

# CONSEJO DIRECTIVO

## Unidad de Planeación Minero Energética - UPME

19 DE NOVIEMBRE DE 2015

- 1 Verificación de quórum
- 2 Lectura y aprobación del acta anterior
- 3 Seguimiento a compromisos Consejo Directivo
- 4 Informe de Dirección
- 5 Presentaciones técnicas
- 6 Varios

- 1 Verificación de quórum
- 2 Lectura y aprobación del acta anterior
- 3 Seguimiento a compromisos Consejo Directivo
- 4 Informe de Dirección
- 5 Presentaciones técnicas
- 6 Varios

## 3 Seguimiento a compromisos Consejo Directivo

COMPROMISO	RESPONSABLE	AVANCE
➤ Venta de los activos intangibles cedidos por ISAGEN a la UPME.	Secretaría General	Se recibieron los avalúos practicados por el IGAC. Se inició el proceso de subasta presencial el cual se estima cerrar en segunda semana de diciembre
➤ Celebrar reuniones con los Ministerios de Minas y Energía y de Hacienda y Crédito Público para proponer proyecto de ley ordinaria con el artículo que se incorporó en el Plan Nacional de Desarrollo.	Secretaría General	Se ha celebrado reunión con la Secretaría General del Ministerio para el efecto.
➤ Socialización resultados Planeación Estratégica.	Dirección General	En la próxima sesión se presentará el documento completo para aprobación, toda vez que se debía alinear con el Plan Estratégico del Sector -PES. Actualmente se están formulando los acuerdos de gestión.
➤ Ajustar el balance en cuanto: i) la oferta considerando la entrada en operación de la planta de regasificación; ii) La demanda, validando la información de las proyecciones del sector petrolero con ECOPETROL.	Subdirección de Hidrocarburos	Se realizaron los ajustes requeridos y se socializó en escenarios sectoriales
➤ Revisar fuentes de financiación del personal para la revisión de los proyectos a cargo de la Oficina de Gestión de Proyectos de Fondos y la expedición de los conceptos de incentivos tributarios en el marco de la Ley 1715 de 2014.	Oficina de Gestión de Proyectos de Fondos Secretaría General Asesor de Planeación y de Planeamiento Energético	Los requerimientos de personal para los incentivos tributarios se realizarán con cargo a los recursos de inversión y así se están contemplando las actividades
➤ Presentar los proyectos de convocatorias que presentan retrasos precisando los impactos de cada uno.	Subdirección de Energía Eléctrica	Se presentarán en esta sesión.

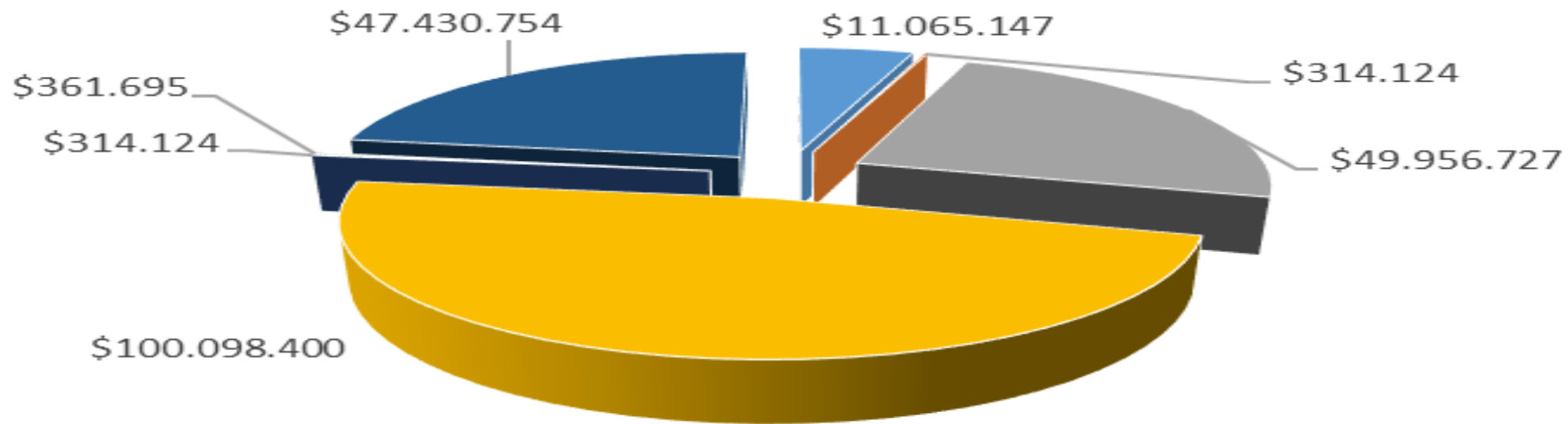
- 1 Verificación de quórum
- 2 Lectura y aprobación del acta anterior
- 3 Seguimiento a compromisos Consejo Directivo 23 de Julio 2015
- 4 Informe de Dirección
- 5 Presentaciones técnicas
- 6 Varios

## Informe de Dirección: Seguimiento ejecución presupuestal

Proyecto	Apropiación	CDP generados	Actividades con compromiso	Apropiación disponible a la fecha	% de compromisos sobre la apropiación	Obligación	Proyección de saldos de Inversión a Diciembre	% de Obligaciones sobre la apropiación a la fecha
CAPACITACION	\$ 758.700.000	\$ 747.634.853	\$ 703.413.652	\$ 11.065.147	93%	\$ 561.542.156	\$ -	74%
HIDROCARBUROS	\$ 1.927.900.000	\$ 1.927.585.876	\$ 1.927.580.876	\$ 314.124	100%	\$ 1.713.696.843	\$ -	89%
PLANEAMIENTO INTEGRAL DE ENERGIA	\$ 3.000.000.000	\$ 2.950.043.273	\$ 2.700.043.273	\$ 49.956.727	90%	\$ 1.538.191.476	\$ 49.956.727	51%
SUBSECTOR ELECTRICO	\$ 2.700.000.000	\$ 2.599.901.600	\$ 2.030.014.040	\$ 100.098.400	75%	\$ 1.055.156.727	\$ 50.000.000	39%
DEMANDA	\$ 1.927.900.000	\$ 1.927.585.876	\$ 1.827.585.876	\$ 314.124	95%	\$ 1.633.216.419	\$ -	85%
MINERIA	\$ 5.500.000.000	\$ 5.499.638.305	\$ 5.499.638.305	\$ 361.695	100%	\$ 3.049.097.764	\$ -	55%
INFORMACION	\$ 4.378.798.364	\$ 4.331.367.610	\$ 4.189.336.110	\$ 47.430.754	96%	\$ 2.973.315.638	\$ 27.000.000	68%
					<b>93%</b>			<b>66%</b>

Información de Proyectos de Inversión con corte a noviembre 18 de 2015

## Apropiación disponible



- CAPACITACION
- HIDROCARBUROS
- PLANEAMIENTO INTEGRAL DE ENERGIA
- SUBSECTOR ELECTRICO
- DEMANDA
- MINERIA
- INFORMACION

## Informe de Dirección: Seguimiento ejecución presupuestal

En proceso de oferta pública para la contratación de una “Asesoría para la estructuración de esquemas empresariales para ampliar la cobertura de energía eléctrica en zonas no interconectadas (ZNI) y selección de inversionista correspondiente” se recibieron lags Vigencias Futuras y el cronograma del procego es el siguiente:

### PROCESO DE OFERTA PÚBLICA No. 018 de 2015

ACTIVIDADES	Desde	Hasta
<b>BORRADORES DE TERMINOS DE REFERENCIA</b>	9-nov-2015	11-nov-2015
Recepción comentarios a los borradores de los Términos de Referencia	9-nov-2015	11-nov-2015
Respuestas a los comentarios de borradores de los Términos de Referencia	12-nov-2015	
<b>PUBLICACIÓN DE LOS TÉRMINOS DE REFERENCIA DEFINITIVOS</b>	12-nov-2015	
Recepción aclaraciones a Términos de Referencia	12-nov-2015	19-nov-2015
Audiencia de respuesta a las aclaraciones solicitadas a los Términos de Referencia	<b>20 de noviembre de 2015 a las 9:30 am</b>	
Fecha entrega de propuestas	<b>27 de noviembre de 2015 a las 9:30 am</b>	
Período de verificación y evaluación de las propuestas	30-nov-2015	3-dic-2015
Publicación de evaluación en página web	4-dic-2015	
Recepción de observaciones a los informes de evaluación	4-dic-2015	7-dic-2015
Respuesta a observaciones de evaluación en página web y Secretaria General	9-dic-2015	
<b>SELECCIÓN DE PROPUESTA O TERMINACIÓN DEL PROCESO SIN SELECCIÓN ALGUNA</b>	10-dic-2015	

- 1 Verificación de quórum
- 2 Lectura y aprobación del acta anterior
- 3 Seguimiento a compromisos Consejo Directivo 27 de agosto 2015
- 4 Informe de Dirección
- 5 Presentaciones técnicas
- 6 Varios

## 5 Presentaciones técnicas

### 5.1 Informe proyectos convocatorias

### 5.2 Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión eléctrica 2015-2029

### 5.3 Seguimiento demanda de energía eléctrica y potencia máxima comparaciones

### 5.4 Plan Indicativo de Abastecimiento de Petróleo y Combustible

### 5.5 Plan Indicativo de Expansión de la Cobertura de Gas Combustible

### 5.6 Sistemas de Georeferenciación

5.1

## Informe proyectos convocatorias

- i) Resumen del estado de los Proyectos STR
  
- ii) Resumen del estado de los Proyectos STN

# Resumen del estado proyectos STR Adjudicados

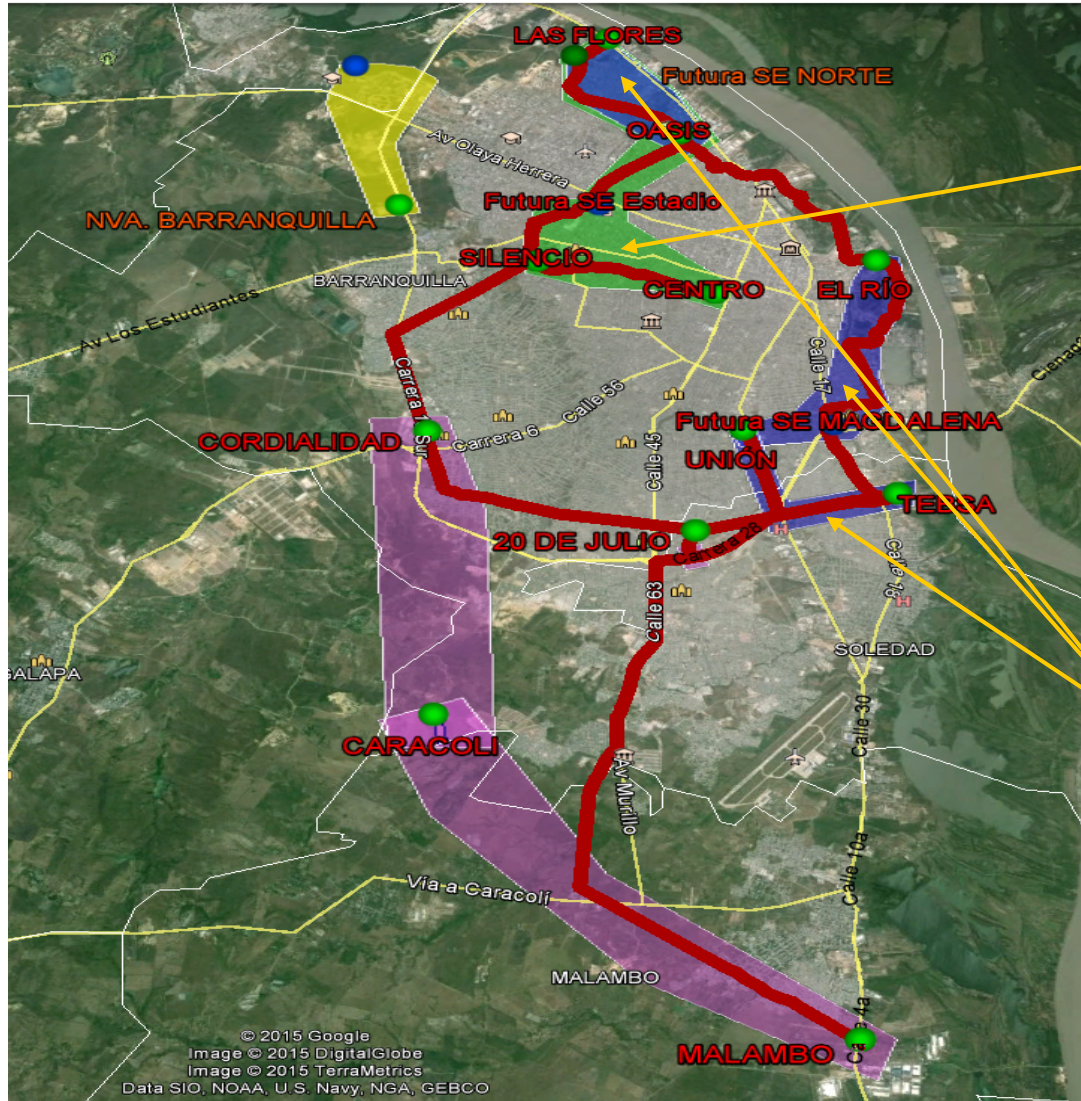
Proyectos	Adjudicó	FPO	Estado	Ejecutor	Oferta MM COP
<b>UPME STR 07-2014</b> Conexión de Río Córdoba al STN a través de dos transformadores 220/110 kV <i>Ubicación: Magdalena</i>	09-abr-15	nov-16	<b>Objeto:</b> Permite atender demanda y mejorar condiciones de prestación del servicio (seguridad y confiabilidad) <b>Retos:</b> Eficiencia en la ejecución. <b>Estado:</b> En ejecución. Avanzan estudios ambientales. Dificultades en la negociación predial del lote de la subestación por su elevado costo del terreno.	EEB	11.364
<b>UPME STR 01-2015</b> Ampliaciones en Cuestecitas Riohacha y Maicao <i>Ubicación: La Guajira</i>	15-jul-15	nov-16	<b>Objeto:</b> Mejora el voltaje y permite atender demanda <b>Retos:</b> Eficiencia en la ejecución. <b>Estado:</b> En trámite CREG de aprobación de ingresos.	EPSA	34.427
<b>UPME STR 03-2015</b> Nueva Montería 110 kV <i>Ubicación: Córdoba</i>	28-jul-15	nov-17	<b>Objeto:</b> Permite atender demanda, mejora confiabilidad y prestación del servicio. <b>Retos:</b> Eficiencia en la ejecución, gestión predial. <b>Estado:</b> En trámite de aprobación de ingresos CREG.	EPSA	35.552
<b>UPME STR 04-2015</b> Compensaciones capacitivas en El Carmen, El Banco y Montería <i>Ubicación: Bolívar, Magdalena y Montería</i>	05-ago-15	nov-16	<b>Objeto:</b> Mejora el voltaje y permite atender demanda. <b>Retos:</b> Adecuaciones y eficiencia en la ejecución. <b>Estado:</b> En trámite de aprobación de ingresos CREG.	CONSORCIO ELÉCTRICO DEL CARIBE	16.317
<b>UPME STR 06-2015</b> Nuevo transformador 220/110 de 100 MVA en la Subestación Valledupar <i>Ubicación: Cesar</i>	01-oct-15	mar-17	<b>Objeto:</b> Descongestiona redes, permite atender demanda y mejora las condiciones del servicio (seguridad y confiabilidad). <b>Retos:</b> Eficiencia en la ejecución. <b>Estado:</b> En trámites previos a la solicitud de aprobación de ingresos.	EPSA	7.488
<b>UPME STR 07-2015</b> Nuevo transformador 220/66 kV, convertible a 220/110 kV, de 150 MVA en la subestación El Bosque <i>Ubicación: Bolívar</i>	14-oct-15	abr-17	<b>Objeto:</b> Permite atender demanda y mejora confiabilidad <b>Retos:</b> Adecuaciones y eficiencia en la ejecución. <b>Estado:</b> En trámites previos a la solicitud de aprobación de ingresos.	CONSORCIO TRELCA	9.416

# Resumen del estado proyectos STR En proceso de Selección

Proyectos	Adjudicará	FPO	Observaciones	Costo estimado MM COP
<b>UPME STR 11 – 2015 (Atlántico 4)</b> Subestación Norte y línea hacia Nueva Barranquilla <i>Ubicación: Noreste de Barranquilla</i>	03-dic-15	jun-18	<b>Objeto:</b> Permite atender demanda y mejorar la confiabilidad. <b>Retos:</b> Trazados urbanos. <b>Estado:</b> Convocatoria abierta. En fase de consultas y selección de interventor.	44.636
<b>UPME STR 10 – 2015 (Bolívar 2)</b> Subestaciones Manzanillo y Bolívar y líneas asociadas <i>Ubicación: Área rural de Cartagena (norte)</i>	04-dic-15	jun-18	<b>Objeto:</b> Permite atender demanda y mejora condiciones de prestación del servicio (seguridad y confiabilidad). <b>Retos:</b> Lote para subestación Manzanillo y ampliación de Bolívar, trazados rurales. <b>Estado:</b> Convocatoria abierta. En fase de consultas y selección de interventor.	48.54
<b>UPME STR 17-2015</b> Nueva subestación Cereté a 110 kV con una línea doble circuito desde esta subestación hasta interceptar el circuito existente Chinú – Montería <i>Ubicación: Córdoba</i>	10-dic-15	nov-17	<b>Objeto:</b> Permite atender demanda y mejora la confiabilidad. <b>Retos:</b> Trazados urbanos. <b>Estado:</b> Convocatoria abierta. Se declaró desierta el 15/oct/2015. En fase de consultas y selección de interventor	8.750
<b>UPME STR 14 – 2015 (Atlántico 1)</b> Línea Termoflores <i>Ubicación: Este-Noreste de Barranquilla</i>	15-dic-15	nov-17	<b>Objeto:</b> Descongestiona redes, permite atender demanda y mejora las condiciones del servicio (seguridad y confiabilidad). <b>Retos:</b> Trazados urbanos y lote para subestación Estadio. <b>Estado:</b> Convocatorias abiertas.	54.835
<b>UPME STR 15 – 2015 (Atlántico 2)</b> Línea Termoflores – Oasis, subestación Magdalena, subestación Estadio y obras asociadas y ampliación en Tebsa <i>Ubicación: Este-Noreste de Barranquilla</i>		jun-18		61.469
<b>UPME STR 13 - 2015</b> Subestación La Loma 110 kV, TRF 500/110 kV y líneas a La Jagua y a El Paso <i>Ubicación: Cesar</i>	16-dic-15	nov-17	<b>Objeto:</b> Permite atender demanda y mejorar las condiciones de prestación del servicio (seguridad y confiabilidad). <b>Retos:</b> Trazados rurales, cruce con zonas mineras. <b>Estado:</b> Convocatoria abierta.	53.944
<b>UPME STR 16 – 2015 (Atlántico 3)</b> Caracolí y líneas para intervenir las existentes <i>Ubicación: Soledad y sureste de Barranquilla</i>	17-dic-15	jun-18	<b>Objeto:</b> Descongestiona redes, permite atender demanda y mejora las condiciones del servicio (seguridad y confiabilidad). <b>Retos:</b> Trazados urbanos. <b>Estado:</b> Convocatoria abierta.	42.458

## Resumen del estado proyectos STR En estructuración

Proyectos	Adjudicación prevista	FPO	Observaciones	Costo estimado MM
<p><b>Bolívar 3</b> Subestación La Marina y líneas asociadas <i>Ubicación: Cartagena</i></p>	mar-16	nov-18	<p><b>Objeto:</b> Descongestiona redes, permite atender demanda y mejora las condiciones del servicio (seguridad y confiabilidad). <b>Retos:</b> Trazados urbanos. <b>Estado:</b> En estructuración</p>	51.762
<p><b>Anillo La Guajira</b> Nueva Línea Maicao – Riohacha Nueva Línea Riohacha - Cuestecitas <i>Ubicación: La Guajira</i></p>	mar-16	nov-18	<p><b>Objeto:</b> Permite atender demanda y mejora condiciones de prestación del servicio (seguridad y confiabilidad ya que anilla el área). <b>Retos:</b> Trazados por zonas de alta densidad de comunidades étnicas. <b>Estado:</b> En estructuración</p>	48.500



**Atlántico 1 (verde): Convocatoria Abierta.**

Nuevo circuito a 110 kV Termoflores – Centro. Está por definirse si se incorpora la nueva subestación Estadio 110 kV.

**Atlántico 2 (azul): Convocatoria abierta.**

Ejecutar obras de conexión y desconexión en la subestación Oasis 110 kV para unir los circuitos Termoflores – Oasis y Oasis – Río en Termoflores – Río 110 kV;

Nuevo circuito Termoflores – Oasis 110 kV; Tebsa nueva subestación Magdalena a 110 kV junto a la existente a 34.5 kV;

Segunda línea Unión 110 kV, nueva línea Unión – Magdalena 110 kV y nueva línea Magdalena – El Río 110 kV.

