

Consejo Directivo 05 - 2014

Unidad de Planeación Minero Energética- UPME

8 de septiembre 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. 04 de 2014
4. Informe de Dirección General
 - 4.1. Plan de mejoramiento para la CGR
 - 4.2. Informe sobre Ley 1715 de 2014
 - 4.3. Plan sostenibilidad energética San Andrés – propuesta
 - 4.4. Informe sobre actividades de eficiencia energética
5. Presentaciones técnicas
 - 5.1. Plan indicativo de abastecimiento de gas 2013-2022
 - 5.2. Informe sobre el estado de los proyectos de generación y transmisión
6. Seguimiento al presupuesto 2014
7. Propuesta sobre fuentes de financiación alternativas para la UPME
8. Propositiones y varios

4. Informe de Dirección General

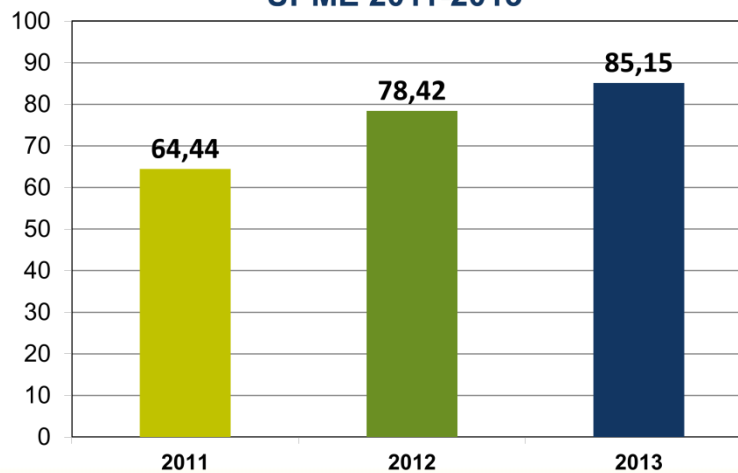
- 4.1. Plan de mejoramiento para la CGR
- 4.2. Informe sobre Ley 1715 de 2014
- 4.3. Plan sostenibilidad energética San Andrés – propuesta
- 4.4. Informe sobre avances en eficiencia energética

4.1. Plan de mejoramiento para la CGR

4.1. Informe auditoría de la contraloría

Consolidación de la calificación			
Aspectos	Vigencia 2011	Vigencia 2012	Vigencia 2013
Control de Gestión	59,2	77,0	81,2
Control de resultados	55,5	77,5	80,5
Control de legalidad	57,7	76,5	80,3
Control financiero	100,0	90,0	100,0
Evaluación del SCI	2,0	51,2	67,3
Calificación Total	64,44	78,42	85,15

Evolución calificación
 UPME 2011-2013



4.1. Informe auditoría de la contraloría

HALLAZGOS 2011-2013			
Tipo	Vigencia 2011	Vigencia 2012	Vigencia 2013
Alcance fiscal	5	1	0
Alcance disciplinario	14		1
Presunta incidencia penal	3	0	0
Administrativos	34	27	15
Total Hallazgos	56	28	16

4.1. Avance plan de mejoramiento

UNIDAD DE PLANEACION MINERO ENERGETICA PLAN DE MEJORAMIENTO 2012

ESTADO DE LAS METAS	NIVEL DE RIESGO (de no cumplirse la meta)	CANTIDAD DE METAS		%
		A Junio 30 de 2014		

CUMPLIDA	BAJO	38	97,4%
CUMPLIDA PARCIALMENTE	MEDIANO	1	2,6%
PENDIENTE	NINGUNO	0	0,0%
PREVISTA PARA EJECUTAR DESPUÉS DE LA FECHA DE CORTE DEL SEGUIMIENTO	DIC/31/14		
TOTAL		39	100%

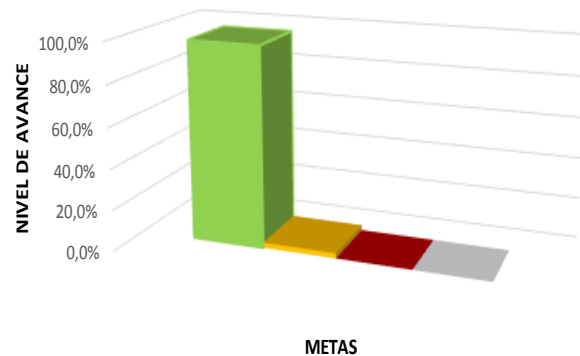
1. **Hallazgo 12** - Administrativo - Cuenta 19 Otros Activos Subcuenta 1970 Intangibles- Proyectos Hidroeléctricos. La Cuenta Otros Activos-Intangibles, teniendo en cuenta que estos bienes no están para cumplir el objeto social de la Unidad de Planeación Minero Energética-UPME, sino por el contrario el objetivo es venderlos, apelando al principio de medición.

Meta: “Adelantar la valoración y venta de los estudios”, la meta tiene como fecha de terminación el 15 de diciembre de 2013; sin embargo, la Unidad ha adelantado gestiones para el cumplimiento de la misma.

Se adelantó la contratación de un experto con el objeto de establecer el precio de referencia de algunos de estos activos y definir la metodología para valorarlos. En relación a este avance, ya se cuenta con los valores de reserva para una potencial subasta de los estudios asociados a los proyectos de generación Neme, Fonce, Cabrera y Termocesar; Con estos valores, la UPME en cabeza de la secretaría general, promocionará estos estudios con la ayuda de una banca de inversión, para posteriormente subastarlos o establecer el mecanismo que se considere más pertinente para venderlos.

Responsables: Subdirección de Energía y Contabilidad.

PLAN DE MEJORAMIENTO 2012



4.1. Avance plan de mejoramiento

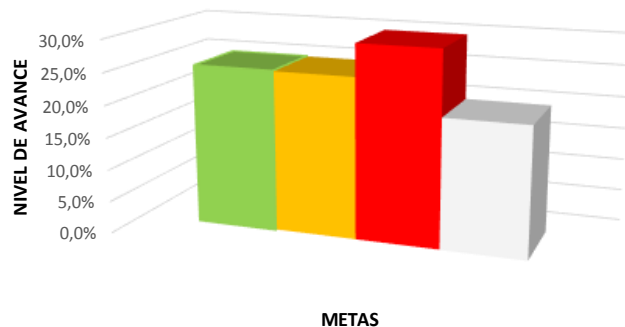
UNIDAD DE PLANEACION MINERO ENERGETICA PLAN DE MEJORAMIENTO 2013

ESTADO DE LAS METAS	NIVEL DE RIESGO (de no cumplirse la meta)	CANTIDAD DE METAS	%
		A Agosto 31 de 2014	

CUMPLIDA		BAJO	5	25,0%
CUMPLIDA PARCIALMENTE		MEDIANO	5	25,0%
PENDIENTE		ALTO	6	30,0%
PREVISTA PARA EJECUTAR DESPUÉS DE LA FECHA DE CORTE DEL SEGUIMIENTO	JUN/30/15	NINGUNO	4	20,0%
TOTAL			20	100%

Metas PM 2013	
Diciembre 31 de 2014	12
Enero 31 de 2015	4
Junio 30 de 2015	4

PLAN DE MEJORAMIENTO 2013



4.1. Avance plan de mejoramiento

PLAN DE MEJORAMIENTO UPME AUDITORIA A LA VIGENCIA 2013

HALLAZGO	ACCIÓN DE MEJORA	METAS	PLAZO	OBSERVACIONES	% AVANCE
Hallazgo No 1 (A) - Reestructuración UPME. El subsistema administrativo y financiero no se reflejó en el organigrama, se ignoró en el mismo las áreas o subsistemas financiero de contabilidad, presupuesto y tesorería; el subsistema de recursos físicos, manejo de la contratación de adquisiciones y suministros y por último, el subsistema de la Dirección de Recursos Humanos en su área de carrera administrativa, funciones estas que son implementadas y desarrolladas por la entidad, pero que no se muestran en la estructura de la UPME. De igual forma, la Oficina de Control Interno, siendo un área de STAFF de la Dirección General, se suprimió en el organigrama.	Teniendo en cuenta que se culminó la segunda fase de la reestructuración, denominada implementación, la Unidad procederá a divulgar y socializar de forma amplia su estructura organizacional interna, que evidencia la distribución de funcionarios en cada área y los temas principales de trabajo.	Divulgar y socializar el organigrama de la unidad de acuerdo con la actual planta, reflejando las áreas o subsistemas de la Secretaría General.	2015/01/31	Organigrama divulgado y socializado a los funcionarios	50
		Publicación del organigrama en la intranet y en la página web de la unidad.	2015/01/31	Organigrama divulgado y socializado al 100% de los funcionarios	100
		Incluir el nuevo organigrama en el programa de inducción y reinducción de la unidad.	2015/01/31	Informe de Gestión	100
Hallazgo No 2 (A) - Informes de Peticiones, Quejas y Reclamos - La CGR determinó que dentro del informe de gestión presentado, publicado y difundido por la UPME, se omitió lo relacionado con las peticiones, quejas y reclamos, tema del cual no se detalla información alguna sobre las variables aquí expuestas (...). Hallazgo administrativo.	Incluir dentro del Informe de Gestión Anual de la UPME todo lo relacionado con PQRS y mejorar la presentación de los mismos en la página web de la unidad.	Incluir en el Informe de Gestión Anual de la UPME un capítulo especial referente a PQRS.	2014/12/31	Informe de Gestión	100
		Adecuar la presentación de la información de PQRS, en la página web de la unidad.	2014/12/31	Link - Atención al Ciudadano - PQRS.	100
Hallazgo No 3 (A) - Socialización de información - Se constató que de las 71 solicitudes presentadas a la Unidad de Planeación Minero Energética — UPME, en la vigencia de 2013, de las cuales 67 peticiones respetuosas fueron hechas a la entidad por diversos motivos de interés general y/o particular, igualmente se obtuvo resolución de las mismas en los términos establecidos por la ley, y dos de estas fueron trasladadas, para ser resueltas por la autoridad competente, las 4 restantes fueron solicitud de información de temas puntuales.	Fortalecer los medios de difusión de la información generada por la UPME, en la página web y los diferentes canales de comunicación existentes.	Adecuar la presentación de la información de PQRS, en la página web de la unidad.	2015/01/31	Link - Atención al Ciudadano - PQRS.	100
Hallazgo No 4 (A) - indicadores de Gestión - Analizada la gestión de la UPME, los indicadores, las metas establecidas y presentadas no hacen parte del plan estratégico, ni son vinculados con el plan operativo desarrollado por la entidad, por ende, no proyectan un cumplimiento en términos de metas ante el plan nacional de desarrollo, deficiencias estas, que no son vinculantes en dicha cadena sectorial. Hallazgo administrativo.	Incluir, evaluar y actualizar los indicadores en el nuevo plan estratégico 2014-2018.	Realizar la medición y seguimiento a los indicadores establecidos periódicamente.	2015/06/30	Indicadores	40

4.1. Avance plan de mejoramiento

PLAN DE MEJORAMIENTO UPME AUDITORIA A LA VIGENCIA 2013

HALLAZGO	ACCIÓN DE MEJORA	METAS	PLAZO	OBSERVACIONES	% AVANCE
Hallazgo No 5 (A) - Mapa de Riesgos - Se pudo establecer que no hay objetividad en los mapas de riesgos, toda vez que: 1.- Los mapas de riesgos existen y se aplican parcialmente en cada uno de los procesos implementados, los cuales no se han socializado a la totalidad de funcionarios, debido a la coyuntura transitoria de la reestructuración existente en la Entidad, afectando el Sistema de Control Interno y el desarrollo del objeto misional de la entidad. 2.- El mapa de Riesgos presentado, no asemeja los procesos de las áreas técnicas ni las de apoyo desarrollados en la entidad (...). Hallazgo administrativo.	Actualizar el Mapa de Riesgos de la UPME, incorporando todos los procesos estratégicos, misionales y de apoyo, acorde con la actual estructura organizacional de la Unidad y efectuar la socialización correspondiente.	Conformar un equipo interdisciplinario para actualizar el Mapa de Riesgos de la UPME, incorporando todos los procesos estratégicos, misionales y de apoyo, acorde con la actual estructura de la Unidad.	30-jun-15	Mapa de Riesgos	10
		Socializar mapa de riegos actualizado.	30-jun-15	Reportes de las Socializaciones	30
Hallazgo No 6 (A) - Actas del Consejo Directivo - Analizadas las actas del Consejo Directivo — UPME, se observó que no obstante ser aprobado por unanimidad el orden del día, no siempre se cumple sin que se determine las causas por las cuales no se trataron los temas; además, no presentan conclusiones de los aspectos relevantes tratados, las tareas o compromisos asumidos en la reunión, responsable, fecha límite de la realización y observaciones. Hallazgo administrativo.	Efectuar cuadro de seguimiento a los temas pendientes del Consejo Directivo.	Presentar las conclusiones de los aspectos relevantes tratados, las tareas o compromisos asumidos en la reunión, los responsable, fecha límite de la realización y observaciones.	31-dic-14	Actas de Consejos Directivos y Cuadro de Seguimiento	30
Hallazgo No 7 (A) - Manual de Contratación - Analizada la Resolución No 0036 del 1 de marzo de 2013, por medio de la cual se adopta el Reglamento Interno de Contratación (...) no se determinaron los partícipes en las actas de liquidación, en el que hacer diario, se observó que se omitió la del Supervisor en los contratos de consultoría liquidados que formaron parte de la muestra, sin que se tuviera en cuenta, que era el funcionario, a quien la Administración había designado para ejercer control y seguimiento de los acuerdos contractuales celebrados por la UPME (...). Hallazgo administrativo.	Las actas de liquidación de los contratos suscritos por la UPME, deben contar con la firma del supervisor del contrato e incluir en el sistema de gestión de calidad un instructivo para la expedición de los actos administrativos.	el 100% de los contratos suscritos deberán ser suscritos por el supervisor del contrato.	31-dic-14	Actas de Liquidación del contrato	20
Hallazgo No 8 (A) — Revisiones documentales - Se evidenció carencia del mecanismo de control relacionado con las revisiones previas documentales, en el Contrato de Consultoría No 19547-007-2013, al establecerse en la Cláusula Quinta - Forma de Pago, literal c) "se cancelará la suma de \$285.000.000 del valor del contrato, al vencimiento del tercer mes de ejecución, previa presentación del primer informe de avance", cuando en el literal b) se estableció que se pagaría la suma de \$190.000.000 vencido el primer mes de ejecución, previa presentación del segundo informe de avance. Hallazgo administrativo.	Actualizar el proceso de contratación en el Sistema de Gestión de Calidad, garantizando la verificación previa de los documentos en las carpetas y minutas contractuales.	Actualización del proceso de gestión contractual con la ayuda del sistema de gestión de calidad de la unidad.	31-dic-14	Expedientes contractuales	20

4.1. Avance plan de mejoramiento

PLAN DE MEJORAMIENTO UPME AUDITORIA A LA VIGENCIA 2013

HALLAZGO	ACCIÓN DE MEJORA	METAS	PLAZO	OBSERVACIONES	% AVANCE
<p>Hallazgo No 9 (A - FA) - Actividades inconsistentes - En la inspección físico técnica realizada el 25 de abril de 2014 por la Contraloría General de la República a la obra civil y mobiliaria, en compañía de los supervisores de la UPME del Contrato No 36410-001-2013, se constató el buen estado de las obras ejecutadas a esa fecha, las cuales corresponden en su mayoría a: pisos, enchapes, estructura liviana, carpintería metálica y vidrios, entre otros.</p> <p>No obstante lo enunciado, la CGR determinó riesgo en los recursos públicos invertidos en las adecuaciones de las nuevas instalaciones de la UPME (...).</p>	Verificación de todas las cantidades proyectadas frente a los que sean recibidas a satisfacción.	Liquidar los contratos previa verificación de cada uno de los ítem y actividades contratadas, con los documentos contractuales.	31-dic-14	Expedientes contractuales	20
<p>Hallazgo No. 10 (A) - Amortización del anticipo - En la Cláusula Quinta — Forma de Pago del Contrato de Obra No 36410-001-2013, suscrito entre la Fiduciaria la Previsora S.A. y el Consorcio Urbano Adecuaciones, donde la FIDUPREVISORA actúa como Vocero y Administrador del Patrimonio Autónomo UPME, se estipuló un 40% (\$1.364.518.030) de anticipo previa aprobación del cronograma de trabajo por parte del supervisor, una vez constituida la fiducia para su manejo, pagándose dicha suma, el 16 de agosto de 2013. (...). Hallazgo administrativo.</p>	Ordenar el último pago una vez se efectúe el acta de liquidación y se verifique la amortización total del anticipo.	Verificar que el anticipo este amortizado en su totalidad en el acta de liquidación final.	31-dic-14	Expedientes contractuales	20
<p>Hallazgo No 11 (A) - Diferencias cantidades ejecutadas - En el recorrido de obra realizado en las instalaciones de la UPME los días 21 y 22 de mayo; se pudo evidenciar que las cantidades de varios ítems ejecutados; no son coincidentes con las cantidades del proyecto de acta final de pago elaborado por la UPME.</p> <p>Lo anterior, evidencia, que la supervisión de obra no ha sido lo suficientemente rigurosa en el seguimiento e inventario actualizado de los ítems ejecutados. (...)</p>	Verificación de todas las cantidades recibidas frente a las cantidades proyectadas.	Liquidar el contrato previa verificación de las cantidades proyectadas en cada uno de los ítems frente a las cantidades recibidas.	31-dic-14	Expedientes contractuales	20
<p>Hallazgo No 12 (A-D) — Registro en el SIIF - La Gestión Contable y Financiera en SIIF Nación, comparada con la información reportada en el CHIP de la Contaduría General de la Nación y reportado en el SIRECI a la CGR, presenta diferencias en los Estados Financieros, como resultado del incumplimiento de la normatividad vigente (...). Hallazgo administrativo con presunta incidencia disciplinaria.</p>	Realizar la depuración, conciliación y ajustes de saldos del balance general reportado en chip de la Contaduría, frente a la información generada en el SIIF.	Subsanar en su totalidad las diferencias presentadas en los saldos detectados al cierre de vigencia 2013.	31-dic-14	Balance General depurado	80

