

**PROPUESTA PARA EL DISEÑO DE UN MODELO DE PLANEACIÓN DE
CORTO PLAZO DE PRODUCCIÓN Y VENTAS DE GAS NATURAL EN
ECOPETROL S.A.**

GUILLERMO LOZANO RODRÍGUEZ

**Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingenierías Físicoquímicas
Escuela de Ingeniería de Petróleos
Especialización en Gerencia de Hidrocarburos
Bucaramanga
2016**

**PROPUESTA PARA EL DISEÑO DE UN MODELO DE PLANEACIÓN DE
CORTO PLAZO DE PRODUCCIÓN Y VENTAS DE GAS NATURAL EN
ECOPETROL S.A.**

GUILLERMO LOZANO RODRÍGUEZ

**Monografía
para optar al título de Especialista en Gerencia de Hidrocarburos**

**Director
BERNARDO CASTRO CASTRO
Ingeniero Mecánico Especialista en Gerencia de Hidrocarburos**

**Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingenierías Físicoquímicas
Escuela de Ingeniería de Petróleos
Especialización en Gerencia de Hidrocarburos
Bucaramanga
2016**

DEDICATORIA

A Dios y la vida

A mis padres, Laura y Johana

A Felipe

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	13
1. PLANEACIÓN DE CORTO PLAZO DE PRODUCCIÓN Y VENTAS DE GAS NATURAL.....	14
1.1. AGENTES DEL MERCADO DE GAS NATURAL.....	14
1.1.1. Productores de gas.....	15
1.1.2. Transportadores.....	23
1.1.3. Remitentes.....	27
1.2. TIPOS DE CONTRATOS	32
1.2.1. Contratos de Suministro.....	32
1.2.2. Contratos de Transporte.....	35
1.3. PROCESO DE PLANEACIÓN ACTUAL.....	36
2. PROYECCIÓN CONSUMOS INTERNOS DE GAS DE ECOPETROL	39
2.1. REFINERÍA DE BARRANCABERMEJA	39
2.2. REFINERÍA DE CARTAGENA	41
2.3. TÉRMICAS LLANOS ORIENTALES	43
2.4. VICEPRESIDENCIA DE PRODUCCIÓN.....	45
3. PROYECCIÓN CONSUMOS NACIONALES Y DE EXPORTACIÓN DE GAS	48
3.1. DEMANDA NACIONAL.....	48
3.1.1. Proyección de demanda del sector residencial.....	49
3.1.2. Proyección de demanda del sector GNV.....	51
3.1.3. Proyección de demanda del sector Petroquímico.....	52
3.1.4. Proyección de demanda del sector Industrial.....	53
3.1.5. Proyección de demanda del sector Térmico.....	54
3.2. EXPORTACIÓN	56
4. PROYECCIÓN DE OFERTA DE GAS NATURAL	57
4.1. OFERTA DE CAMPOS CON PARTICIPACIÓN DE ECOPETROL	57
4.2. OFERTA DE CAMPOS SIN PARTICIPACIÓN DE ECOPETROL.....	58

5.	PROPUESTA METODOLOGÍA DE PLANEACIÓN DE CORTO PLAZO DE PRODUCCIÓN Y VENTAS DE GAS NATURAL	60
5.1.	GENERAR BALANCE DE GAS NATURAL.....	60
5.2.	OBTENER LA PROPUESTA OPERATIVA COMERCIAL DE GAS NATURAL	62
5.3.	EJECUCIÓN DEL MODELO	63
6.	CONCLUSIONES	71
	BIBLIOGRAFÍA	73

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Procesamiento generalizado del gas natural (diagrama de equipos).....	17
Figura 2. Campos de Gas en Colombia.....	19
Figura 3. Producción promedio de gas por productor, primer semestre 2015.	21
Figura 4. Producción promedio de gas de Ecopetrol por campo, primer semestre de 2015.....	22
Figura 5. Participación promedio de gas por productor, primer semestre 2015.	22
Figura 6. Sistema Nacional de Transporte - SNT.....	24
Figura 7. Gasoducto Ballena - Barrancabermeja	25
Figura 8. Gasoducto Ballena - Cartagena	26
Figura 9. Gasoducto Gibraltar - Barrancabermeja.	27
Figura 10. Remitentes.....	28
Figura 11. Distribución porcentual, demanda de gas natural en Colombia, primer semestre de 2015.	29
Figura 12. Agentes participantes mercado de suministro de gas natural.	33
Figura 13. Agentes participantes del mercado de transporte de gas natural.	36
Figura 14. Procedimiento para la elaboración del plan operativo de gas.....	37
Figura 15. Proceso generar balances de gas natural.....	37
Figura 16. Proceso obtener la propuesta operativa de gas natural.....	38
Figura 17. Consumos Ecopetrol, primer semestre de 2015	39
Figura 18. Consumo de gas promedio en la Refinería de Barrancabermeja.	40
Figura 19. Proyección de consumos Refinería Barrancabermeja	41
Figura 20. Proyección de consumos Refinería Barrancabermeja	43
Figura 21. Proyección de consumos Térmicas Llanos Orientales.	44
Figura 22. Proyección de consumos Vicepresidencia de Producción.	46
Figura 23. Proyección de demanda del sector residencial	50
Figura 24. Proyección de demanda del sector GNV.....	52
Figura 25. Proyección de demanda del sector Industrial	54
Figura 26. Proyección de consumos de gas natural Refinería de Barrancabermeja 2016	64
Figura 27. Proyección de consumos de gas natural Refinería de Cartagena 2016	64
Figura 28. Proyección de consumos de gas natural Térmicas Llanos Orientales 2016	65
Figura 29. Proyección de consumos de gas natural Campos de Producción 2016	65
Figura 30. Proyección de demanda de gas natural en la costa caribe, 2016.....	66
Figura 31. Proyección de demanda de gas natural en el interior del país, 2016	66
Figura 32. Proyección de oferta de Gas Natural, 2016	67
Figura 33. Cruce de oferta y demanda, Campo Guajira, 2016	68
Figura 34. Cruce de oferta y demanda, Campos Cusiana y Cupiagua, 2016	68
Figura 35. Proyección de Producción de gas natural propiedad de Ecopetrol y sus regalías, 2016.....	69
Figura 36. Proyección de ventas a terceros de gas natural propiedad de Ecopetrol y sus regalías, 2016	70

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Especificaciones de calidad del gas natural en Colombia.....	15
Tabla 2. Demanda de Gas, Primer semestre 2015.....	28
Tabla 3. Listado Principales Distribuidores de Gas de Colombia.....	30
Tabla 4. Capacidad instalada de generación eléctrica en Colombia	55
Tabla 5. Campos de gas con participación de Ecopetrol.....	58
Tabla 6. Campos de gas donde Ecopetrol no tiene participación	59
Tabla 7. Información para elaboración de balances de gas	61

GLOSARIO

BTU: Es una unidad de energía. Representa la cantidad de energía que se requiere para elevar en un grado Fahrenheit la temperatura de una libra de agua en condiciones atmosféricas normales. La combustión de un pie cúbico de gas natural despiden en promedio 1000 BTU.

GBTU: Miles de millones de BTU.

GNV o GNCV: Gas natural utilizado para la combustión de motores vehiculares.

KBD: miles de barriles por día

MSCFD o MPCD: Millones de pies cúbicos por día.

PSI: Unidad de medida de presión. Viene del inglés pounds-force per square inch, Equivale a una libra fuerza por pulgada cuadrada.

PSIG: unidad de medida de presión manométrica.

Presión Manométrica: diferencia entre la presión absoluta o real y la presión atmosférica.

SIN: Sistema Interconectado Nacional. Conjunto de generadores, transmisores, distribuidores y comercializadores del mercado de energía eléctrica.

Usuario No Regulado: usuario consumidor de gas natural cuyo consumo es superior a 100 KPCD.

Usuario Regulado: usuario consumidor de gas natural cuyo consumo es inferior o igual a 100 KPCD.

RESUMEN

TÍTULO: PROPUESTA PARA EL DISEÑO DE UN MODELO DE PLANEACIÓN DE CORTO PLAZO DE PRODUCCIÓN Y VENTAS DE GAS NATURAL EN ECOPETROL S.A.*

AUTOR: Guillermo Lozano Rodríguez**

PALABRAS CLAVE: Gas Natural, Planeación, Producción de Gas Natural, Ventas de Gas Natural

CONTENIDO:

La producción y venta de gas natural han adquirido gran importancia dentro de la oferta de productos de Ecopetrol, siendo este, un producto con uno de los mayores desarrollos en mercados del sector industrial, eléctrico, térmico, vehicular y estratégico en Colombia. Aunque en las ventas de Ecopetrol, solo representa el 10% en volumen de los crudos y productos vendidos, este combustible y materia prima ha tomado una categoría trascendental en el desarrollo de la industria, sostenimiento económico de las operaciones de Ecopetrol y concepción de valor en generación eléctrica y sector petroquímico.

Son muchas las expectativas que se han desarrollado en torno al gas natural en Colombia, desde la misma producción, exportación y proyectos de licuefacción hasta las proyecciones esperadas de demanda para el desarrollo de diversos sectores. Es por ello que con la adecuada planeación de producción y ventas de gas natural se aporta al cumplimiento de metas de la empresa y del País, orientando el desarrollo de proyectos de producción que corresponden con la realidad de la demanda y creando un impacto económico positivo que elimine o reduzca los volúmenes de quemados de gas en los campos de producción y garantice el abastecimiento de gas en las áreas internas de Ecopetrol o en los sectores de consumo.

En este trabajo se presenta una propuesta de modelo de planeación de corto plazo que incluye la planeación de los consumos de gas natural de las áreas internas de Ecopetrol, la estimación de la demanda nacional y de exportación, la oferta de producción de los campos de gas y la elaboración de diferentes escenarios de oferta y demanda.

* Monografía de grado

** Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería de Petróleos. Especialización en Gerencia de Hidrocarburos. Director: Bernardo Castro Castro. Ingeniero Mecánico.

SUMMARY

TITLE: PROPOSAL FOR THE DESIGN OF A SHORT TERM PLANNING MODEL OF PRODUCTION AND SALES OF NATURAL GAS IN ECOPETROL S.A.*

AUTHOR: Guillermo Lozano Rodríguez**

KEY WORDS: Natural Gas, Planning, Production of Natural Gas, Sales of Natural Gas.

CONTENT:

The production and selling of natural gas have become substantial in the offer of products of Ecopetrol, representing the product with one of the most important developments the market in sectors such as the industry, electrical, thermic, vehicular, and the one of the strategy in Colombia. Although Ecopetrol's gas sales only represent the 10% in volume of oil and sold products, this fuel and commodity has started to play a core role in the development of the industry, the financial support in the company's operations and value in electric generation Works and the petrochemical sector.

Broad expectations have been set around natural gas in Colombia, starting from the production itself, the exportation and LNG and going to topics as the expected demand projections for the development of various sectors. It is because of this that an adequate planning, production and sales help the accomplishment of goals both of the company and the country, guiding the implementation of production projects that correspond to the reality of the demand and creating a positive impact that can eliminate or reduce the volumes of gas burning at the production camps and, this way, warrantee the supply for the internal areas of Ecopetrol or in the consumption sectors.

This work presents a proposal of a short term planning model that includes the planning of natural gas consumption of the internal areas of Ecopetrol, the national demand and exportation projections, the camp's production offer and the elaboration of different offer and demand scenarios.

* Workdegree

** Universidad Industrial de Santander. Petroleum Engineering Faculty. Hydrocarbon Management Specialization. Director: Bernardo Castro Castro. Mechanical engineer.

INTRODUCCIÓN

Ecopetrol S.A. es una empresa de energía enfocada en Crudo, Gas y Productos Refinados. La producción, los autoconsumos y la comercialización de estos productos se deben realizar de forma coordinada con el fin de optimizar los ingresos de la empresa y la utilización de los sistemas de producción, transporte y refinación.

Actualmente, en cuanto al gas natural, se han evidenciado aspectos susceptibles de mejora frente a temas como: la adecuada planeación de corto plazo en la cadena de suministro, la eliminación o reducción de quemas eventuales de gas en los campos del área de Santander, maximización de la producción de gas, crudo y condensados por la adecuada planeación de la demanda, maximización de las exportaciones de gas, mayor certidumbre en los pronósticos de producción y ventas de gas natural, ejecución de proyectos de producción de gas alineados con la demanda y reducción de tiempos de ejecución de mantenimientos programados, entre otros.