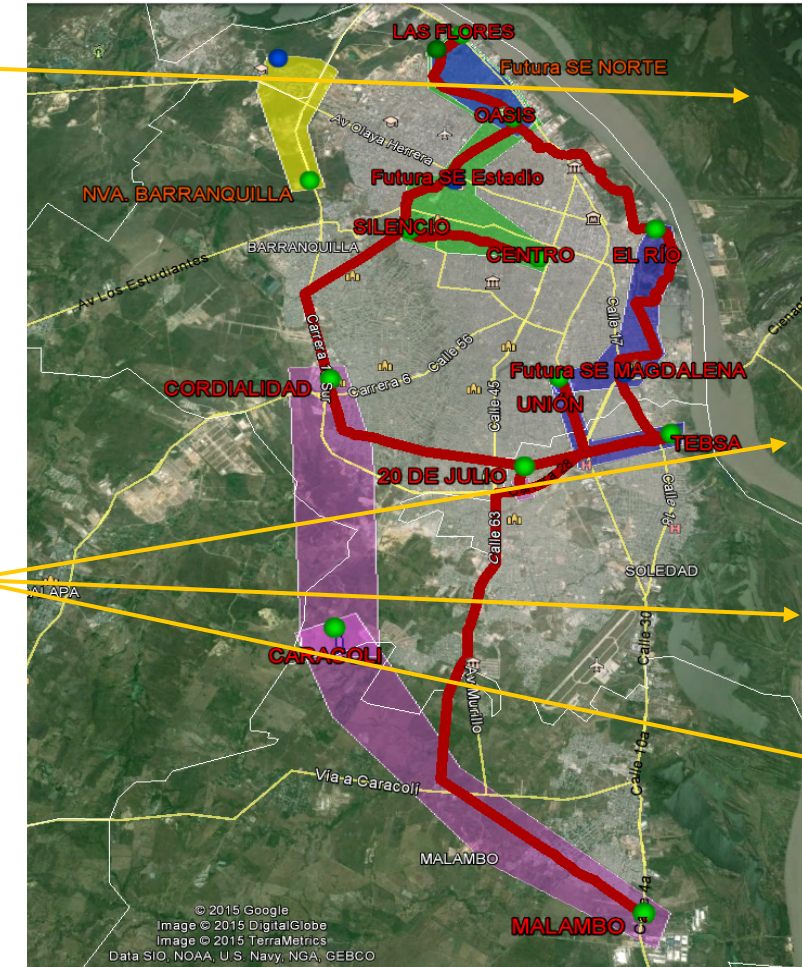
Instalar un tercer transformador 220/110 kV de 100 MVA en la subestación Tebsa.

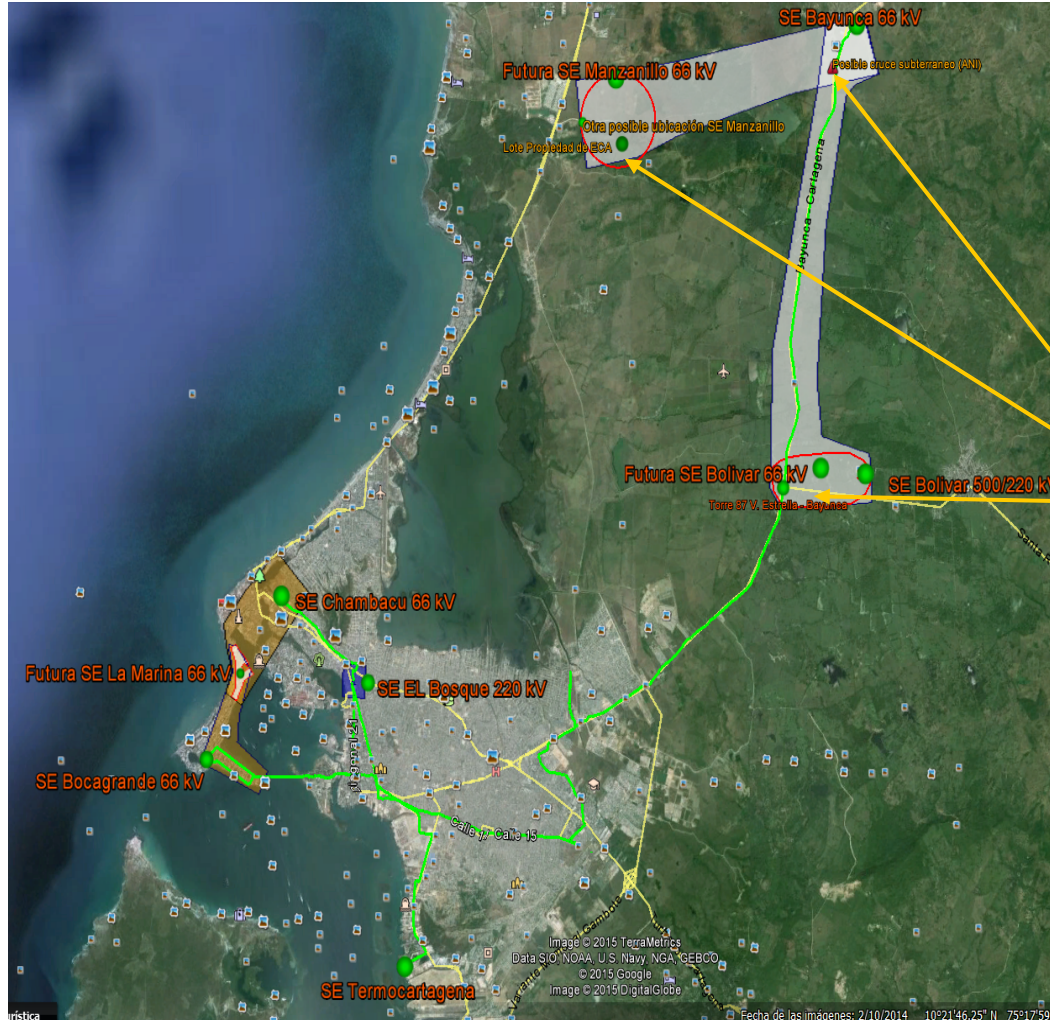
## Atlántico 4 (amarillo): **Convocatoria abierta**

Nueva subestación Norte 110 kV y segundo transformador 220/110/13.8 kV de 100 MVA en Nueva Barranquilla.

## Atlántico 3 (morado): **Convocatoria abierta.**

Nueva subestación Caracolí 110 kV con dos transformadores 220/110 kV de 150 MVA. Construir un doble circuito desde Caracolí 110 kV hasta interceptar los circuitos Silencio – Cordialidad y Silencio Veinte de Julio y conformar así un doble circuito Caracolí – Silencio 110 kV. El extremo que queda abierto del circuito Silencio – Veinte de Julio se conecta en Cordialidad configurando Cordialidad – Veinte de Julio, la conexión en Cordialidad se hará a través de la bahía que se libera del circuito intervenido Silencio – Cordialidad. Eliminar la T de Veinte de Julio desconectándola del circuito que proviene de Tebsa. Construir un doble circuito desde Caracolí 110 kV hasta interceptar el circuito resultante Cordialidad – Veinte de Julio para configurar Caracolí – Cordialidad y Caracolí – Veinte de Julio. Ejecutar obras de conexión y desconexión en la Subestación Veinte de Julio 110 kV para unir los circuitos Caracolí – Veinte de Julio y Veinte de Julio – Malambo, conformando Caracolí - Malambo 110 kV. Construir un nuevo circuito Caracolí – Malambo a 110 kV





## Bolívar 2 (blanco): Convocatoria abierta

Nueva subestación Manzanillo 66 kV y nueva subestación Bolívar 66 kV con dos transformadores 220/66 kV de 100 MVA convertible a 220/110 kV en la subestación Bolívar; nuevo circuito Manzanillo – Bayunca 66 kV y nuevo circuito Manzanillo – Bolívar 66 kV, estos dos circuitos podrán compartir algunas estructuras. El proyecto contempla construir un doble circuito desde Bolívar 66 kV hasta interceptar el circuito existente Villa Estrella – Bayunca para configurar los circuitos Bolívar – Villa Estrella y Bolívar – Bayunca 66 kV y repotenciar el circuito resultante Villa Estrella – Bolívar 66 kV a una capacidad superior a 700 Amperios.

Si bien las redes operarán a 66 kV, todo lo nuevo deberá estar aislado y preparado para operar a 110 kV. Todos los tramos nuevos deberán tener una capacidad superior a 700 Amperios.

## **Bolívar 3 (amarillo): En estructuración.**

Nueva subestación La Marina 66 kV, línea Bosque – La Marina 66 kV, un doble circuito desde subestación La Marina hasta interceptar el circuito Bosque – Chambacú 66 kV, un doble circuito desde subestación La Marina hasta interceptar el circuito Cartagena – Bocagrande 66 kV y la instalación del tercer transformador 220/66 kV en la subestación El Bosque convertible a 220/110 kV.



## **Bolívar 1 (azul): Convocatoria adjudicada**

Instalar segundo transformador 220/66 kV de 150 MVA en la subestación El Bosque 220 kV convertible a 110 kV.



### **ATLÁNTICO:**

**6/jul/2015:**

Jornada técnica con Electricaribe

**Del 7 al 10 de jul/2015:**

Inspección a subestaciones y posibles trazados de líneas

**17/jul/2015:**

Reunión con Gobernación de Atlántico y Alcaldías de Barranquilla, Soledad y Galapa.

**24/jul/2015:**

Evento público de divulgación de proyectos STR Costa Caribe

**29/jul/2015:**

Reunión UPME – Secretaría de Planeación de Barranquilla y DAMAB (Autoridad Ambiental), recolección de información de ordenamiento territorial y ambiental

**2/oct/2015:**

Se realizaron acercamientos con ARGOS para identificar el sitio de subestación Norte.

### **CÓRDOBA (CERETÉ):**

**3/jul/2015:**

Inspección al posible lote para la subestación Cereté

**28/jul/2015:**

Adjudicación de Nueva Montería en Montería

### **BOLÍVAR:**

**11/ago/2015:**

Jornada técnica con Electricaribe

**Del 12 al 14 de ago/2015:**

Inspección a subestaciones y posibles trazados de líneas

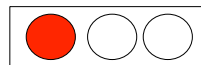
**14/ago/2015:**

Reunión con Alcaldía de Cartagena, Secretarías de Despacho, EPA y Secretaría de Planeación de la Gobernación de Bolívar

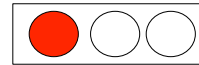
**14/ago/2015:**

Evento ACIEM Bolívar de divulgación de proyectos STR

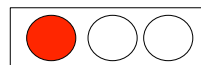
- i) Resumen del estado de los Proyectos STR
  
- ii) Resumen del estado de los Proyectos STN



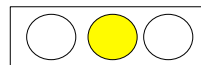
Proyecto	Fecha selección	Fecha Puesta en Operación	Estado	Oferta MM USD
<b>UPME 01-2008</b> <b>Nueva Esperanza</b> Subestación + Línea 500 kV + Línea 230 kV  <b>Ejecutor:</b> EPM <b>Ubicación:</b> Cundinamarca, Boyacá	28-abr-10	ene-16 (* jun-16)	- 63% de avance - <b>Línea 230 kV:</b> 82 de 100 torres construidas en tramo 1, tramo 2 y 3 sin iniciar. Se radicó trámite de variantes en ANLA. - Avanzan trabajos en las reconfiguraciones. - <b>Línea 500 kV:</b> Sin iniciar construcción ni trámites de variantes. - Subestaciones: en construcción. importante avance. - Aerocivil presentó nuevas coordenadas de El Dorado II. En acuerdos sobre el cruce de la línea y el nuevo polígono. <b>IMPACTO:</b> - Mejora confiabilidad del área Oriental (Cundinamarca, Meta y parte del Tolima), aumenta el limite de importación desde otras áreas, reduce la dependencia de generación interna - Reduce el riesgo de desabastecimiento en el área Oriental ante condiciones de falla de elementos. - Valor anual evitado: \$ 46.753.854,90 USD/Año (calculado como costo de racionamiento) - <b>Medidas de mitigación:</b> En operación transformador y compensaciones de Codensa, SVC de la EEB, STATCOM en Bacatá. <b>Compensaciones EMSA para nov/15.</b>	20,23
<b>UPME 02-2009</b> <b>Armenia 230 kV</b>  <b>Ejecutor:</b> EEB <b>Ubicación:</b> Quindío, Risaralda	14-feb-12	nov-15 (en duda)	85,7% de 100% - Finalizó la subestación. - Línea: 38/43 torres en Risaralda y 24/38 en Quindío. Faltan 19. - No hay acuerdos con CRQ. En espera de decisión de la ANLA. - Segunda medida cautelar por aparente incumplimiento de EEB. - Acción popular suspende actividades en la torre No. 4. - Investigación Ambiental (Auto 2909 de ago/15) a la torre 44. - Res. 1015 del 19/ago/15 niega levantamiento de medida preventiva a Res. 0103 ANLA de feb/15. - Res. 3439 del 20/ago/15. Resultado de seguimiento ANLA. - Continúan Procesos judiciales (tutelas y acciones populares). - <b>Solicitud de prórroga de la EEB</b> <b>IMPACTO:</b> - Mejora las condiciones de confiabilidad del área (Caldas, Risaralda y Quindío), reduciendo la dependencia de la generación interna, la cual es a filo de agua y es fuertemente vulnerable a condiciones hidrológicas críticas (veranos). Reduce el riesgo de desabastecimiento ante condiciones de falla de elementos - El riesgo se traduce en Demanda No Atendida (DNA) del 30% . - Valor anual evitado: \$ 4.153.689,35 USD/Año (calculado como costo de racionamiento)	10,43



Proyecto	Fecha selección	Fecha Puesta en Operación	Estado	Oferta MM USD
<p><b>UPME 05-2009</b> <b>Quimbo – Alférez 230 kV</b></p> <p><b>Ejecutor:</b> EEB <b>Ubicación:</b> Huila, Valle</p>	15-mar-12	<p>nov-15 (*nov-16)</p>	<p>85% de 100%</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- La subestación y el tramo a Altamira están en operación.</li> <li>- EEB presentó información para el EIA y trámite de sustracción con faltantes debido a problemas de orden público en la recolección. <u>En espera de respuesta por ANLA y MADS.</u></li> <li>- <b>Solicitud de prórroga de la EEB.</b></li> </ul> <p>(*Atrasado <b>IMPACTO</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- La obra permite evacuar la generación de una central de generación con Obligaciones de Energía Firme – OEF</li> <li>- Las OEF inician el 1/dic/2014. La central está atrasada y se prevé esté en operación en ago/2015 unidad 1 y sep/2015 unidad 2</li> <li>- <b>Las obras (1) Subestación, línea Quimbo-Altamira y reconfiguración permiten la evacuación de la generación</b></li> <li>- Valor anual evitado \$ 4.153.689,35 USD/Año (calculado como costo de aseguramiento de la confiabilidad energética – valoración de la OEF)</li> </ul>	89,2
<p><b>UPME 03-2010</b> <b>Chivor-Norte-Bacatá 230 kV</b></p> <p><b>Ejecutor:</b> EEB <b>Ubicación:</b> Cundinamarca, Boyacá</p>	16-abr-13	<p>oct-15 (*mar-17)</p>	<p>46% de 96,5%</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Luego de recursos de reposición se ratificó la alternativa 1. No está en firme el DAA, falta notificar a 3 terceros intervinientes.</li> <li>- Sin iniciar el EIA ni trámite de sustracción.</li> <li>- Se han identificado 54 solicitudes adicionales de terceros intervinientes, que aún no se pueden reconocer.</li> <li>- <b>En estudio solicitud de prórroga.</b></li> </ul> <p><b>Atraso superior a 1 año y en aumento.</b> <b>IMPACTO</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Mejora las condiciones de confiabilidad del área Oriental (Cundinamarca, el D.C., Meta y parte del Tolima), aumentando el límite de importación desde otras áreas del país, reduciendo la dependencia de la generación interna.</li> <li>- Reduce el riesgo de desabastecimiento en el área oriental ante condiciones de falla de elementos</li> <li>- <b>El proyecto no estará para el pico de 2015 y con posibilidad de tampoco estar para el pico de 2016, lo cual puede representar riesgo en la atención de la demanda</b></li> <li>- Valor anual evitado: \$ 25.606.723,50 USD/Año (calculado como costo de racionamiento)</li> </ul>	44,84



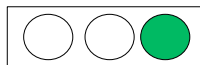
Proyecto	Fecha selección	Fecha Puesta en Operación	Estado	Oferta MM USD
<b>UPME 03-2013</b> <b>Tuluní</b>  <b>Ejecutor:</b> TUPROJECT <b>Ubicación:</b> Tolima (Chaparral)	15-jul-15	ago-16 (en duda)	22,2% de 28,5% - ANLA emitió Auto 2242 del 5/jun/15 que ordena el archivo del expediente del DAA radicado en dic/2014. - Se radicó nuevo DAA el 4/sep/15. El 19/sep/15 ANLA solicita información adicional. Se identifican deficiencias nuevamente. - Deficiencias en el control del proyecto y plan de calidad. <b>Alerta TUPROJECT.</b> <b>IMPACTO</b> - Optimiza despachos - Mejora las condiciones de confiabilidad del área, reduce el riesgo de desabastecimiento en el área de Tolima - Huila - Valor anual evitado: \$ 2.764.733,33 USD/Año (calculado como costo de racionamiento y atrapamiento de generación)	11,29
<b>UPME 05-2013</b> <b>Suria</b>  <b>Ejecutor:</b> DELSUR <b>Ubicación:</b> Meta	29-sep-14	nov-16 (en duda)	Sin reporte de avance (%) - Se adjudicó en 29/sep/14, la Resolución CREG de IAE es de 13/mar/15 y se notificó 28/abr/15. DELSUR solicitó ampliación de plazo por la demora en la oficialización. - Se han realizado socializaciones del proyecto con la comunidad, JAC, Administración de Villavicencio y Gobernación del Meta. - MinInterior confirmó la no existencia de comunidades indígenas - Se presentó DAA ante la ANLA. EEB restringe la conexión a la Torre 130, lo que reduciría a una sola ruta de conexión. - Se adelantan negociaciones de posibles lotes cercanos a la subestación Suria. - Finalizando la ingeniería básica de la SE <b>IMPACTO</b> - Mejora las condiciones de confiabilidad del área del Meta - Reduce el riesgo de desabastecimiento en el área oriental ante condiciones de falla de elementos - Valor anual evitado: \$ 1.147.507,95 USD/año (calculado como costo de racionamiento)	17,68



Proyecto	Fecha selección	Fecha Puesta en Operación	Estado	Oferta MM USD
<p><b>UPME 07-2013 Chinú – Montería – Urabá</b></p> <p><b>Ejecutor:</b> ISA <b>Ubicación:</b> Córdoba, Antioquia</p>	12-ago-14	nov-16	<p>29,4% de 32,4%</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Se definió alternativa para Chinú-Montería. En elaboración EIA.</li> <li>- Para Montería-Urabá se definió alternativa, sin embargo ANLA define como zonas de exclusión zonas SIRAP, cierta vegetación especial y vegetación vedada, por lo que ISA el 20/ago/15 interpuso recurso de reposición.</li> <li>- Continúan demoras con certificación de Ministerio de Interior.</li> <li>- Avanza la gestión predial, 140 predios de 284 Chinú-Montería.</li> <li>- En proceso de contratación la construcción de las líneas. Para las subestaciones, el proceso se abrirá en dic/15.</li> </ul> <p><b>Atraso</b></p> <p><b>IMPACTO</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Optimiza despachos</li> <li>- Mejora las condiciones de confiabilidad del área, reduce el riesgo de desabastecimiento en el área de Chinú - Montería</li> <li>- Valor anual evitado: \$ 10.236.014,50 USD/Año (calculado como costo de racionamiento)</li> </ul>	70,88
<p><b>UPME 06-2013 Flores - Caracolí (Soledad) - Sabanalarga</b></p> <p><b>Ejecutor:</b> ISA <b>Ubicación:</b> Atlántico</p>	23-sep-14	nov-16	<p>13,96% de 20%</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- El 03/jul/15 se aprobó la alternativa 2. Continua elaboración de EIA. ISA prepara actividades de socialización.</li> <li>- En gestiones con ICANH para definir aspectos de arqueología en el tramo subterráneo y en SE Flores y Sabanalarga.</li> <li>- Sin respuesta del MinInterior sobre el certificación de presencia o no de comunidades étnicas.</li> <li>- Finalizada ingeniería básica de la LT.</li> <li>- En gestión de adquisición de servidumbres en predios aledaños a la SE Caracolí. En ago/15 se firmaron escrituras del predio de SE.</li> <li>- ISA se encuentra en revisión de ofertas para la GIS de Flores. La SE Sabanalarga a cargo de SIEMENS.</li> </ul> <p><b>Atraso recuperable</b></p> <p><b>IMPACTO</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Permite reducir la dependencia de la generación interna en Atlántico</li> <li>- Optimiza despachos</li> <li>- Mejora las condiciones de confiabilidad del área, reduce el riesgo de desabastecimiento en el área de Atlántico</li> <li>- Valor anual evitado: \$ 5.512.171,29 USD/Año (calculado como costo de racionamiento)</li> </ul>	61,28



Proyecto	Fecha selección	Fecha Puesta en Operación	Estado	Oferta MM USD
<b>UPME 01-2013</b> <b>Sogamoso – Norte – Nueva Esperanza</b>  <b>Ejecutor:</b> EEB <b>Ubicación:</b> Santander, Cundinamarca, Boyacá	07-may-14	sep-17	27% de 29% - En abr/15 ANLA aprobó alternativa 1. Continúan los trabajos en campo para el EIA. EEB espera radicar el EIA en ene/16. - Finalizó prospección arqueológica en SE Nueva Esperanza. - Continúan actividades de replanteo y diseño para líneas. - Inconvenientes con autoridades en municipios de C/marca. - Estudio de variante en Nemocón por área arqueológica. - El proyecto considera 6 trámites de sustracción. <b>Atraso recuperable</b>	171,40
<b>UPME 05-2012</b> <b>Bolívar – Cartagena</b>  <b>Ejecutor:</b> EEB <b>Ubicación:</b> Bolívar	19-may-14	mar-17	24,5% de 29,8% - En abr/15 ANLA aprobó alternativa 2. EIA en elaboración. - Avanza la gestión social con la Asociación de Pescadores, CONEQUIPOS y Comité de Movilidad de la ANDI - Inconvenientes de conexión con Transelca y la EEB por condicionamiento en el uso del tercer corte del diámetro en SE Cartagena. - Socialización del proyecto con propietarios del lote Álcalis. - En revisión de documentos de diseño de SE y LT. <b>Atraso recuperable</b>	94,24
<b>UPME 04-2013</b> <b>Bello – Guayabal – Ancón</b>  <b>Ejecutor:</b> EPM <b>Ubicación:</b> Antioquia (urbano)	04-jun-14	nov-16	28% de 43% - El 10/jul/15 ANLA se aprobó alternativa 4 (oriental). EIA en elaboración. Se proyecta radicación en la ANLA en dic/15. - El proyecto considera trámites de sustracción y levantamiento de veda. - Avance en la caracterización predial de la línea aérea. - Aceptación oferta de proveedor de equipos de patio Bahías Ancón y Bello 230 kV. - En revisión de documentos de diseño de líneas y SE. - Inicio de las actividades de campo de estudios de resistividad eléctrica.	125,37