4.1. Avance plan de mejoramiento

PLAN DE MEJORAMIENTO UPME AUDITORIA A LA VIGENCIA 2013

HALLAZGO	ACCIÓN DE MEJORA	METAS	PLAZO	OBSERVACIONES	% AVANCE
Hallazgo No 13 - (A) - Proyectos Cedidos ISAGEN - La UPME no ha llevado a cabo las diligencias con el fin de definir la afectación que tiene un avalúo técnico de los intangibles llevado a cabo por expertos contratados para ese fin. Solo hasta el mes de abril del presente año se llevó a cabo reunión con funcionarios de la Contaduría General de la Nación, quienes opinaron según acta, que se debe elevar nueva consulta por el nuevo hecho (avalúo). Lo anterior por falta de control y seguimiento a las observaciones planteadas por la CGR en el informe anterior.	Con base en el Concepto emitido por la Contaduría General de la Nación realizar los ajustes a que haya lugar.	Aplicar las recomendaciones de la Contaduría General efectuando las reclasificaciones o ajustes de la cuenta 1970 Intangibles.	30-jun-15	Libro Auxiliar de la cuenta	20
Hallazgo No 14 (A) - Cuentas por Pagar - La cuenta 24 "Cuentas por Pagar" subcuenta 2436 Retención en la Fuente e impuestos timbres por \$1.534.9 millones al cierre de la vigencia presenta un mayor valor causado en \$3.0 millones, según comprobante de egreso No 14000032 del mes de enero de 2014, observándose, debilidades en el registro contable al momento de su causación.	Efectuar depuración y causación de la subcuenta 2436 Retención en la Fuente.	Hacer las causaciones contables de la cuenta de retención en la fuente en cada periodo.	31-dic-14	Obligación Contable	60
Hallazgo No 15 (A- contable) - Inversiones - La cuenta 12 "Inversiones e instrumentos. Derivados" por \$26.198.9 millones al cierre de la vigencia 2013, genera diferencia de 168.9 millones (...).	Las Inversiones registradas en la cuenta 12, corresponden a la constitución de los TES emitidos a la fecha de corte, los cuales estaban valorados a precio de mercado como lo establece la norma en la materia; por lo cual se continuará con el seguimiento efectuado mensualmente a la fecha.	Hacer seguimiento mensual a la cuenta inversiones y detallar en los libros auxiliares las valorizaciones respectivas.	31-dic-14	Libro Auxiliar de la cuenta	60
Hallazgo No 16 (A) - Control Interno Contable - El área de contabilidad presenta riesgos en los controles, debido a que la contadora de la entidad es la que registra, consolida y analiza los procesos contables; además, en dicha área se llevan dos sistemas paralelamente: El SIIF y el SINFA, que genera los informes (Rendición de la cuenta, trimestral, Cuenta fiscal anual, Informe del gasto trimestral, Balance General y Estado de Resultados), sin que exista revisión previa, lo cual conlleva a que la información que se reporta a las diferentes entidades que la requieren, (...).	Adopción de los nuevos procedimientos establecidos para el área de contabilidad con la actual planta, donde existen cuatro profesionales a cargo.	Implementación y adopción del nuevo proceso de contabilidad y los procedimientos internos, aplicando los filtros de verificación respectivos.	31-dic-14	Procedimiento contable actualizado	60

4.1. Avance plan de mejoramiento

Evaluación políticas públicas de desarrollo minero y energético al Ministerio de Minas y Energía

EVALUACIONES	HALLAZGOS	METAS
POLITICA MINERA	2	6
POLITICA ENERGÉTICA	2	4

METAS POLÍTICA MINERA		
Diciembre 31 de 2014		1
Marzo 15 de 2015		1
Noviembre 01 de 2015		4

METAS POLÍTICA ENERGÉTICO		
Diciembre 31 de 2014		4

4.1. Avance plan de mejoramiento

PLAN DE MEJORAMIENTO AUDITORÍAS ESPECIALES AL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

	HALLAZGO	ACCIÓN DE MEJORA	METAS	PLAZO	OBSERVACIONES
POLITICA MINERA	<p>Hallazgo No 2. UPME, misión y ejecución presupuestal (Alcance Administrativo). No se evidencian acciones concretas de parte de la UPME para la coordinación con las demás entidades del sector, especialmente la ANM para cumplir con las funciones establecidas en el Decreto 1258, para la Oficina de Gestión de la Información.</p>	<p>Fortalecer la función de coordinación de información sectorial y apoyar la integración de la información minero energético.</p>	<p>Realizar consultoría sobre la integración de los sistemas y flujos de información sectoriales.</p>	2015/11/01	Proyecto del Sector Minero Energético.
			<p>Realizar trámite a través del Ministerio de Minas y Energía ante el CONPES y el BID para la implementación de un Programa para el fortalecimiento institucional del sector minero energético. (Condicionado a la aprobación del CONPES y la aprobación del crédito con el BID).</p>	2015/11/01	Proyecto del Sector Minero Energético.
	<p>Hallazgo No. 8. Consolidación y posicionamiento del Sistema de Información Minero Colombiano (Alcance: Administrativo), revisada la información contenida en el Sistema de Información Minero colombiano - SIMCO, se observan deficiencias de gestión en la actualización, coordinación, integración y seguimiento del sistema, inobservando los artículos 336 a 342 de la ley 685 de 2001, referentes al Sistema Nacional de Información Minera, como una herramienta de planificación e impulso al sector minero y de control ciudadano, y sus decretos reglamentarios y el Artículo 55 de la Ley 1450 de 2001.</p>	<p>1. Con la nueva estructura de la UPME, y la nueva función de coordinación de información sectorial, la actualización de la información del SIMCO estará a cargo de la Oficina de Gestión de Información con apoyo de la Subdirección de Minería, para lo cual se asignaron dos nuevos profesionales.</p> <p>2. En desarrollo de la Coordinación de Información Sectorial y una vez se cuente con el empréstito del BID se brindará apoyo a la integración de la información minero energético.(Condicionado a la aprobación del CONPES y la aprobación del crédito con el BID)</p>	<p>Se elaborará estudio sobre el estado actual y propuestas para el mejoramiento del SIMCO, validando y cargando la información en el SIMCO.</p>	2015/03/15	SIMCO actualizado
			<p>3. En desarrollo de la Coordinación de Información Sectorial se apoyará el fortalecimiento de los Sistemas de Información Geográfica (SIG), con el objetivo de visualizar y analizar los datos de forma geo-referenciada.</p>	<p>Diseño e implementación de la Arquitectura Empresarial, integrando los sistemas de información de las entidades del sector.</p>	2015/11/01
		<p>4. Se mejorará en la web la encuesta existente sobre consultas y satisfacción de los usuarios.</p>	<p>La UPME pondrá a disposición del geoportal del Ministerio de Minas y Energía, las capas y servicios disponibles generados en la Unidad, a través de la mesa sectorial y actualizará permanente en el SIMCO los mapas y visores en la web.</p>	2015/11/01	SIMCO actualizado
			<p>Rediseñar una encuesta en la web para medir de forma continua el grado de satisfacción de los usuarios, la cual incluirá una metodología que permita recibir sugerencias para su mejoramiento continuo.</p>	2014/12/31	Encuesta rediseñada en el home de la UPME

4.1. Avance plan de mejoramiento

PLAN DE MEJORAMIENTO AUDITORÍAS ESPECIALES AL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

	HALLAZGO	ACCIÓN DE MEJORA	METAS	PLAZO	OBSERVACIONES
POLITICA ENERGÉTICA	Se relaciona el hallazgo 2: conexión de nuevos usuarios al servicio de energía eléctrica. Una de las diferencias se observa en la meta de nuevos usuarios conectados al servicio de energía eléctrica con los proyectos ejecutados mediante recursos del FAZNI, FAER y FNR, y con el aumento del cargo de distribución. Mientras el DNP plantea una meta para el cuatrienio de 136.000 usuarios, el PIEC proyecta la conexión de 195.000 nuevos usuarios para el cuatrienio.	Incluir los resultados de las metas propuestas en el PEC en el nuevo plan de gobierno 2014-2018.	Incluir un capítulo en el PEC con las metas indicativas de expansión de cobertura para el periodo 2014-2018.	2014/12/31	Subdirección Energía Eléctrica
	Hallazgo 4: Debilidades en la planeación de proyectos de transmisión. Si bien los art. 52 y 53 señalan que son las empresas las responsables del licenciamiento de los proyectos y el 85 que se hacen responsables por los riesgos de ejecución, los tiempos inicialmente previstos para la ejecución son prorrogados y las dificultades se concentran en los trámites de licenciamiento.	Definir los proyectos de transmisión bajo una ventana de planeamiento más amplia (anticipadamente) para ofrecer mayores plazos de ejecución	Publicar el plan de expansión de la transmisión periodo 2014-2028	2014/12/31	Subdirección de Energía Eléctrica
		Continuar elaborando documentos de alertas tempranas de tipo ambiental, social y físico de los proyectos de transmisión definidos en los nuevos Planes de Expansión	Elaborar documentos de alertas tempranas para cada uno de los proyectos de transmisión que impliquen licenciamiento ambiental	2014/12/31	Subdirección de Energía Eléctrica
	Continuar con el seguimiento a los proyectos en ejecución y acompañar a la Comisión Intersectorial de Proyectos de Infraestructura y PINES (Proyectos de Interés Nacional y Estratégico)	Atender todas y cada una de las tareas y reuniones de la CIPE y sus grupos técnicos y aportar en la solución de los problemas	2014/12/31	Subdirección de Energía Eléctrica	

4.2. Informe sobre Ley 1715 de 2014 - Reglamentación

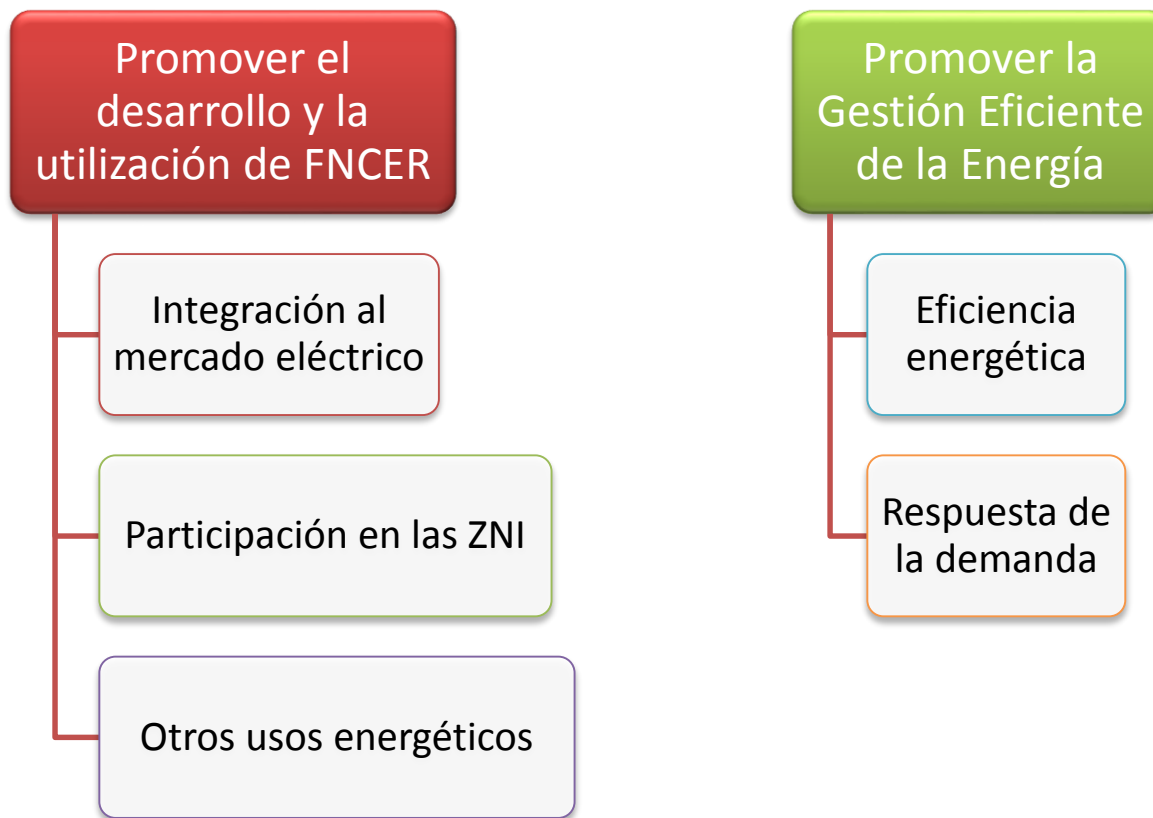
4.2. Objeto y finalidad de la ley

Objeto

- “... promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en el sistema energético nacional, mediante su integración al mercado eléctrico, su participación en las zonas no interconectadas y en otros usos energéticos como medio necesario para el desarrollo económico sostenible, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la seguridad del abastecimiento energético. Con los mismos propósitos se busca promover la gestión eficiente de la energía, que comprende tanto la eficiencia energética como la respuesta de la demanda.”

4.2. Objeto y finalidad de la ley

Objeto



Expedición de lineamientos de política, regulación, beneficios, etc.

Finalidad

- “... establecer el marco legal y los instrumentos para la promoción del aprovechamiento de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, lo mismo que para el fomento de la inversión, investigación y desarrollo de tecnologías limpias para producción de energía, la eficiencia energética y la respuesta de la demanda, en el marco de la política energética nacional...”
- “... establecer líneas de acción para el cumplimiento de compromisos asumidos por Colombia en materia de energías renovables, gestión eficiente de la energía y reducción de emisiones de gases de efecto invernadero...”

Priorización de temas

1. Excedentes de autogeneración y cogeneración
2. Respuesta de la demanda
3. Zonas No Interconectadas
4. Incentivos a las FNCER
5. Generación distribuida
6. Eficiencia energética
7. FENOGE

Sesiones de trabajo con entidades y agentes relacionados

- MME
- UPME
- CREG
- IPSE
- MADS
- ANLA
- MHCP
- DNP
- DIAN
- MinAgricultura
- MinCIT
- Otras
- Desarrolladores de proyectos
- Proveedores de tecnología
- Financiadores
- Operadores
- Gremios del sector
- Universidades
- Otros interesados

Talleres realizados

- Taller respuesta de la demanda (20/06/2014)
 - 100 participantes
 - 8 mesas de trabajo
- Taller de entrega de excedentes (24/06/2014)
 - 90 participantes
 - 8 mesas de trabajo
- Taller de ZNI (15/07/2014)
 - 90 participantes
 - 8 mesas de trabajo
- Taller de incentivos (16/07/2014)
 - 120 participantes
 - 7 mesas de trabajo
- Taller de temas varios – Medellín UPB (01/08/2014)
- Socialización – Neiva Expohuila 2014 (28/08/2014)

Cronograma y documentos de decreto

- Se socializaron dos documentos “proyecto” de decretos en los temas de:
 - Excedentes de autogeneración y cogeneración
 - Respuesta de la demanda.
- Los decretos definitivos para estos temas estarían listos en las próximas semanas.