Estos aspectos se consolidan como acciones de mejora para la compañía de tal manera que se maximicen sus ingresos por una planeación ajustada y flexible a las variables internas y del entorno. Así pues, se traducen en proyecciones reales y oportunas de los consumos internos de gas, conexión entre los planes operativos de producción y de consumo en los procesos de refinación, realización de procedimientos para la elaboración de proyecciones de demanda y desarrollo de disciplina operativa en la proyección de consumos internos de la compañía.

Este trabajo se presenta como una propuesta para el mejoramiento de los hechos listados, partiendo del análisis de la oferta y la demanda de gas, para luego proponer una metodología de planeación de corto plazo de producción y ventas de gas natural.

Con la metodología seguida, se pretende apuntar de manera precisa a contextos deseables, como el cumplimiento de metas de ventas y producción de gas de la empresa, el desarrollo de proyectos de producción que corresponden con la realidad de la demanda y la reducción de volúmenes de quemas de gas en los campos de producción. Esto, a la vez garantiza el abastecimiento de gas en las áreas internas de Ecopetrol y en determinados sectores de consumo en el corto plazo.

1. PLANEACIÓN DE CORTO PLAZO DE PRODUCCIÓN Y VENTAS DE GAS NATURAL

La planeación de corto plazo de gas natural tiene como objetivo obtener un balance en la proyección de producción y ventas del producto, partiendo del análisis del mercado del gas natural en Colombia, los pronósticos de demanda (nacional, exportación y consumos internos de Ecopetrol), los pronósticos de oferta de los campos productores de gas donde Ecopetrol tiene participación y el balance entre la oferta y la demanda.

La calidad en los modelos de planeación de los balances, depende directamente del nivel de certeza de las proyecciones de demanda, de los pronósticos de oferta de gas y del entendimiento de las interacciones que existen en los agentes que intervienen en el sector del gas natural, aunado a la aplicación de un sector altamente regulado. El mercado del gas natural en Colombia es un mercado particular que se rige bajo la regulación de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), que debe cumplir con los principios de la Ley 142 de 1994 o Ley de Servicios Público Domiciliarios y en el que únicamente pueden participar los agentes establecidos por la ley.

A continuación se describe el funcionamiento del mercado del gas natural en Colombia:

1.1. AGENTES DEL MERCADO DE GAS NATURAL

El Decreto 2100 de 2011 expedido por el Ministerio de Minas y Energía establece mecanismos para promover el aseguramiento del abastecimiento nacional de gas natural. Específicamente, en su Artículo 2 define los Agentes participantes del mercado de gas natural en Colombia. Según este Decreto, los agentes son:

- Productores de gas
- Agentes Operacionales
- Agentes Exportadores
- Agentes Importadores
- Propietarios y/o transportadores en las Interconexiones Internacionales de Gas
- Propietarios y/u operadores de la Infraestructura de Regasificación

Este mismo Artículo, define a los Agentes Operacionales como las personas naturales o jurídicas entre las cuales se dan las relaciones técnicas y/o comerciales de compra, venta, suministro y/o transporte de gas natural, comenzando desde la producción o importación y pasando por los sistemas de transporte hasta alcanzar el punto de salida de un usuario. Siendo así que son agentes los productores-comercializadores, los comercializadores, los distribuidores, los transportadores, los usuarios no regulados y los almacenadores

independientes. Para los efectos de este Decreto el Comercializador de GNCV es un Agente Operacional.

1.1.1. Productores de gas.

En Colombia, según el reporte de producción real de la entidad Concentra¹, durante el primer semestre de 2015 la producción de gas natural fue de 1.140 GBTUD, de los cuales 667 GBTUD (59%) fueron consumidos en el interior del país, 350 GBTUD (31%) en la costa, 73 GBTUD (6%) se exportaron a Venezuela y 49 GBTUD (4%) se utilizaron en zonas aisladas del país.

Los productores de gas en Colombia están en la obligación de entregar el gas en las condiciones de Calidad establecidas por la Regulación. La Resolución CREG 071 de 1999 o Reglamento Único de Transporte de Gas Natural - RUT, modificada por la Resolución CREG 054 de 2007 establece, entre otras, la calidad del gas natural en Colombia.

En la tabla 1 se encuentran las especificaciones de calidad del gas natural.

Tabla 1. Especificaciones de calidad del gas natural en Colombia

ESPECIFICACIONES	Sistema Internacional	Sistema Inglés
Máximo poder calorífico bruto (GHV) (Nota 1)	42.8 MJ/m ³	1.150 BTU/ft ³
Mínimo poder calorífico bruto (GHV) (Nota 1)	35.4 MJ/m ³	950 BTU/ft ³
Contenido de líquido (Nota 2)	Libre de líquidos	Libre de líquidos
Contenido total de H ₂ S máximo	6 mg/m ³	0.25 grano/100PCS
Contenido total de azufre máximo	23 mg/m ³	1.0 grano/100PCS
Contenido CO ₂ , máximo en % volumen	2%	2%
Contenido de N ₂ , máximo en % volumen	3	3
Contenido de inertes	5%	5%

¹ Concentra es una empresa que nació como una iniciativa de las empresas del sector de Gas Natural. Desarrolla las funciones de crear y administrar un Sistema de Información especializado del sector de Gas Natural. La información integrada en dicho sistema, permite monitorear el comportamiento y tendencias del sector en materia de producción, transporte, distribución y consumo, con lo cual los agentes pueden tomar decisiones sectoriales de forma oportuna y eficiente.

máximo en % volumen (Nota 3)		
Contenido de oxígeno máximo en % volumen	0.1%	0.1%
Contenido máximo de vapor de agua	97 mg/m ³	6.0 Lb/MPCS
Temperatura de entrega máximo	49 °C	120°F
Temperatura de entrega mínimo	7.2 °C	45 °F
Contenido máximo de polvos y material en suspensión (Nota 4)	1.6 mg/m ³	0.7 grano/1000 pc

Fuente: CREG. Reglamento Único de Transporte de Gas Natural

Nota 1: Todos los datos sobre metro cúbico o pie cúbico de gas están referidos a Condiciones Estándar².

Nota 2: Los líquidos pueden ser: hidrocarburos, agua y otros contaminantes en estado líquido.

Nota 3: Se considera como contenido de inertes la suma de los contenidos de CO₂, nitrógeno y oxígeno.

Nota 4: El máximo tamaño de las partículas debe ser 15 micrones.

Las condiciones de calidad del gas descritas en la tabla 1 se conocen en el mercado del gas natural como las condiciones RUT. Todas las fuentes de producción de gas que pretendan ser transportadas a través de la red interconectada de gasoductos o Sistema Nacional de Transporte, deben encontrarse en condiciones RUT.

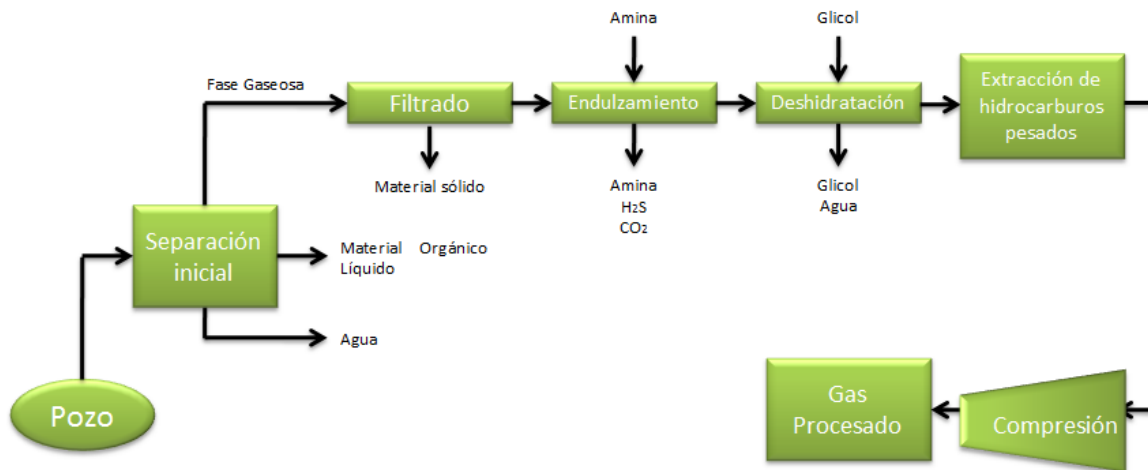
Dependiendo del yacimiento, la composición del gas natural difiere, por lo que el tratamiento necesario en cada campo de producción es diferente.

En general el tratamiento consiste en la remoción de agua, partículas sólidas, hidrocarburos pesados, compuestos de azufre y de nitrógeno y dióxido de carbono, entre otros.

A continuación se encuentra un diagrama de operaciones y un diagrama gráfico del procesamiento generalizado del gas natural:

² El Reglamento Único de Transporte de Gas Natural definen el pie cúbico estándar como el volumen de gas contenido en un pie cúbico a una presión de 14.65 PSIA, y a una temperatura de 60°F. Estas son las condiciones de referencia de los volúmenes y el poder calorífico del gas transportado por el Sistema Nacional de Transporte.

Figura 1. Procesamiento generalizado del gas natural (diagrama de equipos).



Fuente: Ecopetrol. Vicepresidencia Comercial y de Mercadeo. Gerencia de Gas. Libro del Gas.

Debido a que los yacimientos de hidrocarburos están compuestos principalmente por gas, petróleo y agua, las tres sustancias son traídas a la superficie. Aprovechando las diferencias en densidad de las tres sustancias, en una sola operación se hace la separación. El gas es la sustancia menos densa, por lo que sale por la parte superior del separador. El agua es la sustancia con mayor densidad de la mezcla, y es retirada por la parte inferior. El petróleo flota sobre el agua pues su densidad es menor, lo que permite que sea separado por la mitad.

Generalmente se instala en la parte superior del separador un extractor de niebla donde las gotas de líquido son atrapadas en una malla fina. Cuando las gotas adquieren un tamaño mayor, precipitan y caen al fondo del separador mientras que el gas pasa por el extractor de neblina y sale por la parte inferior del recipiente. El líquido se acumula en el fondo y sale por una válvula para ser transportados por un tubo hasta un tanque, el cual es vaciado por camiones tanqueros cuando alcanza su máximo nivel.

Una vez realizada la separación inicial, por medio de filtros se retira el material sólido contenido en el gas.

En los yacimientos, junto con el gas, el petróleo y el agua, hay sustancias no deseadas como el CO_2 y el H_2S . El dióxido de carbono en presencia de agua líquida produce corrosión y en condiciones criogénicas puede producir taponamientos por solidificación. El H_2S es un compuesto altamente tóxico en concentraciones por debajo de 100 ppm. Por lo anterior estas sustancias deben ser removidas. Una forma común de retirarlas es por medio de una absorción con soluciones acuosas de aminas (MEA, DEA, MDEA y otras). A la columna de absorción ingresa la amina por la parte superior y cae por gravedad. El gas ingresa por la parte inferior ascendiendo para encontrarse con la amina que cae.

Cuando quedan en contacto, el H₂S y el CO₂ son absorbidos por la fase líquida. Por la parte superior de la columna sale el gas despojado de esas dos sustancias. El gas de salida es también conocido como gas dulce. Por la parte inferior sale la amina con el material absorbido. La remoción de CO₂ y H₂S puede hacerse por otros métodos: adsorción física y métodos híbridos.

Si el contenido de vapor de agua en el gas es muy alto, se corre el riesgo que en los gasoductos, en las zonas donde la presión sea elevada y la temperatura reducida, el agua forme hidratos de metano sólidos generando grandes problemas en el transporte.

Para la formación de hidratos se requiere una concentración suficiente de moléculas de agua. Por lo tanto, un método para evitar la formación de hidratos es la eliminación de las moléculas de agua en el gas. Hay dos métodos:

- Deshidratación con glicol (generalmente TEG: trietilenglicol) o con un desecante sólido: en esta, el agua suspendida en el gas es absorbida por la solución de glicol.

- En el caso del deshidratador con desecante sólido se emplea un absorbente líquido que atrae hacia la superficie las moléculas de agua. Existen otros métodos físicos como el uso de tamices moleculares.