Proyecto	Fecha selección	Fecha Puesta en Operación	Estado	Oferta MM USD
<b>UPME 06-2014</b> <b>Río Córdoba STN</b> <b>220 kV</b>  <b>Ejecutor:</b> EEB <b>Ubicación:</b> Magdalena	16-oct-14	nov-16	24% de 26,5% - El 25/sep/15 se radica EIA ante la ANLA. - Se radico ante el MADS solicitud de levantamiento de veda. - El 30/sep/15 se recibieron 4 ofertas en el proceso de solicitud para suministro, construcción, montaje, pruebas y puesta en servicio de la subestación Rio Córdoba 220 kV. - EEB se encuentra trabajando en la minuta del contrato de conexión con TRANSELCA y ELECTRICARIBE. Costos elevados de arrendamiento.	14,74
<b>UPME 03-2014</b> <b>Ituango - Medellín</b> <b>(katíos)</b>  <b>Ejecutor:</b> ISA <b>Ubicación:</b> Antioquia, Córdoba, Santander	19-feb-15	ago-18	11,47% de 11,07% Licenciamiento Ambiental: - ISA considera 4 trámites de proceso de licenciamiento ambiental. En jun/15 ANLA indica que debe presentar 5 DAA's: 2 para LT Ituango-Cerromatoso, 1 para LT Porce-Sogamoso, 1 para LT Ituango-Medellín-Ancón Sur y 1 para LT Ituango-Porce. En elaboración 4 DAA's. ISA solicita reconsiderar los dos DAA al tramo de línea Ituango-Cerromatoso dado que son LT paralelas. - Se encuentra en elaboración los DAA's, sin embargo para la línea Ituango-Cerromatoso, el DAA se encuentra finalizado, pero no podrá ser radicado hasta que ANLA se pronuncie de la reconsideración solicitada por ISA. - Avanzan actividades de diseños en LT y SE.	344,61
<b>UPME 05-2014</b> <b>Ref. Costa:</b> <b>Cerromatoso -</b> <b>Chinú - Copey</b>  <b>Ejecutor:</b> ISA <b>Ubicación:</b> Córdoba – Magdalena- Bolívar Cesar	05-feb-15	sep-18	8,8% de 9,8% - En jul/15 ANLA determinó la necesidad de realizar DAA y fijo los TdR. En proceso de radicación del DAA. - ANLA se pronunció favorablemente frente a la modificación menor para adecuaciones en la SE Chinú 500 kV. - ISA solicita cambio menor para la SE Cerromatoso y en proceso de solicitud para la SE Copey. - Inconvenientes en Planeta Rica, Buenavista y Chinú, con propietarios por no permitir el ingreso a los predios.	114,77



Proyecto	Fecha selección	Fecha Puesta en Operación	Estado	Oferta MM USD
<b>UPME 04-2014</b> <b>Refuerzo</b> <b>Suroccidente:</b> <b>Medellín –</b> <b>Virginia – Alférez</b> <b>– San Marcos</b>  <b>Ejecutor:</b> EEB <b>Ubicación:</b> Antioquia, Caldas, Risaralda, Valle	12-feb-15	sep-18	8,6% de 9,3% - El proyecto considera 3 proceso de licenciamiento ambiental: tramo 1 Medellín-Virginia, tramo 2 Virginia-Alférez y tramo 3 Alférez-San Marcos. - La EEB radicó el 21/abr/15 ante ANLA necesidad de realizar los DAA's para cada uno de los tramos. - El 02/jul/15 la ANLA determinó necesidad de presentar DAA para los tramos Medellín-Virginia, Virginia-Alférez y Alférez-San Marcos. - Requerimientos técnicos que solicitó la ANLA para los DAA'S, no aplican para esta etapa, como son: presentación de coordenadas de las obras, estimación de volúmenes por tipo de cobertura y ubicación de obras puntuales. EEB planea reunión con ANLA para aclarar alcance de requerimientos. - Socialización en 51 de 53 municipios en el área de influencia del proyecto (Antioquia, Caldas, Risaralda y Valle del Cauca) - Reuniones en 5 CAR'S, en la ANI y grupos de proyectos en Medellín. - También avanzan diálogos con ISA relacionado a Contratos de Conexión.	198,20
<b>UPME 02-2013</b> <b>2° transformador</b> <b>Copey 500/230 kV</b>  <b>Ejecutor:</b> ISA <b>Ubicación:</b> Cesar	07-ene-14	nov-15	74% de 86% - Finalizado el montaje de equipos en 230 kV y en 500 kV. En terminados finales de obras civiles. - Avanzan acuerdos con la comunidad Arhuaca. - Consignación de energización para el 14-15/nov/15.	12,86
<b>UPME 02-2014</b> <b>Reforma</b>  <b>Ejecutor:</b> ISA <b>Ubicación:</b> Meta (Villavicencio)	10-jul-14	nov-15	92,97% de 79% - Solicitud de consignaciones entre el 6-15/nov/15. - Pendiente formalización de acuerdo de contratos de conexión. - Pendiente pruebas End to End LT Guavio-Reforma Reforma-Tunal y Protocolo puesta en servicio de la SE Reforma 230 kV. - En sep/15 ISA radica informe de gestión de la SE anta la ANLA.	4,18



Proyecto	Fecha selección	Fecha Puesta en Operación	Estado	Oferta MM USD
<p><b>UPME 01-2014</b> <b>La Loma</b></p> <p><b>Ejecutor:</b> EEB <b>Ubicación:</b> Cesar</p>	14-abr-15	nov-16	<p>9% de 17,3%</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- El 18/ago/15 la EEB obtuvo respuesta de NO necesidad de DAA. El 10/sep/15 se inicia elaboración del EIA.</li> <li>- ICANH autorizó la Prospección Arqueológica y Plan de Manejo al proyecto.</li> <li>- Presentación del proyecto en la alcaldía de El Paso y en el sector del cruce (comunidades negras) ante JAC. En ambos se logro aceptación del proyecto.</li> <li>- En proceso de negociación con propietario el lote para la SE.</li> </ul>	10,49
<p><b>UPME 08-2014</b> <b>Valledupar STN</b></p> <p><b>Ejecutor:</b> Intercolombia <b>Ubicación:</b> Cesar</p>	26-mar-15	nov-16	<p>3% de 16%</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- El 11/may/15, ISA realizó la consulta sobre la necesidad o no de licencia ambiental ante la ANLA, aclarando que las obras a realizar, serán dentro de la SE existente.</li> <li>- El 3/jul/15, ISA recibió respuesta de la ANLA, en donde indica que no se cuenta con documentación suficiente ni antecedentes de CORPOCESAR (permiso autorizados y antecedentes de construcción).</li> <li>- El 5/ago/15, ISA radicó información solicitada. En espera de nuevo pronunciamiento de la ANLA.</li> <li>- En revisión de alternativas de conexión para el proyecto, para posterior entrega de documentos de diseño.</li> </ul>	5,12

Proyecto	Fecha selección	Fecha Puesta en Operación	Estado	Oferta MM USD
<p><b>UPME 2015</b> <b>Conexión Cartago 230 kV</b></p> <p>Ubicación: Valle del Cauca</p>	17-nov-15	nov-16	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Próximo a iniciar.</li> <li>- La línea está construida.</li> <li>- En proceso de selección de Interventor</li> </ul>	2,60
<p><b>UPME 07-2015</b> <b>Palenque 230 kV</b></p> <p>Ubicación: Girón, Santander</p>	30-sep-15	nov-17	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Se seleccionó consultor para realizar la Interventoría.</li> <li>- Apertura Sobre No. 1: 30/sep/2015</li> </ul>	51,1

Proyecto	Fecha selección	Fecha Puesta en Operación	Estado	Oferta MM USD
<b>UPME 2015</b> <b>Conexión La Enea 230 kV</b> <b>Ubicación:</b> Caldas	2° Sem.	nov-17	- Obra muy simple, derivación sobre la Subestación.	2,53
<b>UPME 2015</b> <b>Virginia – Nueva Esperanza 500 kV</b> <b>Ubicación:</b> Risaralda, Caldas, Tolima, Cundinamarca	2° Sem.	sep-20	- En sep/2015 se hará pre publicación junto con el documento de Alertas Tempranas para observaciones del grupo ambiental y referencia de interesados.	97,15
<b>UPME 2015</b> <b>Sochagota – San Antonio 230 kV</b> <b>Ubicación:</b> Boyacá	2° Sem.	jun-18	- Dificultades con el lote de la Subestación San Antonio 230 kV.	13,75
<b>UPME 2015</b> <b>Copey – Cuestecitas 500 kV</b> <b>Ubicación:</b> Cesar, Guajira	2° Sem.	nov-19	- Dificultades con los Arhuacos para ampliar la Subestación Copey	104,77
<b>UPME 2015</b> <b>Copey – Fundación 220 kV</b> <b>Ubicación:</b> Cesar, Guajira	2° Sem.	nov-19	- Dificultades con los Arhuacos para ampliar la Subestación Copey	8,96

5.2

## Plan De Expansión de Referencia Generación – Transmisión Eléctrica 2015-2029



Proyección  
de  
Demanda  
2015-2029

Proyección  
de oferta  
2015-2021

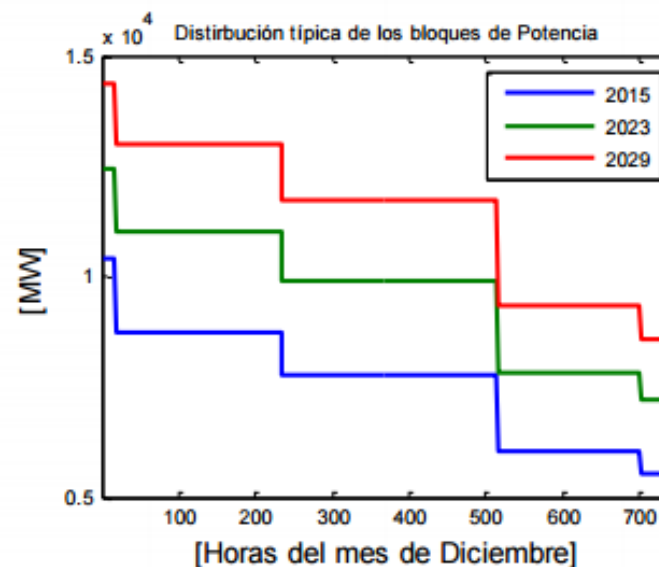
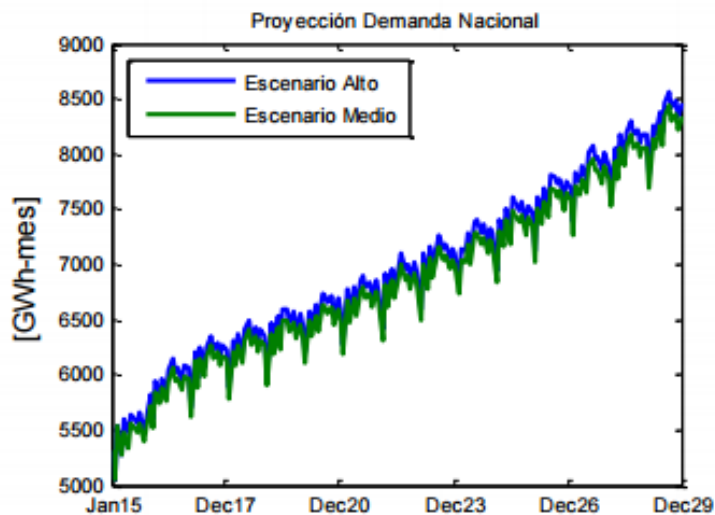
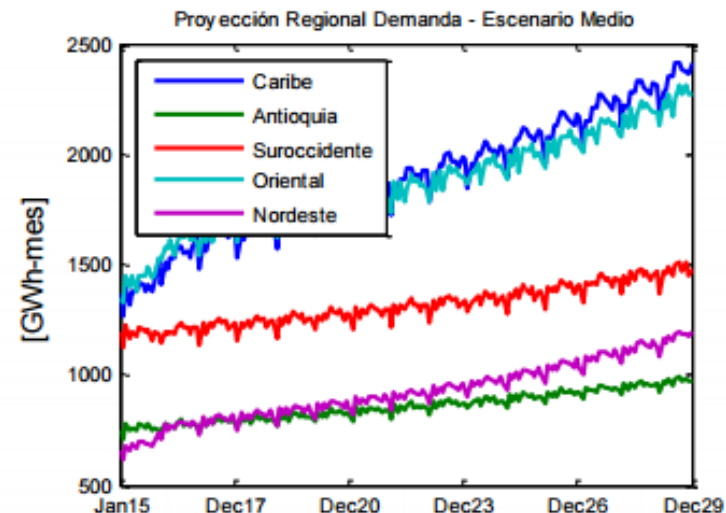
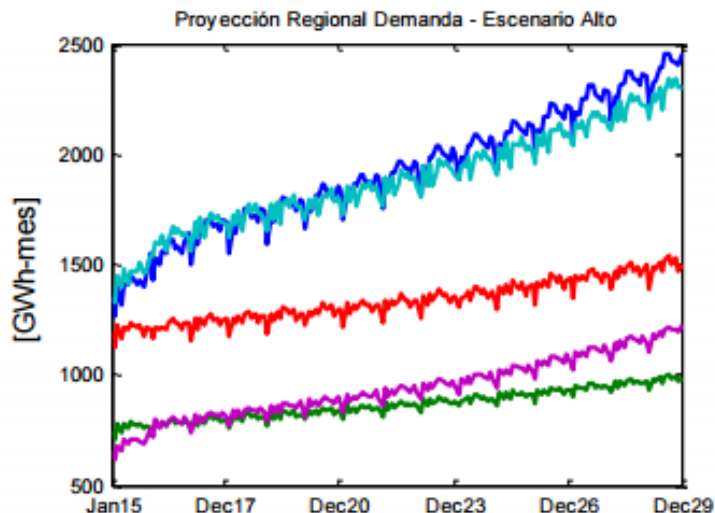
Balance  
Oferta  
Demanda  
2015-2021

Expansión  
de  
Transmisión

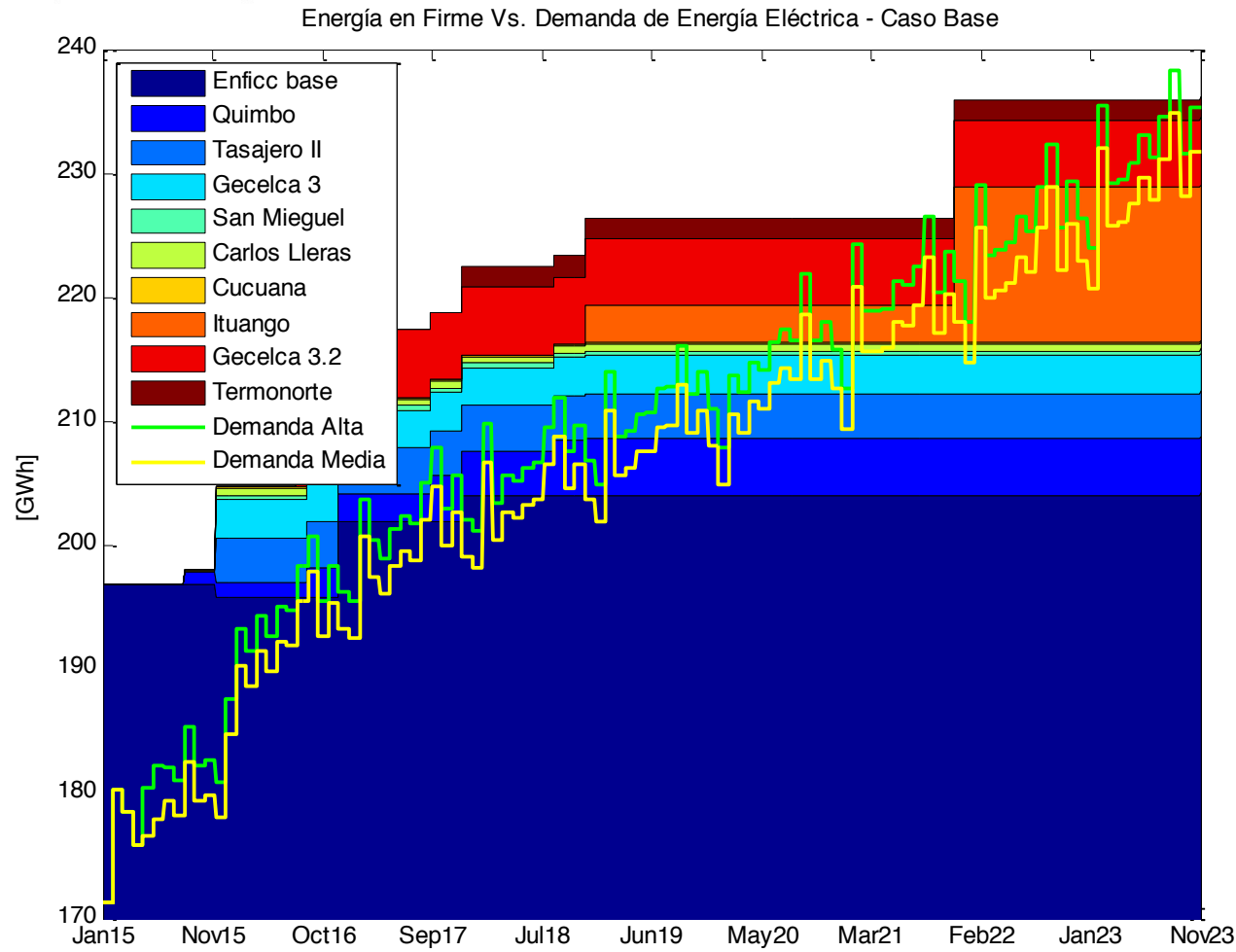
Retos para  
el futuro

# Proyección de demanda 2015-2029

- El crecimiento promedio proyectado de la demanda de energía se estima en 3.2% anual y el de potencia en 2,5%
- La Costa Atlántica será la principal región consumidora del país.
- La curva de duración de carga indica altos consumos en horas pico.