	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Difusión								
Talleres socialización								
Documentos preliminares								
Discusión doc. prelim.								
Documentos definitivos								

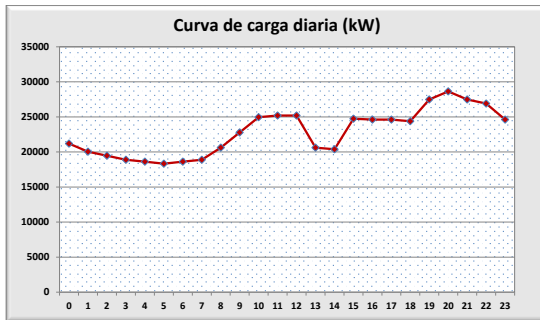
4.3. Plan sostenibilidad energética San Andrés – propuesta

4.3. Contexto y antecedentes

Oferta de Energía Eléctrica

Generación

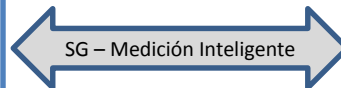
Fuente	Capacidad Instalada (MW)
Diésel Antigua	36.39
Diésel Nueva	28.60
Eólica (por construir)	7
RSU (Por entrar)	1.6
Total	73.59



Contrato de concesión No. 067 de 2009
 MME – SOPESA

Distribución

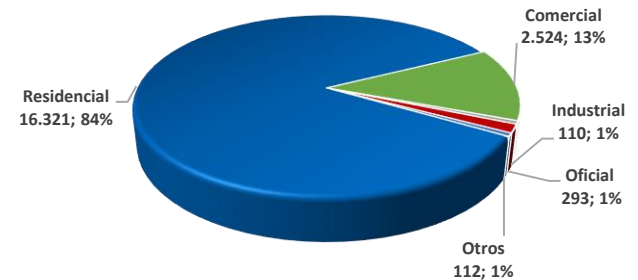
Reducción de pérdidas
 Del 22% al 12%
 2014



Demanda de Energía

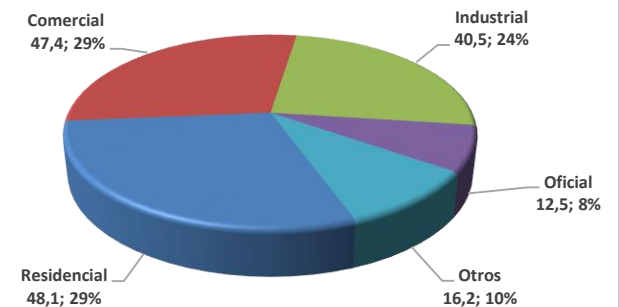
Usuarios de energía eléctrica - SAI 2013

Total: 19.362



Consumo de energía eléctrica - SAI 2013

Total: 164 GWh

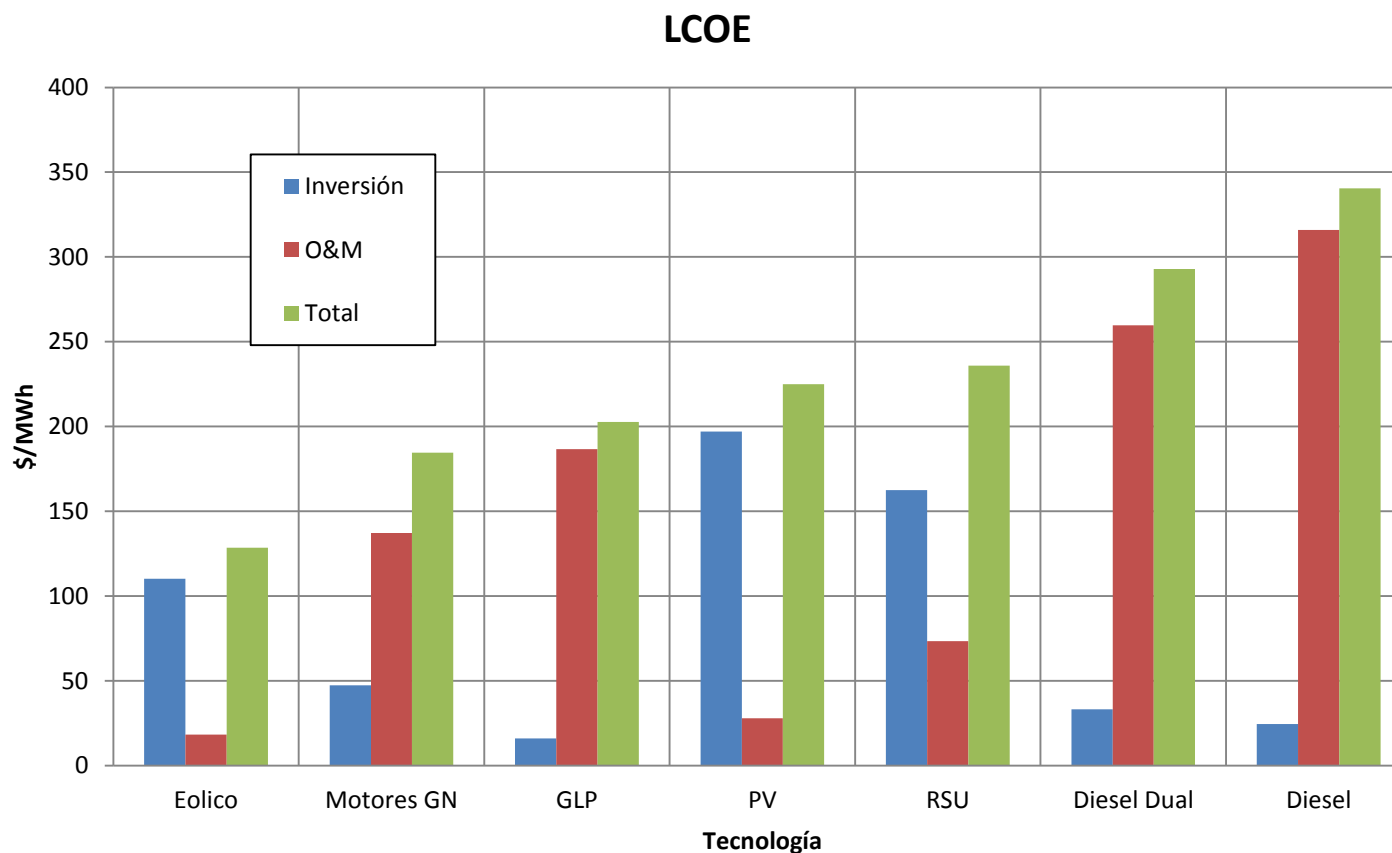


4.3. Opciones de oferta de generación

LCOE teórico para las opciones de generación

Planta	Capacidad (MW)	Factor de planta (%)	Energía (MWh-año)	Vida útil (años)	Costo de inversión (\$/kW)	COE de inversión (\$/MWh)	O&M Fijos* (\$/MWh)	O&M Variable* (\$/MWh)	COE (\$/MWh)
Diesel	14,3	0,85	106.478	15	1.214	24,58	126,00	189,96	340,55
Diesel Dual	14,3	0,85	106.478	15	1.634	33,08	126,00	133,72	292,81
RSU	0,46	0,85	3.425	15	8.020	162,38	50,00	23,45	235,83
Eólico	7,5	0,25	16.425	15	1.600	110,15	18,26	0,00	128,41
GN (Motores)	6,67	0,90	52.586	15	NR	47,39		137,19	184,58
GLP	23,00	0,86	172.668	15	800	16,07	45,11	141,48	202,66
PV	4,6	0,20	8.059	20	2.500	197,05	27,92	0,00	224,97

LCOE teórico para las opciones de generación



Escenarios simulados en software Homer



1. Se modeló la situación actual de generación y demanda en la Isla, partiendo de información entregada por SOPESA, EDAS, USAENE, BID, EGP, AXIA, Mitsubishi, Sun Edison y otros estudios similares.
2. Se calibró el **caso base** (condición actual), para obtener valores de producción de energía, consumo de combustible y costo de generación muy cercanos a los reales.
3. Se modeló un escenario con las condiciones del contrato (**contractual**), a partir del **caso base**, incluyendo **RSU y eólica**.
4. Sobre el **caso base** se añadieron los **tres escenarios de gas** (diesel dual, motores GN y turbina GLP).
5. Se escogió la mejor alternativa de los escenarios **base + gas**
6. Sobre el mejor escenario **base + gas** se añadió el escenario **contractual**
7. Sobre el escenario **base + gas + contractual** se añadió **solar**.
8. Sobre el escenario **base + gas + contractual + solar** se añadieron **5 MW** adicionales de **eólica** (para un total de 12,5 MW)

4.3. Comparación opciones de oferta

Costos resultantes de los escenarios analizados

	Costos fijos de capital e inversión (\$)	Costos operacionales (\$/año)	LCOE (\$/kWh)	Reducción del LCOE
Base	34.720.400,00	72.198.072,00	0,371	
Base + contractual	59.551.976,00	69.004.736,00	0,369	0,5%
Base + dual	46.732.400,00	58.785.796,00	0,312	15,9%
Base + motores GN	34.720.400,00	45.667.448,00	<u>0,242</u>	<u>34,8%</u>
Base + turbinas GLP	59.120.400,00	47,161,492,00	0,262	29,4%
Base + GN + contractual	59.551.976,00	42.624.148,00	0,240	35,3%
Base + GN + contractual + solar	71.051.976,00	40.259.452,00	0,234	36,9%
Base + GN + contractual + solar + eólica plus	79.051.976,00	39.080.564,00	<u>0,233</u>	<u>37,2%</u>

Precio GN: 17 \$/MBTU
Precio diesel: 3,09 \$/Galón

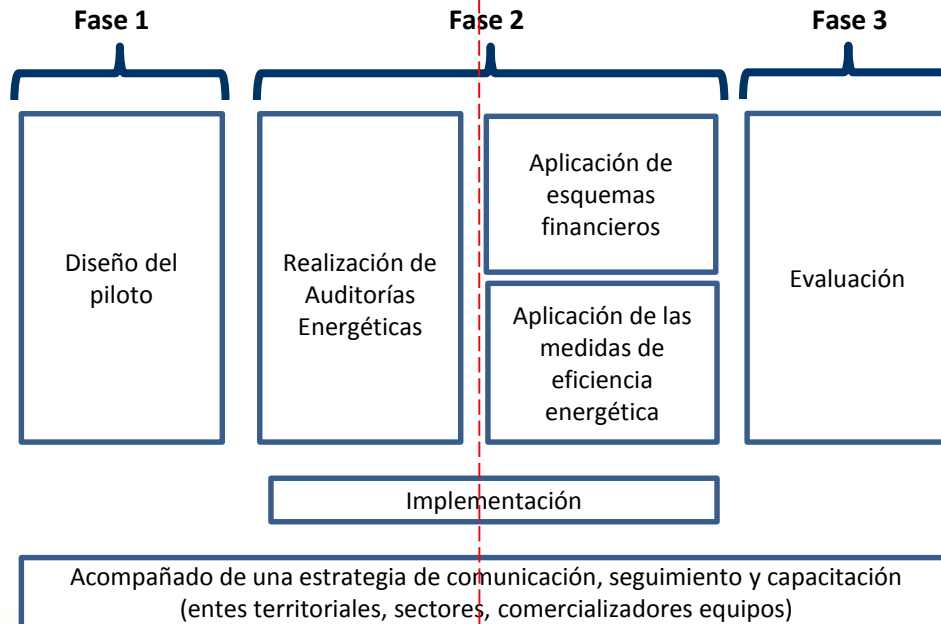
Periodo de planeamiento: 28 años
Tasa de descuento: 10%
Cifras en dólares (COP/USD=1.900)

4.3. Demanda – eficiencia energética SAI

Demanda de energía



Piloto de Eficiencia Energética



4.3. Demanda – eficiencia energética SAI

Demanda de energía Piloto de Eficiencia Energética

Caracterización y auditorías energéticas

Sector residencial

Viviendas con consumos inferiores a 400 kWh/mes (80% del total residencial):

El consumo asociado a neveras que no ciclan es significativo - entre 100 y 200 kWh/mes frente a un consumo normal de aprox. 50 Kwh/mes.

Viviendas con consumos iguales o superiores a 400 kWh/mes:

El aire acondicionado es lo que más pesa en el consumo (puede significar hasta el 80%).

Consumo de subsistencia: 187 kWh/mes
 (Resolución UPME 018 de 2013)

Sector comercial

Alimentos: Refrigeración, 60%; Iluminación, 15%; Ventilación y AA, 15%

Mercancías: AA, entre el 60 y el 65%; Iluminación, 20%; Refrigeración, 10 a 15%

Sector hotelero

Clase alta: Aire Acondicionado, 60% del consumo

Clase media: Aire Acondicionado, 65% del consumo

Clase baja: Aire Acondicionado, 75% del consumo

Sector Público

Aire Acondicionado, hasta el 70% del consumo

Sistemas de iluminación altamente obsoletos e ineficientes

	Auditorías No.
Residencial*	55
Industrial (pesqueras y hoteles)**	12
Comercial	12
Público	6
TOTAL	85

* 20 menor a 400 kWh/m y 35 igual o mayor a 400 kWh/m.
 ** 10 Hoteles y 2 pesqueras.



Demanda de energía

Principales oportunidades y potenciales de mejoramiento de la eficiencia:

Medida	Potencial de EE	Inversión (MCOP)	ROI
Implementación de buenas prácticas	(5%-10%)	>2.200	< 1 año
Sustitución de refrigeradores domésticos	(20% al 25%)	12.000	< 3 años*
Sustitución de aires acondicionados en sectores hotelero y comercial	(hasta 30%)	10.000	< 3 años
Adecuaciones arquitectónicas y de instalaciones eléctricas y uso de FNCE	(10% - 15%)	>20.000	> 5 años

*Para los usuarios de más bajos ingresos, el retorno de la inversión puede ser superior a 5 años

2013 - Estrategia de formación y capacitación

Capacitación a actores clave y a público en general
 (170 personas y 2500 guías didácticas¹ para los sectores hotelero, comercial, institucional y residencial)

Capacitación a docentes para incorporar los temas de EE
 en la educación formal
 (121 docentes y 1000 guías metodológicas²)



2014 – 2016 Cooperación Técnica Internacional (BID)

USD 580.000

- I. Diseño del esquema
- II. Análisis legal y financiero
- III. Ejecución de piloto
- IV. Estrategia de comunicación

Preparación del programa de
 inversión
 Crédito CTF (USD M10)

¹ Se distribuirán principalmente a través de instructores SENA en cursos de formación

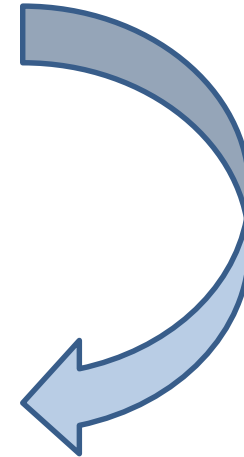
² Elaboradas con la participación de los docentes locales

4.4. Informe sobre avances en eficiencia energética

4.4. Informe sobre avances en eficiencia energética

Institucionalidad

- **Propuesta técnica y operativa** para la creación de una entidad promotora **público-privada**, enlace entre la política de EE, el mercado y los usuarios finales.
- **Firma de un MOU** entre MME-UPME y ANDI **para evaluar** la creación del modelo (capítulo industria) **e implementar** proyectos demostrativos.



1. **Creación y puesta en marcha el modelo de asociación público privada** para el desarrollo de los programas de EE - iniciando con industrial y ampliándolo a los demás sectores de la economía.

Institucionalidad

1. *Creación y puesta en marcha el modelo de asociación público privada*

Pasos:

- Presentación de la iniciativa ante la Consejera Presidencial de Gobierno y asuntos privados para iniciar el trámite formal ante de la DAFP.
- Inclusión en el articulado del Plan Nacional de Desarrollo.
- Evaluación y concertación con la DAFP, DNP y Ministerio de Minas y Energía, sobre su estructura y financiación.
- Estructuración para creación FENOGÉ - Tres alternativas: I) Bancoldex y Findeter estructuran el fondo para la reglamentación por parte del Ministerio; II) MME y UPME se encargan directamente de la estructuración; y iii) Estructuración con cooperación internacional - KFW - .

Institucionalidad

2. Expedición Reglamento Técnico de Etiquetado, RETIQ

Pasos:

- Socialización del reglamento por parte del Ministro de Minas al Ministerio de Comercio, Industria y Turismo.
- Discusión Proyecto de reglamento con sector privado (ANDI y gremios).

ANDI mantiene posiciones técnicas frente al reglamento pero que no afectan su expedición.

- Inicio proceso de presentación y revisión del reglamento por parte de la OMC.
- Inclusión en el articulado del Plan Nacional de Desarrollo.

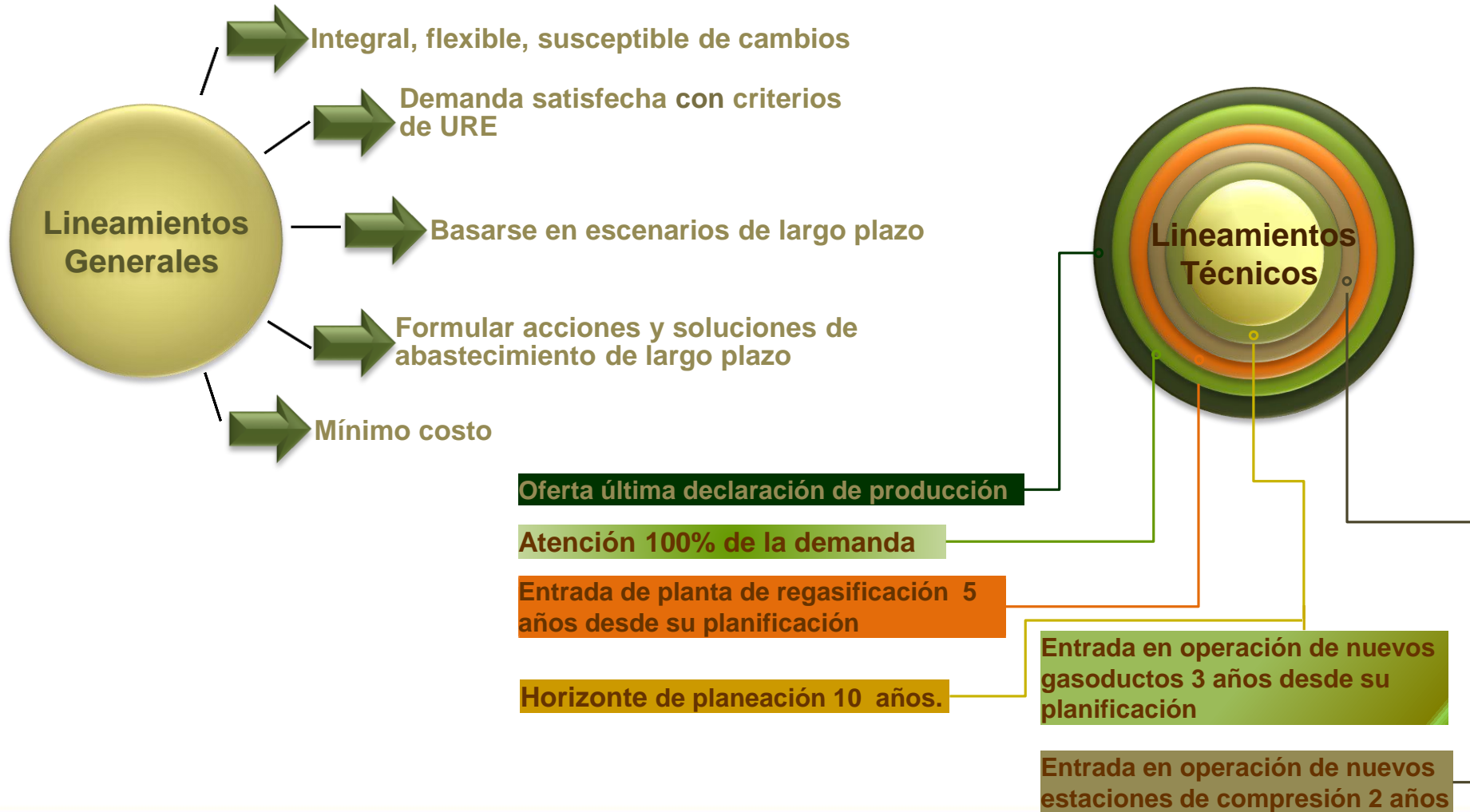
5. Presentaciones técnicas

- 5.1. Plan indicativo de abastecimiento de 2013-2022
- 5.2. Informe sobre el estado de los proyectos de generación y transmisión