Dependiendo la composición del gas natural, en esta fase se retiran hidrocarburos líquidos valiosos como lo son el etano, propano, GLP y gasolina natural. El gas procesado debe cumplir las especificaciones de "dew point" de hidrocarburos y el poder calorífico. Los procesos más usados son: absorción con aceites livianos refrigerados, refrigeración externa y sistemas "turboexpander".

Para que el gas fluya por los gasoductos y así poder ser transportado, debe elevarse la presión por medio de compresores.

En el mapa de abajo se puede observar la ubicación de los principales campos productores de gas de Colombia.

Figura 2. Campos de Gas en Colombia



Fuente: Ecopetrol. Vicepresidencia Comercial y de Mercadeo. Gerencia de Gas. Libro del Gas.

Guajira

La fuente de mayor producción de gas en Colombia es Guajira (departamento de la Guajira), que se compone de tres campos: Ballena, Chuchupa y Riohacha. Ballena y Riohacha son campos “onshore” y Chuchupa es actualmente el único campo “offshore” de producción de hidrocarburos en Colombia.

El campo Guajira ha producido durante el primer semestre de 2015 en promedio 455 GBTUD de gas, equivalente al 39,9% de la producción total del país. El 57% de la producción de este campo es propiedad de Ecopetrol, y el 43% es de Chevron Petroleum Company, quien además es el operador del campo. De esta manera, la fuente Guajira abastece la costa y el interior del país, y abasteció hasta junio de 2015 la exportación de gas a Venezuela.

La producción de los campos Ballena y Chuchupa se transporta hasta el Complejo Industrial Ballena, en donde pasa por un proceso de deshidratación y compresión para quedar en condiciones RUT. Este gas es un gas seco, no asociado a crudo, que no requiere proceso de endulzamiento debido a la ausencia de H₂S y de CO₂.

Cusiana

La segunda fuente en orden de producción es Cusiana, que consta de tres plantas de procesamiento de gas que en conjunto tienen una capacidad de entregar al Sistema Nacional de Transporte hasta 270 MPCD de gas en condiciones RUT, que equivalen a 310 GBTUD, es decir, alrededor del 27% de la producción nacional. Las plantas están ubicadas en el municipio de Tauramena, Casanare, y reciben gas de campos del Casanare. En promedio, el 63% de la participación del gas procesado en la planta de gas Cusiana es de propiedad de Ecopetrol y el restante 37% es de propiedad de Equion, quien a su vez es el operador de los campos y de la planta de procesamiento.

Todo el gas de Cusiana es utilizado para abastecer la demanda del interior del país, sus plantas cuentan con sistemas de endulzamiento, deshidratación y remoción de hidrocarburos pesados. El gas Cusiana es un gas asociado al crudo, razón por la cual requiere mayor procesamiento que el gas Guajira.

Cupiagua

La planta de gas Cupiagua es la tercera fuente con mayor capacidad de producción y procesamiento de gas en Colombia: tiene una capacidad instalada de procesar 210 MPCD, de los cuales, a causa de restricciones en el sistema de transporte, el procesamiento real durante el primer semestre de 2015 ha sido de 127 MPCD que equivalen a 160 GBTUD, situándose en un 13% de la producción colombiana de gas. La propiedad de esta planta es 100% de Ecopetrol, quien es el operador de la misma.

Esta planta procesa gas proveniente del campo Cupiagua y queda ubicada en el municipio de Aguazul, Casanare. Igual que en el campo Cusiana, en Cupiagua el gas es asociado al crudo y requiere sistemas de endulzamiento, deshidratación y remoción de hidrocarburos pesados para ser entregado al Sistema Nacional de Transporte en condiciones RUT. Todo el gas de Cupiagua es utilizado para abastecer la demanda del interior del país.

La Creciente

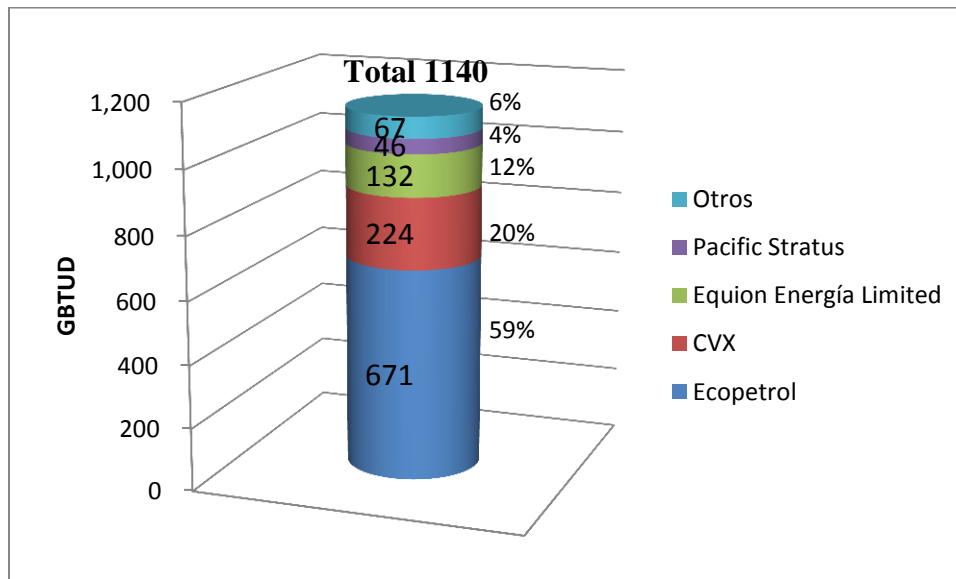
En la costa norte del país, en el municipio de San Pedro, Sucre, se encuentra el campo La Creciente, con participación 100% de Pacific, quien es el operador del campo. Este campo produce cerca de 60 MPCD, que equivale a 60 GBTUD. Esta producción se usa principalmente para la generación de energía eléctrica en la costa norte y constituye cerca del 5% de la producción nacional.

Gibraltar

En inmediaciones de los departamentos de Norte de Santander y Boyacá, cerca de Toledo, Norte de Santander, se encuentra la planta de gas Gibraltar. Esta planta tiene capacidad para procesar 36 MPCD de los pozos del campo Gibraltar, que equivalen a 39 GBTUD (3% de la producción nacional). Ecopetrol es el operador y dueño del 100% de la participación de esta, aunque tiene suscrito un contrato de Operación y Mantenimiento con una la firma contratista. Esta abastece la demanda de Bucaramanga y parte de los consumos de la Refinería de Barrancabermeja.

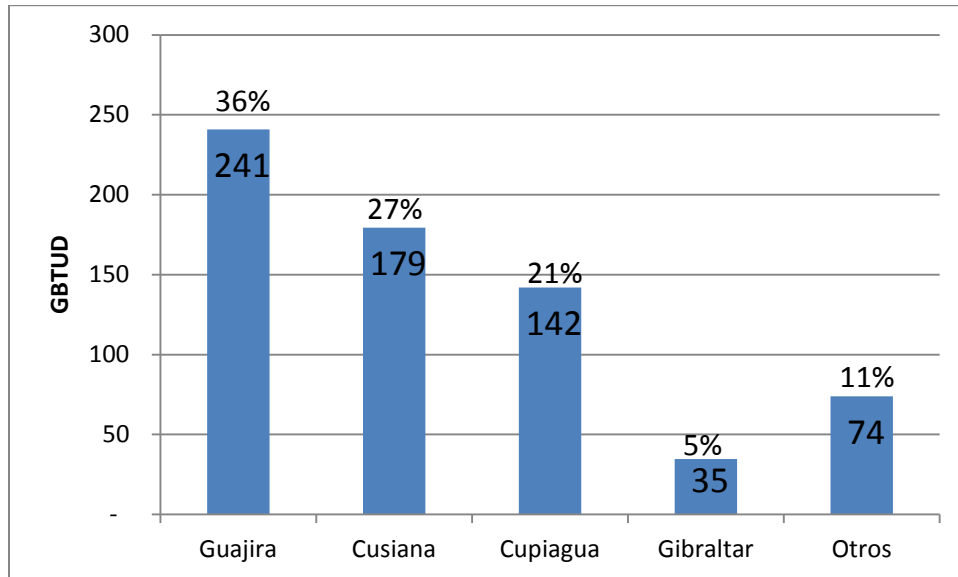
A continuación se encuentra la producción promedio de gas por productor, durante el primer semestre de 2015:

Figura 3. Producción promedio de gas por productor, primer semestre 2015.



En la figura a continuación se desagrega la producción de Ecopetrol por campo de producción.

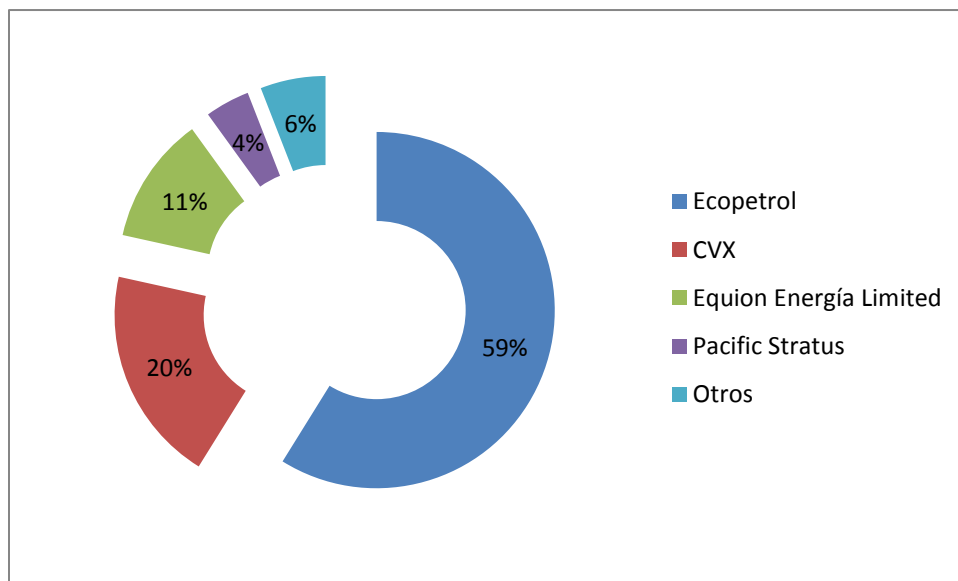
Figura 4. Producción promedio de gas de Ecopetrol por campo, primer semestre de 2015.



En la figura de abajo se encuentra la participación de los principales productores de gas de Colombia en el mercado.

A la luz del Decreto 2100 de 2011, los productores de gas natural pueden usar la producción de gas para sus consumos internos, o pueden venderla a comercializadores, distribuidores y/o a usuarios no regulados.

Figura 5. Participación promedio de gas por productor, primer semestre 2015.



1.1.2. Transportadores.

El gas natural se puede transportar vía terrestre o vía marítima. En tierra firme el gas natural se transporta por medio de extensas tuberías de acero, que se denominan gasoductos, y van desde los campos de producción hasta los centros de consumo. Algunos gasoductos tienen miles de kilómetros de longitud y van de un país a otro, acerca de los cuales, en América Latina se pueden encontrar algunos importantes ejemplos, como el de la línea de más de 3.000 kilómetros que suministra gas de Bolivia hacia Argentina.

Vía marítima se puede transportar en buques especialmente acondicionados con enormes depósitos en forma de cilindros o esferas, lo que facilita su comercio en el ámbito mundial. En este caso el gas se transporta como líquido comprimido a altas presiones.

En Colombia, con excepción de algunos casos en donde se utilizan gasoductos virtuales³, la producción de gas natural se transporta a través de gasoductos. A este respecto, la regulación definió a través del Decreto 2100 de 2011 del Ministerio de Minas y Energía, en su Artículo 2, que el Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural – SNT es el conjunto de gasoductos localizados en el territorio nacional, excluyendo conexiones y gasoductos dedicados, que vinculan los centros de producción de gas del país con las puertas de ciudad, con los sistemas de distribución, con los usuarios no regulados y con las Interconexiones Internacionales de Gas Natural y sistemas de almacenamiento.

A través de este sistema, se busca suministrar gas natural a los principales centros de consumo industrial y residencial del país con el objetivo de cumplir con el plan de masificación del gas natural, el cual busca, entre otros, reducir el consumo de leña y la tala de árboles.