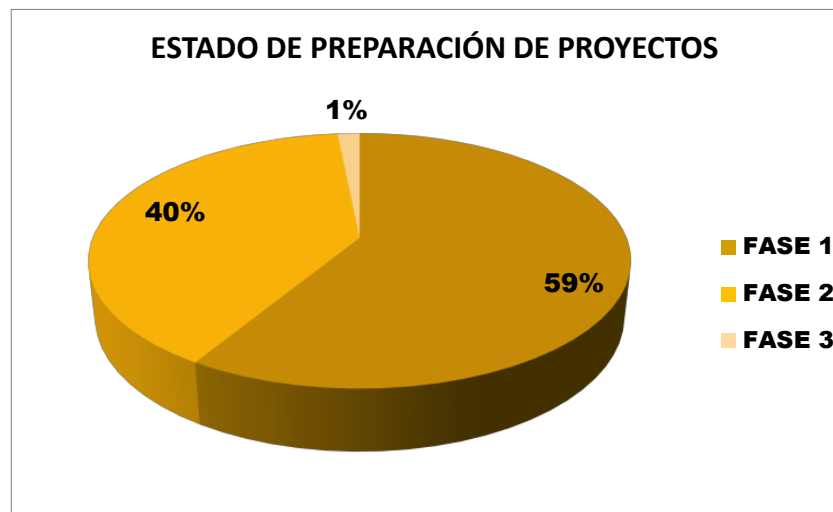
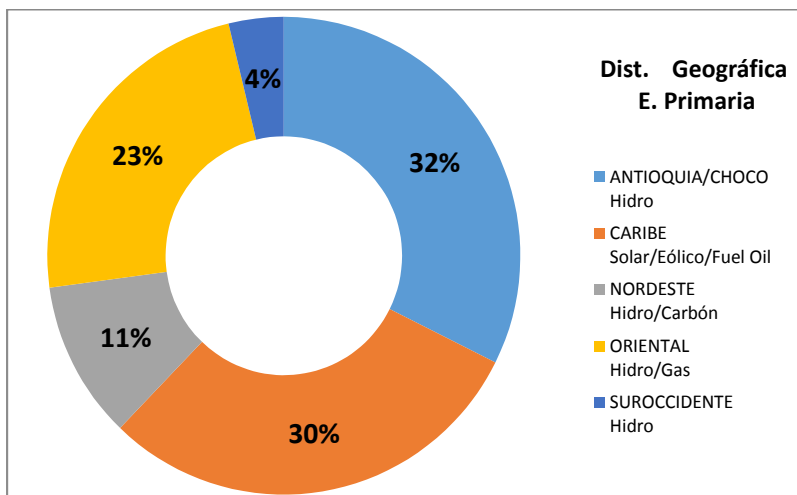
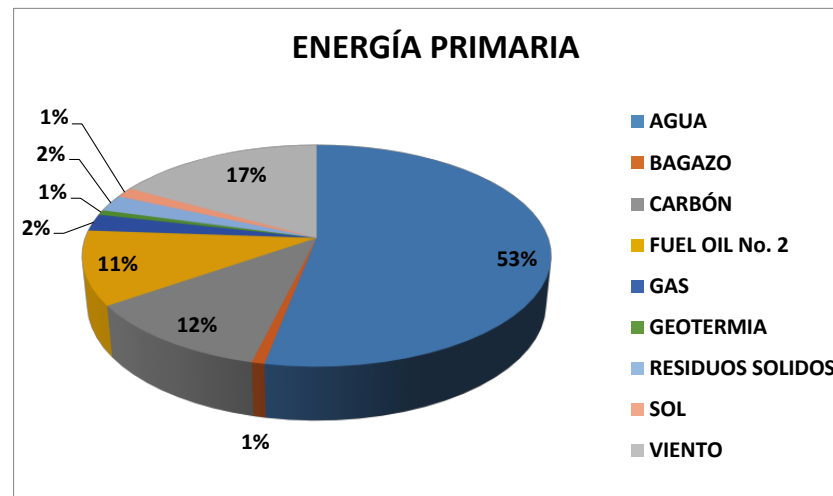
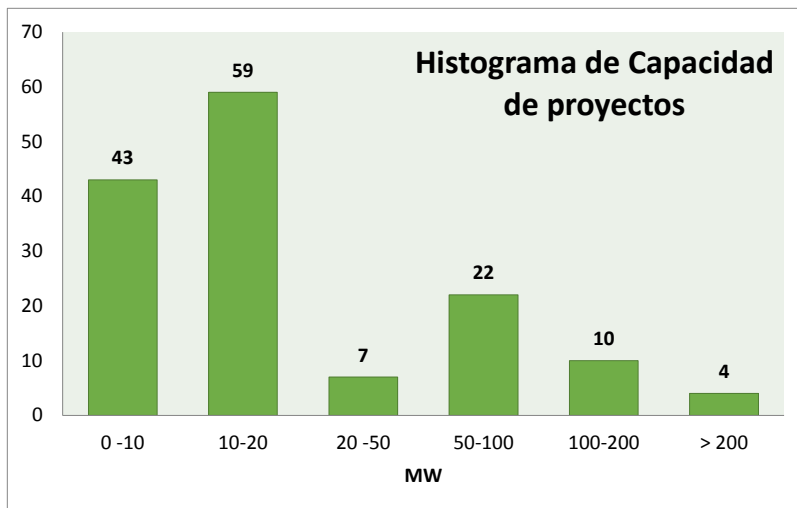


# Comparación OEF Vs. Proyección De Demanda De Energía Eléctrica

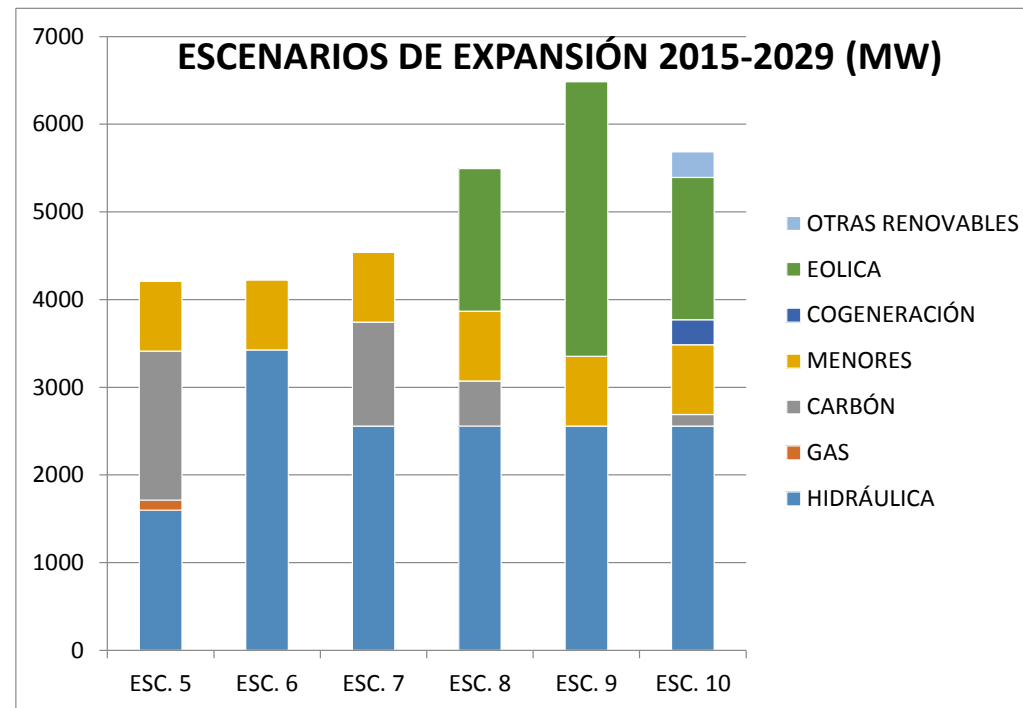
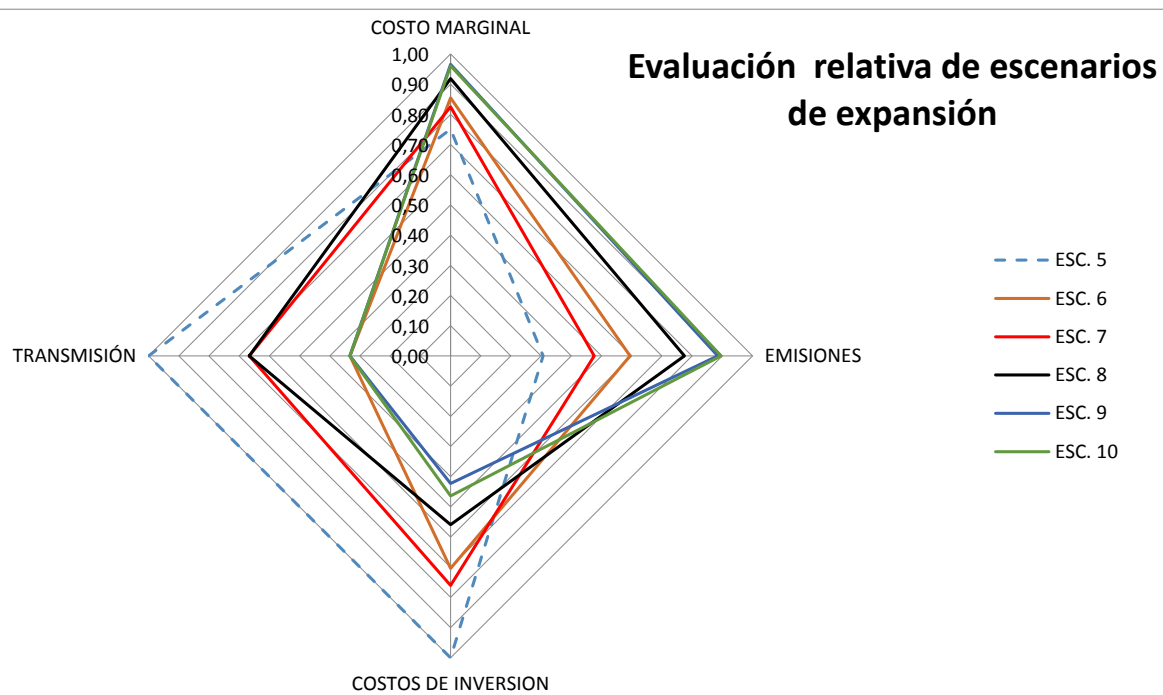


Para el escenario base y con crecimiento alto de demanda se requiere expansión de generación en septiembre de 2021.

La UPME evalúa los efectos en el mediano plazo de la situación actual



# ESCENARIOS PARA LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN 2015-2029



El escenario 8, que incluye expansión diversificada en fuentes hídricas, renovables y carbón presenta mejor comportamiento relativo

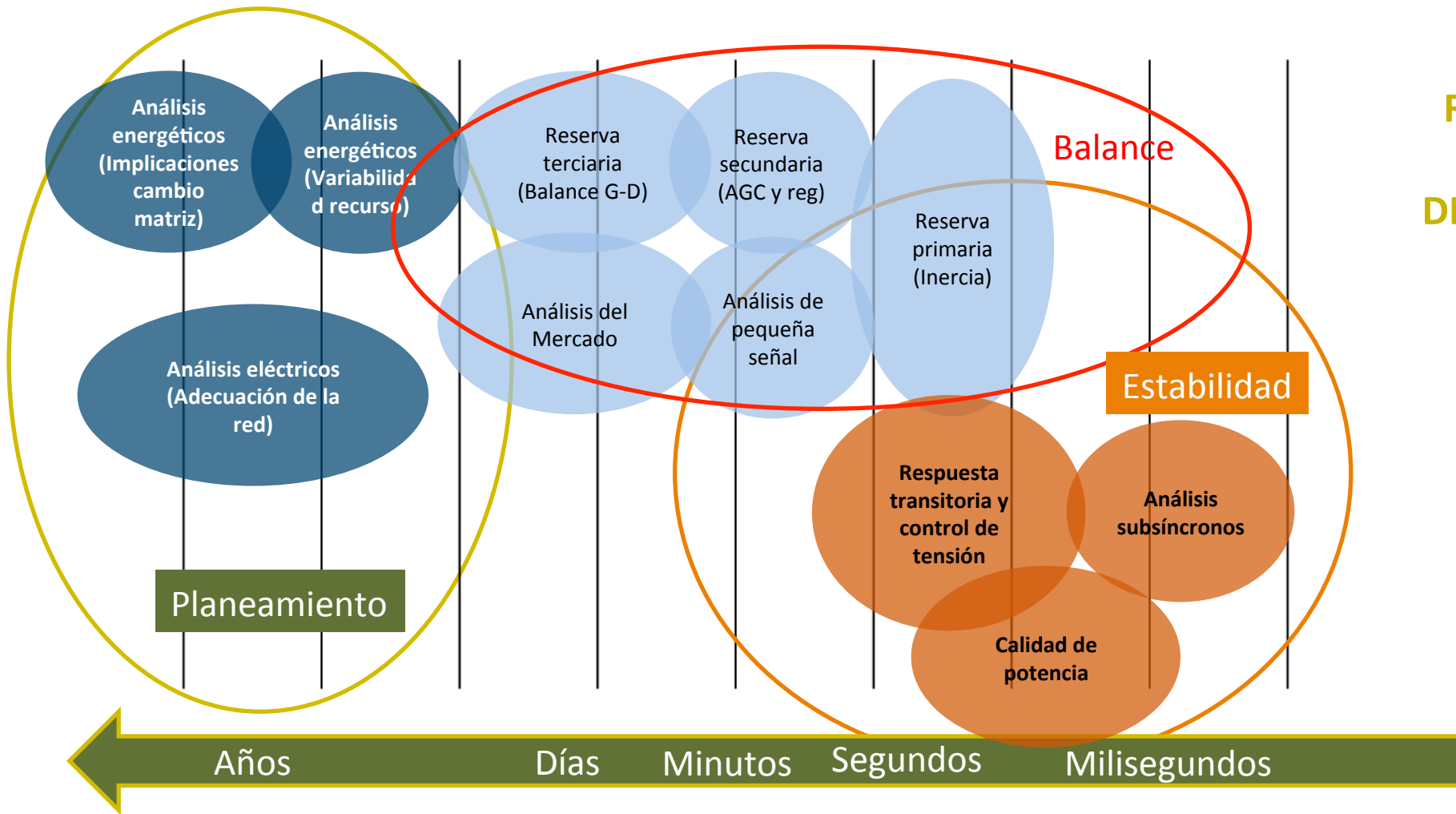
## OBRAS RECOMENDADAS PARA EL PLAN EXPANSIÓN TRANSMISIÓN (1)



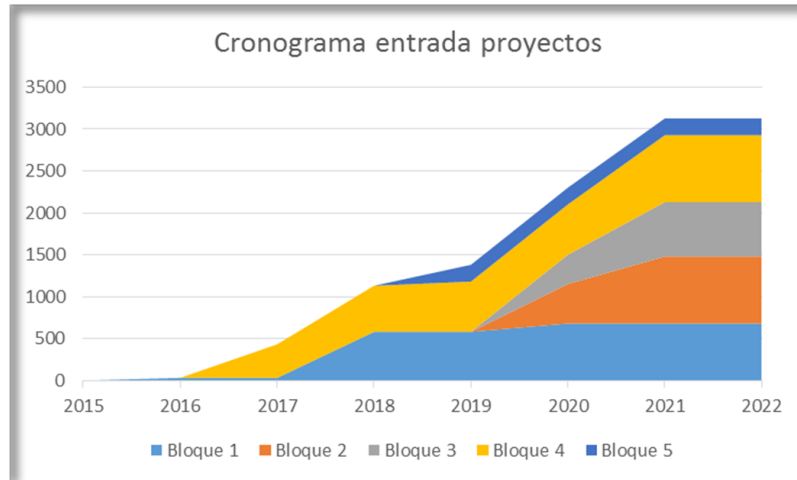
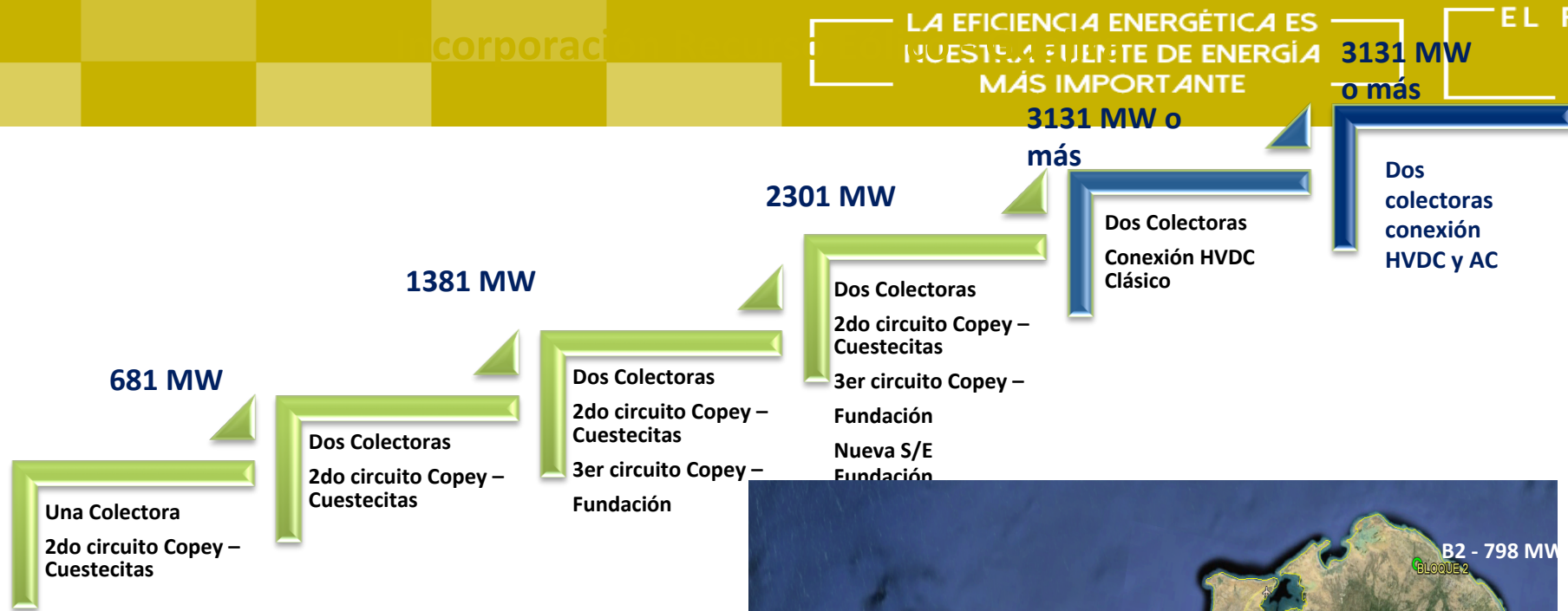
- **Nuevo punto de conexión en San Juan (Cesar)**  
Nueva subestación San Juan 220/110 kV –  
100 MVA – **Año 2018**
- **Nuevo punto de conexión en el Rio (B/quilla)**  
Circuito Tebsa – El Rio – Termo Flores  
220 kv (Aprox. 20 km) y doble transformación  
220/115 kV – 150 MVA – **Año 2019**
- **Cierre anillo en 500 entre Sabanalarga y Bolívar**  
Cierre anillo 500 kV; Bolívar – Sabanalarga  
(aprox 63 km) y segundo transformador  
500/230 kV – 450 MVA en Bolívar – **Año 2019**



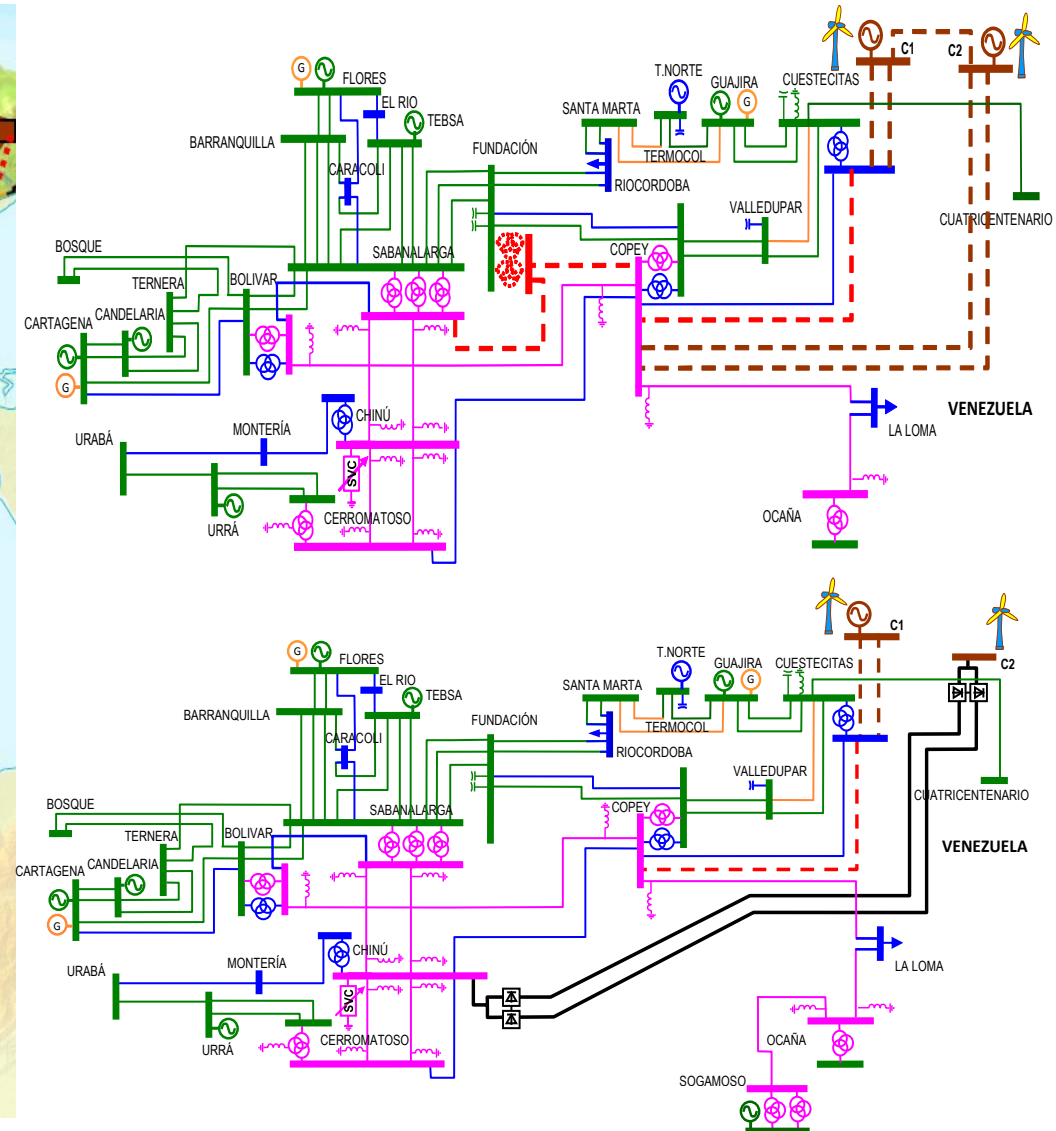
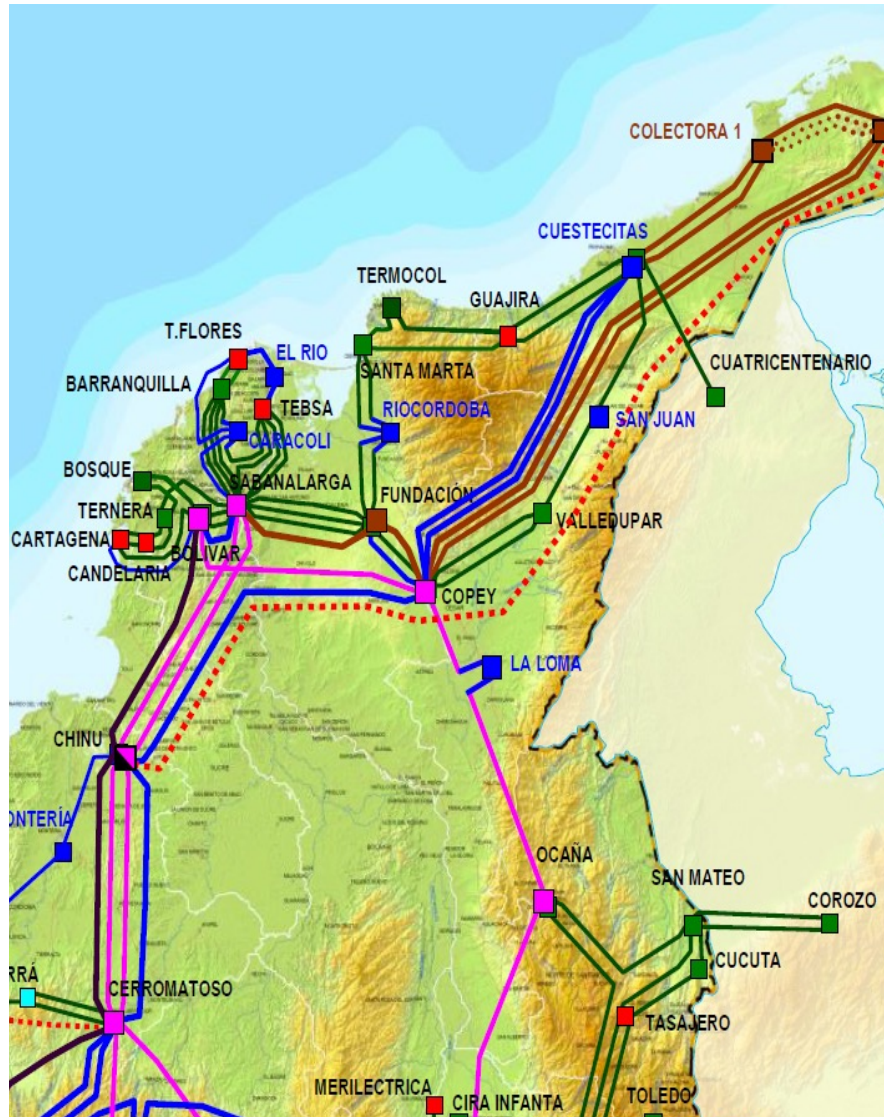
# REQUERIMIENTOS PARA GENERACIÓN VARIABLE CON ENERGÍAS RENOVABLES