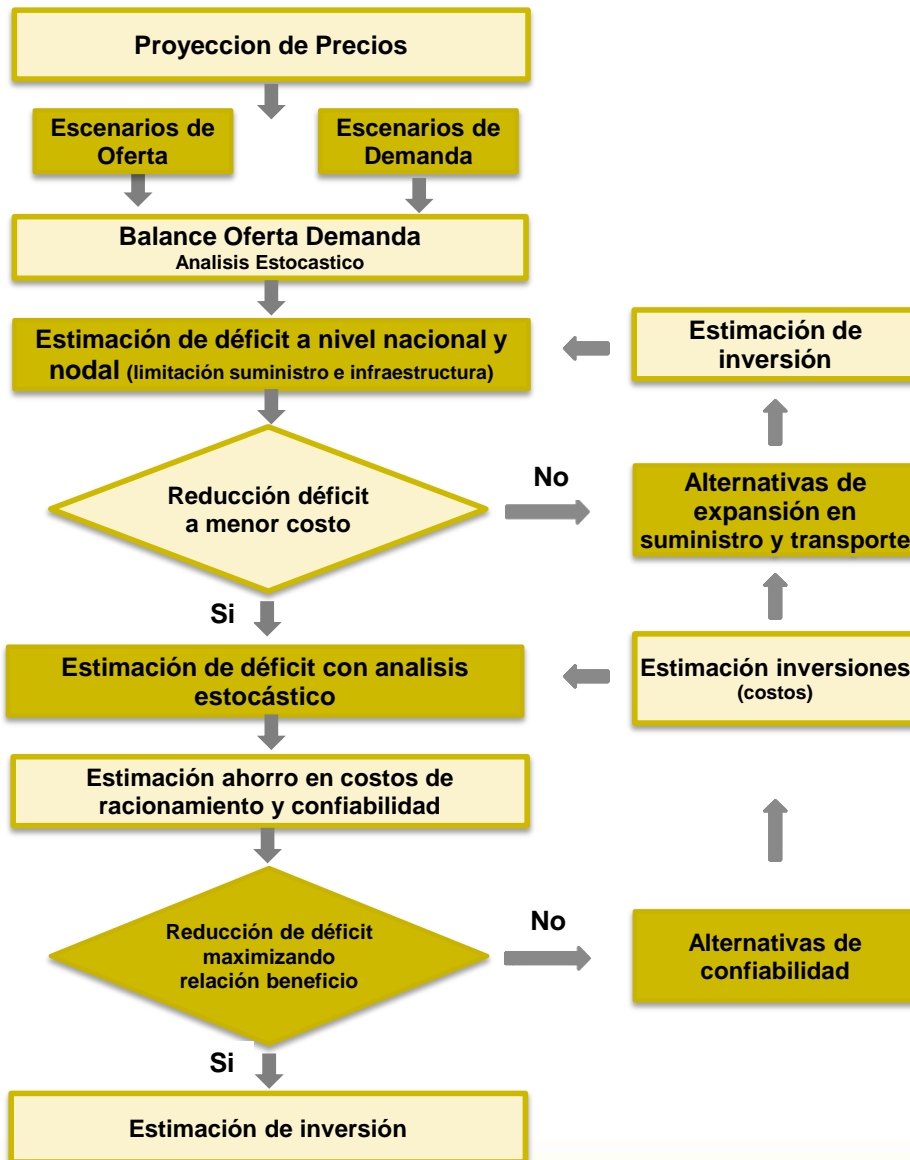
5.1. Plan indicativo de abastecimiento de gas 2013-2022

1. Lineamientos
2. Metodología
3. Oferta y demanda
4. Balance
5. Abastecimiento
6. Confiabilidad
7. Evaluación Financiera
8. Conclusiones y recomendaciones

5.1.1 Lineamientos



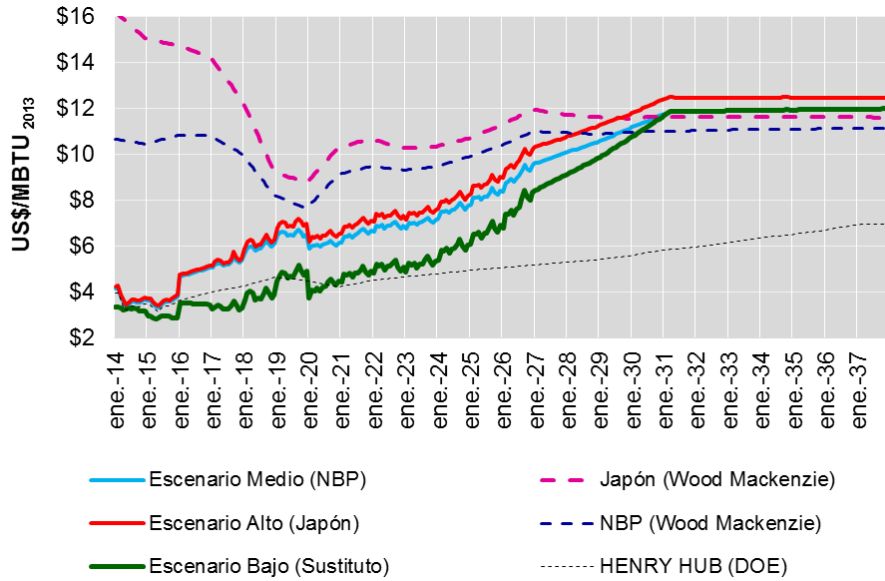
5.1.2. Metodología elaboración del PIAGN



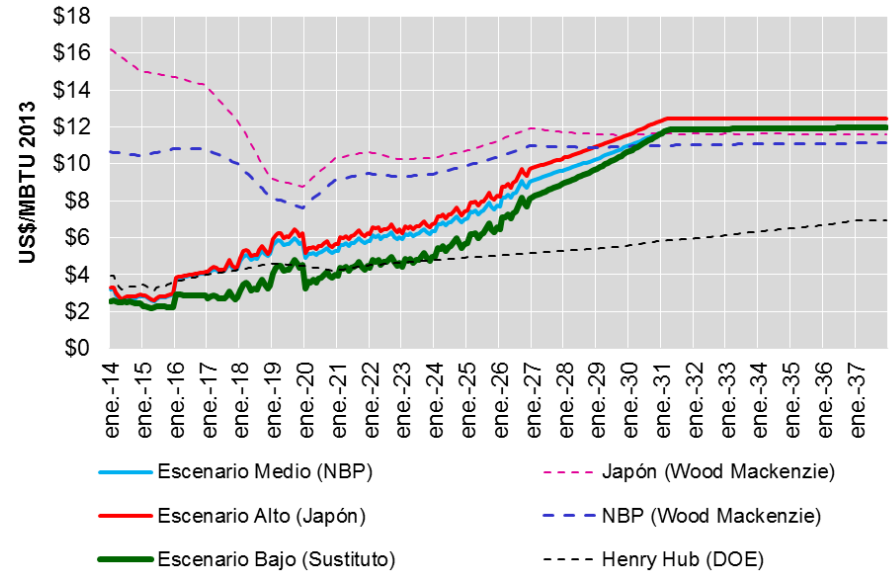
$$\text{Precio compuesto} = Q_{\text{importado}} * P_{\text{internacional}} + Q_{\text{nacional}} * P_{\text{nacional}}$$

- Driver Nacional: Henry Hub
- Driver Internacional (Ref.): NBP

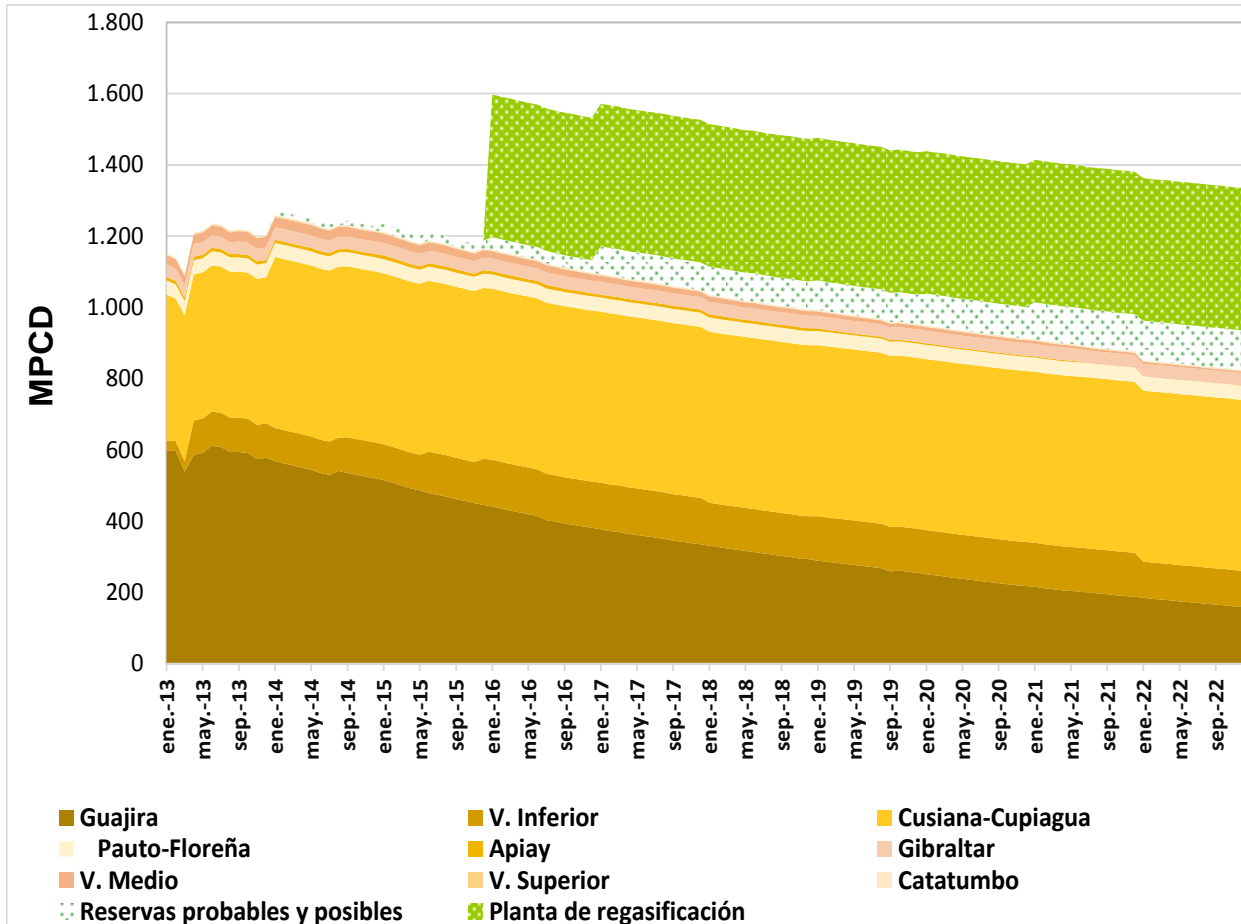
Proyección de Gas Natural – Guajira



Proyección de Gas Natural – Cusiana



Estimación de oferta de gas natural largo plazo

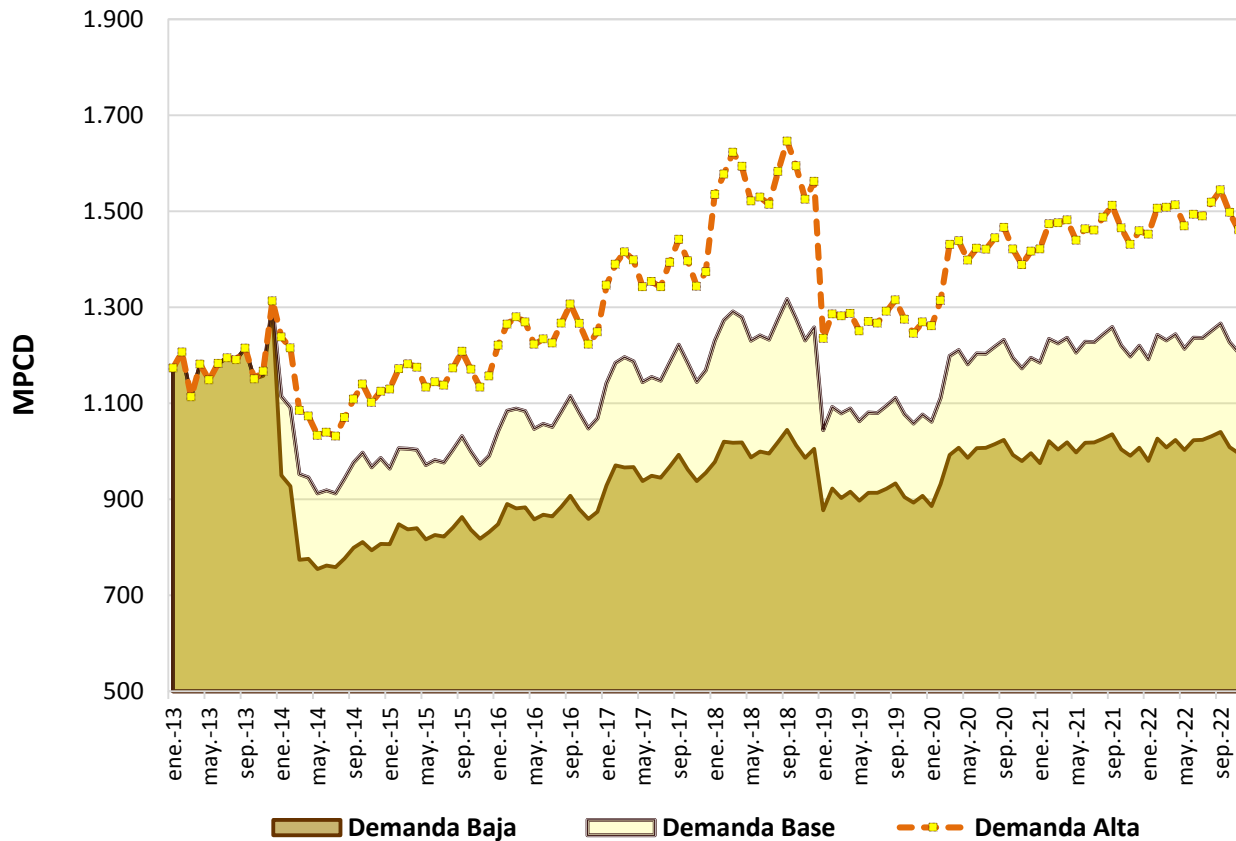


Oferta

- Baja: declaración de producción 2013
- Media: oferta baja más reservas probables y posibles
- Alta: oferta media más planta de regasificación 400 MPCD



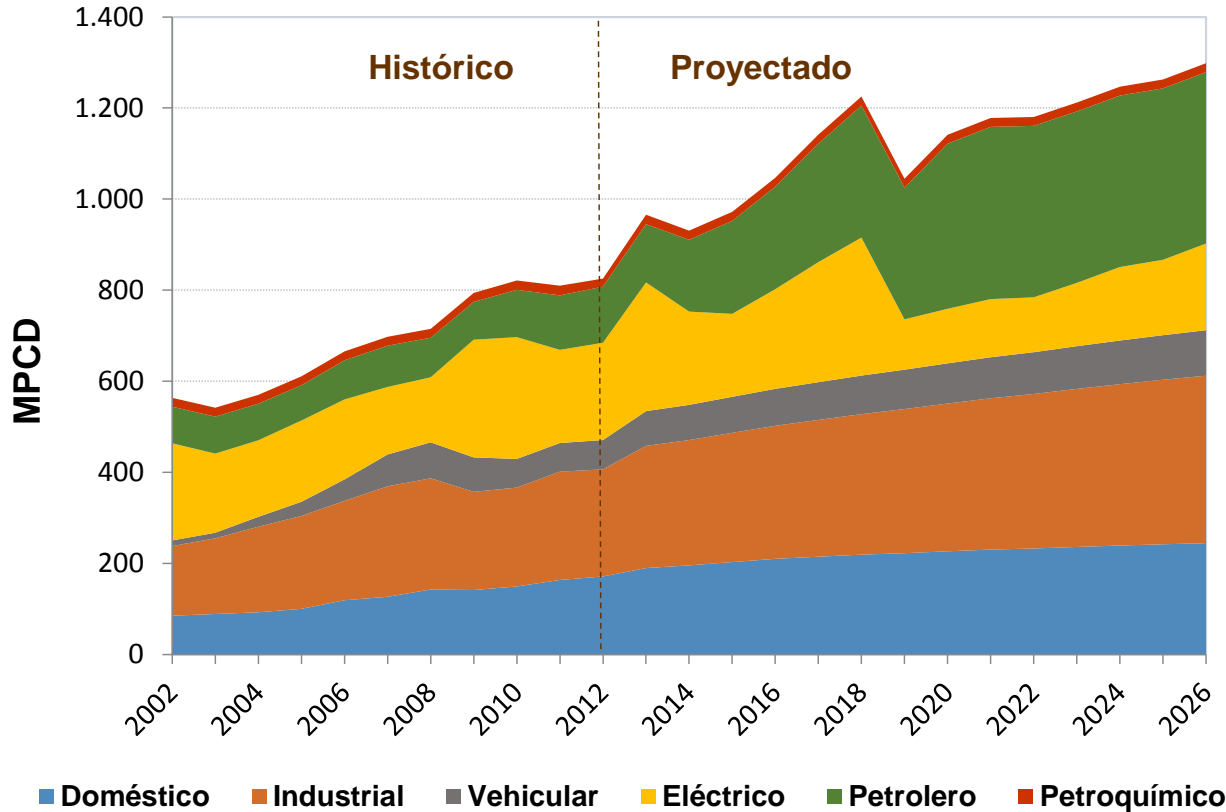
Prospectiva de gas natural largo plazo



Escenarios

- ❖ Bajo: tasa de crecimiento promedio anual de 3%
- ❖ Medio: tasa de crecimiento promedio anual de 3,9%
- ❖ Alto: tasa de crecimiento promedio anual de 5,9%
- ❖ No se incluyen exportaciones a Venezuela