Esta red está conformada por un sistema de gasoductos principales a los cuales se conectan ramales regionales. Estos últimos transportan el gas hasta los municipios. Así, el gas es llevado a los diferentes consumidores finales. A continuación se encuentra un mapa del SNT:

³ Los gasoductos virtuales son sistemas a través de los cuales el gas se comprime y se enfría para ser almacenado en contenedores herméticos de fibra de carbono y polietileno de alta densidad, para ser transportado en camiones. Una vez se llega al sitio de destino, el gas se descomprime hasta la presión requerida.

Figura 7. Gasoducto Ballena - Barrancabermeja



Fuente: Ecopetrol. Vicepresidencia Comercial y de Mercadeo. Gerencia de Gas. Mapa del Gas, Colombia, 2014.

Ballenas - Barrancabermeja

El gasoducto Ballena – Barrancabermeja es un sistema de propiedad y operado por la Transportadora de Gas Internacional - TGI S.A. E.S.P., cuenta con seis estaciones de compresión y una estación Terminal en Barrancabermeja (km 578,8 + 000), sistema de telecomunicaciones a lo largo del trazado, estaciones de lanzamiento y recepción de raspadores y válvulas de corte o seccionamiento.⁴

⁴ Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P. Red de gasoductos [online]. Bogotá, Colombia. Sitio web: <http://www.tgi.com.co/index.php/es/nuestra-operacion/mapa-red-nacional-de-gasoductos/gasoducto-ballena-barrancabermeja>

Los 578,8 km de construcción de la línea principal se realizaron en tubería de 18 pulgadas de diámetro; los 199 km de ramales de conducción de gas hasta las 35 poblaciones beneficiarias del proyecto en su etapa inicial, fueron construidos en tubería de 2", 3" y 10" de diámetro.

La capacidad máxima de transporte del gasoducto Ballena - Barrancabermeja es de 260 MSCFD, a condiciones de presión de 1,200 psig en la estación Ballena (Campo Chuchupa) y 650 psig en Barrancabermeja. A través de este gasoducto se transporta el gas Guajira que abastece a la Refinería de Barrancabermeja, utilizando un contrato de transporte en firme que tiene suscrito Ecopetrol con TGI S.A. E.S.P.

Ballenas Cartagena

El gasoducto Ballena – Cartagena es un sistema de propiedad y operado por Promigas S.A. E.S.P., cuenta con dos estaciones compresoras (Palomino y Caracolí), sistema de telecomunicaciones a lo largo del gasoducto, estaciones de lanzamiento y recepción de raspadores y válvulas de corte o seccionamiento.

Figura 8. Gasoducto Ballena - Cartagena



Fuente: Ecopetrol. Vicepresidencia Comercial y de Mercadeo. Gerencia de Gas. Mapa del Gas, Colombia, 2014.

El gasoducto Ballena – Cartagena, tiene una longitud total de 673,3 km de tubería, transporta gas natural proveniente de la fuente Guajira. El gas se recibe en la Estación Ballena (La Guajira) y se transporta hasta las ciudades de Santa Marta, Barranquilla y Cartagena, atendiendo, además, a lo largo de su recorrido, a varias poblaciones, plantas termoeléctricas de la Costa Atlántica, distribuidoras de gas

natural y otros clientes industriales, dentro de los que se encuentra la Refinería de Cartagena.⁵

Gibraltar - Barrancabermeja

El tercer gasoducto relevante para el abastecimiento interno de gas natural de Ecopetrol es el gasoducto Gibraltar – Barrancabermeja. Este gasoducto tiene una capacidad máxima de transporte de 49,9 MPCD entre Gibraltar y Bucaramanga, y de 36,2 MPCD entre Bucaramanga y Barrancabermeja.⁶

Gibraltar – Barrancabermeja recibe principalmente el gas de la planta de gas Gibraltar, sin embargo, dado que tiene entrada desde el sistema de TGI que transporta el gas de Guajira a Barrancabermeja, puede operar en contraflujo para recibir gas Guajira y entregarlo a Bucaramanga, en situaciones de indisponibilidad de la planta Gibraltar. La refinería de Barrancabermeja recibe alrededor de 25 MPCD a través de este sistema.

Figura 9. Gasoducto Gibraltar - Barrancabermeja.



Fuente: Ecopetrol. Vicepresidencia Comercial y de Mercadeo. Gerencia de Gas. Mapa del Gas, Colombia, 2014.

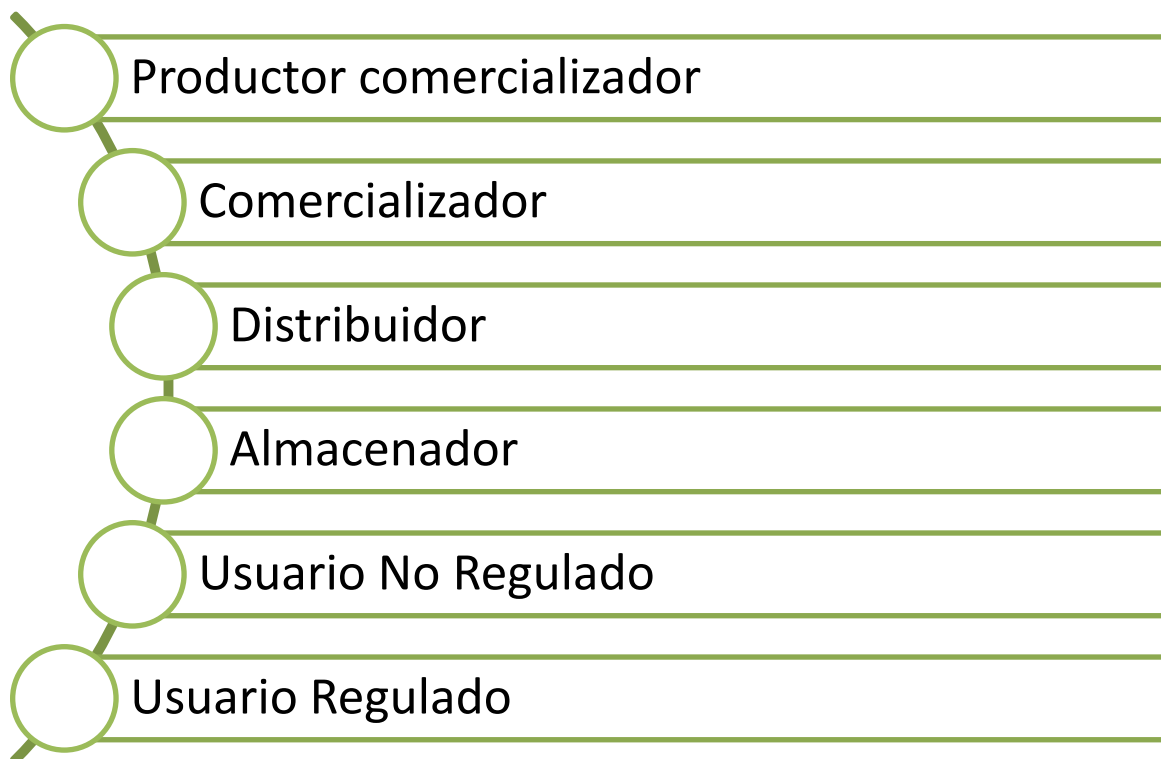
1.1.3. Remitentes.

El reglamento Único de Transporte de Gas Natural – RUT define que un remitente es aquella persona con la cual un Transportador ha celebrado un Contrato para prestar el Servicio de Transporte de Gas Natural. Puede ser alguno de los siguientes Agentes: un Productor comercializador, un Comercializador, un Distribuidor, un Almacenador, un Usuario No Regulado o un Usuario Regulado atendido a través de un Comercializador.

⁵ Promigas S.A. E.S.P. Información y procedimientos operacionales [online]. Barranquilla, Colombia. Sitio web: http://www.promigas.com/wps/wcm/connect/web_content/NeoPromigas/BEO/Manual+del+transportador/Procedimientos+operacionales/

⁶ Transoriente S.A. E.S.P. Condiciones Técnicas del Sistema de Transporte [online]. Bucaramanga, Colombia. <http://www.transoriente.com.co/Contenido/Default.aspx?id=112>

Figura 10. Remitentes



Los remitentes de los sistemas de transporte de gas pueden ser consumidores que utilizan el gas para diversas finalidades. Dependiendo del uso que le den, se clasifican en un segmento de demanda. Existen remitentes de mercado Residencial, GNV, Industrial, Petroquímico, Generación Térmica, Gas para Compresoras del SNT, Refinerías y otros consumos de Ecopetrol.

Para el primer semestre de 2015, de acuerdo con cálculos propios de Ecopetrol, la demanda total de gas fue de 1.094 GBTUD, de los cuales el mayor consumo de gas lo tuvo el sector térmico, con un 28% del total de la demanda, equivalente a 309 GBTUD. A continuación se muestran los resultados de los cálculos de Ecopetrol de demanda nacional:

Tabla 2. Demanda de Gas, Primer semestre 2015

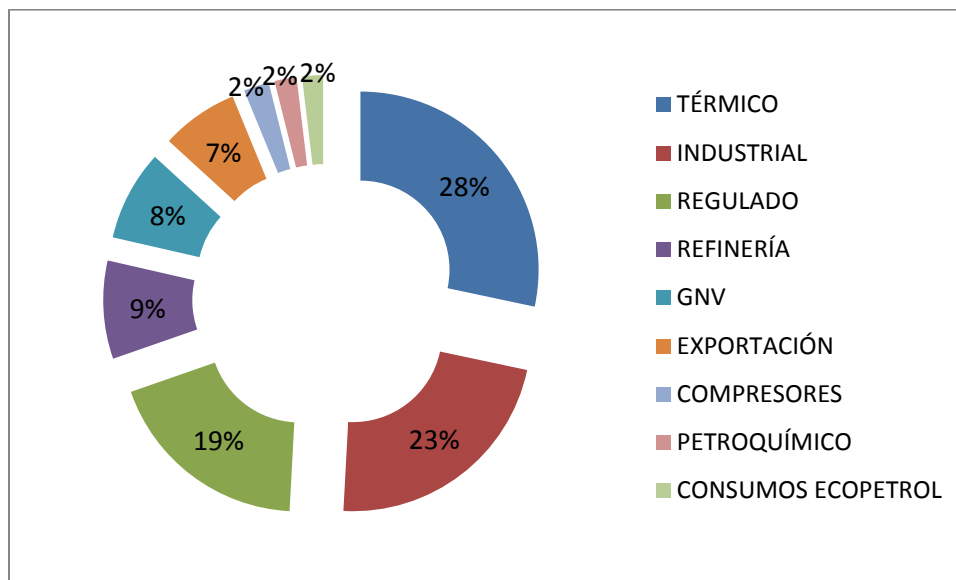
SECTOR	DEMANDA (GBTUD)	DEMANDA (%)	Usos
REGULADO	205	18,8%	Hogares
GNV	90	8,2%	Vehículos automotores
PETROQUÍMICO	22	2,0%	Plásticos, Fertilizantes
INDUSTRIAL	247	22,5%	Alimentos,

			Cementos, Generación Energía Eléctrica
REFINERÍA	97	8,9%	Calentamiento, Materia Prima, Generación Energía Eléctrica
CONSUMOS ECOPETROL	21	1,9%	Generación Energía Eléctrica
COMPRESORES	25	2,3%	Compresores
TÉRMICO	309	28,3%	Generación Energía Eléctrica
EXPORTACIÓN	76	7,0%	Exportación
TOTAL	1.094	100,0%	

Fuente: Ecopetrol. Vicepresidencia Comercial y de Mercadeo. Gerencia de Gas. Cálculo Demanda, 2015.

La figura a continuación, muestra la distribución porcentual de la demanda de gas natural en Colombia del primer semestre de 2015:

Figura 11. Distribución porcentual, demanda de gas natural en Colombia, primer semestre de 2015.



Uno de los usos más conocidos del gas natural es el del sector doméstico. En Colombia este sector es considerado como demanda esencial de gas, reconocido por el Decreto 880 de 2007 del Ministerio de Minas y Energía y significando que tiene prelación sobre otros consumos de gas natural. La demanda del sector

doméstico abarca la de los hogares y la de la pequeña industria inmersa en la red de gas combustible.