**RETOS ASOCIADOS A LA INCORPORACIÓN DE ENERGÍA VARIABLE DE FNCE AL SIN**

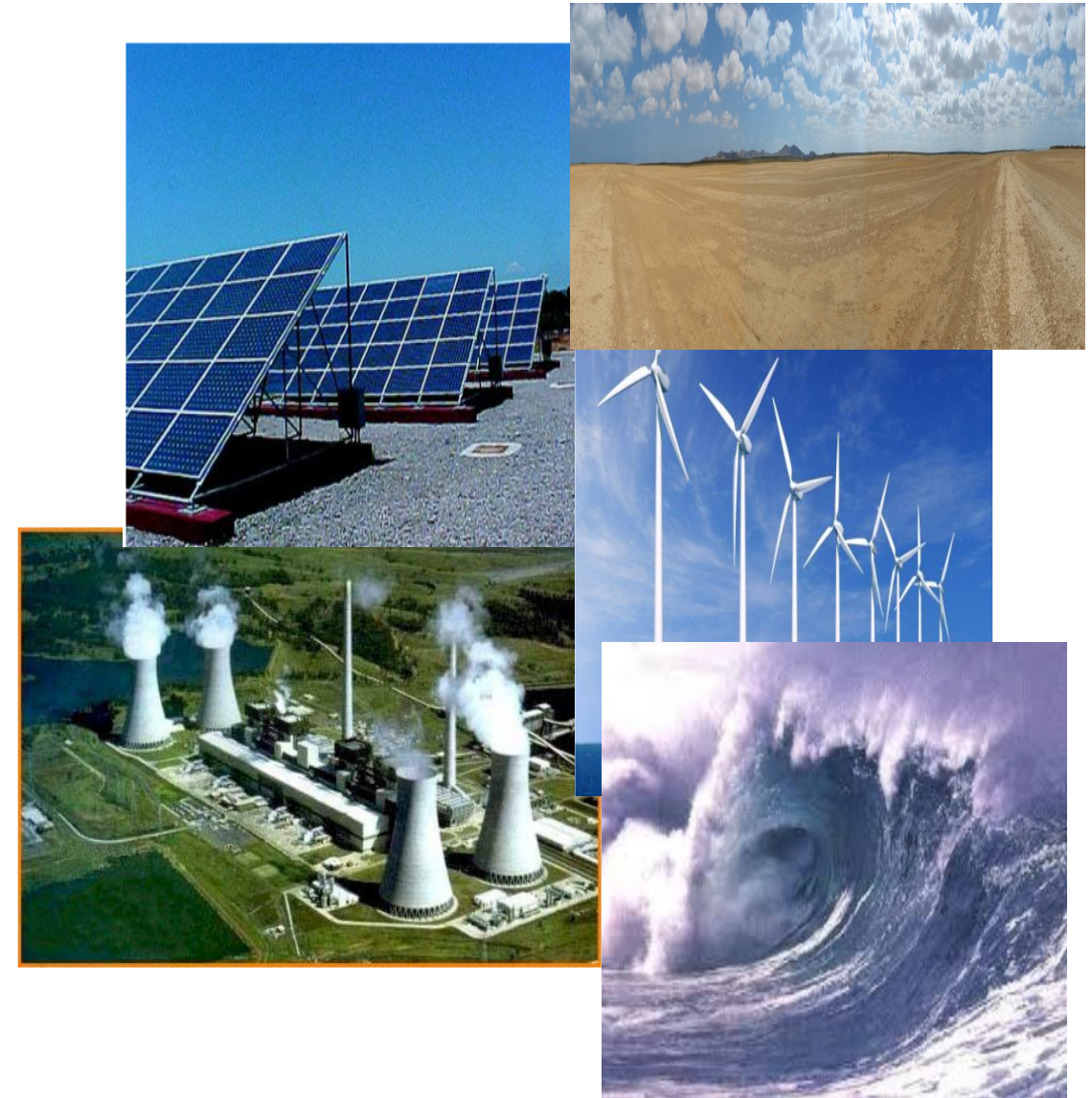


# Incorporación Recurso Eólico - Guajira



# Requerimientos asociados a la generación variable con FNCE- ajustes regulatorios y normativos

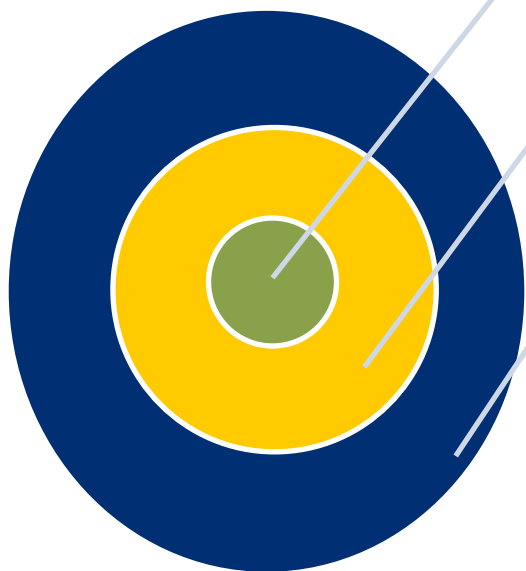
- **Monto y oportunidad en garantías** : Proporcionalidad de capacidad instalada con montos a garantizar y certidumbre temprana de proyectos.
- **Aspectos operativos y de administración del mercado:** Definición de nuevos criterios operativos, como: **i)** límites dinámicos de transferencias, **iii)** mercados intradiarios, **iii)** pronóstico de generación renovable en la operación en tiempo real, **vi)** implementación de una red de medida de los recursos intermitentes, **vi)** mercados de reservas.
- **Ajuste al código de Conexión, Planeación y Medida,** Atributos mínimos de los aerogeneradores a incorporar en el SIN.
- **Alcance a la definición de activos de USO y CONEXIÓN**
- Propiedad y uso del recurso



## NUEVAS TECNOLOGÍAS

- FACTS – FLEXIBLE AC TRANSMISSION SYSTEMS
- BESS – BATTERY ENERGY STORAGE SYSTEMS
- HVDC – HIGH VOLTAGE DC
- DLR – DYNAMIC LINES RATING
- REPOTENCIACIÓN DE LINEAS DE TRANSMISIÓN
- PST – PHASE SHIFTING TRANSFORMER

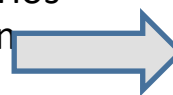
# INCORPORACIÓN DE BATERÍAS (Battery Energy Storage Systems)



Atención de  
demanda pico y  
contingencias

Complementarios  
con generación  
variable

Dificultad ejecución de  
proyectos (atraso o  
imposibilidad ejecución)



## Ventajas principales:

- Menor tiempo de ejecución
- Espacio reducido para ejecución

## Limitaciones:


- Costos de capital
- No están reguladas

La UPME ha encontrado viable incluir  
La instalación de baterías de 50 MW, 110 kV  
en algunas subestaciones de Barranquilla

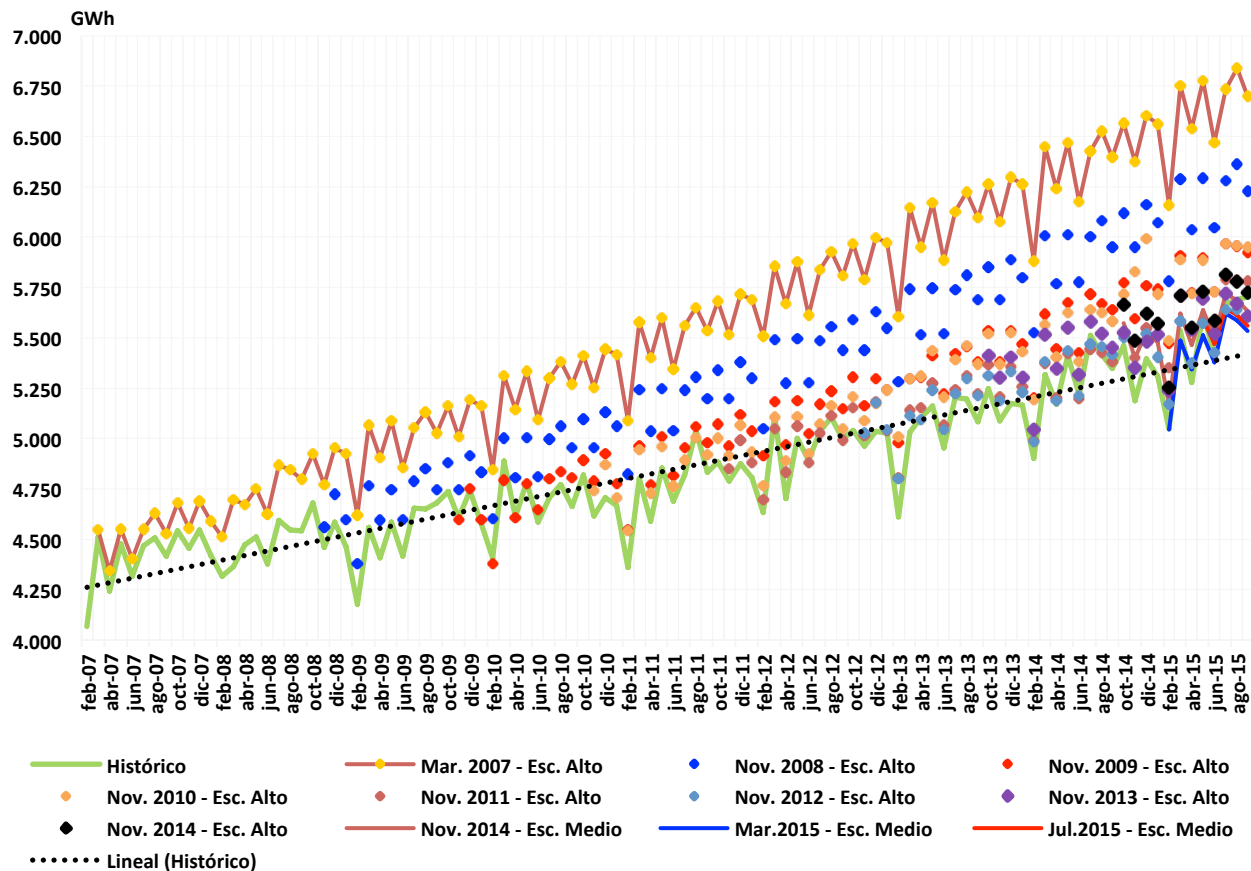
## Requerimientos asociados a la utilización de nuevas tecnologías en el sin ajustes normativos y regulatorios

- **Aspectos operativos y de administración del mercado:** Definición de nuevos criterios operativos y de administración del mercado para la utilización de Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías.
- **Aspectos operativos :** Definición de nuevos criterios operativos para la utilización de Dynamic Lines Rating (DLR) Y Phase Shifting Transformer (Pst), entre otros
- **Definición de Unidades Constructivas para Repotenciación de Líneas de Transmisión.** Cambios de conductores y estructuras.
- **Conexiones de pequeños generadores a STR y SDL:** Definición de criterios de asignación de capacidad de STR y SDL, utilización de activos comunes, garantías para la expansión y procedimientos para el planeamiento.



- **Potencia localizada,**
  - Continuar evaluando su aplicación en el SIN
- **Mayor anticipación en toma de decisiones**
  - Estudiar la posibilidad de definir la expansión de generación con mayor anticipación
- **Administración de los recursos naturales**
  - Estudiar la posibilidad de reglamentar su uso
- **Declinación del gas natural,**
  - Estudiar fuentes alternas de energía
- **Incidencia del cambio climático,**
  - Establecer su incidencia en hidrologías críticas, sedimentación en embalses e incremento de demanda de energía
- **Licenciamiento ambiental** 
  - Expedición de TDR para FNC

## Proyecciones Históricas de Demanda de Energía Eléctrica (GWh)



- Esta gráfica resume las proyecciones hechas desde marzo 2007 hasta julio 2015, tomando los escenarios altos que sirven de referencia a la CREG y a los operadores para la planeación de la atención de la demanda eléctrica.
- La línea verde muestra el comportamiento mensual real de la demanda comercial del SIN, es decir la generación real que reportó XM para el mismo período.
- La proyección de marzo 2007 sirvió de base para la subasta de cargo por confiabilidad que se llevó a cabo en 2008.

- Como lo muestran las dos tablas a continuación, el comportamiento registrado de la demanda real del SIN – en la última columna de la tabla- se ha mantenido por debajo manera sistemática por debajo de los escenarios altos mencionados en la página precedente.
- Igualmente, la proyección hecha en 2007 según el escenario alto debería ocurrir una demanda de 80009 GWh durante 2015, y la expectativa es de 66 017 GWh, una diferencia de 13 992 GWh. (17,5% del escenario alto)
- Debe notarse que los criterios para definir los escenarios cambiaron entre los usados de 2007 a 2012, a los usados actualmente por la UPME. Los primeros definían tres escenarios de crecimiento económico divergente, lo cual producía unas proyecciones entre escenarios como una campana. Los recientes utilizan como referencia el crecimiento potencial del PIB colombiano, y a partir de esta referencia se establecen como escenarios alto y bajo los límites definidos por el 80% del intervalo de confianza de la proyección de referencia, que se denomina escenario medio.
- Como puede observarse más adelante, en las proyecciones de noviembre 2013 se usó el 95% del intervalo de confianza, pero a partir de marzo 2014, se ha usado permanentemente el 80%.

#### Diferencias entre demanda real y proyecciones UPME Escenario Alto -GWh

	MAR. 2007	NOV. 2008	NOV. 2009	NOV. 2010	NOV. 2011	NOV. 2012	NOV. 2013	NOV. 2014	DEMANDA EnergíaE real
2007	-997								52.853
2008	-3.131	-233							53.871
2009	-5.361	-1.929	3						54.679
2010	-6.805	-3.102	-697	-256					56.145
2011	-8.884	-4.899	-1.818	-1.232	-132				57.201
2012	-10.220	-5.703	-2.301	-1.150	-560	-248			59.324
2013	-11.918	-7.123	-3.279	-3.234	-1.299	-1.007	-908		60.890
2014	-12.865	-7.635	-3.466	-3.474	-657	-631	-1.493	-728	63.507
2015	-13.992	-8.449	-4.296	-4.319	-2.332	-320	-1.053	-1.846	66.017 (p)

#### Valor demanda real y proyecciones UPME Escenario Alto -GWh

GWh	ESCENARIO ALTO								HISTÓRICO DEMANDA EE	ESCENARIO MEDIO		
	MAR. 2007	NOV. 2008	NOV. 2009	NOV. 2010	NOV. 2011	NOV. 2012	NOV. 2013	NOV. 2014		NOV. 2014	MAR.2015	JUL.2015
2007	53.850								52.853			
2008	57.002	54.104							53.871			
2009	60.040	56.608	54.676						54.679			
2010	62.950	59.247	56.842	56.401					56.145			
2011	66.085	62.100	59.019	58.433	57.333				57.201			
2012	69.544	65.027	61.625	60.474	59.884	59.572			59.324			
2013	72.808	68.013	64.169	64.124	62.189	61.897	61.798		60.890			
2014	76.372	71.142	66.973	66.981	64.164	64.138	65.000	64.235	63.507	63.964		
2015	80.009	74.466	70.313	70.336	68.349	66.337	67.070	67.863	66,017(p)	66.776	65.356	65.032

El estudio de ECSIM dijo en 2013:

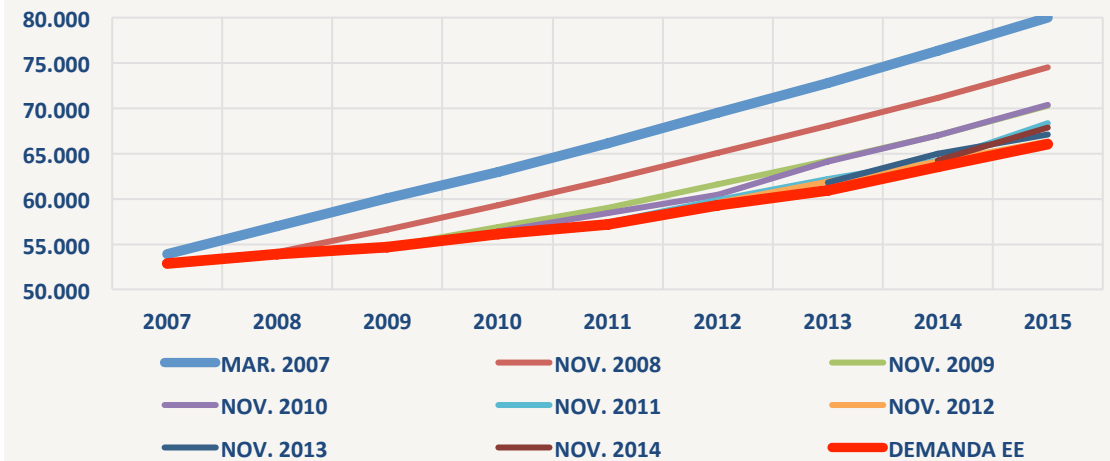
“En cuanto a la cantidad, las proyecciones de la UPME en las que se basan los requerimientos anuales de energía firme han excedido sistemáticamente la demanda efectiva. Se ha estimado que los errores en la estimación de la demanda han causado un sobre costo de US\$ 448 millones en tres años.

El sobre costo por el incremento en el cargo para financiar la conversión a líquidos se ha estimado en US\$ 275 millones en tres años. Estas cifras sugieren la existencia de un problema.

Es necesario proceder a un análisis más profundo del impacto de las proyecciones de la demanda en el costo de la OEF. Pero se deben considerar los dos aspectos del problema: los sobre costos de la sobreestimación y los costos de la sub-estimación en términos de costo de racionamiento. “ Ecsim, Análisis descriptivo de la regulación y estructura de mercado del sector de energía eléctrica en Colombia, p.41, 2013

Desde 2013 la UPME cambió los modelos radicalmente y el seguimiento es más detallado a través de meta-análisis, para hacer correcciones oportunas.

**Demanda real y proy escenario alto 2007-2015**  
GWh



## Seguimiento a las proyecciones de demanda de Energía eléctrica

El segundo semestre de 2015 ha presentado un comportamiento muy atípico pues a diferencia del segundo semestre de 2014, tendió a aumentar de manera sostenida, alejándose progresivamente del escenario de referencia. Vale anotar que el llamado escenario alto corresponde al 80% del intervalo de confianza.

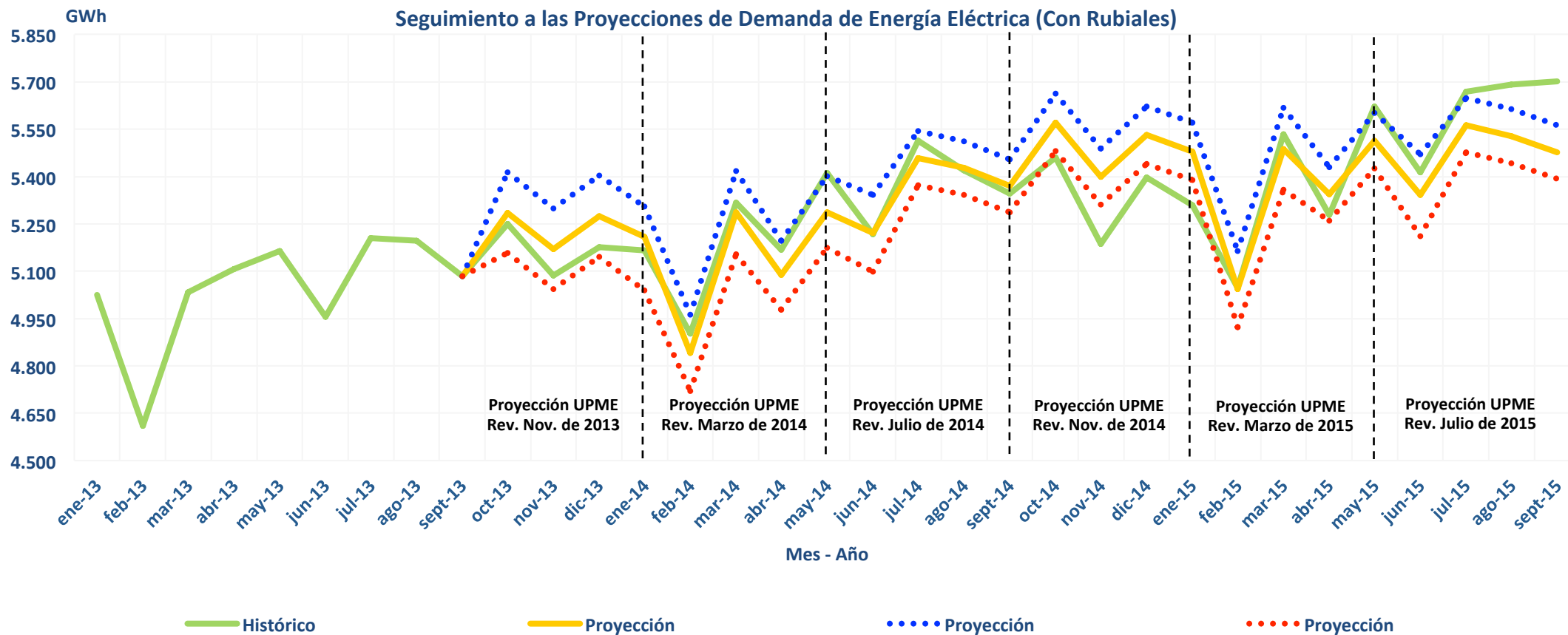
Un factor claramente identificado ha sido el incremento de las temperaturas en todas las regiones, la cuales han divergido al alza respecto de las temperaturas promedio históricas para el período 1980-2010, reportadas por el IDEAM.