Consumo sectorial de gas natural escenario base

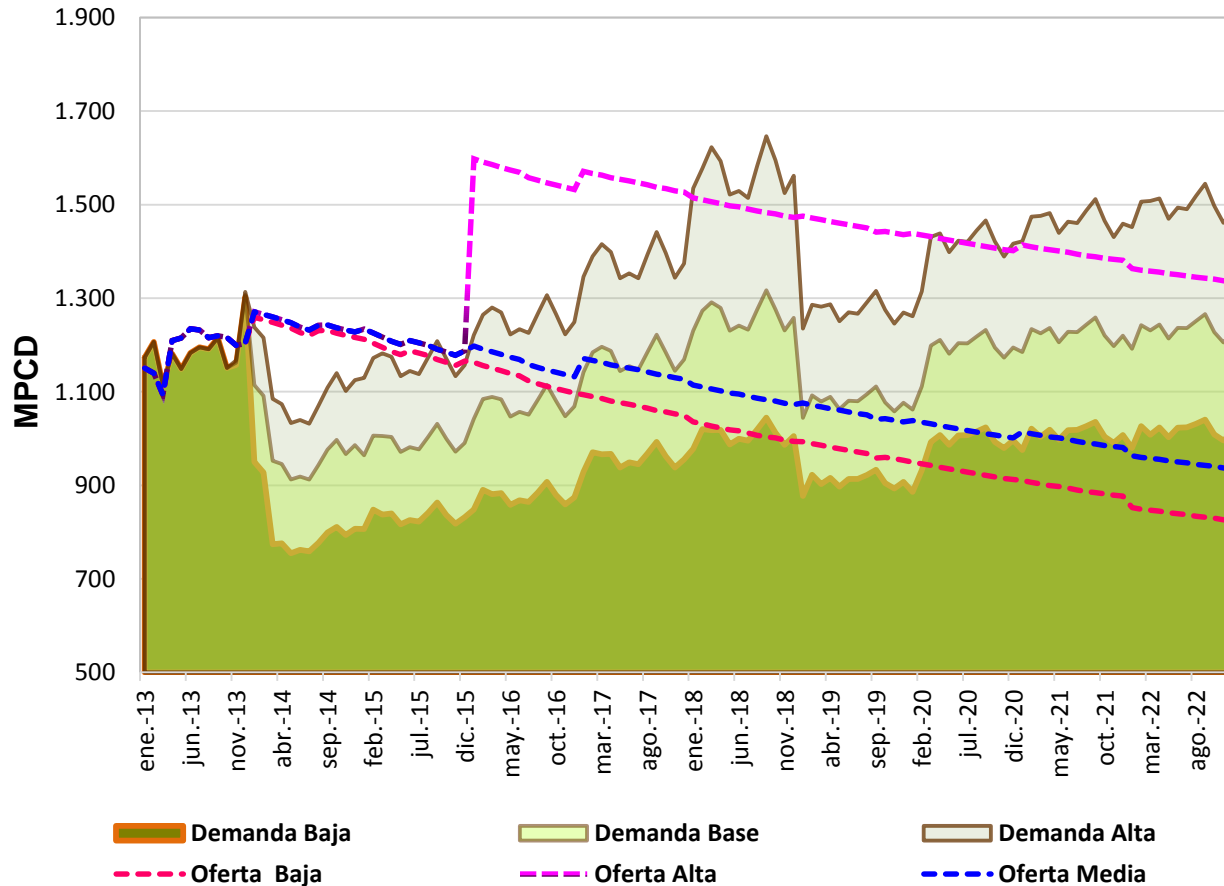


Escenario base

- ❖ Doméstico: tasa de crecimiento promedio anual de 3%
- ❖ Industrial: tasa de crecimiento promedio anual de 3,9%
- ❖ Eléctrico: tasa de crecimiento promedio anual de 5,9%
- ❖ Petrolero: 11,9%
- ❖ Petroquímico: No se incluyen exportaciones a Venezuela

5.1.4. Balance oferta y demanda

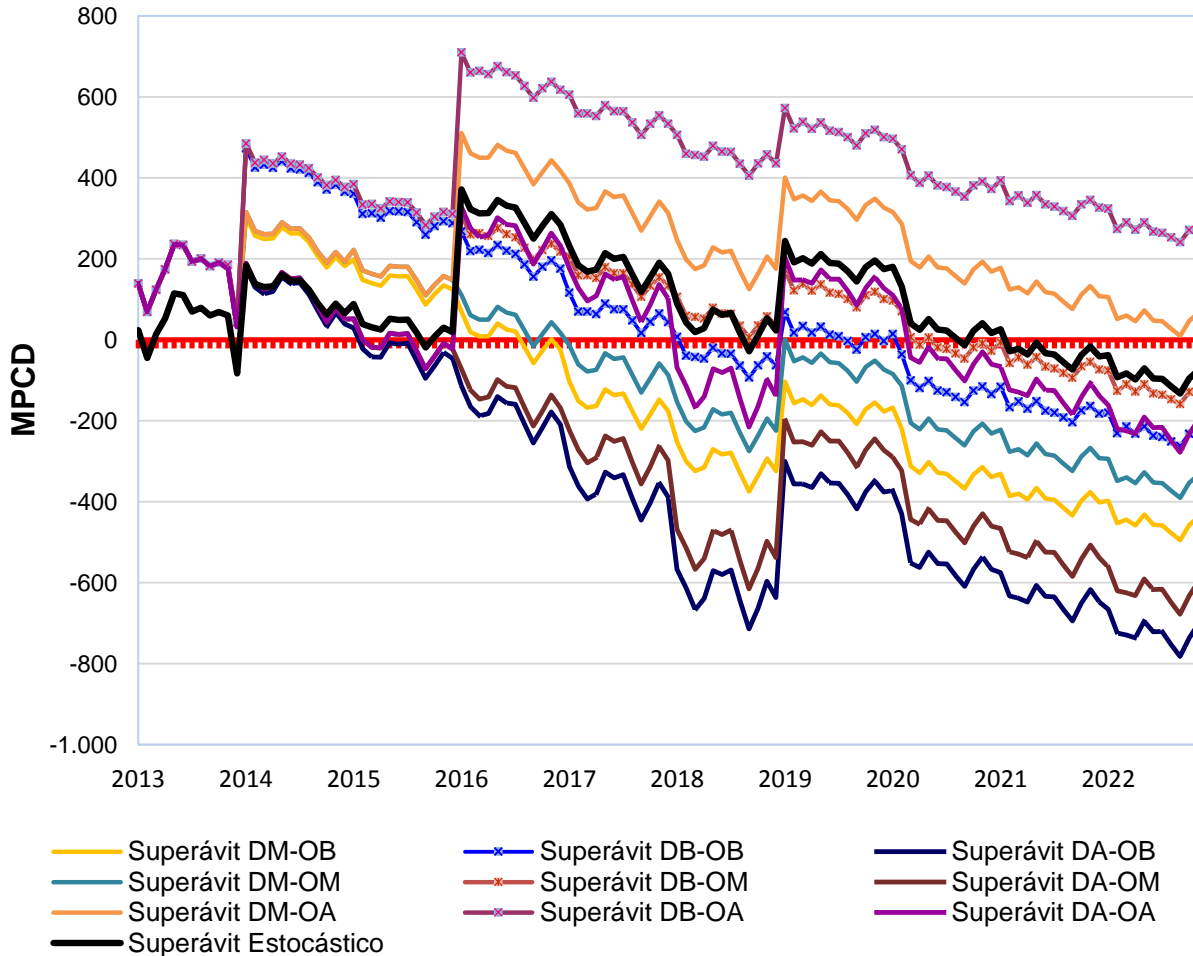
Escenarios oferta y demanda de gas natural



Escenarios

- ❖ Multiplicidad de balances por contraste de los diversos escenarios de oferta y demanda
- ❖ Alta incertidumbre particularmente en demanda
- ❖ No Crítico: oferta y demanda baja, autoabastecimiento hasta 2020
- ❖ Crítico: oferta y demanda alta, notable grado de incertidumbre en variables
- ❖ Realista: mayor probabilidad de ocurrencia de oferta frente a demanda media

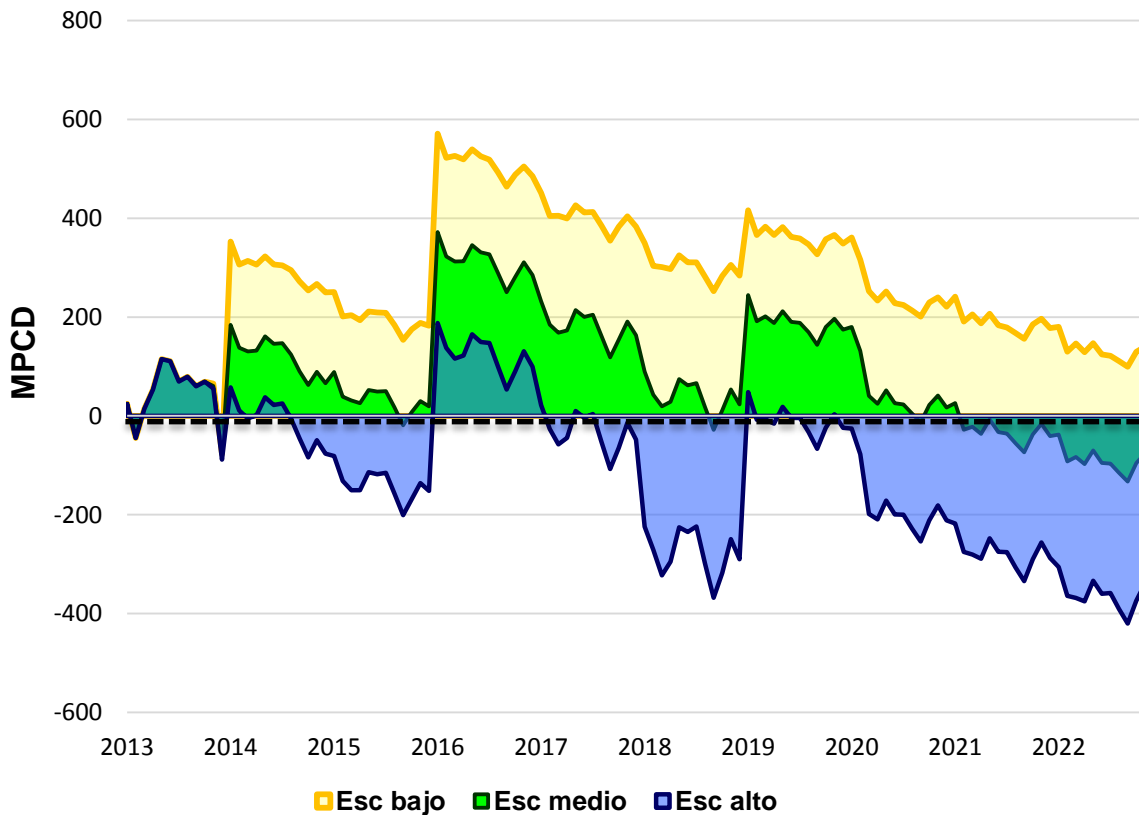
Combinación de escenarios de oferta y demanda de gas natural



Análisis

- Resultados de déficit de distinta magnitud
- Excedentes en algunos casos
- Déficit estructural se observa desde 2020
- Máximo déficit esperado se aproxima a los 800 MPCD
- Máximo superávit 300 MPCD
- Balance estocástico presenta déficit desde 2021

Valores esperados del balance oferta y demanda (análisis probabilístico)

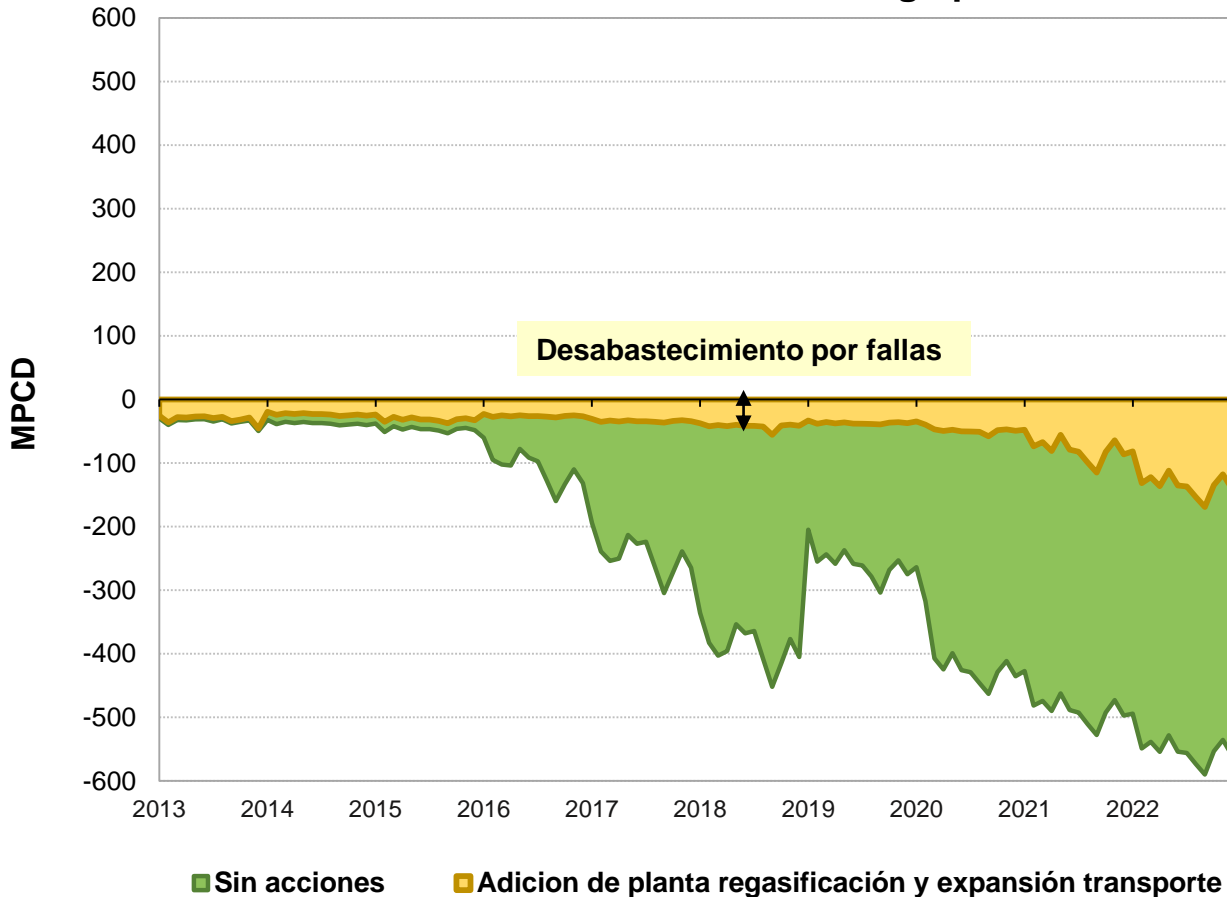


Análisis Estocástico

- Oferta estocástica: oferta nacional más planta de regasificación (diferentes probabilidades)
- Demanda estocástica
 - Escenario bajo
 - Escenario medio
 - Escenario alto
- Resultados
 - Abastecimiento asegurado hasta 2020
 - Requerimientos de oferta adicional luego del 2021 (aumento de importación-escenario medio de demanda el de mayor probabilidad)

5.1.5. Desabastecimiento esperado

Déficit de abastecimiento de largo plazo



Resultados balance nodal

- ❖ Con hipótesis de mayor probabilidad en oferta y demanda y sistema actual de transporte el déficit se inicia en 2014
- ❖ Déficit total causado por:
 - Insuficiencia de oferta
 - Insuficiencia de capacidad de transporte
 - Fallas de infraestructura
 - Crecimiento normal de demanda
- ❖ Al final del periodo el desabastecimiento puede alcanzar máximos de 600MPCD

Solución

- ❖ Oferta adicional
- ❖ Incremento de capacidad de transporte

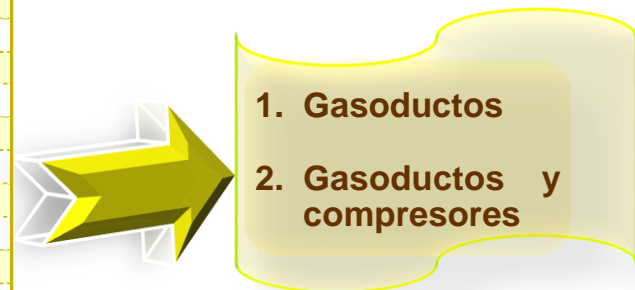
* Escenario oferta baja (declaración de producción) – demanda media