Los distribuidores de gas natural son aquellos agentes que construyen en las puertas de ciudad sistemas de odorización y regulación de gas, y en las ciudades, construyen redes de distribución de gas para llevar el gas a los domicilios. En la tabla siguiente se encuentran las principales empresas distribuidoras del país:

Tabla 3. Listado Principales Distribuidores de Gas de Colombia

Nombre	Ciudad	Inicio Operaciones
Madigas Ingenieros S.A. E.S.P.	Acacias (Meta)	01/06/1998
Gases Del Caribe S.A. E.S.P.	Barranquilla (Atlántico)	01/01/1996
Gas Natural S.A E.S.P	Bogota, D.C. (Bogota, D.C.)	13/12/1994
Gas Natural Del Oriente S.A. E.S.P.	Bucaramanga (Santander)	29/12/1994
Gases De Occidente S.A. E.S.P.	Cali (Valle Del Cauca)	30/09/1997
Surtidora De Gas Del Caribe S.A. E.S.P	Cartagena De Indias (Bolívar)	01/01/1996
Gases Del Oriente S.A. E.S.P.	Cúcuta (Norte De Santander)	01/01/1996
Metrogas De Colombia S.A. E.S.P	Floridablanca (Santander)	30/12/1996
Alcanos De Colombia S.A. E.S.P	Ibagué (Tolima)	19/11/1998
Efigas Gas Natural S.A. E.S.P.	Manizales (Caldas)	26/04/1997
Empresas Públicas De Medellín E.S.P.	Medellín (Antioquia)	01/01/1996
Alcanos De Colombia S.A. E.S.P.	Neiva (Huila)	01/01/1996
Gases De La Guajira S.A. E.S.P.	Riohacha (La Guajira)	01/01/1996
Gas Natural Cundiboyacense S.A. E.S.P.	Tunja (Boyacá)	28/05/1998
Gas Natural Del Cesar S.A. E.S.P.	Valledupar	02/01/1997
Gases Del Llano S.A. E.S.P.	Villavicencio (Meta)	01/01/1996
Empresa De Energía De Casanare S.A. E.S.P.	Yopal (Casanare)	22/11/2004
Gases Del Cusiana S.A. E.S.P	Yopal (Casanare)	01/01/1996

Fuente: Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG.

La demanda del sector vehicular, más conocida como GNV se ha venido impulsando en Colombia desde 1987. Actualmente las empresas productoras, transportadoras y distribuidoras de gas impulsan el consumo del gas natural como combustible para vehículos a través del otorgamiento de bonos económicos a los propietarios de los vehículos que realizan la conversión a gas. Los objetivos con el plan de incentivos es lograr la conversión de más automóviles planteando las siguientes estrategias:

- Reducción del costo de la conversión
- Incentivar el consumo de gas natural y fidelizar clientes
- Promover la formación de mecánicos
- Proveer información sobre el desempeño de vehículos

En la industria petroquímica el gas natural se utiliza como materia prima, en particular en aquellas que requieren metano en sus procesos industriales. Algunos de los subproductos del metano son: Monóxido de carbono, Hidrógeno, Metanol, Ácido acético, Anhídrido acético, entre otros.

Uno de los principales procesos en los que se utiliza el gas natural como materia prima es el “reformado del gas natural” en el que se hace reaccionar el metano del gas natural con vapor de agua a alta presión y alta temperatura, de tal forma que se obtiene hidrógeno y CO₂. Luego de un proceso de purificación, el hidrógeno se puede obtener con una pureza muy alta. De esta manera también se utiliza gas natural como materia prima en las industrias que requieran la producción de hidrógeno de alta pureza como por ejemplo en la industria del amonio.

En la industria, el gas natural se utiliza también como combustible en una gran cantidad de equipos, principalmente hornos y calderas. Es sustituto del diésel, del GLP, del kerosene, carbón, leña, etc.

Por ejemplo en las industrias de cerámicas, cemento, metales, y otras donde se requieren grandes hornos, el aprovechamiento energético y el ahorro en el consumo es notorio cuando se utiliza gas natural. En la industria del vidrio, los quemadores que utilizan gas natural tienen una llama adecuada, que permite una óptima transmisión de calor a la masa de cristal. En la industria de alimentos se utiliza eficientemente en los procesos de cocción y secado.

En el sector termoeléctrico, a pesar de que Colombia es un país que cuenta con amplia infraestructura de generación hídrica, también existe un parque termoeléctrico con capacidad instalada disponible para servir de respaldo en caso de sequía. En la costa, la planta de generación termoeléctrica más representativa es Tebsa, que puede tener consumos de gas de 130 GBTUD de gas.

Por su parte, en el interior del país, la planta con mayor capacidad de consumo de gas para generación termoeléctrica es Termosierra, que puede consumir hasta 76 GBTUD.

La demanda del sector termoeléctrico no es estable. En los periodos de verano térmico en Colombia, es decir, épocas del año con bajos aportes hídricos, la demanda térmica es bastante alta, mientras que en periodos de lluvias, donde los precios de bolsa del mercado eléctrico colombiano son bajos, el consumo es nulo en el interior del país, y mínimo en la costa.

En los capítulos 2 y 3 de este trabajo se profundizará sobre la demanda de gas, el consumo por cada sector, y la forma de proyectarla.

1.2. TIPOS DE CONTRATOS

Con anterioridad a la expedición de la Resolución CREG 089 de 2013, los contratos de gas se podían pactar de forma bilateral entre el comprador y el vendedor, definiéndose a través de negociaciones los precios y la duración de los contratos. Sin embargo, el Ministerio de Minas y Energía a través del Decreto 2100 de 2011 dispuso que con el fin de propender por el equilibrio de las relaciones contractuales entre los Agentes Operacionales, la CREG debía establecer los requisitos mínimos para cada una de las modalidades de los contratos previstos en la regulación. Fue así como la CREG en la Resolución 089 de 2013 dispuso los tipos de contratos que se permite celebrar entre agentes operacionales, y los requisitos mínimos de cada uno.

1.2.1. Contratos de Suministro.

Según el Artículo 9 de la Resolución CREG 089 de 2013, existen seis modalidades contractuales de suministro de gas:

- Contrato firme o que garantiza firmeza
- Contrato de suministro con firmeza condicionada
- Contrato de opción de compra de gas
- Contrato de opción de compra de gas contra exportaciones
- Contrato de suministro de contingencia
- Contrato con interrupciones

En la figura a continuación se esquematizan los agentes que participan en el mercado de suministro gas como vendedores y como compradores:

Figura 12. Agentes participantes mercado de suministro de gas natural.



Contrato en firme

Un contrato firme o que garantiza firmeza, CF, es un contrato escrito en el que un agente garantiza el servicio de suministro de una cantidad máxima de gas natural y sin interrupciones durante un período determinado, excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas. Esta modalidad de contrato requiere respaldo físico.

Firmeza condicionada

Por su parte, un contrato de suministro con firmeza condicionada, CFC es un contrato escrito en el que un agente garantiza el suministro de una cantidad máxima de gas natural durante un período determinado, sin interrupciones, excepto cuando se presente la condición de probable escasez y excepto en hasta cinco (5) días calendario definidos a discreción del vendedor. Para efectos de la ejecución de este tipo de contratos, la condición de probable escasez corresponderá a los eventos en que el precio del predespacho ideal del mercado

mayorista de energía eléctrica, en al menos una hora, sea igual o superior al 95% del precio de escasez de energía eléctrica del mes.

El precio de escasez es un precio establecido por la CREG y actualizado mensualmente con base en la variación de un índice de precios de combustibles (El índice corresponde al New York Harbor Residual Fuel Oil 1% Sulfur LP Spot Price).

Opción de compra

El complemento o la contraparte de un contrato de suministro con firmeza condicionada, es un contrato de opción de compra de gas, OCG, es decir, un contrato escrito en el que un agente garantiza el suministro de una cantidad máxima de gas natural durante un período determinado, sin interrupciones, cuando se presente la condición de probable escasez y en hasta cinco (5) días calendario adicionales definidos a discreción del comprador. El comprador debe pagar una prima por el derecho a tomar hasta la cantidad máxima de gas, y un precio de suministro al momento de la entrega del gas nominado. Las cantidades nominadas deberán ser aceptadas por el vendedor al ejercicio de la opción. La prima se paga mensualmente.

Opción de compra contra exportaciones

Un contrato similar al anterior, es un contrato de opción de compra de gas contra exportaciones, OCGX, el cual consiste en un contrato escrito en el que un agente garantiza el suministro de una cantidad máxima de gas natural, que está comprometida para exportaciones, durante un período determinado, sin interrupciones, cuando se presente la condición de entrega pactada entre el comprador y el vendedor. Dicha condición de entrega no podrá estar supeditada a la ocurrencia de aspectos técnicos y/u operativos. Las cantidades nominadas deberán ser aceptadas por el vendedor al ejercicio de la opción.

Contrato de suministro de contingencia

La CREG previó situaciones en las que algún productor o transportador de gas natural enfrente un evento que le impida la entrega del gas o la prestación del servicio de transporte. Para estas situaciones, estableció el contrato de suministro de contingencia, CSC, que es un contrato escrito en el que un participante del mercado garantiza el suministro de una cantidad máxima de gas natural desde una fuente alterna de suministro, sin interrupciones, cuando otro participante del mercado que suministra o transporta gas natural se enfrenta a un evento que le impide la prestación del servicio. El suministro de gas natural desde la fuente alterna y mediante esta modalidad contractual sólo se realizará durante el período en que se presente el mencionado impedimento para la prestación del servicio.

Contrato con interrupciones

Finalmente, la última modalidad contractual establecida, es el contrato con interrupciones, CI, que es un contrato escrito en el que las partes acuerdan no asumir compromiso de continuidad en la entrega, recibo o utilización de capacidad disponible en el suministro de gas natural, durante un período determinado. El servicio puede ser interrumpido por cualquiera de las partes, en cualquier momento y bajo cualquier circunstancia, dando aviso previo a la otra parte.

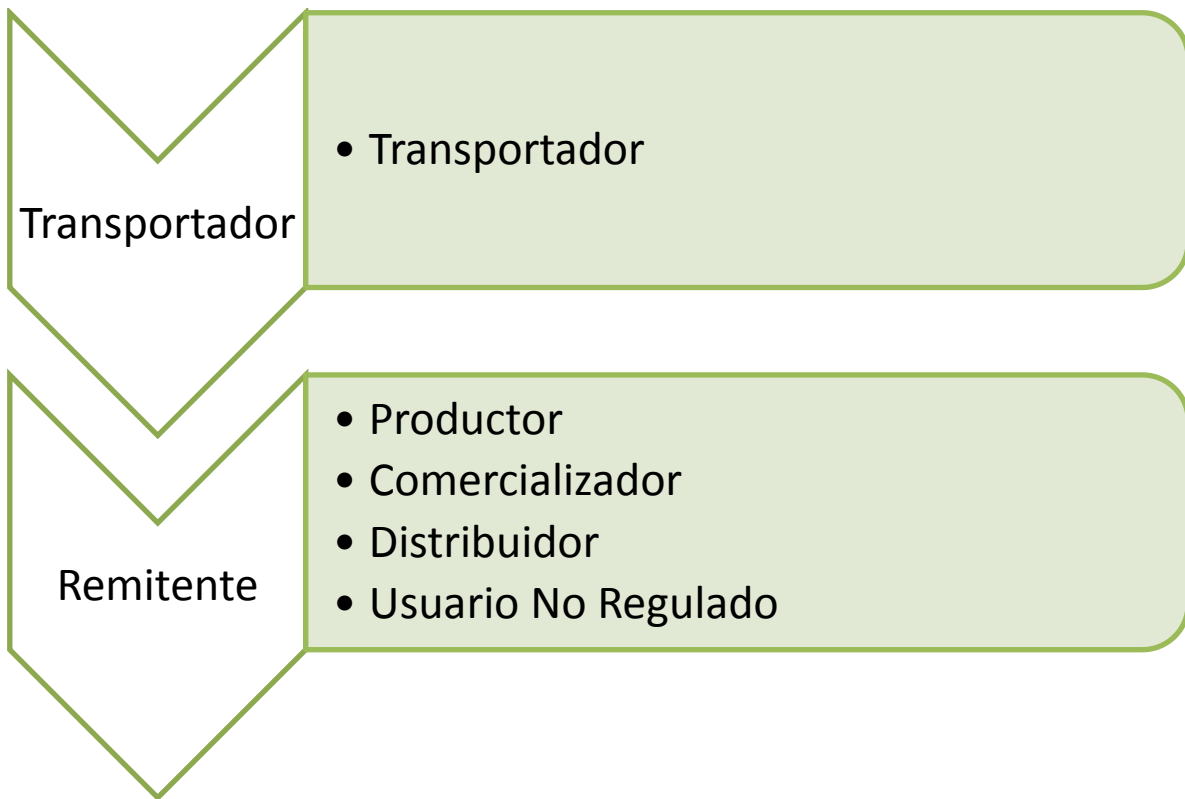
1.2.2. Contratos de Transporte.