Otros factores que expliquen el comportamiento divergente de la demanda eléctrica parecen estar ligados a las demandas de Grandes consumidores industriales y especiales, que han optado por comprar –dicho a priori- en vez de autogenerar. Este comportamiento no es capturado por los modelos actuales, pues la volatilidad que presentan dichas demandas afecta una mejor proyección.

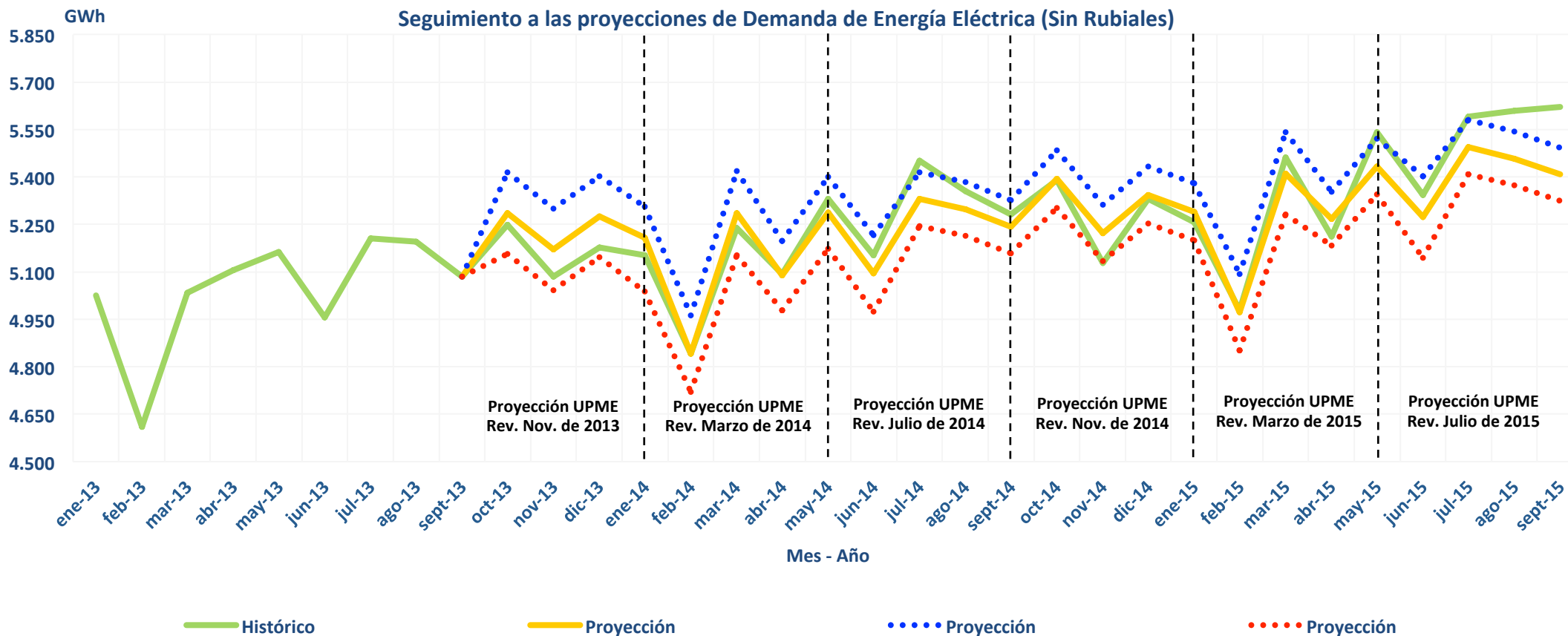
La comparación entre las proyecciones nacionales que se muestran a continuación y las regionales que se muestran en el acápite siguiente sugieren una línea de investigación económica en esta dirección.

La UPME avanza en modelar adecuadamente estos comportamientos a partir de la mejor caracterización de dichas demandas eléctricas.

# Seguimiento a las proyecciones de demanda de energía eléctrica



# SEGUIMIENTO A LAS PROYECCIONES DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA



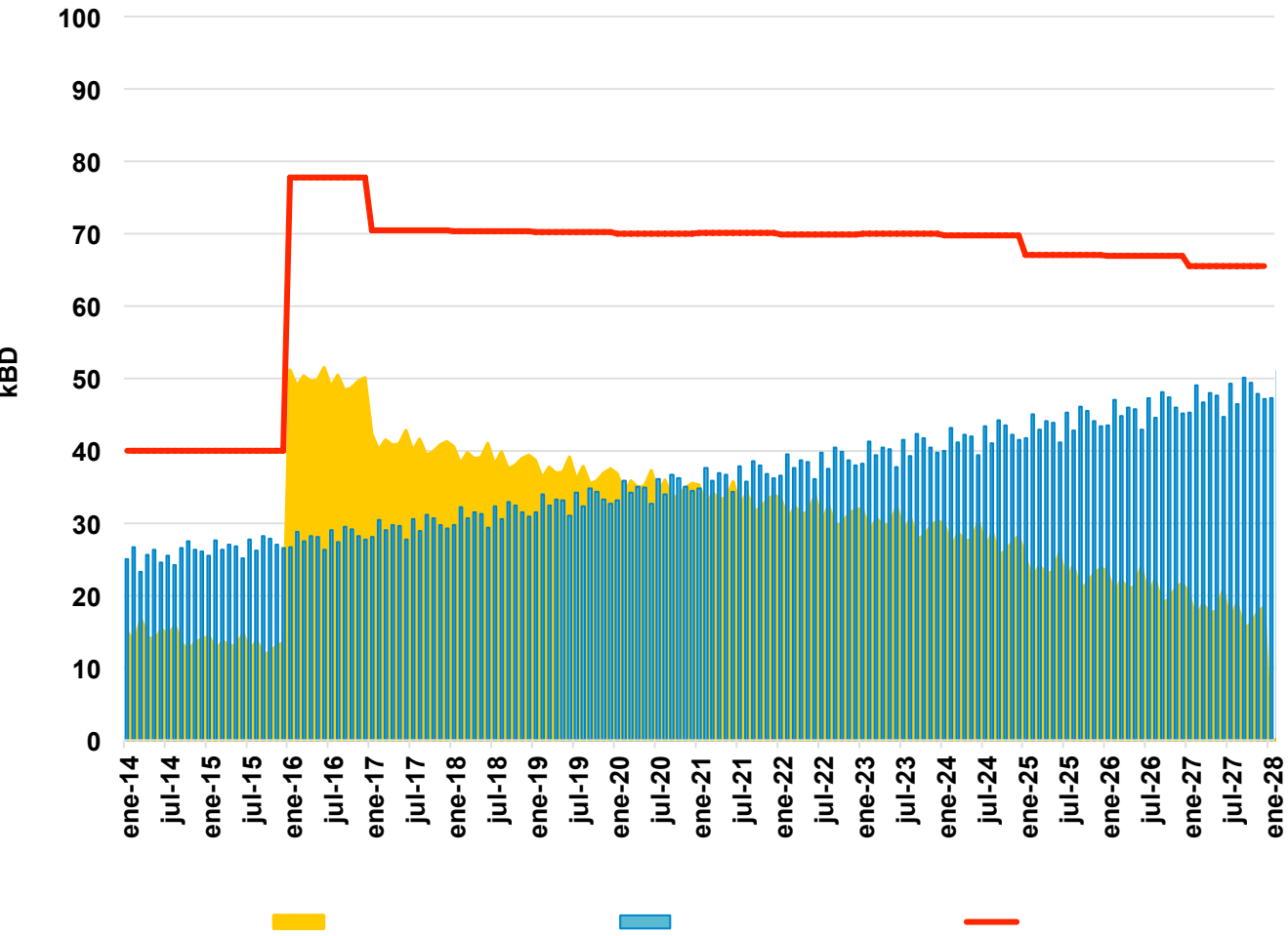
El **Plan Indicativo de Abastecimiento de Petr6leo y Derivados –PIAPD-** tiene por objeto establecer, las necesidades de expansi6n de la infraestructura de abastecimiento y transporte de crudo y combustibles (diesel, gasolina, GLP, Jet Fuel, etc.), para un horizonte de **veinte a6os**.

- Se proyectan los costos y precios asociados, y se proponen cambios normativos que se consideren convenientes para garantizar la satisfacci6n de la demanda en las mejores condiciones econ6micas y ambientales.
- Se avanza en el orden inverso de la cadena de suministro: Actualmente se trabaja en temas de *Midstream* y *Downstream* (Desde refineri6s hasta plantas de abasto). El siguiente a6o se trabajaría en temas de *Upstream*.
- Este plan sería insumo para el *Plan de Continuidad* proyectado a ser publicado por el MME.

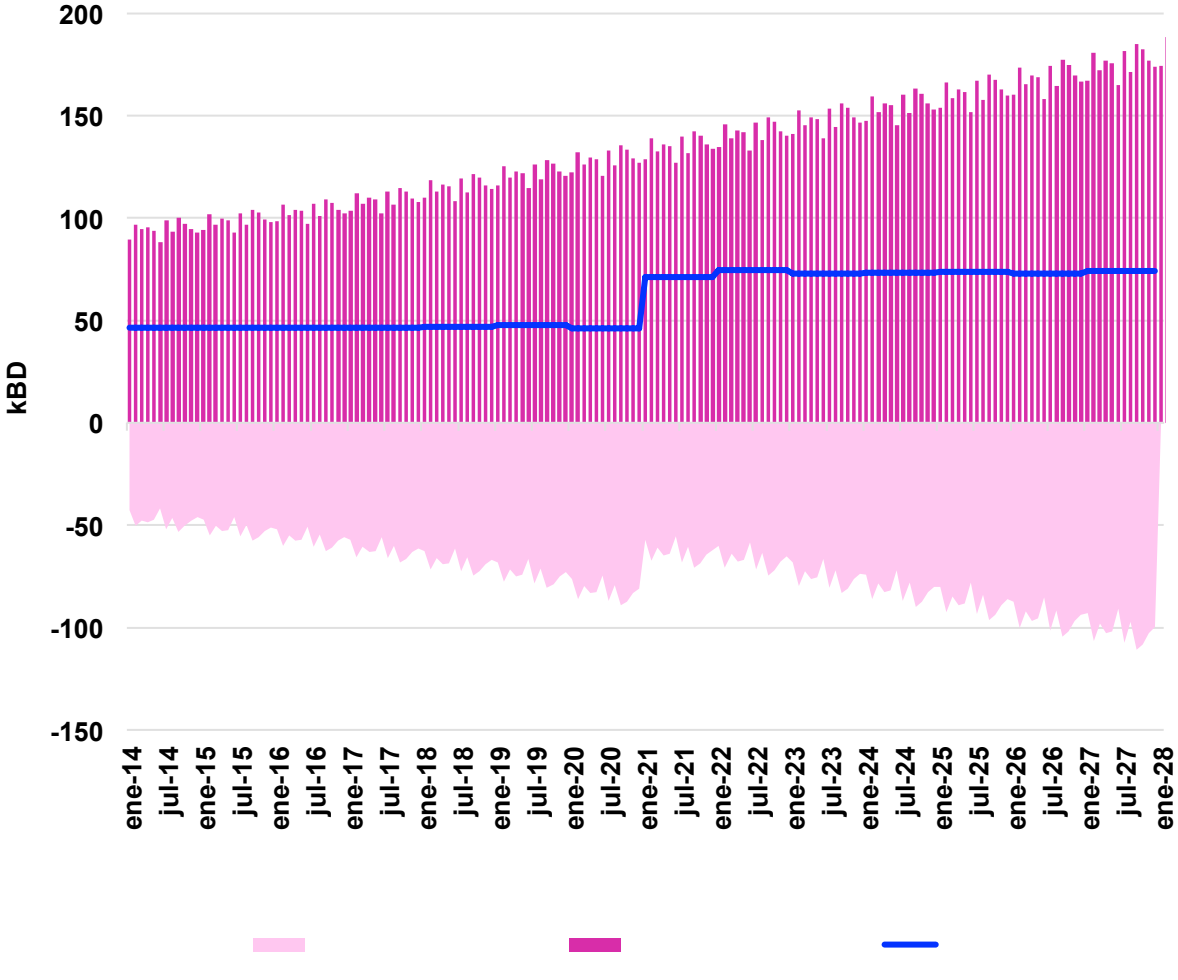


	Tema / Capítulo	Avance	Observaciones
1	Contexto internacional de los combustibles (técnico, económico)	Adelantado en un 40 %	
2	Contexto nacional de los derivados y los biocombustibles (técnico, económico e institucional).	Adelantado en un 70%	
3	Oferta nacional de combustibles	Se dispone de un proyección incompleta suministrada Ecopetrol. Se trabaja en el modelamiento del proceso de refinación de ECP y Reficar (cantidades y calidades)	Gestionar con el MME la consecución de información frente a ECP.
4	Demanda nacional de combustibles líquidos	Se actualiza la proyección de todos los derivados por parte de la Subdirección de Demanda. Se tiene la desagregación a 65 nodos (plantas de abasto)	
5	Precios	Se dispone de la proyección de precios de los combustibles. Se analiza la cadena de precios de biocombustibles y sus efectos fiscales...	
6	Biocombustibles	Se dispone de una proyección de oferta suministrada por FedeBiocombustibles	Consultar con gremio automotor posibilidades de ampliar porcentaje de mezcla
7	Balance Oferta-Demanda Mid/Upstream	A partir de la información disponible se tiene un balance (preliminar)	
8	Transporte Downstream	Se dispone de un modelo de flujos en MatLab y otro en Excel. Se trabaja en desarrollar el modelo de transporte también en en Software Arena.	Cotejar resultados con CENIT
9	Confiabilidad del abastecimiento y transporte.	Se determinan criterios de confiabilidad alternativos al de comparar Costo Racionamiento y Valor Inversión. -> Cosenit.	
10	Análisis financiero de la expansión de la infraestructura.	Se proyecta el estudio de costos indicativos de infraestructura del sector hidrocarburos	
11	Resumen y propuestas		