5.1.5. Requerimientos de expansión de transporte

Necesidad de aumento de capacidad de transporte

Tramo	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
	MPCD									
Guajira-Intercor						60,0	40,0			
Intercor-Hato Nuevo						60,0	40,0			
Hatonuevo-Valledupar						60,0	40,0			
Valledupar-Curumani						60,0	40,0			
Curumani-La Mata						40,0	40,0			
La Mata-San Alberto						40,0	40,0			
San Alberto-Barrancabermeja						40,0	40,0			
Barrancabermeja-Bucaramanga							0,1			
La Belleza-Vasconia	60,5									
Mariquita-Gualanday	0,9				16,0					
Gualanday-Purificación	7,0				5,0					
Purificación-Aipe							2,0			
Aipe-Neiva							2,0			
La Belleza-Zipaquirá			23,0		45,0					
Zipaquirá-Bogotá			50,0		35,0					
Puente Nacional-La Belleza	28,0									
Villa de Leyva-Puente Nacional	28,0									
Tunja-Villa de Leyva	28,0									
Tunja-Sogamoso										
Miraflores-Tunja	40,0									
Yopal-Miraflores	50,0									
Yopal-Barranca de Upía			20,0		15,0					
Barranca de Upía-Restrepo			15,0		10,0					
Restrepo-Villavicencio			15,0		10,0					
Villavicencio-Usme			15,0		10,0					

Mecanismos de expansión



5.1.5. Requerimientos de expansión de transporte

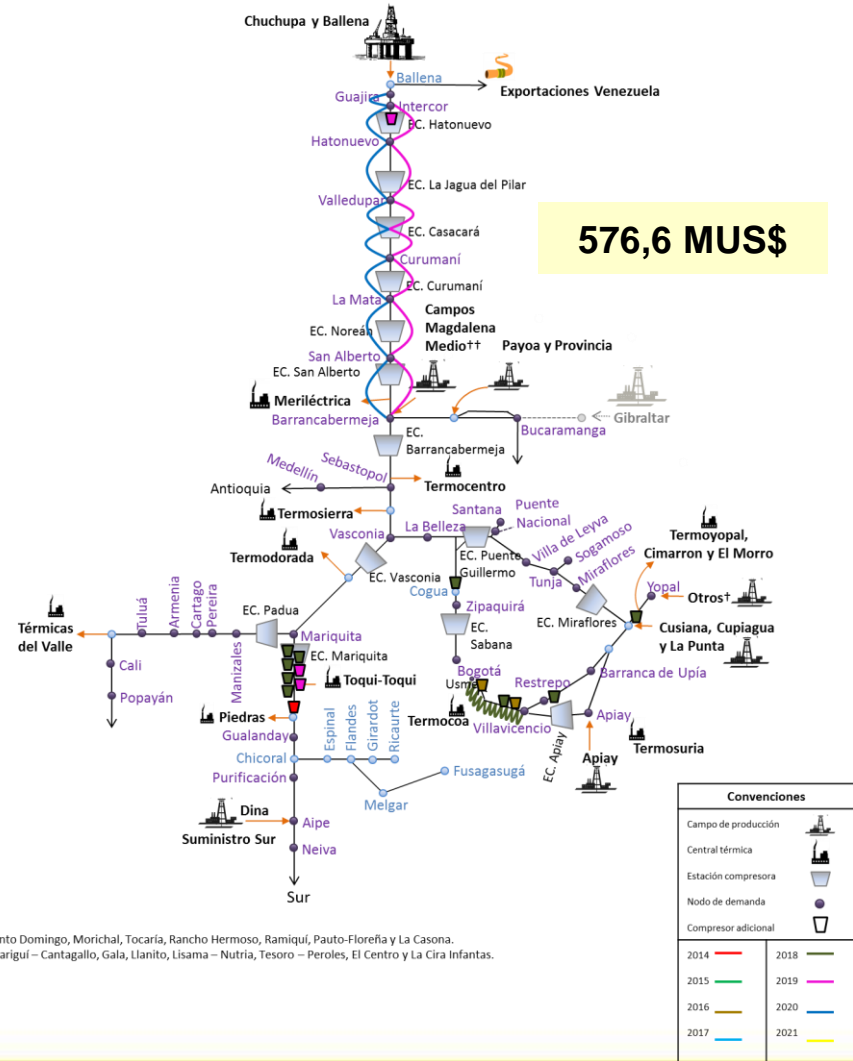
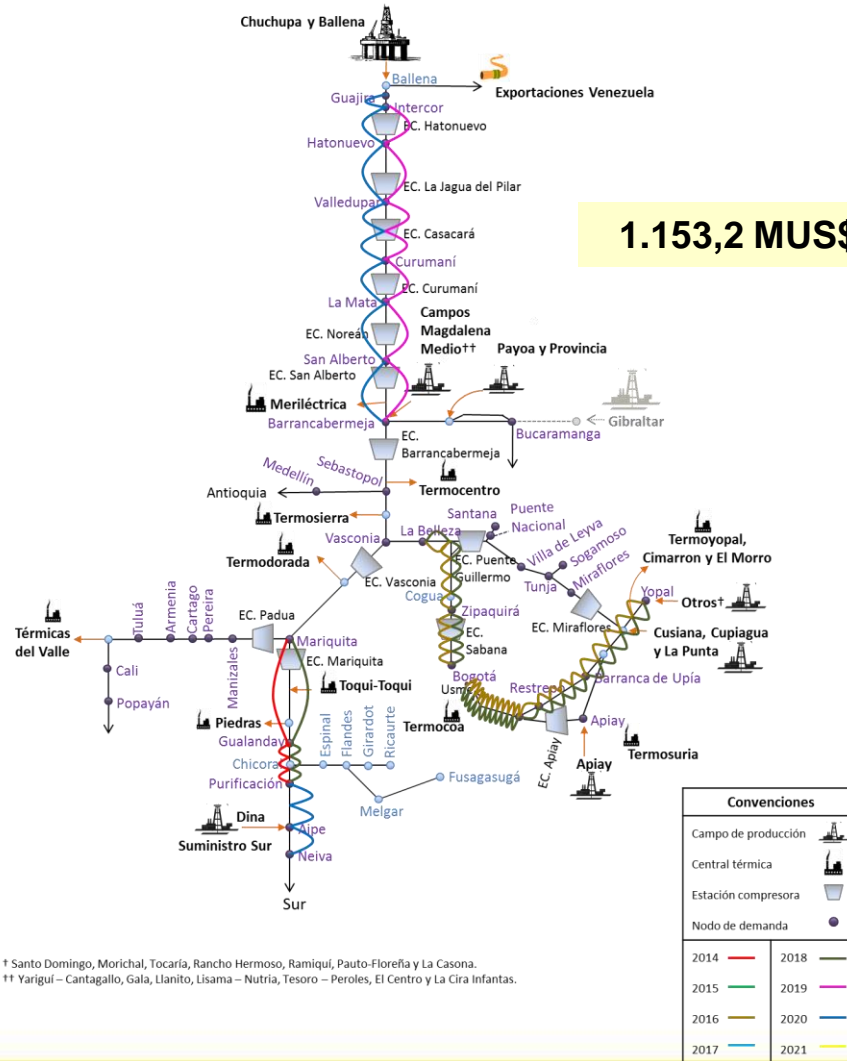
Aumento de capacidad de transporte con “loops” y compresores

Tramo	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Guajira-Intercor							7,8"			
Intercor-Hato Nuevo						10783 HP 9,8"	8,4"			
Hato Nuevo-Valledupar						9,8"	8,4"			
Valledupar-Curumaní						9,8"	8,4"			
Curumaní-La Mata						8,4"	8,4"			
La Mata-San Alberto						8,4"	8,4"			
San Alberto-Barrancabermeja						8,4"	8,4"			
Mariquita-Gualanday					84 HP					
					1134 HP					
					2519 HP					
						5418 HP				
					736 HP					
						3855 HP				
						923 HP				
	4970 HP									
La Belleza-Zipacquirá					9576 HP					
Yopal-Barranca de Upía					591 HP					
Barranca de Upía-Restrepo					665 HP					
Villavicencio-Usme			1194 HP		4,9" (7 tramos)					
					370 HP					
			4146 HP							

5.1.5. Alternativas de expansión de transporte

SISTEMA INTERIOR
Ampliaciones propuestas mediante loops

SISTEMA INTERIOR
Ampliaciones propuestas mediante compresión y loops

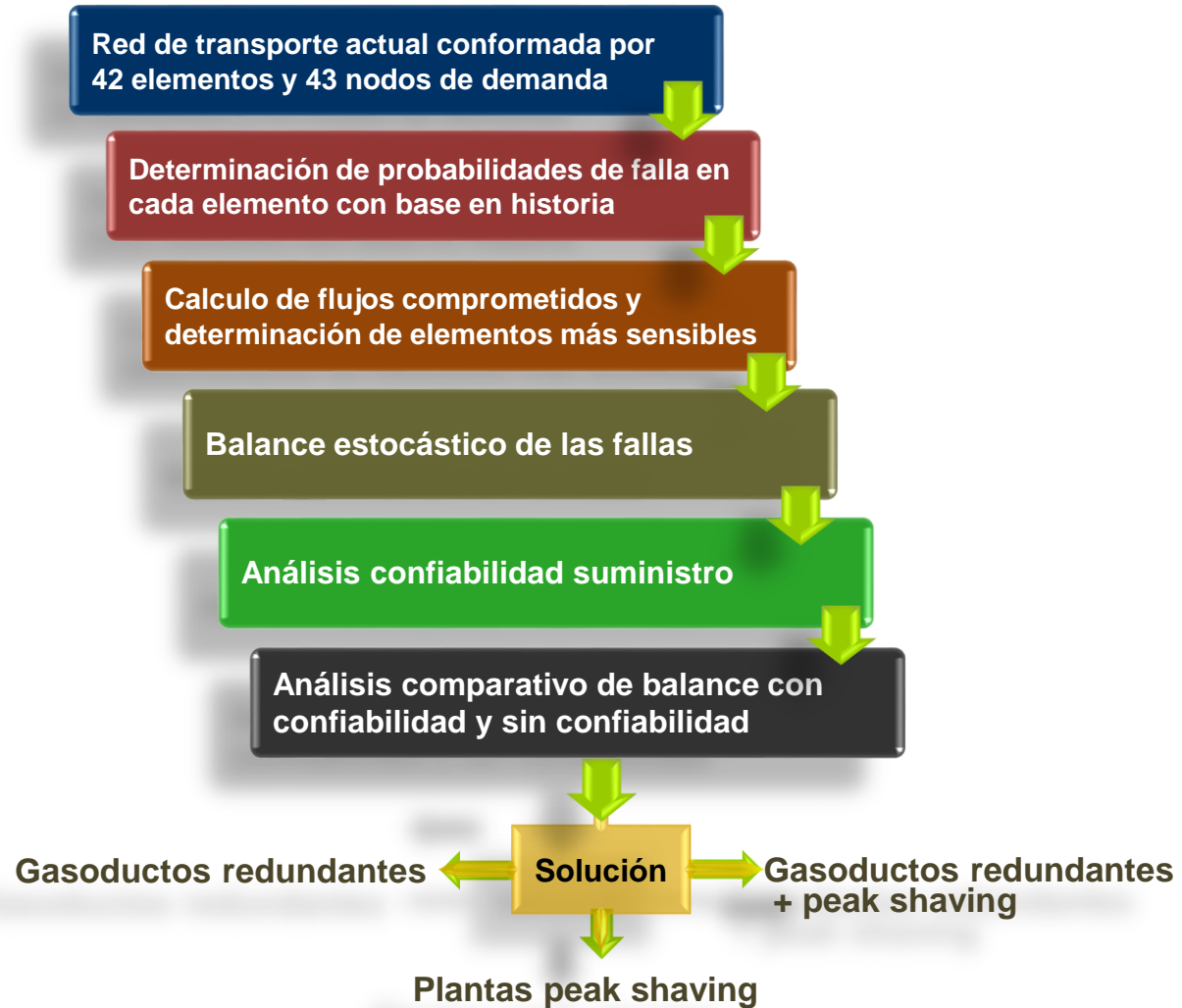


† Santo Domingo, Morichal, Tocaría, Rancho Hermoso, Ramiquí, Pauto-Floreña y La Casona.
†† Yariquí – Cantagallo, Gala, Llanito, Lisama – Nutria, Tesoro – Peroles, El Centro y La Cira Infantans.

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

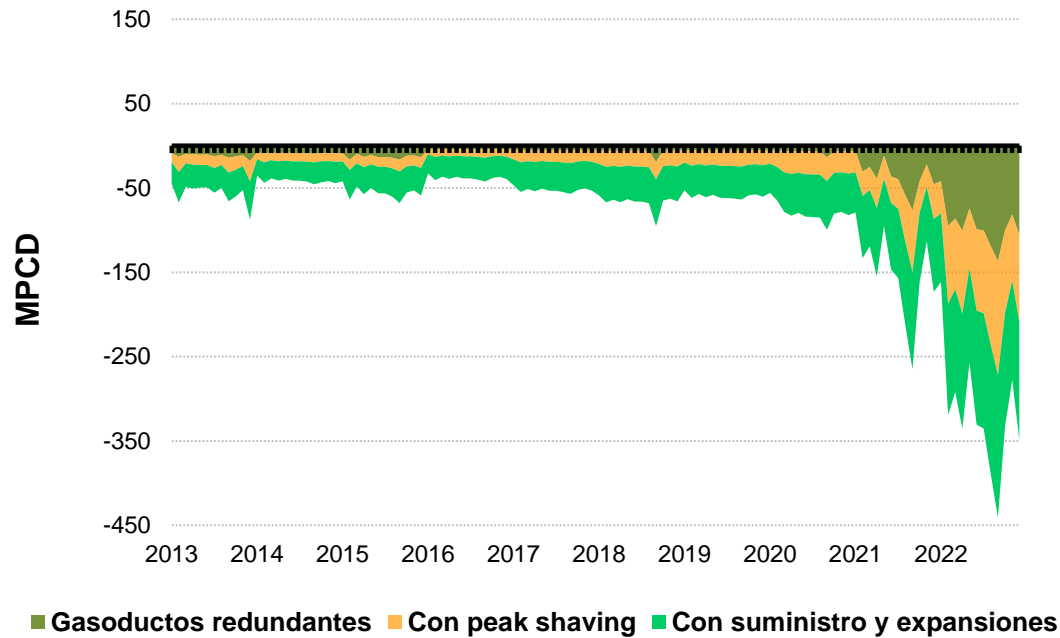
5.1.6. Análisis de confiabilidad

Secuencia



5.1.6. Análisis de confiabilidad

Reducción de desabastecimiento por confiabilidad



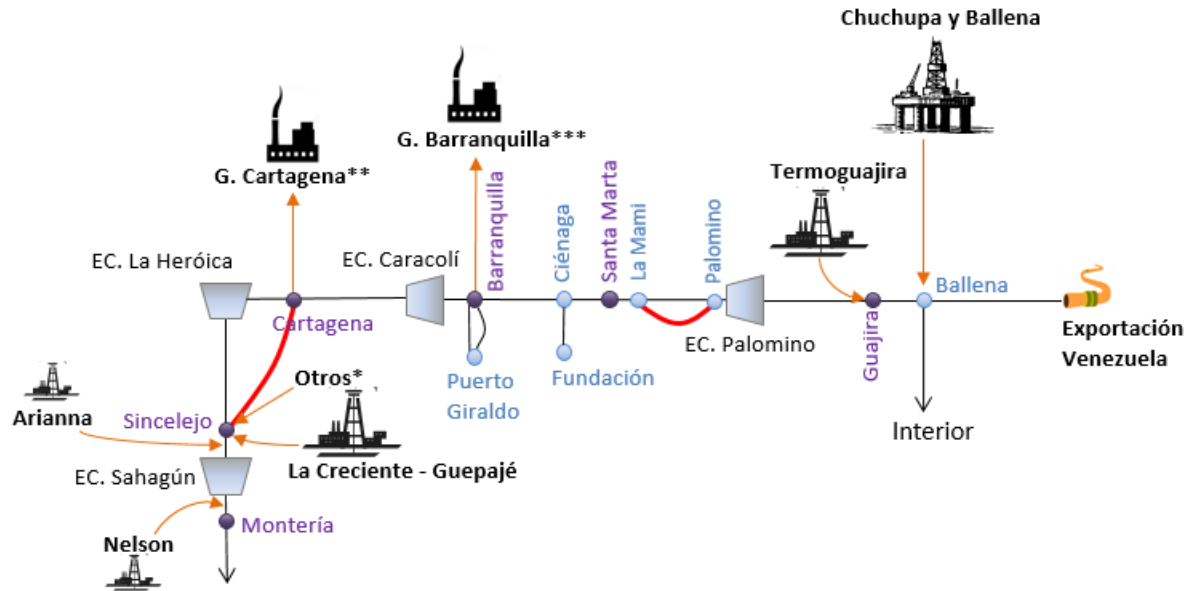
Gasoductos redundantes

Tramo	Gasoducto
	Palomino – La Mami
	Sincelejo - Cartagena
	Guajira-Intercor
	Curumaní-La Mata
	San Alberto-Barrancabermeja
	Vasconia-Mariquita
	Mariquita-Manizales
	La Belleza-Zipaquirá
	Tunja-Villa de Leyva
	Miraflores-Tunja

Plantas de peak shaving

Localización	Capacidad (MPCD disponibles durante 7 días)
Cali	85,3
Bogotá	12,4

SISTEMA COSTA Confiabilidad (gasoductos redundantes)