En cuanto al transporte, la CREG a través del Artículo 9 de la Resolución CREG 089 de 2013, indicó que las modalidades contractuales de transporte de gas son cinco:

- Contrato firme o que garantiza firmeza
- Contrato de transporte con firmeza condicionada
- Contrato de opción de compra de transporte
- Contrato de transporte de contingencia
- Contrato con interrupciones

En la figura a continuación se esquematizan los agentes que participan en el mercado de transporte de gas:

Figura 13. Agentes participantes del mercado de transporte de gas natural.

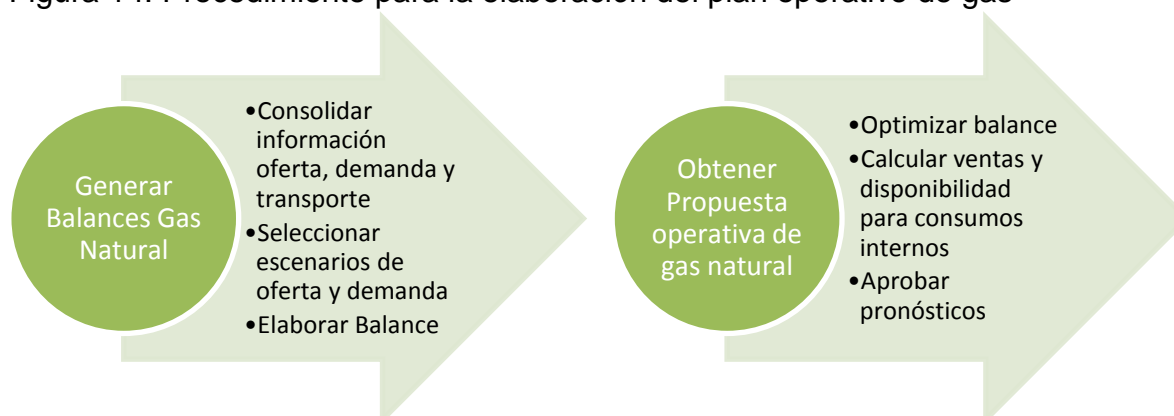


1.3. PROCESO DE PLANEACIÓN ACTUAL

Actualmente, en Ecopetrol se ejecuta un proceso de planeación de corto plazo de gas natural, cuyo objetivo es obtener un plan de producción y ventas de gas y la disponibilidad de gas para los consumos internos de Ecopetrol. El proceso parte de la proyección de disponibilidad de producción, se afecta en caso de haber limitaciones de transporte y con esta se atiende una demanda proyectada. El ejercicio no contempla los balances contractuales o los compromisos de venta que tienen Ecopetrol y los demás productores de gas, así como tampoco las interacciones necesarias para que la oferta de producción de gas responda a requerimientos del sector.

A continuación se muestra de forma esquemática el procedimiento para la elaboración del plan operativo, el cual se ejecuta mensualmente, y consiste en dos actividades que son Generar balance de gas natural y Obtener propuesta operativa de gas natural.

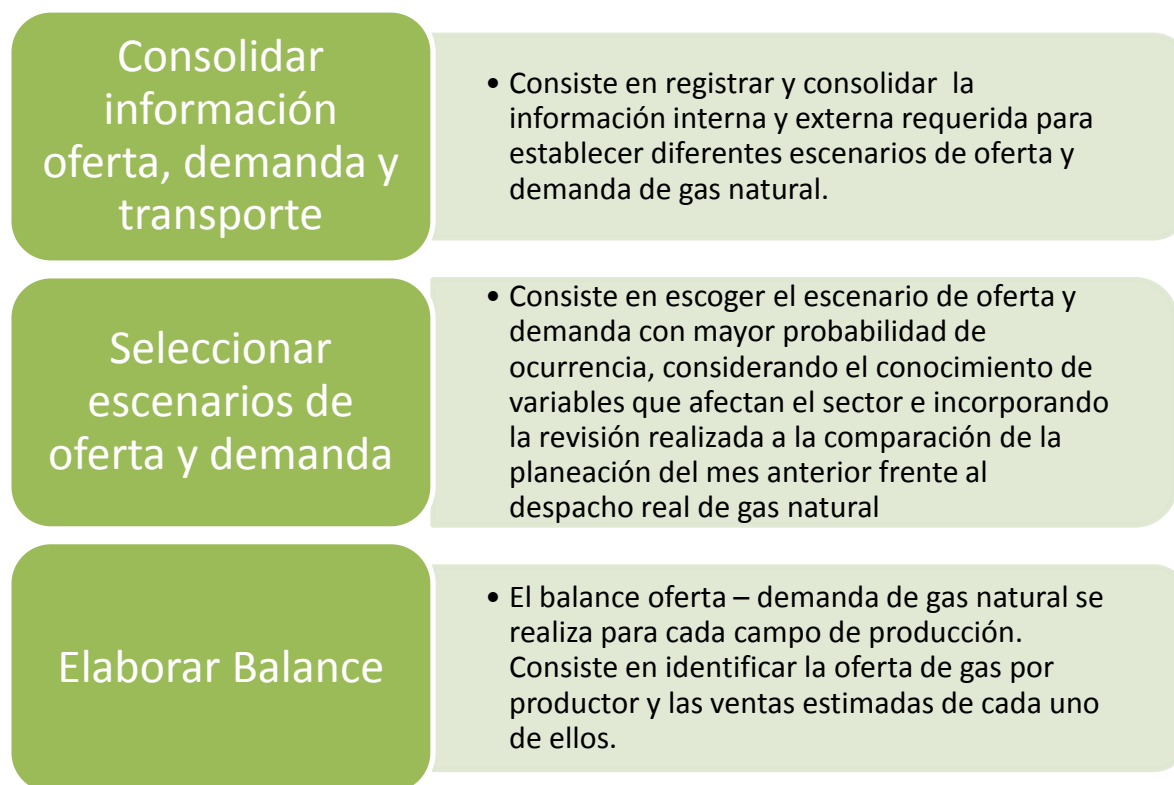
Figura 14. Procedimiento para la elaboración del plan operativo de gas



Fuente: Ecopetrol. Vicepresidencia Comercial y de Mercadeo. Gerencia de Gas. Procedimiento plan operativo de Gas, 2013.

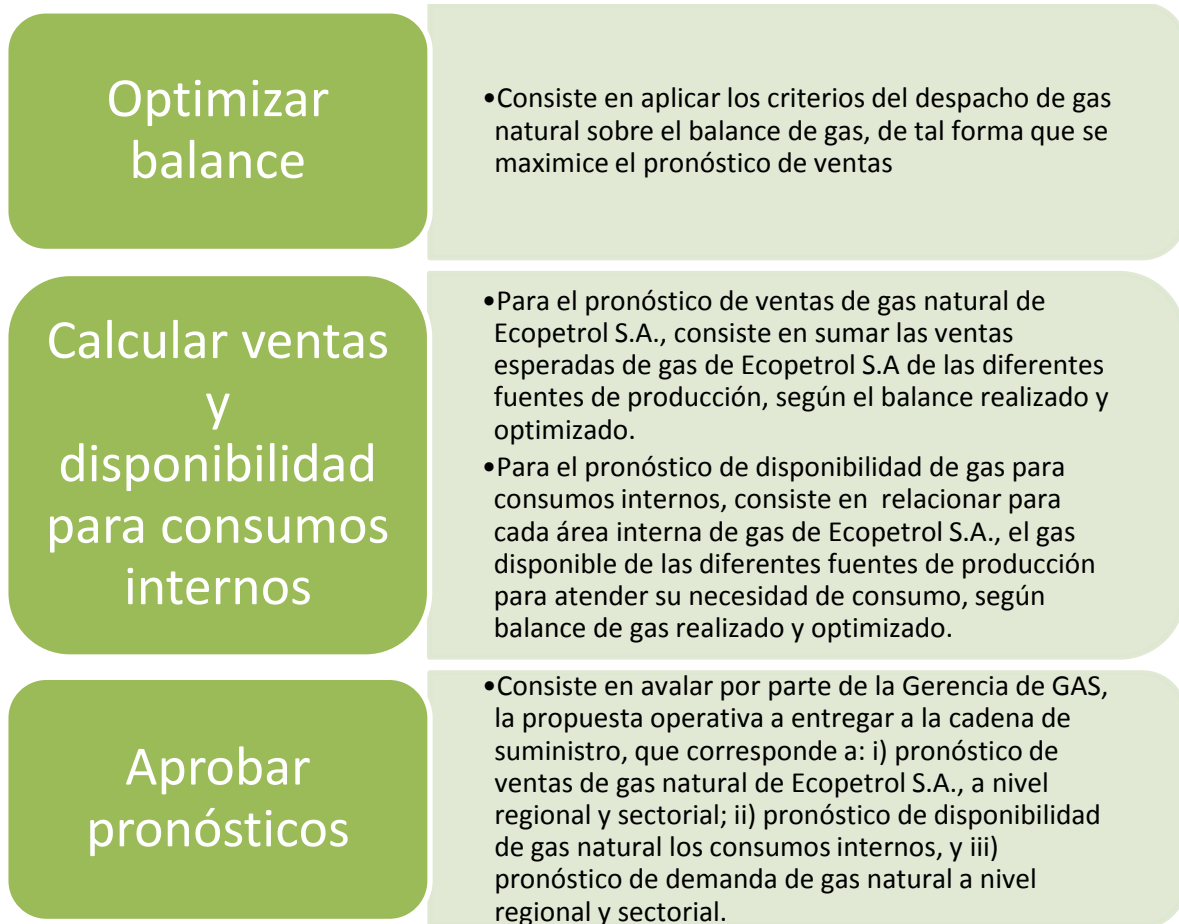
En detalle, los procesos de generar los balances de gas natural y de obtener la propuesta operativa de gas natural se explican en los siguientes diagramas:

Figura 15. Proceso generar balances de gas natural



Fuente: Ecopetrol. Vicepresidencia Comercial y de Mercadeo. Gerencia de Gas. Procedimiento plan operativo de Gas, 2013.

Figura 16. Proceso obtener la propuesta operativa de gas natural

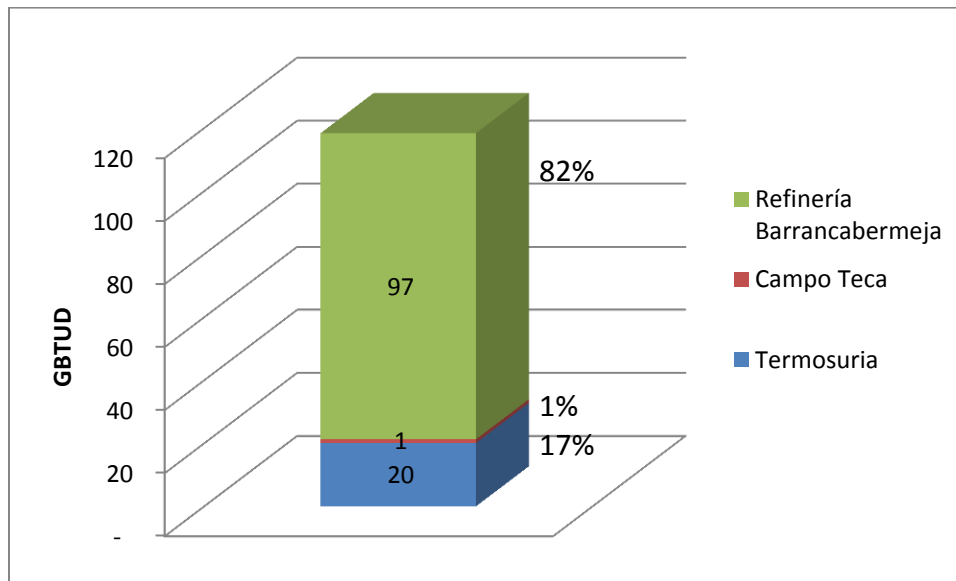


Fuente: Ecopetrol. Vicepresidencia Comercial y de Mercadeo. Gerencia de Gas. Procedimiento plan operativo de Gas, 2013.

