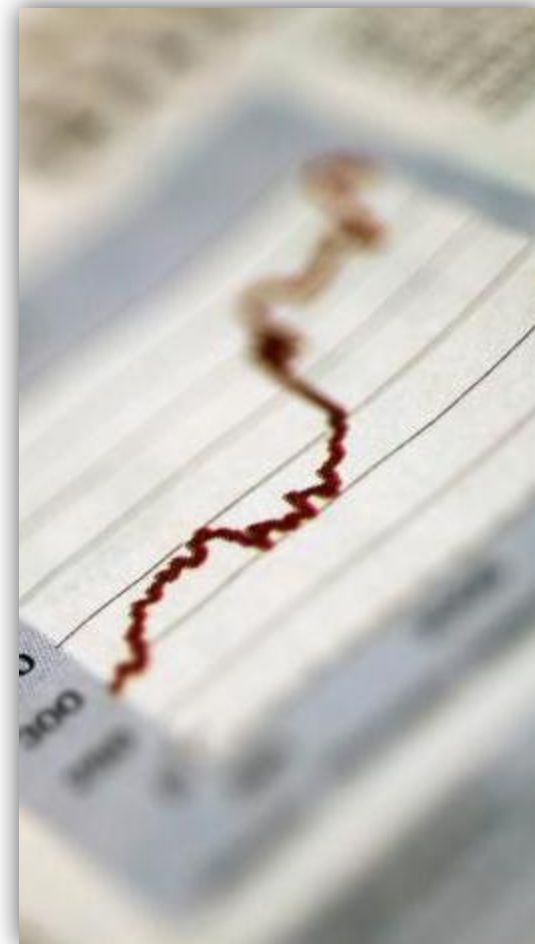
- Determinación de impactos, vulnerabilidad y de medidas de adaptación del sector energético colombiano frente al cambio climático.
- Reglamentación y normatividad para la participación de las energía renovables en el (sistema) mercado eléctrico colombiano
- Sistema de Información Geográfica que integre y evalúe variables técnicas, económicas, ambientales y sociales para el aprovechamiento energético del recurso hídrico del país, como parte de las acciones definidas en la Evaluación Ambiental Estratégica al Modelo de Planeamiento Eléctrico.



- Mejorar los tiempos de respuesta para la elaboración de convocatorias del STN y STR.
- Mantener tiempos de respuesta para proyectos de Fondos logrados a finales de 2012.
- Propuesta de indicadores de impacto de los recursos de los fondos sectoriales.
- Actualización de guía de presentación de proyectos a los diferentes fondos del sector.
- Apoyar al MME en la evaluación técnica y financiera de los proyectos que solicitan recursos del SGR. (año 2012: 35 proyectos).
- Emitir concepto de los ajustes de los proyectos en ejecución con recursos asignados del FNR antes del año 2009. Fecha limite 18 de mayo de 2013. Para los proyectos posteriores a este año, se tiene como fecha límite septiembre de 2014.
- Formalizar la tipología de proyectos de eficiencia energética y la metodología de calculo de reducciones en el consumo de energía.



1. Consolidar y optimizar el Sistema de Información Minero Energético y posicionarlo como principal referente del sector para la planeación y consulta a nivel nacional e internacional :
 - Adquirir información estratégica sectorial y de coyuntura internacional para el planeamiento energético.
 - Actualización del balance energético nacional con estudios sectoriales y nuevos modelos energéticos.
 - Fortalecer la plataforma tecnológica con interfaces a entidades nacionales e internacionales.
 - Elaborar una herramienta de punta para los reportes gerenciales de los sistemas de Información existentes.
 - Desarrollar e integrar un sistema de información geo-referenciado para la UPME.
2. Fomentar el intercambio de información minero energética, a través de la suscripción de convenios institucionales con entidades sectoriales, públicas y privadas.
3. Implementar la política de comunicaciones, mediante la elaboración de estudios y publicaciones sectoriales, que faciliten el proceso de planeación y de toma de decisiones en el sector minero energético.





GRACIAS