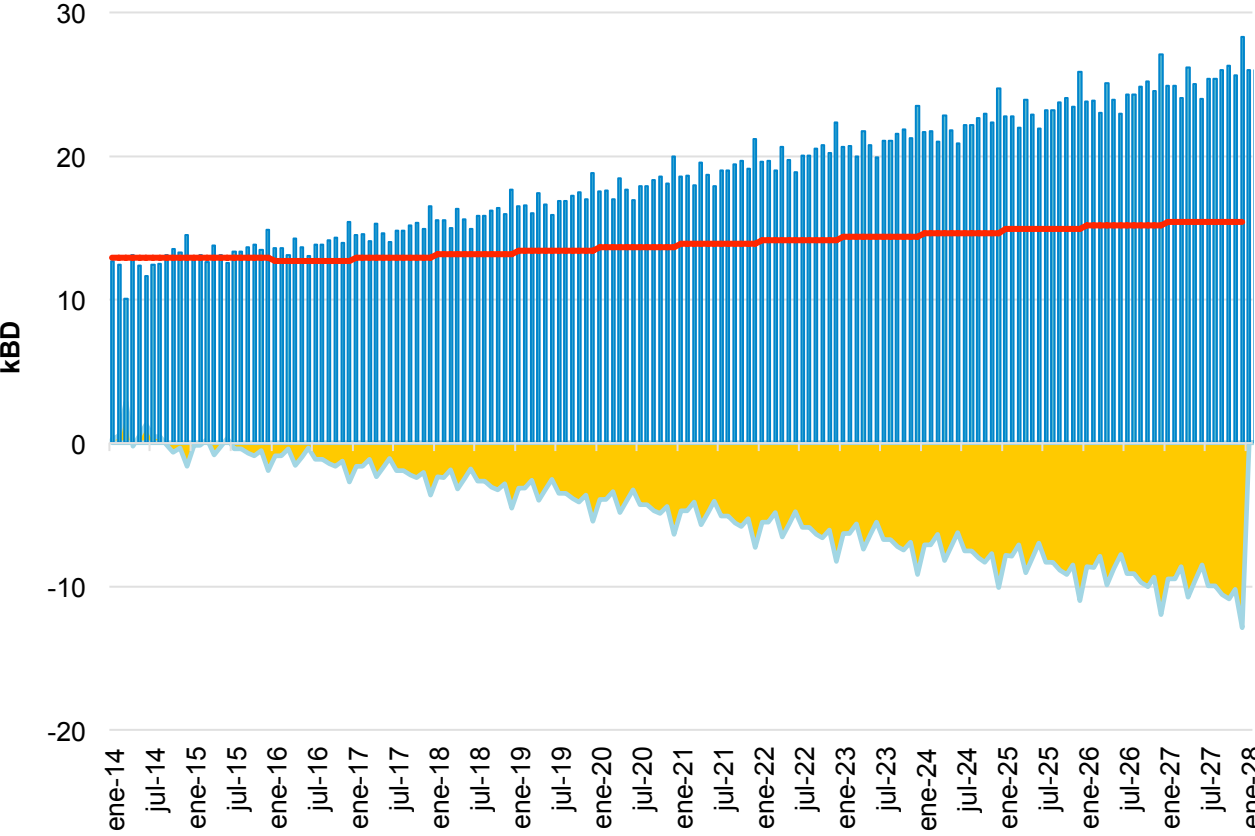
## Balance Diesel Costa Atlántica



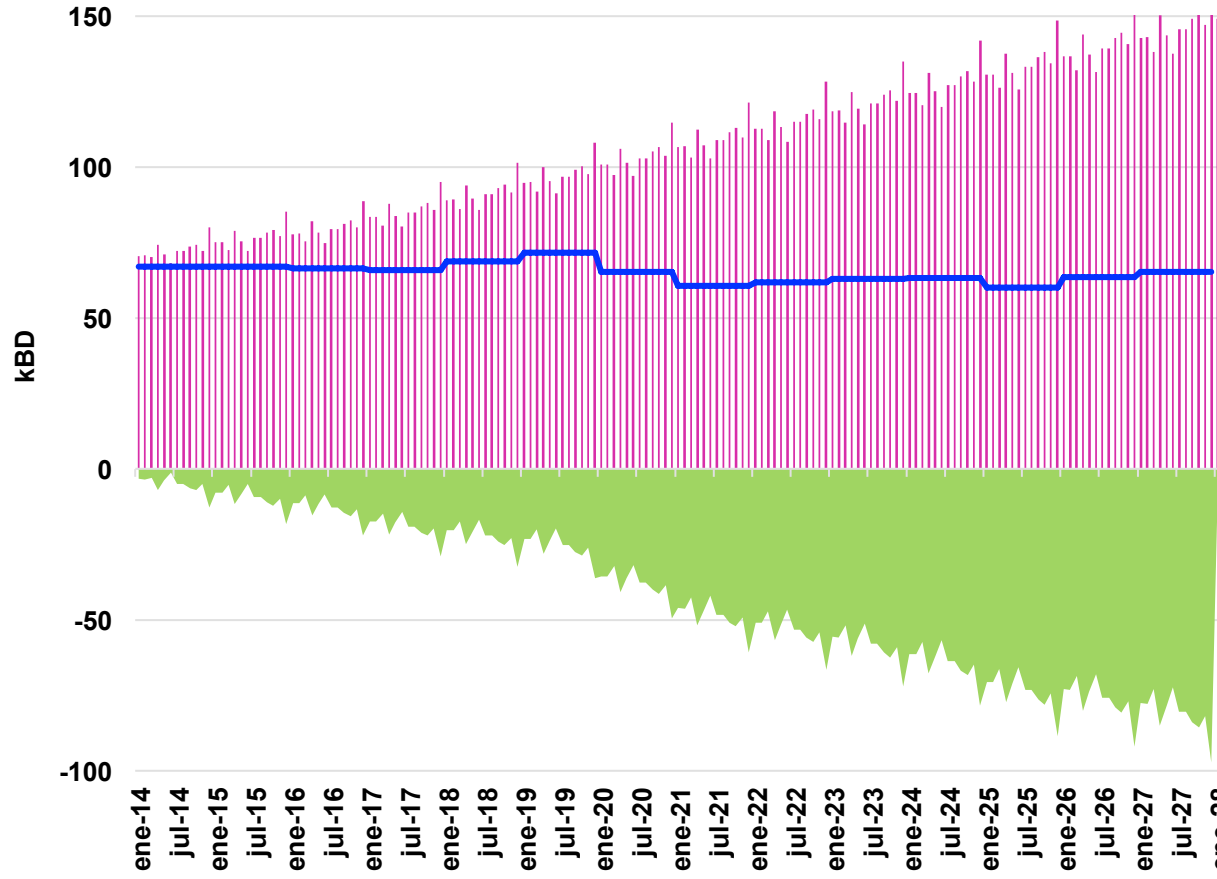
## Balance Diesel Interior



## Balance Gasolina Costa Atlántica

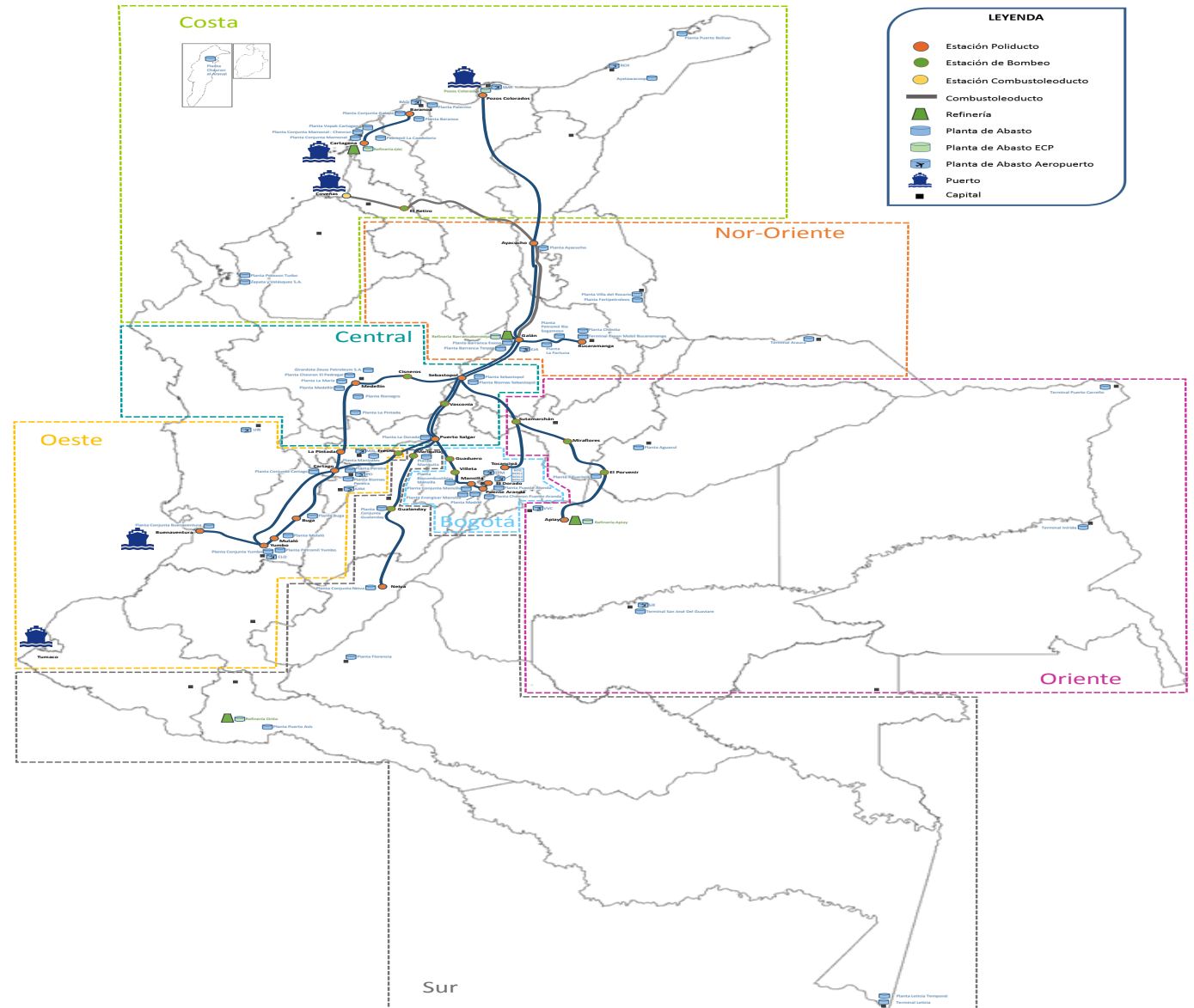


## Balance Gasolina Interior



# Modelo de transporte de combustibles

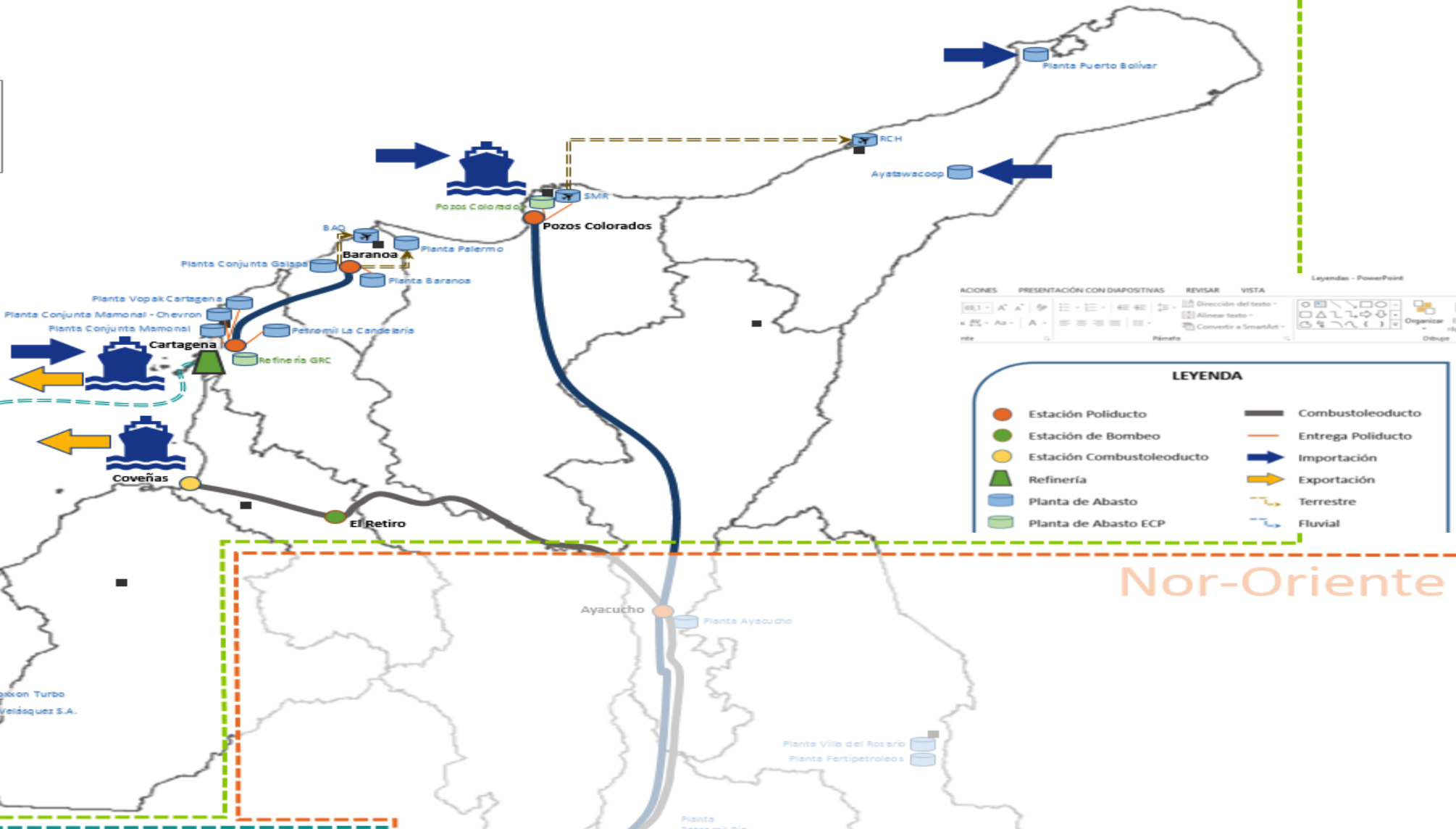
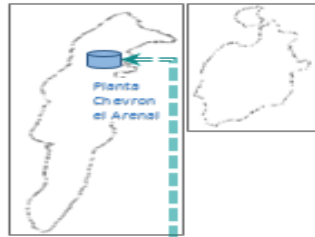
Sistema de Polductos, Puertos y Plantas de Abasto 2014



El modelo hasta ahora desarrollado, simula el abastecimiento y transporte de combustibles entre cerca de 65 nodos que incluyen plantas de abasto, refinerías, puertos de exportación e importación.

Las alternativas de transporte consideradas, según el caso, son polductos, movilidad terrestre, fluvial y marítima.

## Costa



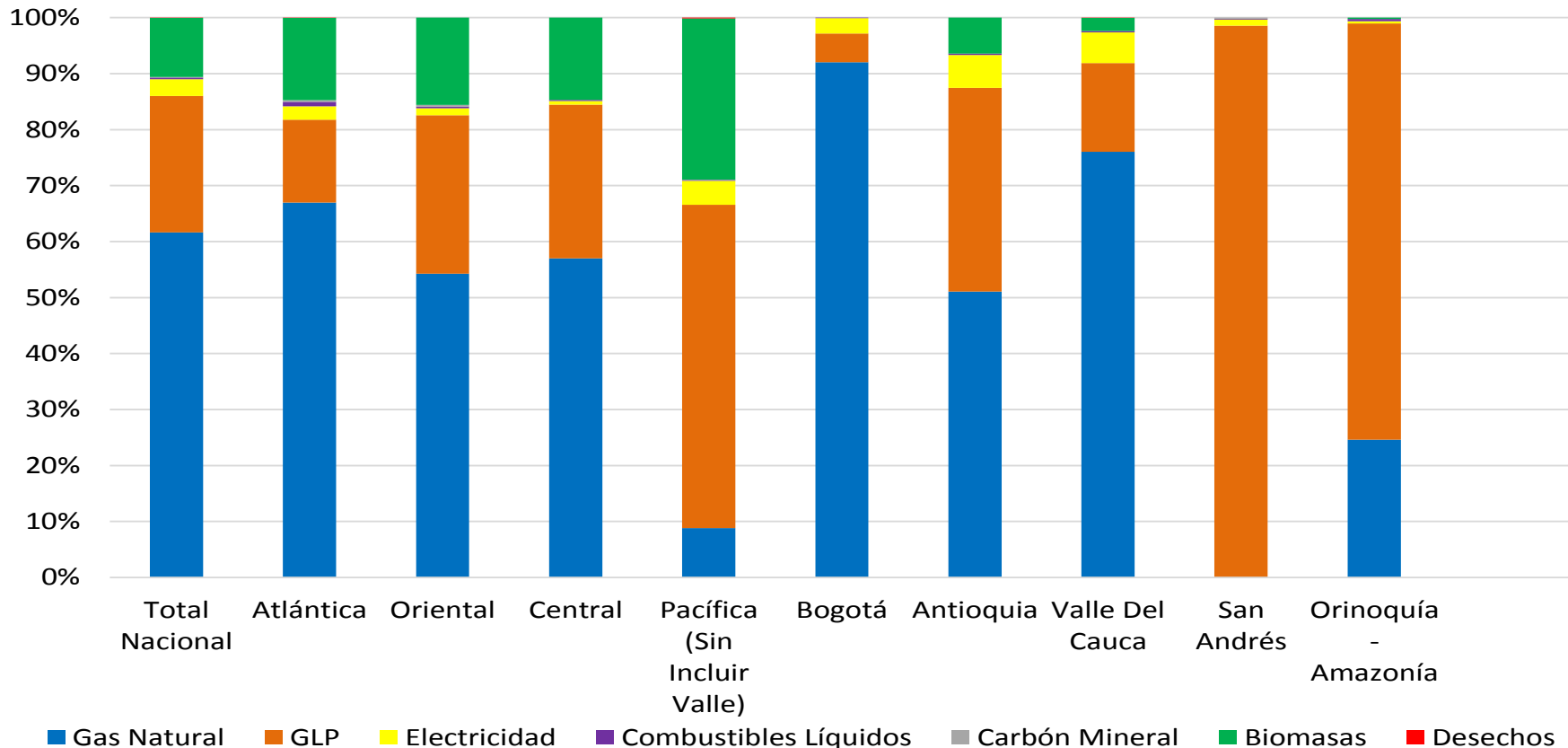
## Nor-Oriente

# Plan Indicativo de Expansión de la Cobertura de Gas Combustible – Usos de combustible para cocción

Para el año 2014 se estima el número de hogares del país en 13.4 millones, de los que aproximadamente 62% disponía del servicio de gas natural domiciliario, lo cual corresponde cerca de 8.3 millones de hogares.

No obstante, se tienen grandes diferencias de alcance de la cobertura entre regiones del país.

Cabecera Municipal y Resto

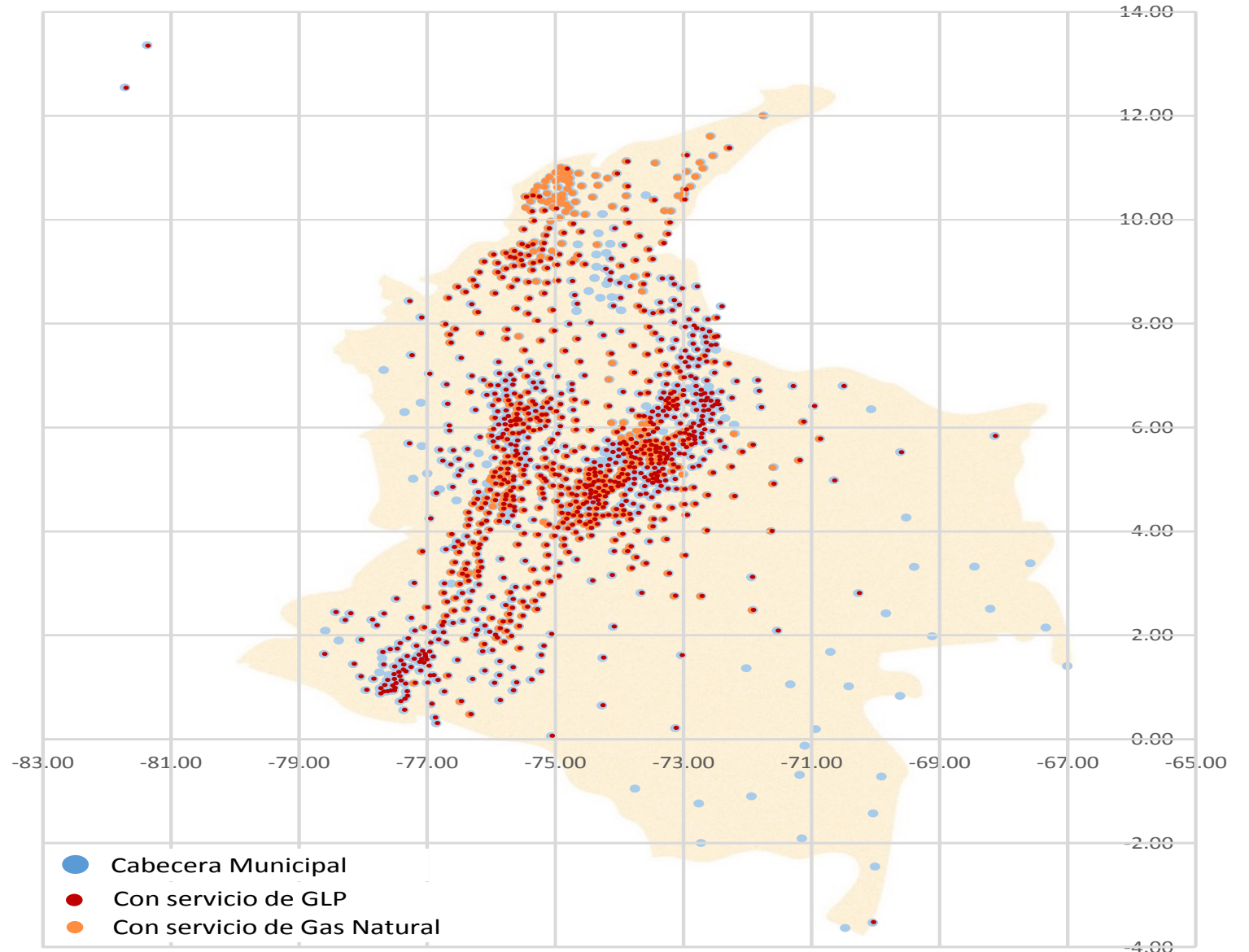


Fuente: DANE 2014

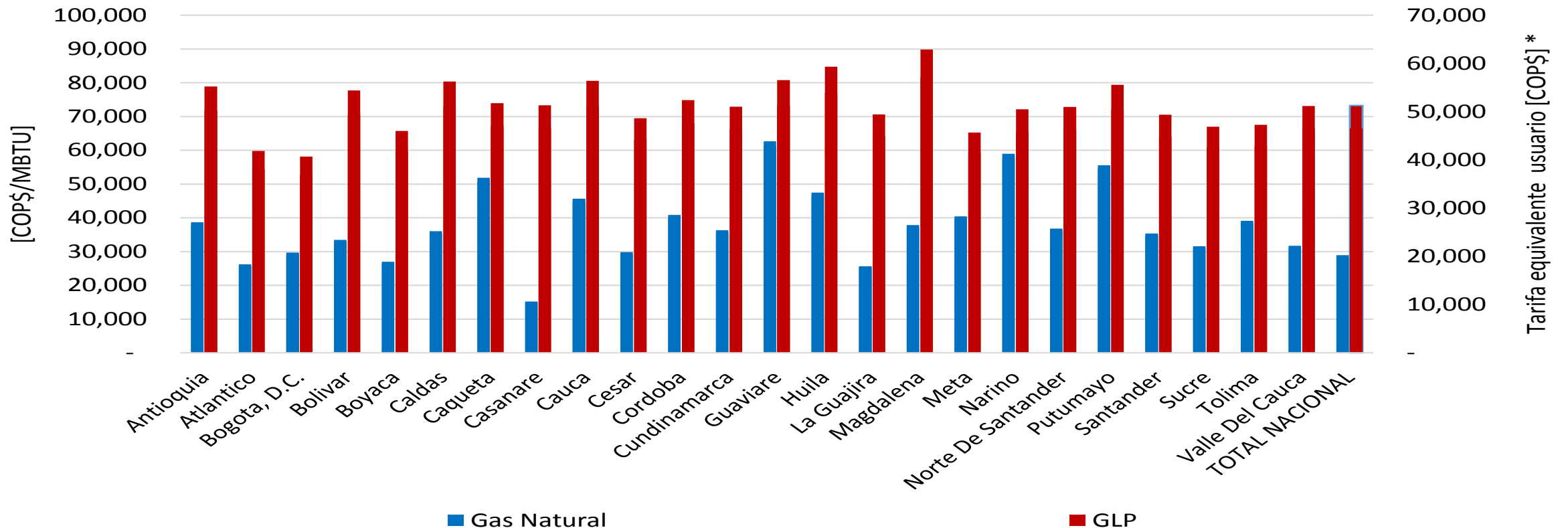
En el año 2014, de los 1123 municipios del país, se registran 603 con servicio de gas natural y 956 con venta de GLP.

(No obstante, es posible que en municipios donde se registra venta de GLP, se consuma éste abasteciéndose de otros municipios o importándose.)

## Alcance de la cobertura de gas combustible

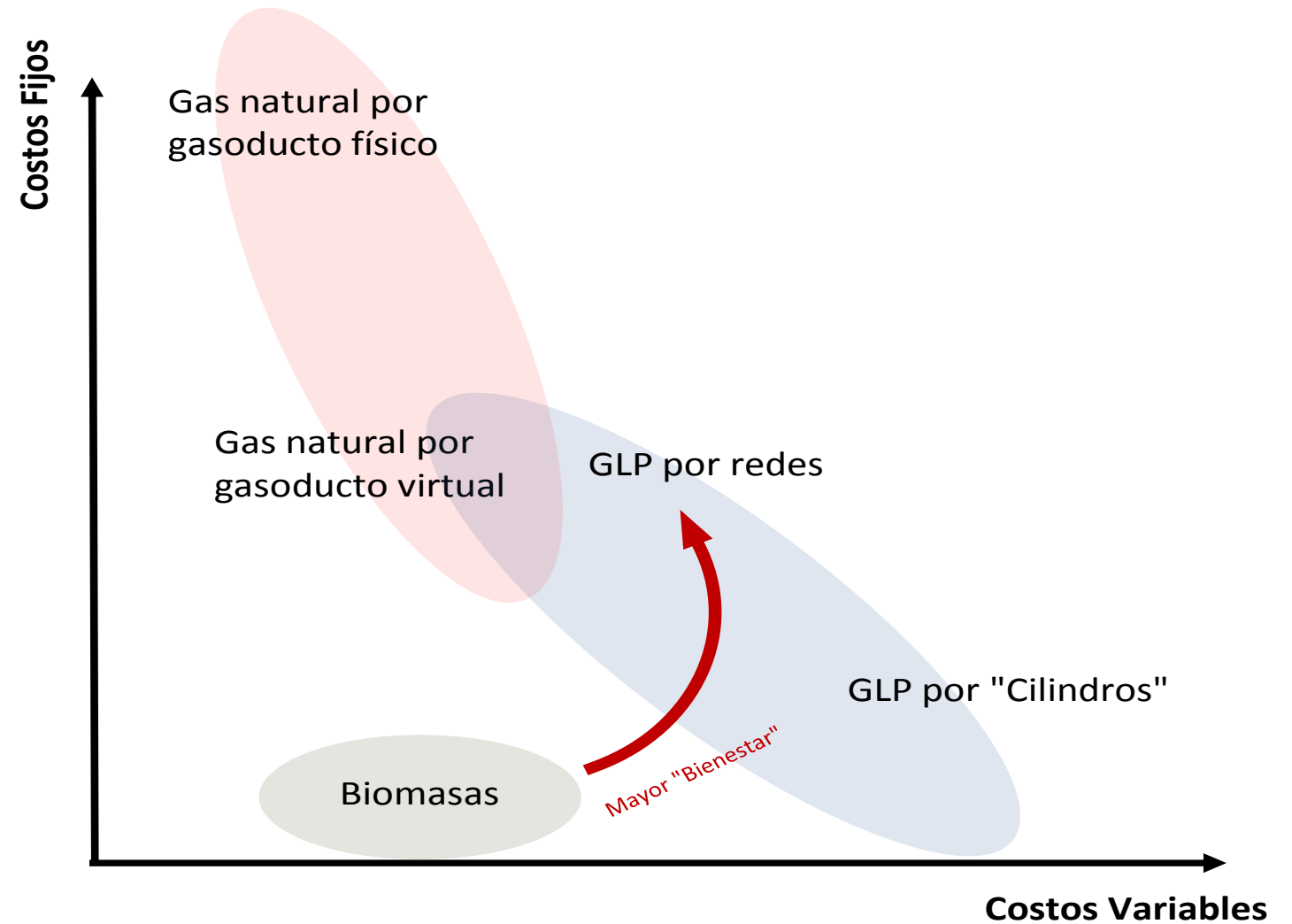


Actualmente, las tarifas de GLP son cerca de 2.5 veces las de gas natural, lo que indicaría un potencial de expansión del servicio de gas natural.