2. PROYECCIÓN CONSUMOS INTERNOS DE GAS DE ECOPETROL

Dentro de la demanda nacional de gas natural, los consumos de Ecopetrol (entre sus actividades de producción y refinación de hidrocarburos) estuvieron en el primer semestre de 2015 alrededor del 118 GBTUD, alcanzando casi el 11% del consumo total de gas. El mayor consumo interno de gas natural de Ecopetrol es la Refinería de Barrancabermeja, que en operación estable está en aproximadamente 100 GBTUD.

Figura 17. Consumos Ecopetrol, primer semestre de 2015



Respecto a los campos de producción de crudo, en muchos de ellos se produce gas natural, el cual es utilizado en los mismos campos para sus propias necesidades. Estos campos, no requieren una coordinación logística de transporte de gas, ni se constituyen como una demanda a atender con gas de otras fuentes, razón por la cual no son incluidos dentro de los balances de planeación.

Sin embargo, existen campos de producción de crudo que no tienen gas asociado, o que la producción de gas propio no es suficiente para abastecer sus requerimientos, ya sea para generación de energía eléctrica, reinyección de gas o de vapor, entre otros. Estos campos si requieren una coordinación logística y comercial para asegurar el suministro y el transporte de gas de fuentes diferentes. Estos campos son entonces de incumbencia del ejercicio de planeación de corto plazo de gas natural.

2.1. REFINERÍA DE BARRANCABERMEJA

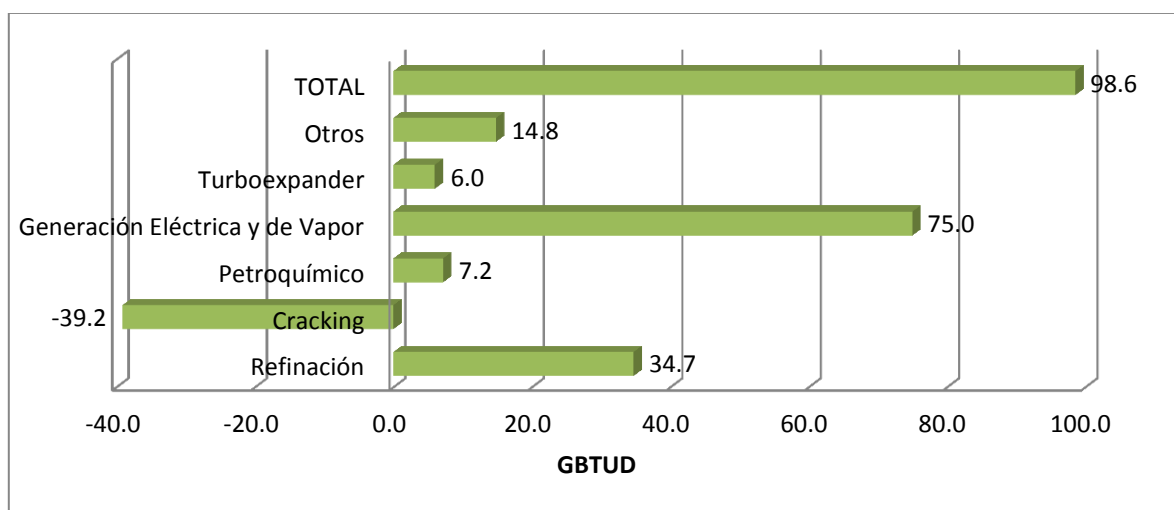
La Refinería de Barrancabermeja es un complejo industrial que se extiende en un área de 254 hectáreas, en las que se distribuyen más de cincuenta plantas y unidades de proceso, tratamiento, servicios y control ambiental. Entre ellas están

cinco unidades topping o de destilación atmosférica y de vacío, cuatro unidades de ruptura catalítica, dos plantas de polietileno y plantas de alquilación, ácido sulfúrico, parafinas, aromáticos y plantas para el procesamiento de residuos.

Cuenta además con facilidades auxiliares que son equipos y procedimientos no directamente involucrados con la refinación pero que adelantan funciones vitales para su operación. Tal es el caso de las calderas, la planta de hidrógeno, los sistemas de enfriamiento, los sistemas de recuperación de azufre y los sistemas de tratamiento de residuos o de control de la contaminación.

De las unidades utilizadas en el proceso de refinación y petroquímica, existen unidades que consumen gas natural, y otras que producen gas del proceso. A continuación se muestra el balance de gas por tipo de consumo en la Refinería. En los procesos de cracking uno de los subproductos es gases de combustión, razón por la cual tiene un valor negativo de consumos de gas. Los gases producidos en cracking se utilizan como entrada en los demás procesos.

Figura 18. Consumo de gas promedio en la Refinería de Barrancabermeja.

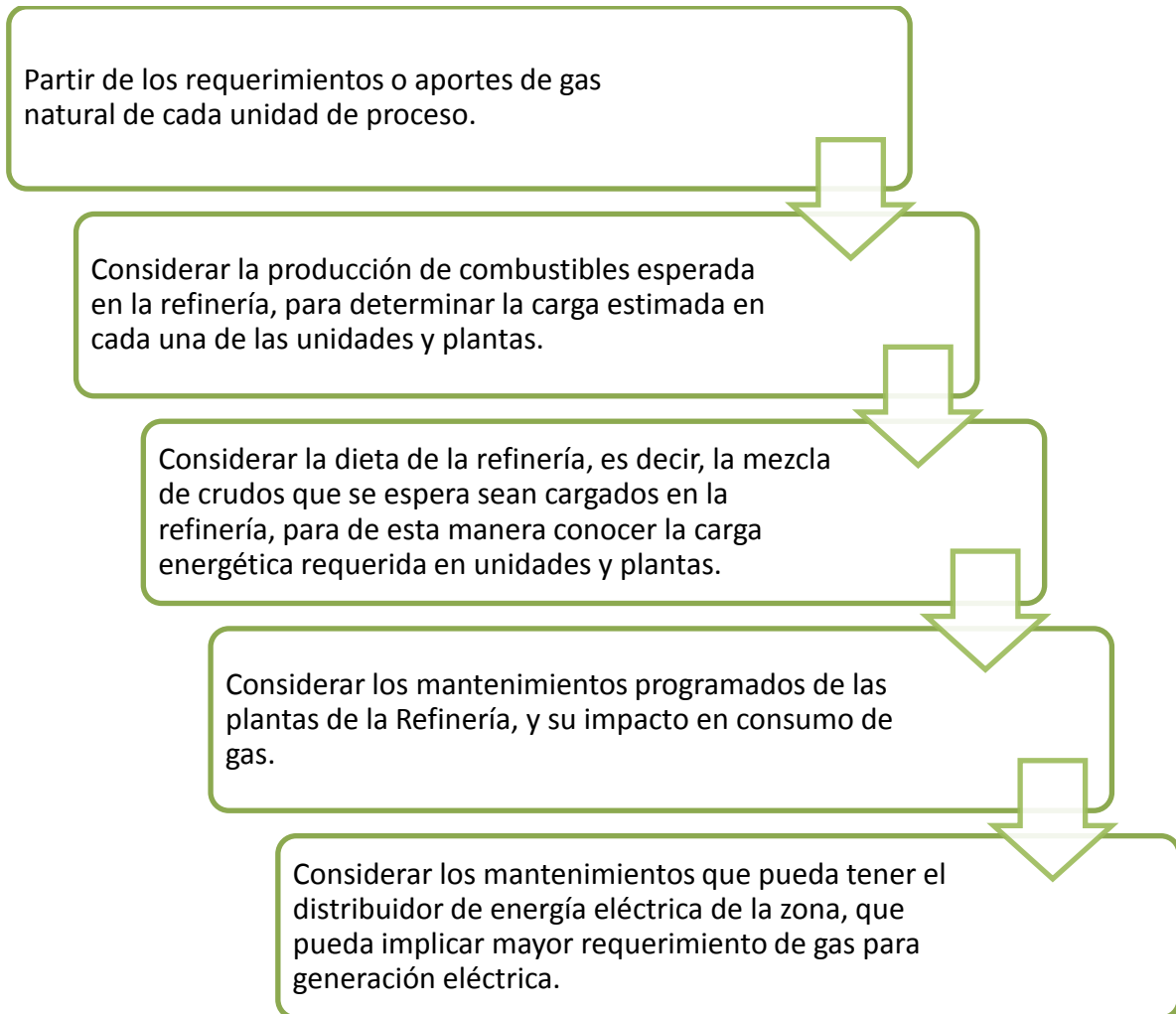


Fuente: Ecopetrol. Vicepresidencia de Refinación. Refinería de Barrancabermeja. Balance Gas Natural, 2015.

La refinería se abastece de diferentes fuentes de gas natural: en el área de Santander, se encuentran los campos Payoa, Provincia, Llanito, Cantagallo y la planta de gas El Centro. Otra fuente importante es la planta de gas Gibraltar. Finalmente, para completar los consumos de gas de la Refinería de Barrancabermeja, se entrega gas Guajira. Debido a la alta demanda que tiene el gas Guajira, se maximizan las entregas de gas de Campos de Santander y de Gibraltar a la Refinería, con el fin de que las cantidades entregadas de Guajira sean las mínimas. Es importante tener en cuenta la restricción de consumo mínimo de cada una de las fuentes.

La proyección de consumos de gas natural de la Refinería de Barrancabermeja, debe realizarse de la siguiente manera:

Figura 19. Proyección de consumos Refinería Barrancabermeja



El envío de la información lo debe realizar la Refinería de Barrancabermeja a la Gerencia de Gas a más tardar 5 días hábiles antes de la fecha máxima de envío de la planeación de gas natural

2.2. REFINERÍA DE CARTAGENA

La Refinería de Cartagena, ubicada en el área de Mamonal, actual zona industrial de Cartagena, fue construida para atender los requerimientos del norte y occidente del país. Tiene una ubicación estratégica debido a la existencia del Terminal del Oleoducto de la Andian National Corporation, hoy terminal de Refinería, las facilidades portuarias de la Bahía y su proximidad a la ciudad.

Hasta antes del proyecto de ampliación de la Refinería de Cartagena, se contaba con una capacidad de procesamiento de 80 KBD de crudo, para lo cual consumía alrededor de 14,9 GBTUD de gas. La nueva refinería tiene 31 plantas de procesamiento de crudo y de servicios industriales, con capacidad de procesamiento de hasta 165 KBD de crudo. Esta nueva capacidad de procesamiento implica un consumo de aproximadamente 80 GBTUD de gas.

Un consumo importante de gas en la nueva refinería es para la generación de energía eléctrica. La planta eléctrica de la refinería tendrá una capacidad instalada de 193 megavatios. Con capacidad de generar a gas natural, sin embargo, podrá utilizar un combustible alternativo (diésel) solo en casos de emergencia.