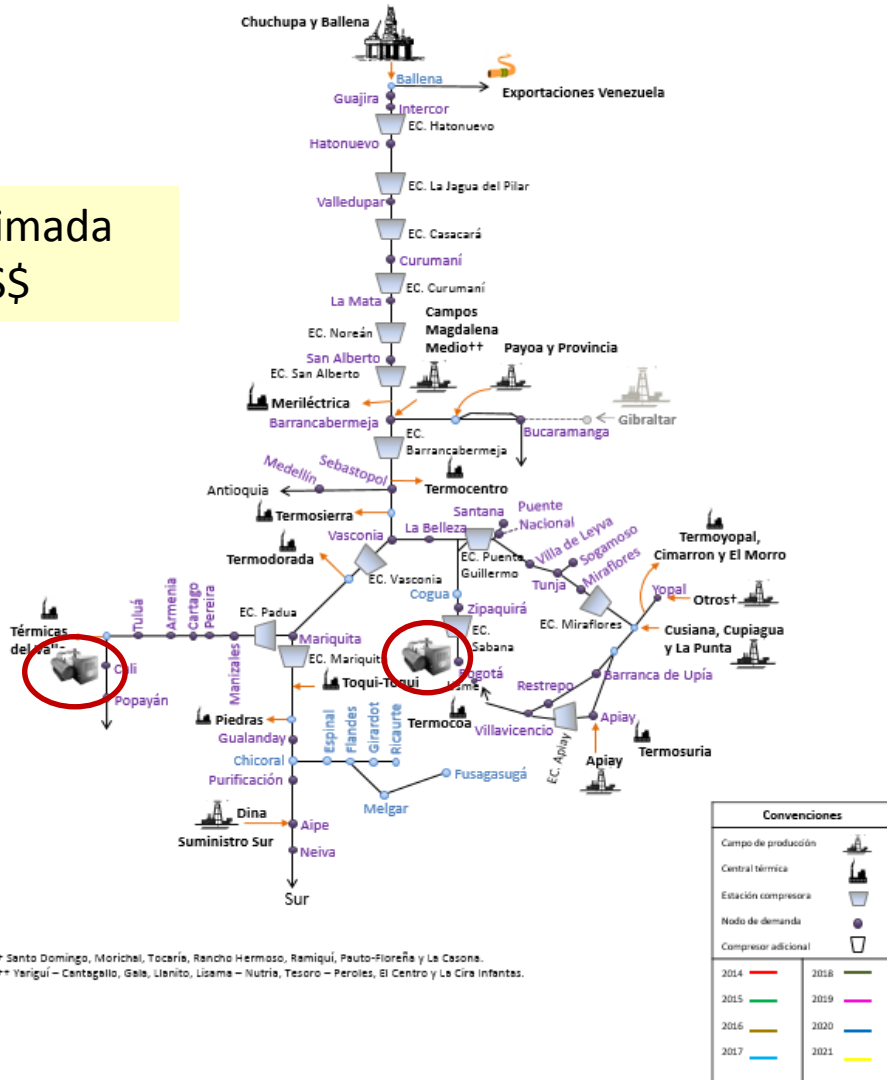
- * Mamey, Bonga, Cañaflecha y Katana.
- ** Cartagena, Proeléctrica y Termocandelaria.
- *** Barranquilla, Flores y Tebsa.

Convenciones	
Campo de producción	
Central térmica	
Estación compresora	
Nodo de demanda	

5.1.6. Confiabilidad – suministro

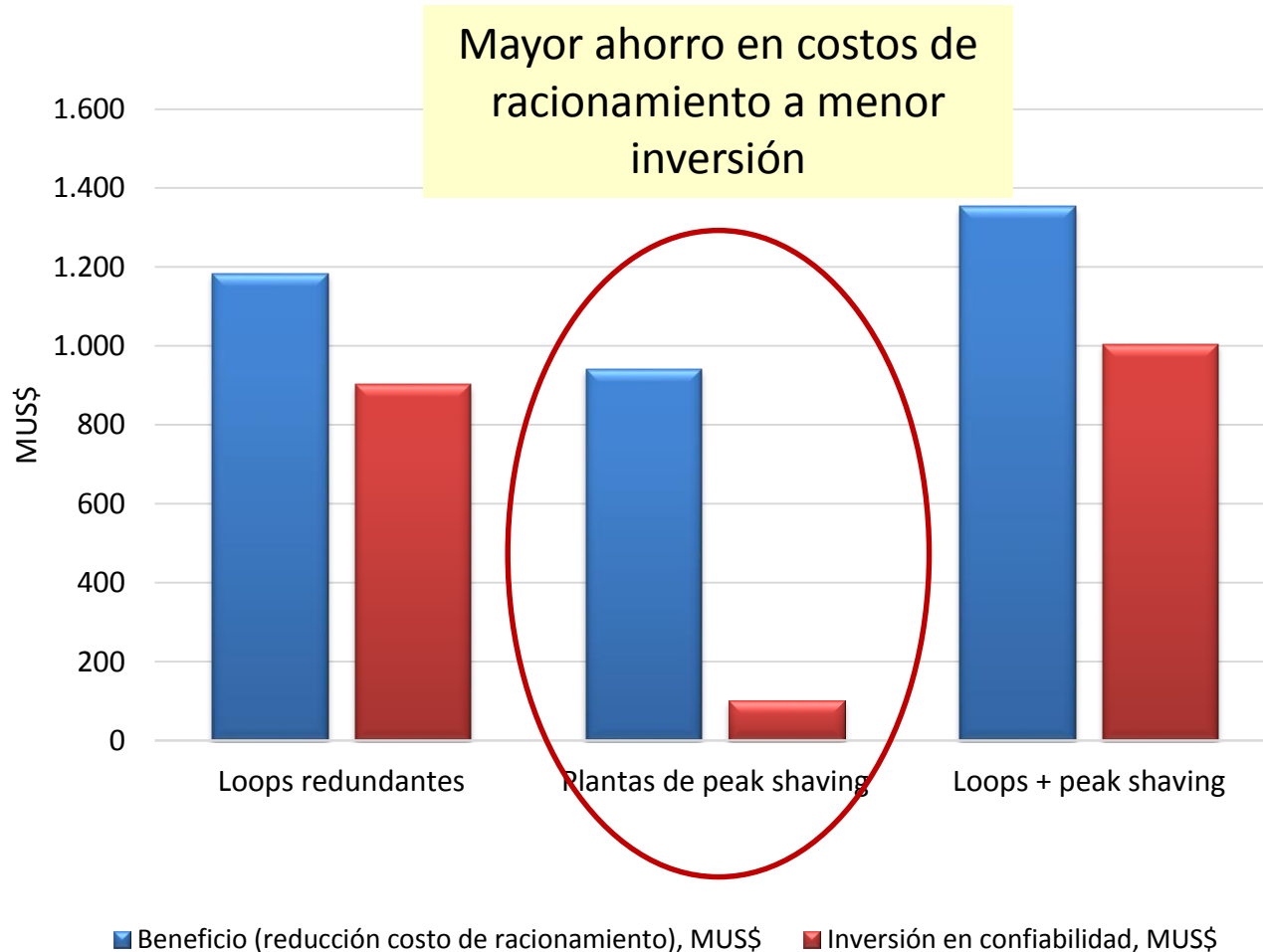
Inversión estimada
 102 MUS\$

SISTEMA INTERIOR Confiabilidad (peak shaving)



Se proponen plantas de *peak shaving* en Bogotá y Cali, que son las ciudades que por su consumo y ubicación presentan mayor desabastecimiento debido a fallas programadas y eventos de fuerza mayor.

5.1.7. Comparación alternativas para aumentar confiabilidad



La mejor alternativa es instalar plantas de peak shaving y gasoductos redundantes por cuanto logra un mayor beneficio, variable que debe prevalecer ante la relación beneficio/costo.

5.1.8. Conclusiones

Planta de regasificación en Cartagena de 400 MPCD, desde de 2016 y ajustes en infraestructura para abastecimiento pleno de la demanda

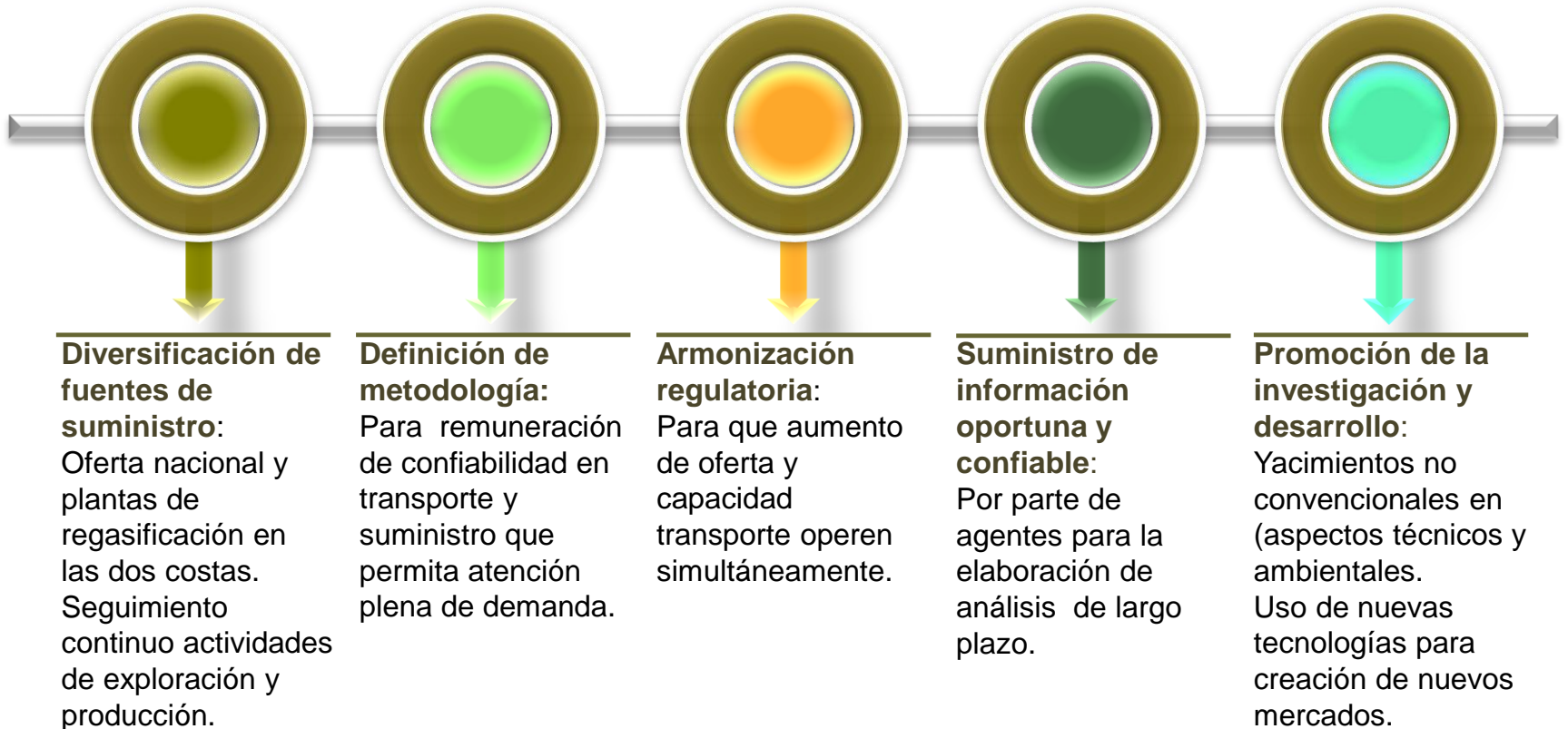
Expansión del sistema de transporte mediante loops y compresores (576,6 MUS\$)

Necesidad de nueva fuente de suministro disponible a partir de 2021

CONCLUSIONES

Plantas de peak shaving en Bogotá y Cali para reducción del desabastecimiento ocasionado por fallas programadas y no programadas

Acciones Propuestas PIAGN



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

5.2.1. Proyectos de transmisión Convocatorias Públicas

Proyectos		
En ejecución	9	<ul style="list-style-type: none"> - Nueva Esperanza - Armenia - Sogamoso - Quimbo - Chivor-Norte-Bacatá - Primer refuerzo Oriental : Sogamoso – Norte – Nueva Esperanza - Segundo transformador de Copey - Bolívar – Cartagena - Guayabal
Adjudicados (en proceso de aprobación del IAE)	3	<ul style="list-style-type: none"> - Reforma - Tuluní - Montería
En proceso de selección	2	<ul style="list-style-type: none"> - Caracolí - Suria
Próximos a iniciar	5	<ul style="list-style-type: none"> - Río Córdoba - Ituango - Refuerzo Costa Caribe - Refuerzo Suroccidente - La Loma
En estructuración	1	<ul style="list-style-type: none"> - Segundo Refuerzo Oriental
En proceso de planeación y alertas tempranas	6	<ul style="list-style-type: none"> - Sochagota – San Antonio 230 kV - Copey – Cuestecitas 500 kV - Copey – Fundación 220 kV - Sogamoso – Palenque – Guatiguará 230 kV - Conexión Cartago 230 kV - San Carlos – Porvenir – Purnio 230 kV
TOTAL HOY	26	

De 14 proyectos aprobados se han adjudicado 7 y 2 más están en proceso de selección



En dic/2014 habrán 17 proyectos en ejecución (se excluyen Sogamoso y La Loma)



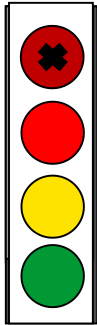
En dic/2015 21 proyectos estarían en ejecución según fechas previstas de entrada en operación



5.2.2. Metodología de seguimiento proyectos en ejecución

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

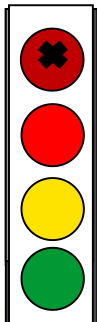


Se define un 4° nivel (**rojo y X**) ya que en Transmisión se pueden dar atrasos superiores a un año sin declararse incumplimiento grave o insalvable.

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

5.2.3. Informe de avance proyectos en ejecución

PROYECTO	AVANCE (Corte abr/2014)	ESTADO	OBSERVACIONES
Nueva Esperanza UPME 01-2008 Ejecutor: EPM Ubicación: Boyacá y Cundinamarca.	33,2% del 100%. No cumplió FPO FPO inicial: 31/ago/2012 FPO prevista: dic/2015	 PINES	<ul style="list-style-type: none"> - Obras a 230 kV: cuentan con licencia desde dic/2013. Posibles variantes. Inició construcción en ago/2014. - Obras a 500 kV: cuentan con licencia desde may/2014 (ejecutoriada en julio) - El rescate arqueológico supera lo programado. Finalizaría en oct/2014 - Impacto del atraso: Alto - Medidas de mitigación: En cronograma excepto las compensaciones de EMSA
Armenia UPME 02-2009 Ejecutor: EEB Ubicación: Quindío y Risaralda.	57% del 100%. No cumplió FPO FPO inicial: 30/nov/2013 FPO prevista: feb/2015	 PINES	<ul style="list-style-type: none"> _ ANLA otorgó Licencia Ambiental según Resolución 0582 del 5/jun/2014. _ La EEB solicitó de prórroga ante el MME de 221 días calendario _ Dificultades con la Gobernadora del Quindío y oposición de la comunidad _ El 23/jul/2014 inició las actividades en la subestación y el 02/jul/2014 de la línea con la movilización y marcación de excavaciones en el sector de Risaralda. _ No estará para el pico de este año. _ <u>Impacto del atraso:</u> Alto. Riesgos ante condición hidrológica crítica
Sogamoso UPME 04-2009 Ejecutor: ISA Ubicación: Santander.	98% del 100%. No cumplió FPO FPO inicial: 30/jun/2013 FPO prevista: 30/ago/2014	 No PINES	<ul style="list-style-type: none"> _ En fase final de pruebas y consignaciones. _ Se energizó subestación de 230 kV completamente y se tiene consignación entre el 18-21/ago/2014 para energizar el patio de 500 kV en su totalidad. <u>Impacto del atraso:</u> Medio. El generador está atrasado; ayuda la red de Nordeste

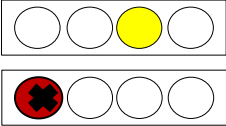
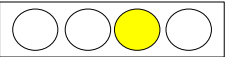



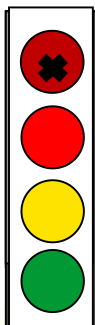
Metodología: Se deben cumplir al menos 2 condiciones para determinar el nivel de gravedad

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

FPO: Fecha de Puesta en Operación

5.2.3. Informe de avance proyectos en ejecución

PROYECTO	AVANCE (Corte abr/2014)	ESTADO	OBSERVACIONES
1 – Quimbo – Altamira 2 – Quimbo – Alférez UPME 05-2009 Ejecutor: EEB Ubicación: Huila y Valle del Cauca	66% del 84% FPO inicial: 30/sep/2014 FPO prevista: 30/nov/2015 (todo)	 PINES	_ Subestaciones, línea a Altamira y reconfiguración finalizando construcción _ Línea a Alférez terminando EIA el cual se radicará en ago/2014 _ La licencia debió obtenerse en nov/2013 pero se presentaron dificultades con comunidades. lo que implicó ajustar la ruta y el EIA. _ La EEB solicitó prórroga ante el MME por 620 días calendario _ <u>Impacto del atraso</u> : Medio. Las obras licenciadas permiten evacuar la generación.
Chivor II – Norte UPME 03-2010 Ejecutor: EEB Ubicación: Boyacá y Cundinamarca.	29% del 43% programado FPO: 31/oct/2015	 Proyecto PIN	_ Se esperaba definición de la alternativa (DAA) en ene/2014. La ANLA solicitó otras opciones de ruta lo cual implicó mayor tiempo _ En proceso la zonificación 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. _ Se definieron predios para Chivor II y Norte _ Reuniones de socialización en Gachancipa, Tabio, Tenza y Suesca. _ <u>Impacto del atraso</u> : Tiene alto riesgo de no estar a tiempo.
Sogamoso – Norte – Nva. Esperanza UPME 01 – 2013 Ejecutor: EEB Ubicación: Santander y Cundinamarca.	FPO: 30/sep/2017		_ Iniciando ejecución. La EEB solicitó dividir en dos el trámite de licenciamiento pero la ANLA no autorizó _ Reuniones de la EEB con EPM e ISA para revisión de contratos de conexión.
2° Transformador Copey UPME 02-2013 Ejecutor: ISA Ubicación: Municipio El Copey, Cesar.	17% del 14% programado FPO: 30/nov/2015		_ Avance superior al programado. _ Se adelantan diálogos y consultas previas dentro de la normalidad. _ En revisión por parte de ISA adecuaciones a la línea 220 kV Valledupar- Fundación (incluyendo 1 torre, realce) que se encuentra en el área del proyecto actual.