# Posibilidades del servicio de gas combustible

Por otra parte, debe tenerse en cuenta que los costos de infraestructura (que dependen de la ubicación y número de usuarios de la población a servir) limitan la viabilidad financiera de los proyectos de interconexión.



## ***Objetivo de Eficiencia***

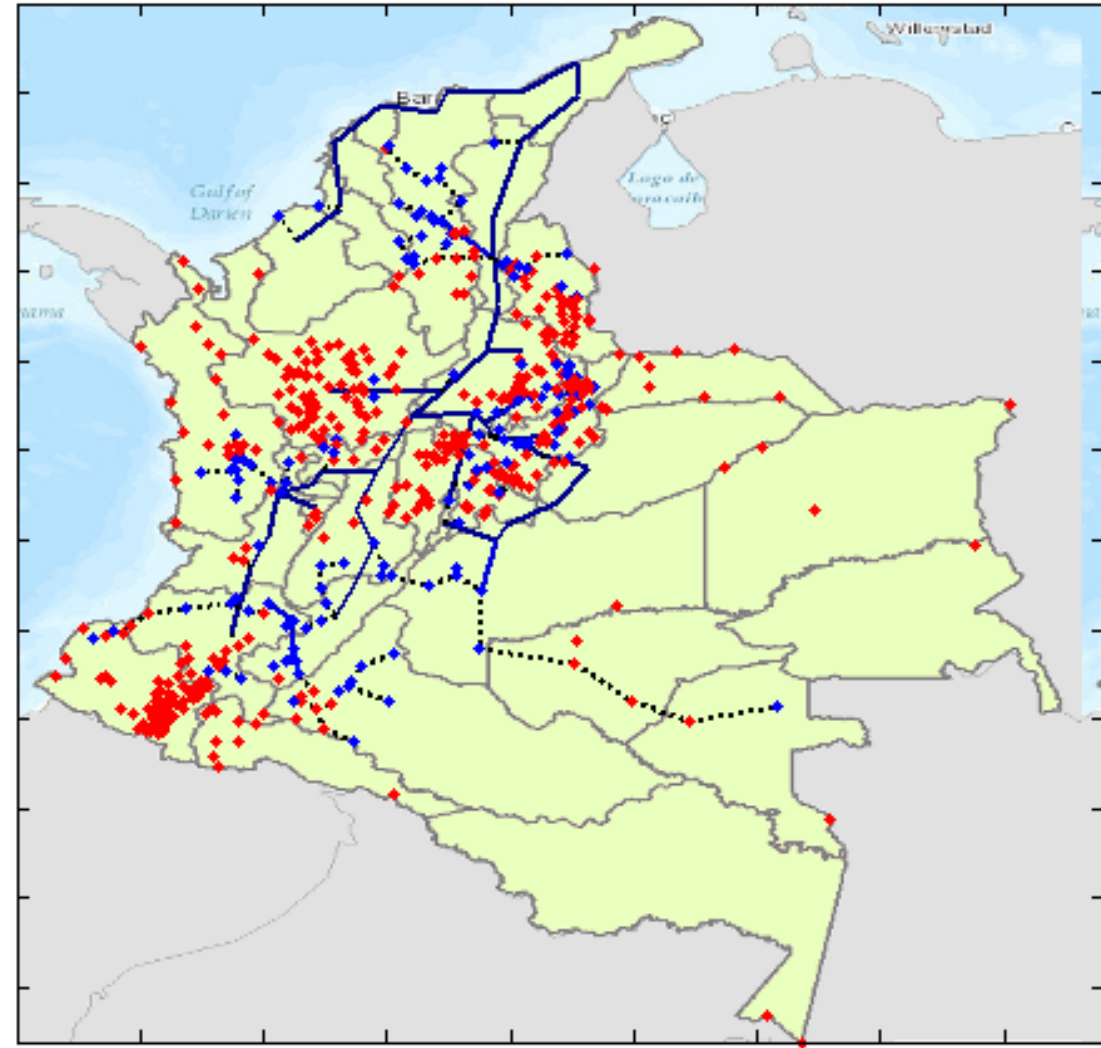
- Minimizar la tarifa de gas combustible pagada por los usuarios, determinando el tipo de servicio e infraestructura a construir.

## **Objetivos de Equidad (Dependen de los objetivos de política pública)**

- Maximizar la cobertura del servicio de gas combustible (gas natural y GLP) al menor costo posible para los usuarios finales, sujeto a las contribuciones estatales para financiar infraestructura o consumo (subsidios).
- Promover el uso de gas combustible en los hogares ubicados en zonas rurales a fin de mejorar la calidad de vida, reducir polución y deforestación, sujeto a las contribuciones estatales (subsidios).

La estimación previa determina que para 133 cabeceras municipales ( medio millón de nuevos usuarios) sería viable disponer del servicio de gas natural, por gasoducto virtual en su mayoría. Lo anterior sin considerar recursos financieros estatales para financiar infraestructura.

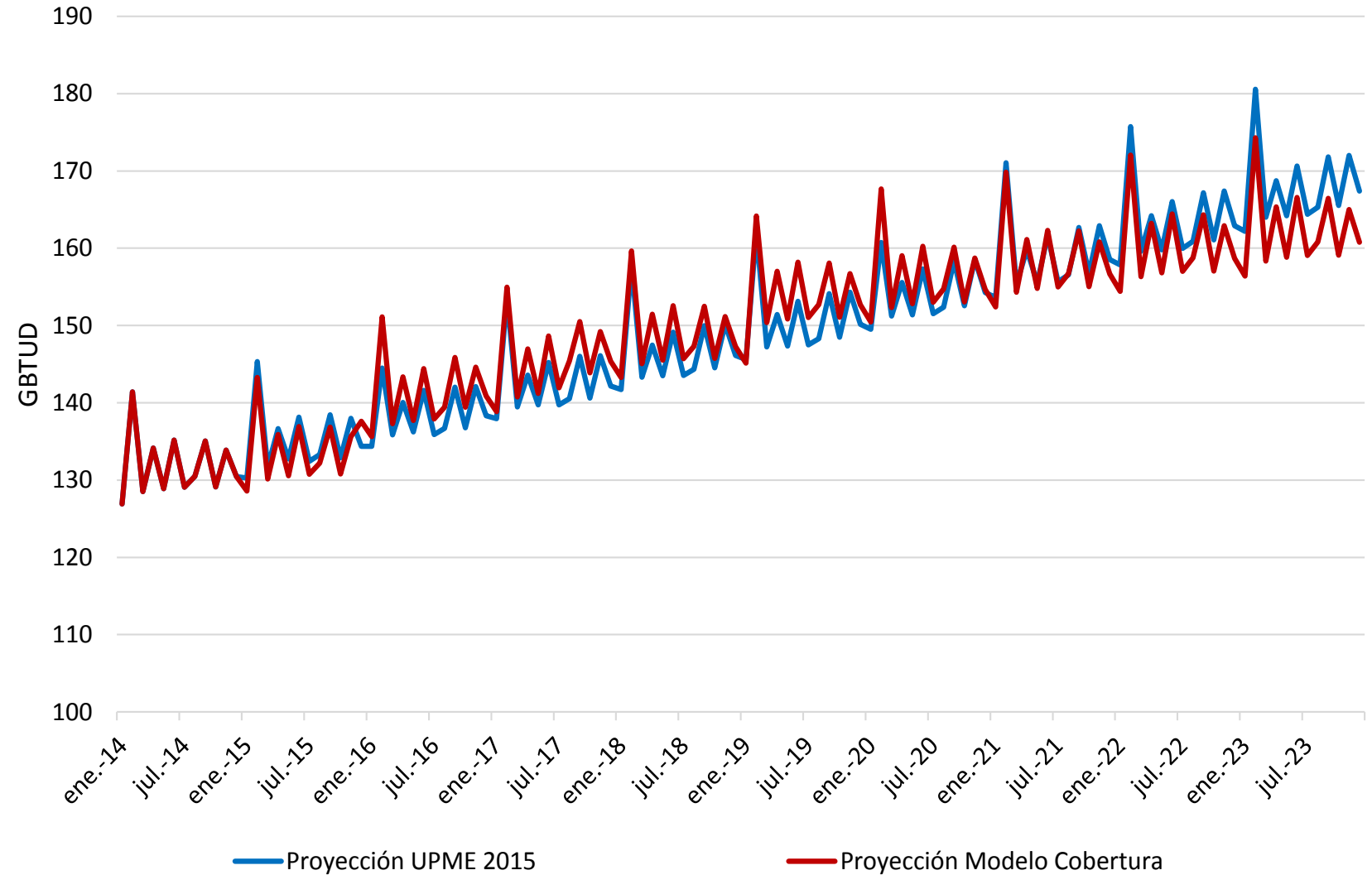
Para tener en cuenta tales recursos en el modelo (y cumplir con los objetivos propuestos 2 y 3) se requeriría una definición, cuantificación y priorización, por parte de la política pública, de su uso entre las diferentes posibilidades.



Se revisan diferentes fuentes de información para caracterizar mejor la infraestructura de distribución de gas combustible a considerar, así como sus costos asociados. (precios 2014)

Cod DANE	Departamento	Municipio	Población 2014	Usuarios 2014 (pr)	Anterior Servicio		Nuevo Servicio		Municipio de donde procede el gas natural
					Tipo	Tarifa COP\$	Tipo	Tarifa COP\$	
1 05667	ANTIOQUIA	SAN RAFAEL	12.704	2.823	GLP Cilind	25.121	GNC	23.047	ALEJANDRIA
2 05890	ANTIOQUIA	YOLOMBO	26.069	5.793	GLP Cilind	26.470	GNC	21.715	SANTO DOMINGO
3 13006	BOLIVAR	ACHI	25.086	5.575	GLP Cilind	35.577	GNC	28.342	GUARANDA
4 13549	BOLIVAR	PINILLOS	26.211	5.825	GLP Cilind	36.697	GNC	29.689	SUCRE
5 13650	BOLIVAR	SAN FERNANDO	14.221	3.160	GLP Cilind	38.772	GNC	28.679	MARGARITA
6 15047	BOYACA	AQUITANIA	14.256	3.168	GLP Cilind	28.209	GNC	23.239	CUITIVA
7 15097	BOYACA	BOAVITA	6.296	1.399	GLP Cilind	42.608	GNC	34.242	SOATA
8 15183	BOYACA	CHITA	8.946	1.988	GLP Cilind	29.132	GNC	23.123	JERICO
9 15187	BOYACA	CHIVATA	6.851	1.522	GLP Cilind	32.155	GNC	15.712	Tunja
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
125 73236	TOLIMA	DOLORES	7.643	1.698	GLP Cilind	31.363	GNC	24.419	Purificación
126 73555	TOLIMA	PLANADAS	30.165	6.703	GLP Cilind	27.236	GNC	5.332	SANTA MARIA
127 73616	TOLIMA	RIOBLANCO	24.039	5.342	GLP Cilind	29.164	GNC	22.051	PLANADAS
128 73671	TOLIMA	SALDAÑA	14.111	3.136	GLP Cilind	36.192	GNC	12.343	Purificación
129 76054	VALLE DEL CAUC	ARGELIA	6.321	1.405	GLP Cilind	30.955	GNC	16.998	Cartago
130 76243	VALLE DEL CAUC	EL AGUILA	11.310	2.513	GLP Cilind	30.991	Gas por red	16.932	Cartago
131 76246	VALLE DEL CAUC	EL CAIRO	10.336	2.297	GLP Cilind	30.955	GNC	18.027	SAN JOSE DEL PALM
132 76890	VALLE DEL CAUC	YOTOCO	16.644	3.699	GLP Cilind	28.678	GNC	20.931	RESTREPO
133 97001	VAUPES	MITU	33.079	7.351	GLP Cilind	31.783	GNC	27.483	CARURU
			<b>2.454.669</b>	<b>545.482</b>		<b>34.664</b>		<b>23.425</b>	

Lo resultados preliminares del modelo de expansión de cobertura de gas combustible difieren en menor grado y en el largo plazo de los del modelo de proyección de demanda de gas natural para el sector residencial.



- Diseñar, construir y apoyar integralmente las actividades y herramientas relacionadas con los sistemas de información geográfica desarrolladas para la UPME (PIEC, fondos y materiales de construcción).
- Actualizar e integrar proyectos en la plataforma SIG corporativa, siguiendo y adoptando las políticas y estándares de la información geográfica.(Hidropotencial y costos nivelados para generación de electricidad).
- Elaborar procesos y protocolos de administración, intercambio de información geográfica y no geográfica.
- Integrar la arquitectura tecnológica SIG actual y brindar las mejoras necesarias aportando a su crecimiento.

A partir de los objetivos mencionados la UPME adelantó el proceso que derivó en la contratación del “**Consortio Tecnológico**”, para desarrollarlos.

## SISTEMA DE INFORMACIÓN MINERO ENERGÉTICO COLOMBIANO

SE COMPONE DE LOS SIGUIENTES MÓDULOS:

 <b>SIEL</b> Sistema de Información Eléctrico Colombiano	 <b>SIMCO</b> Sistema de Información Minero Colombiano	 <b>SIPG</b> Sistema de Información de Petróleo y gas
 <b>SIAME</b> Sistema de Información Ambiental Minero Energético	 <b>S3EA</b> Sistema de Información de Eficiencia Energética y Energías Alternativas	 <b>CATÁLOGO DE MAPAS</b>
 <b>BALANCES</b>	 <b>CONSULTA DOCUMENTAL</b>	 <b>BOLETINES</b>

# Sistemas de Georeferenciación - SIMEC Información Geográfica

A través del SIMEC la UPME brinda productos cartográficos (gservicios web, visores temáticos, mapoteca) en minería, hidrocarburos, demanda, energía y fondos.



### Mapas de Energía

La Subdirección de Energía orienta, propone y dirige las actividades, estudios e investigaciones requeridas para el establecimiento y fijación de lineamientos de políticas y planes en los sectores de energía, encaminadas a realizar una planeación integral para el desarrollo de los sectores de minas y energía.

En este catálogo de mapas se presenta información de la infraestructura de energía eléctrica y energías alternativas, brillo solar y mapa de vientos.

Búsqueda Avanzada 

---

Enlaces Relacionados

- Mapas geológicos oficiales de Col...  
 Direcciona al Geoportal Web del Servicio Geológico Colombiano.





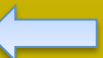
**PROPUESTA DE POLÍTICAS Y ESTÁNDARES**

# Nuevos productos temáticos



## DOCUMENTO CON POLÍTICAS Y ESTÁNDARES

- Estándares para el intercambio de información
- Estándares de datos espaciales
- Estándar para sistemas de coordenadas
- Estándar para las proyecciones cartográficas
- Estándar para Datum
- Estándar para escala y precisión
- Estándares para adquisición de datos espaciales
- Estándares para la estructura de la base de datos y las normas de contenido.
- Estándares para el procesamiento de datos
- Normas de calidad de datos
- Políticas de información de datos espaciales



**315 CAPAS GEOGRÁFICAS EN TEMÁTICAS DE MINERÍA, ENERGÍA, HIDROCARBUROS, AMBIENTAL Y CARTOGRAFÍA BASE DE FUENTES OFICIALES DANE, IGAC, UPME, ENTRE OTRAS.**

ARCGIS.AA_OFICINA	SDE Feature Dataset
ARCGIS.BC_AMBIENTAL	SDE Feature Dataset
ARCGIS.BC_CULTURAL	SDE Feature Dataset
ARCGIS.BC_DIVISION_POLITICA	SDE Feature Dataset
ARCGIS.BC_HIDROGRAFIA	SDE Feature Dataset
ARCGIS.BC_INFRAESTRUCTUR...	SDE Feature Dataset
ARCGIS.BC_INTERNACIONAL	SDE Feature Dataset
ARCGIS.BC_MARITIMO	SDE Feature Dataset
ARCGIS.BC_RELIEVE	SDE Feature Dataset
ARCGIS.BC_SOCIOECONOMICO	SDE Feature Dataset
ARCGIS.BG_GEOFISICA	SDE Feature Dataset
ARCGIS.BG_GEOLOGIA	SDE Feature Dataset
ARCGIS.DE_RELACIONES_COM...	SDE Feature Dataset
ARCGIS.DE_ZONAS_DEMANDA	SDE Feature Dataset
ARCGIS.EN_DISTRIBUCION	SDE Feature Dataset
ARCGIS.EN_ECONOMICO_FINA...	SDE Feature Dataset
ARCGIS.EN_GENERACION	SDE Feature Dataset
ARCGIS.EN_TRANSMISION	SDE Feature Dataset
ARCGIS.HI_COMERCIALIZACION	SDE Feature Dataset
ARCGIS.HI_EXPLORACION	SDE Feature Dataset
ARCGIS.HI_PRODUCION	SDE Feature Dataset
ARCGIS.HI_TRANSPORTE	SDE Feature Dataset
ARCGIS.MI_CATASTRO_INFRAE...	SDE Feature Dataset
ARCGIS.MI_EXPLORACION_PR...	SDE Feature Dataset
ARCGIS.MI_PROSPECCION_EXP...	SDE Feature Dataset
ARCGIS.MI_TRANSPORTE	SDE Feature Dataset
ARCGIS.PE_ENERGIA_GEOTERM...	SDE Feature Dataset
ARCGIS.PE_POTENCIAL_BIOMA...	SDE Feature Dataset
ARCGIS.PE_POTENCIAL_EOLICO	SDE Feature Dataset
ARCGIS.PE_POTENCIAL_HIDRA...	SDE Feature Dataset
ARCGIS.PE_POTENCIAL_SOLAR	SDE Feature Dataset
ARCGIS.SC_COBERTURA_VEGE...	SDE Feature Dataset
ARCGIS.SC ECOLOGIA	SDE Feature Dataset
ARCGIS.SC_SUELO	SDE Feature Dataset

# BASE DE DATOS GEOGRÁFICA CORPORATIVA

## 198 tablas y vistas

ARCGIS.SIB_ENTIDADES_TERRIT...	Table
ARCGIS.SIH_PROYECTO_ENTID...	Table
ARCGIS.SIMEC_SERIES_TIEMPO...	SDE Table
ARCGIS.SIV_MAPA_FONDOS_E...	Table
ARCGIS.SIV_MAPA_REGALIAS_S...	Table
ARCGIS.SIV_MAPA_REGALIAS_S...	Table
ARCGIS.SIV_SIMEC_FONDO_TO...	Table
ARCGIS.SIV_SIMEC_FONDO_TO...	Table
ARCGIS.SIV_SIMEC_FONDOS_M...	Table
ARCGIS.SIV_SIMEC_GEN_REAL_...	Table
ARCGIS.SIV_SIMEC_MAPA_DIST...	Table
ARCGIS.SIV_SIMEC_MAPA_DIST...	Table
ARCGIS.SIV_SIMEC_PRECIOS	Table
ARCGIS.SUBSERPOL_RECUP	Table
ARCGIS.TORRE_TRANSPORTE_...	SDE Table
ARCGIS.TORRE_TRANSPORTE_...	SDE Relationship Class
ARCGIS.VALORES_FECHA_GRU...	SDE Table
ARCGIS.VISTA_EMBALSES_EVEP	Table
ARCGIS.VISTA_EMBALSES_EVEP...	Table
ARCGIS.VISTA_EMBALSES_EVEP...	Table
ARCGIS.VISTA_EMBALSES_EVEP...	Table
ARCGIS.VISTA_EMBALSES_EVEP...	Table
ARCGIS.VISTA_EMBALSES_EVEP5	Table
ARCGIS.VISTA_EN_PIEC_COS_SI...	Table
ARCGIS.VISTA_EN_PIEC_HOMER	Table
ARCGIS.VISTA_EN_PIEC_ICEE	Table
ARCGIS.VISTA_EN_PIEC_PARA...	Table
ARCGIS.VISTA_EN_PROYECT_P...	Table
ARCGIS.VISTA_EXPORTACIONES	Table
ARCGIS.VISTA_EXPORTACIONE...	Table
ARCGIS.VISTA_EXPORTACIONE...	Table
ARCGIS.VISTA_EXPORTACIONE...	Table
ARCGIS.VISTA_FO_INDICADORES	Table
ARCGIS.VISTA_FO_PARAM_CO...	Table
ARCGIS.VISTA_FO_PARAM_EST...	Table
ARCGIS.VISTA_FO_PARAM_FO...	Table

GEO11



Base de datos geográfica con motor Oracle 11G.

**MÁS DE UN MILLÓN DE DATOS ALFANUMÉRICOS Y GEOGRÁFICOS**



- 1 Verificación de quórum
- 2 Lectura y aprobación del acta anterior
- 3 Seguimiento a compromisos Consejo Directivo 23 de Julio 2015
- 4 Informe de Dirección
- 5 Presentaciones técnicas
- 6 Varios