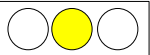


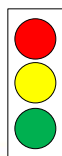
Metodología: Se deben cumplir al menos 2 condiciones para determinar el nivel de gravedad

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

FPO: Fecha de Puesta en Operación

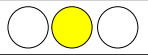
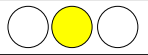




5.2.3. Informe de avance proyectos de transmisión

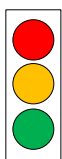
PROYECTO	AVANCE (Corte abr/2014)	ESTADO	OBSERVACIONES
Bolívar – Cartagena 220 kV UPME 05-2012 Ubicación: Bolívar.	Adjudicado FPO: 07/mar/2017		_ Quedó en firme la selección de la EEB. _ En trámites la aprobación de los ingresos. _ Mediante Resolución 90697 del 03/jul/2014 del MME se modificó la FPO para el 07/mar/2017.
Guayabal 230 kV UPME 04-2013 Ubicación: Medellín, Antioquia.	Adjudicado FPO: 30/nov/2016		Se adjudicó a EPM al ofertar MUS\$ 125, frente a MUS\$ 161 de ISA En trámite la oficialización de los ingresos (IAE)
Reforma 230 kV UPME 02-2014 Ubicación: Meta.	Adjudicada FPO: 30/nov/2015		El 10/jul/2014 se adjudicó a ISA al ofertar MUS\$ 4,18, frente a MUS\$ 13,15 de la EEB. Se prevé sea un “ <i>cambio menor</i> ” de una licencia existente En trámite la oficialización de los ingresos (IAE)
Montería 230 kV UPME 03-2013 Ubicación: Córdoba y Antioquia.	Adjudicada FPO: 30/nov/2016		El 17/jul/2014 se realizó la audiencia de presentación de ofertas Solo se presentó ISA. Oferta de MUS\$ 70,88 . Sujeto a revisión de la CREG LA CREG no presentó observaciones a la Propuesta
Tuluní 230 kV PME 03-2013 Ubicación: Chaparral, Tolima.	Adjudicada FPO: 30/nov/2016		El 15/jul/2014 se realizó la audiencia de adjudicación. Se adjudicó al consorcio TUPROJECT (JE Jaimes + Proing) al ofertar MUS\$ 11,29 frente a MUS\$ 18,16 de ISA y a MUS\$ 74,73 de la EEB. En trámite la oficialización de los ingresos (IAE)
Suria 230 kV UPME 05-2013 Ubicación: Meta.	Abierta oficialmente FPO: 30/nov/2016		El viernes 15/ago/2014 se presentaron ofertas para interventoría Selección del Inversionista 19/sep/2014.
Caracolí 220 kV UPME 06-2013 Ubicación: Soledad, Atlántico.	Abierta oficialmente FPO: 30/nov/2016		El jueves 14/ago/2014 se publicaron resultados de evaluación de interventoría. Selección del Inversionista 09/sep/2014.



Presenta dificultades
 Riesgos - Alertas
 Sin dificultades

5.2.3. Informe de avance proyectos de transmisión

PROYECTO	AVANCE (Corte abr/2014)	ESTADO	OBSERVACIONES
Río Córdoba 220 kV UPME 03-2014 Ubicación: Magdalena	Pendiente apertura oficial FPO: 30/nov/2016		UPME solicitó garantía a Drummond y a Electricaribe La garantía de Drummond está en trámite con el ASIC
La Loma 500 kV UPME 01-2014 Ubicación: Cesar	Pendiente apertura oficial FPO: 30/nov/2016		UPME solicitó garantía a Drummond – pendiente. Se puede ver afectada la FPO Diferencias con Electricaribe
Ituango 500 kV UPME 03-2014 Ubicación: Córdoba, Antioquia y Santander	Pendiente apertura oficial FPO actual : 31/ago/2018		El MME aprobó cambio de FPO (31/ago/2014) Se solicitó garantía a EPM Se dará inicio oficial en los próximos días
Suroccidente: Medellín – Virginia – Alférez – San Marcos 500 kV UPME 04-2014 Ubicación: Antioquia, Risaralda y Valle del Cauca.	Pendiente apertura oficial FPO: 30/sep/2018		Se dará inicio oficial en los próximos días
Costa: Cerromatoso – Chinú – Copey 500 kV UPME 05-2014 Ubicación: Córdoba y Cesar	Pendiente apertura oficial FPO: 30/sep/2018		Se dará inicio oficial en los próximos días
2° Oriental: Virginia – Nueva Esperanza 500 kV UPME XX-2015 Ubicación: Risaralda, Tolima y Cundinamarca	Pliegos en elaboración FPO: 30/sep/2020		



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.





5.2.5. Aplicación en los proyectos de generación

** 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	Junio-15	68.75 % de 97.74 % programado en la curva S reportada ante la CREG . Fecha de corte a Mayo de 2014		Retraso de 211 días calendario contados a partir de la fecha registrada ante la CREG (01 de diciembre de 2014). Retraso en la construcción del dique auxiliar debido a deslizamientos
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).		La fecha de finalización estimada para el proyecto es el 10 de octubre de 2014, fecha posterior al inicio de Obligación de Energía Firme (01 de diciembre de 2013), lo que significa un atraso estimado de 313 días.
Ituango	EPM	Ituango - Antioquia	Nov-18	EPM reporta avance con corte a junio de 2014 de 28.3% frente a 40.6% de avance esperado según la curva S		El avance se afectó debido a presencia de zonas geológicas inestables en los sitios de captación y plazoleta de compuertas
Sogamoso	Isagen	Betulia-Santander	Sep-14	El auditor del proyecto reporta que el avance con corte a 30 de abril es de 95.72%. ISAGEN reporta avance de 97.82% a 30 de junio de 2014.		A la fecha se encuentra en proceso de llenado el embalse, el cual puede verse afectado por la disminución de precipitaciones en la zona
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.		
Cucuana	Epsa	Roncesvalles Tolima	Dic-14	EPSA reporta avance de 83.58% frente a 100% de avance programado en la curva S. (Fecha de corte mayo de 2014)		

5.2.5. Aplicación en los proyectos de generación

** 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
Gecelca 3.2	Gecelca	Puerto Libertador Córdoba	Dic-15	33.5% frente a 36.8% de avance esperado según la curva "S" reportada a la CREG. Fecha de corte a Junio de 2014		
Carlos L Restrepo	Hidralpor	Barbosa, Santo Domingo - Antioquia	Dic-15	63.42% respecto a 64.93% de la curva S declarada ante la CREG. Fecha de corte Auditoría: junio 30 de 2014		Licencia Ambiental para la línea de transmisión ya fue aprobada
San Miguel	HMV	San Luis, San Francisco – Antioquia	Dic-15	48.59%, frente al 52.64 % respecto a la programación interna. Fecha de corte a Mayo 31 de 2014.		
Tasajero II	Termotasajero	San Cayetano Norte de Santander	Dic-15	81.82% frente a 59.0% de avance esperado según la curva S. Presenta adelanto de 22.82% Fecha de corte a Mayo 31 de 2014.		

5.2.6. Otros proyectos de generación

Proyecto	Ubicación	Capacidad	Agente	Estado
El Popal	Cocorná / Antioquia	19.9 MW	HMV	En operación comercial desde el 30 de marzo de 2014
Alto Tuluá	Buga, Tuluá / Valle del Cauca	20 MW	EPSA	En Operación comercial 100% desde primer trimestre de 2013
Bajo Tuluá	Buga Tuluá / Valle del Cauca	20 MW	EPSA	Avance físico de 85.5% con corte a junio de 2014. Se espera la central esté en operación en octubre de 2014.
Tunjita	Macanal / Boyacá	19.8 MW	AES Chivor	Avance 86% con corte a junio de 2014.

6. Seguimiento al presupuesto 2014

PLAN DE ACCION PARA EJECUCION PRESUPUESTAL UPME - AGOSTO A DICIEMBRE DE 2014

COMPROMISOS											
CIFRAS EN (\$ MILLONES)											
Proyecto	Apropiación Vigente	\$ Proyección Compromiso s Agosto 31 de 2014	% Proyección Compromiso s Agosto 31 de 2014	\$ Proyección Compromi- sos Septiembre 30 de 2014	% Proyección Compromi- sos Septiembre 30 de 2014	\$ Proyección Compromi- sos Octubre 31 de 2014	% Proyección Compromi- sos Octubre 31 de 2014	\$ Proyección Compromi- sos Noviembre 30 de 2014	% Proyección Compromi- sos Noviembre 30 de 2014	\$ Proyección Compromi- sos Diciembre 31 de 2014	% Proyección Compromi- sos Diciembre 31 de 2014
Capacitación del recurso humano en las áreas de minería y energía a nivel nacional	850	400	47%	490	58%	570	67%	650	76%	850	100%
Asesoría para el análisis y formulación de desarrollo del subsector hidrocarburos nacional	2.600	1.701	65%	2.596	100%	2.596	100%	2.596	100%	2.596	100%
Asesoría para la elaboración del planeamiento integral de energía nacional	3.500	1.749	50%	2.899	83%	3.499	100%	3.499	100%	3.499	100%
Asesoría para el análisis y desarrollo del subsector eléctrico nacional	3.395	1.886	56%	3.143	93%	3.393	100%	3.393	100%	3.393	100%
Asesoría para la elaboración de metodologías de proyección integrada de demand a de energía nacional	2.600	710	27%	1.899	73%	2.599	100%	2.599	100%	2.599	100%
Actualización planeamiento integral del sector minero colombiano	6.545	3.802	58%	5.475	84%	6.545	100%	6.545	100%	6.545	100%
Mejoramiento actualización y sostenibilidad de la plataforma tecnológica sistemas y gestión de información y medios de divulgación de la UPME Colombia	4.635	2.073	45%	2.418	52%	3.566	77%	4.060	88%	4.635	100%
Total UPME	24.125	12.321	51%	18.920	78%	22.768	94%	23.342	97%	24.117	100%

OBLIGACIONES											
CIFRAS EN (\$ MILLONES)											
Proyecto	Apropiación Vigente	\$ Proyección Obligaciones Agosto 31 de 2014	% Proyección Obligaciones Agosto 31 de 2014	\$ Proyección Obligaciones Septiembre 30 de 2014	% Proyección Obligaciones Septiembre 30 de 2014	\$ Proyección Obligaciones Octubre 31 de 2014	% Proyección Obligaciones Octubre 31 de 2014	\$ Proyección Obligaciones Noviembre 30 de 2014	% Proyección Obligaciones Noviembre 30 de 2014	\$ Proyección Obligaciones Diciembre 31 de 2014	% Proyección Obligaciones Diciembre 31 de 2014
Capacitación del recurso humano en las áreas de minería y energía a nivel nacional	850	200	24%	270	32%	340	40%	450	53%	850	100%
Asesoría para el análisis y formulación de desarrollo del subsector hidrocarburos nacional	2.600	448	17%	771	30%	1180	45%	1539	59%	2596	100%
Asesoría para la elaboración del planeamiento integral de energía nacional	3.500	528	15%	1327	38%	1597	46%	2854	82%	3499	100%
Asesoría para el análisis y desarrollo del subsector eléctrico nacional	3.395	267	8%	759	22%	1926	57%	2300	68%	3393	100%
Asesoría para la elaboración de metodologías de proyección integrada de demand a de energía nacional	2.600	280	11%	430	17%	1028	40%	1895	73%	2599	100%
Actualización planeamiento integral del sector minero colombiano	6.545	604	9%	1949	30%	3832	59%	5212	80%	6545	100%
Mejoramiento actualización y sostenibilidad de la plataforma tecnológica sistemas y gestión de información y medios de divulgación de la UPME Colombia	4.635	379	8%	1324	29%	2580	56%	3424	74%	4635	100%
Total UPME	24.125	2.706	11%	6.830	28%	12.483	52%	17.674	73%	24.117	100%

6. Seguimiento al presupuesto general – corte agosto 31 de 2014

Información SIIF: corte al 31 de agosto de 2014

(\$millones)

Concepto	Apropiación Vigente	Comprometido	% Comp. / Apro. Vigente	METAS - 31/08/2014	Obligado	%Oblig. / Apro. Vigente	METAS - 31/08/2014
Funcionamiento	12.656	6.973	55,1%	61,2%	6.783	53,6%	59,4%
Gastos de Personal	11.254	6.271	55,7%	59,0%	6.245	55,5%	58,9%
Gastos Generales	1.174	666	56,8%	76,0%	502	42,8%	59,5%
Transferencias	228	36	15,7%	96,2%	35	15,3%	87,7%
Inversión	24.125	12.538	52,0%	51,1%	3.348	13,9%	11,2%
Total Entidad	36.781	19.511	53,0%	54,6%	7.501	20,4%	27,8%

6. Seguimiento al presupuesto de inversión – corte agosto 31 de 2014

(\$millones)

Proyectos de Inversión	Apropiación Vigente	Comprometido	% Comp. / Aprop. Vigente	METAS - Plan de Choque	Obligado	%Oblig. / Aprop. Vigente	METAS - Plan de Choque
		31/08/14	31/08/14	31/08/14		31/08/14	31/08/14
Capacitación del recurso humano en las áreas de minería y energía a nivel nacional	850	404	47,5%	47,1%	186	21,8%	23,5%
Asesoría para el análisis y formulación de desarrollo del subsector hidrocarburos nacional	2.600	1.717	66,0%	65,4%	797	30,6%	17,2%
Asesoría para la elaboración del planeamiento integral de energía nacional	3.500	1.749	50,0%	50,0%	644	18,4%	15,1%
Asesoría para el análisis y desarrollo del subsector eléctrico nacional	3.395	1.682	49,5%	55,6%	402	11,8%	7,9%
Asesoría para la elaboración de metodologías de proyección integrada de demanda de energía nacional	2.600	710	27,3%	27,3%	280	10,8%	10,8%
Actualización planeamiento integral del sector minero colombiano	6.545	3.826	58,5%	58,1%	604	9,2%	9,2%
Mejoramiento actualización y sostenibilidad de la plataforma tecnológica sistemas y gestión de información y medios de divulgación de la UPME Colombia	4.635	2.450	52,9%	44,7%	436	9,4%	8,2%
Total UPME	24.125	12.538	52,0%	51,1%	3.348	13,9%	11,2%

7. Propuesta de fuentes de financiación alternativas para la UPME

7. Antecedentes y avances

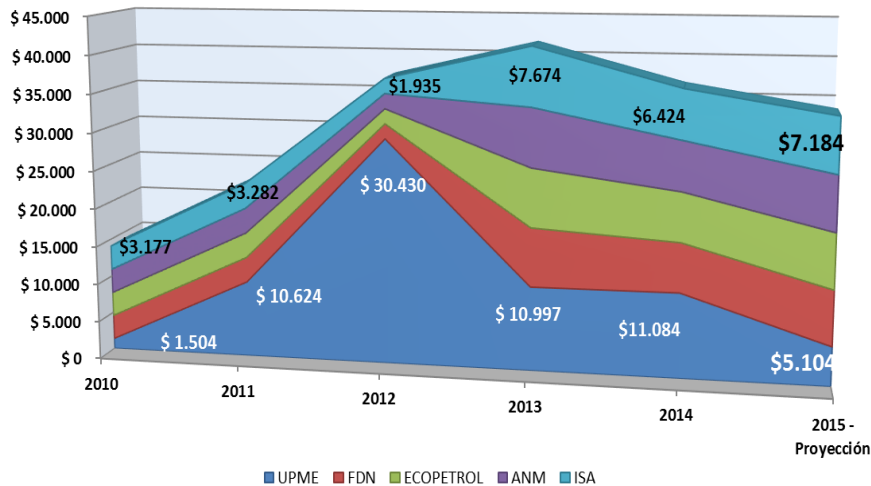
Evolución aportantes en cuartas partes al presupuesto de la Unidad - Ley 143 de 1994 - Artículo 14:



Evolución aportantes en cuartas partes al presupuesto de la Unidad - Decreto 1258 de 2013 - Artículo 18:



Presupuesto histórico y proyección 2015



- 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 \$5.104 millones es aproximado

Problemática:

- Presupuesto anual ANM,
- Sostenimiento de la FDN,
- Recursos propios insuficientes (Sin oferentes en la subasta).

Acciones y propuesta:

- Análisis de varias alternativas para obtener recursos financieros anuales,
- Reuniones entre el MME y las entidades (problema sectorial),
- Presentación ante el Consejo Directivo (No.4 de 2014),
- Alternativa principal:
 - Modificación de la estructura actual de aportantes y sus porcentajes.
 - Inclusión de la ANH como aportante,
 - Inclusión de la alternativa en el PND,
 - Presentación de un proyecto de ley para adoptar la nueva distribución y empresas aportantes y modificatoria de la Ley 143 de 1994.

8. Proposiciones y varios

GRACIAS
www.upme.gov.co



MinMinas
Ministerio de Minas y Energía

**PROSPERIDAD
PARA TODOS**