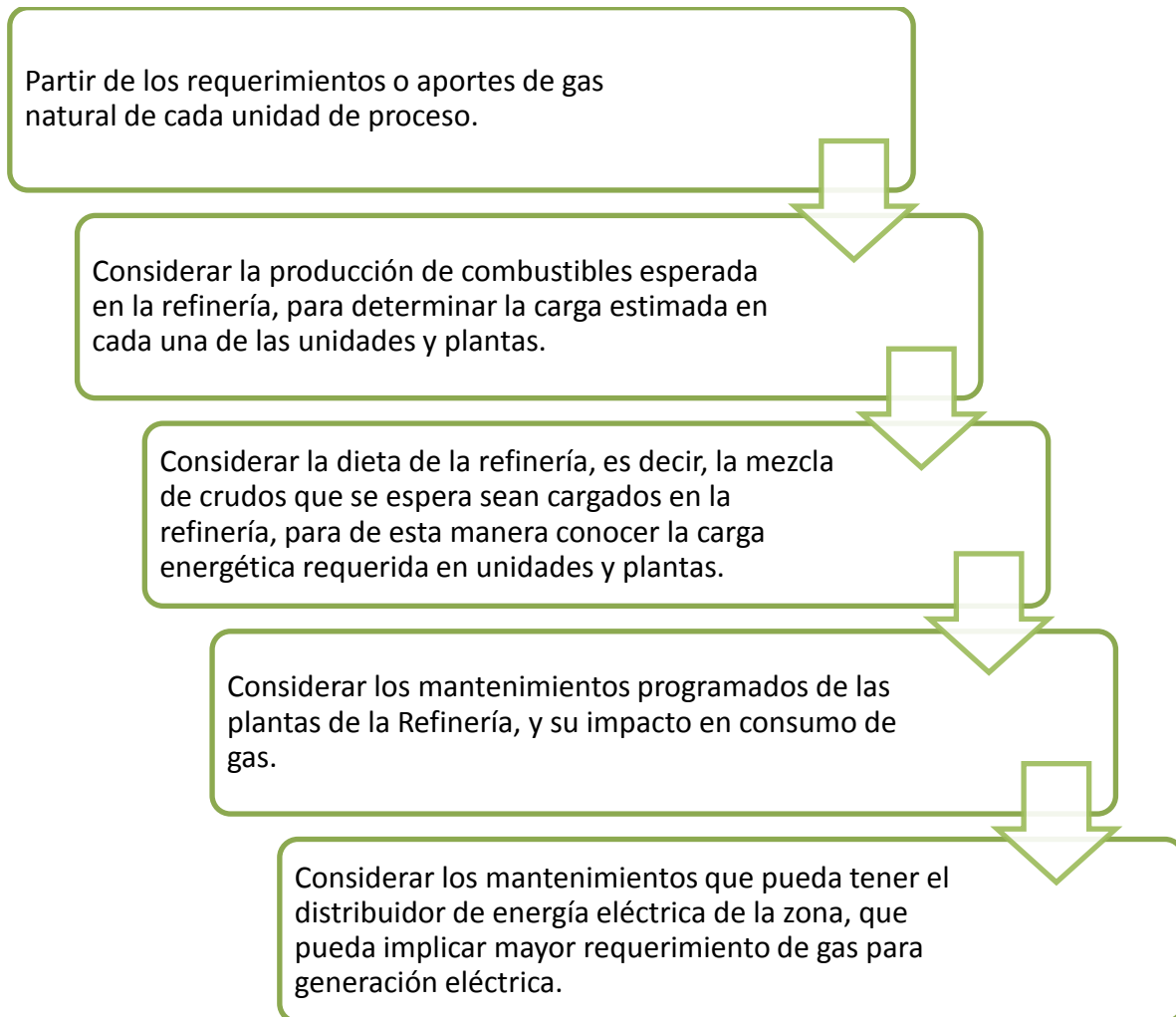
Consta de tres turbinas de gas, cada una de las cuales producirá 37,5 megavatios y un consumo de gas de 8,5 GBTUD cada una. Tiene además unas calderas recuperadoras de calor, que toman los gases calientes que se generan en las turbinas y en lugar de emitirlos a la atmósfera, los pasa a una caldera que calienta agua y genera vapor a 600 libras, con lo que se genera un patio de generación adicional con turbinas de vapor (cuatro en total). Dos de ellas de contrapresión y dos de condensación, que generan 20 megavatios de energía adicional, cada una.

Debido a que durante el segundo semestre de 2015 se tiene planeado el proceso de arranque y estabilización de la nueva refinería, no se conoce el consumo o aporte real de gas natural de cada uno de los equipos y plantas que la componen, sino que se cuenta con un valor teórico de cada una. Esto, unido a posibles retrasos en el cronograma, ha generado incertidumbre en las curvas de consumo de gas natural.

A causa de la ubicación de la Refinería de Cartagena, la única fuente de suministro es el gas Guajira. En este caso no existe la posibilidad de contar con diferentes fuentes de gas que se respalden entre ellas.

De forma similar con la Refinería de Barrancabermeja, la proyección de consumos de gas natural de la Refinería de Cartagena, debe consistir en:

Figura 20. Proyección de consumos Refinería Barrancabermeja



El envío de la información lo debe realizar la Refinería de Cartagena a la Gerencia de Gas a más tardar 5 días hábiles antes de la fecha máxima de envío de la planeación de gas natural.

2.3. TÉRMICAS LLANOS ORIENTALES

La Superintendencia de Operaciones Apiay tiene dos plantas de generación eléctrica a gas, que operan a gas. Estas plantas tienen una capacidad de generación de 40 Mw y 30 Mw respectivamente y se alimentan con la totalidad de producción de gas de Apiay, y la cantidad restante requerida se entrega desde Cusiana.

Si bien la generación eléctrica de estas térmicas es requerida de forma continua para abastecer de energía eléctrica la operación que tienen Ecopetrol y sus socios en la zona de los Llanos Orientales (que como consecuencia significa que el

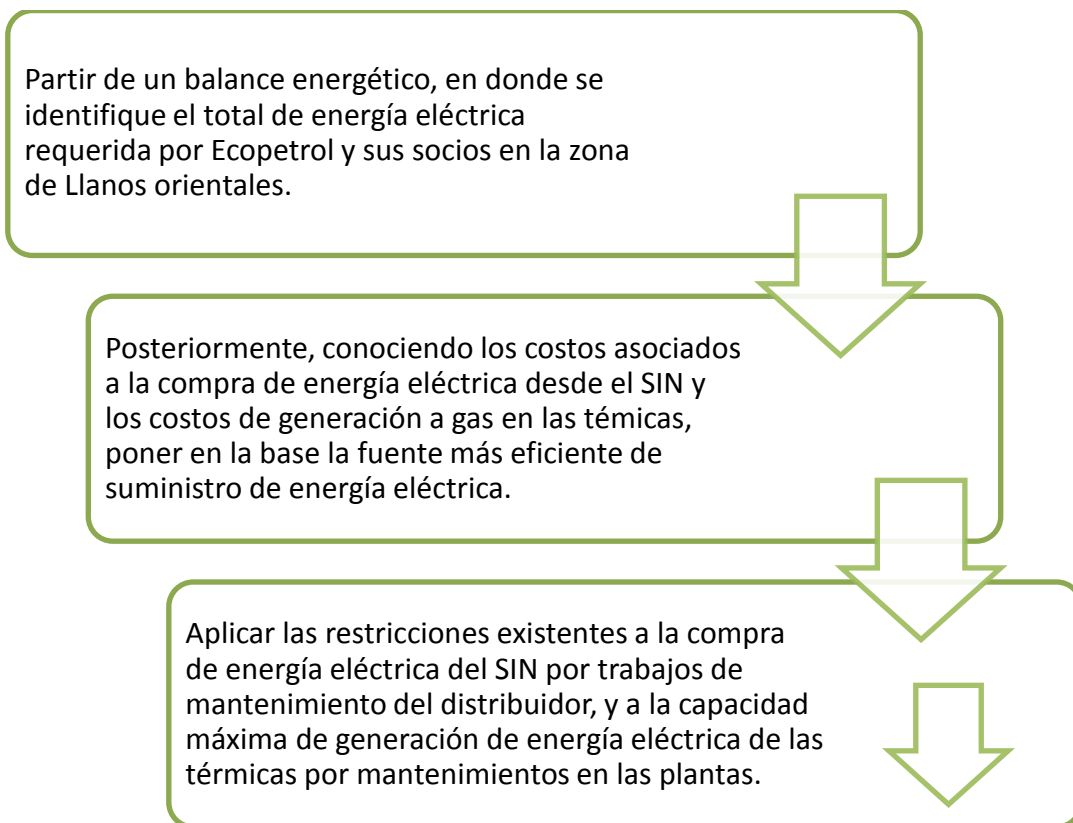
consumo de gas natural es estable), es importante en el proceso de planeación detectar posibles picos de consumo de gas Cusiana a causa de disminución en entregas desde Apiay por mantenimientos o paradas programadas.

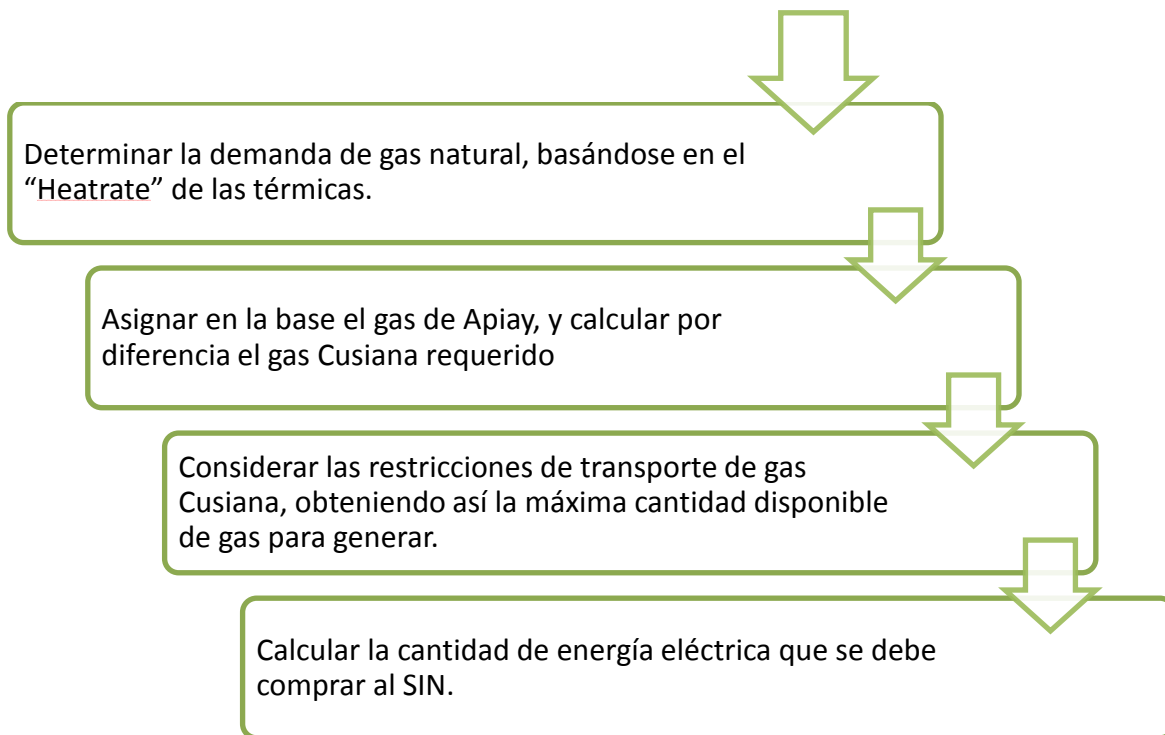
Existen cantidades de energía eléctrica que no pueden ser generadas por dichas térmicas, que son tomadas del Sistema Interconectado nacional – SIN, es decir, son compradas a un generador de energía eléctrica. Estas cantidades de energía se ven afectadas cuando existen trabajos de mantenimiento del distribuidor de energía eléctrica de la zona (EMSA).

Adicionalmente, dada la baja capacidad de transporte de gas disponible en el tramo Cusiana – Apiay y Apiay – Termocoa, se esperaría que el ejercicio de planeación de corto plazo de gas natural evidencie si el transporte contratado es suficiente para la demanda de gas o dé las alertas sobre posibles déficits de transporte.

El procedimiento de cálculo propuesto en este caso consiste en:

Figura 21. Proyección de consumos Térmicas Llanos Orientales.





El envío de la información lo debe realizar la Superintendencia de operaciones Apiay a la Gerencia de Gas a más tardar 5 días hábiles antes de la fecha máxima de envío de la planeación de gas natural

2.4. VICEPRESIDENCIA DE PRODUCCIÓN

Actualmente existen dos campos de producción de crudo que requieren gas natural para su operación. En ambos, el gas es utilizado para generación de energía eléctrica. Uno de estos campos está madurando un proyecto de generación de vapor con gas natural para hacer inyección de vapor como recobro mejorado, sin embargo, mientras no se sancione el proyecto, los consumos de gas serán únicamente para generación eléctrica.

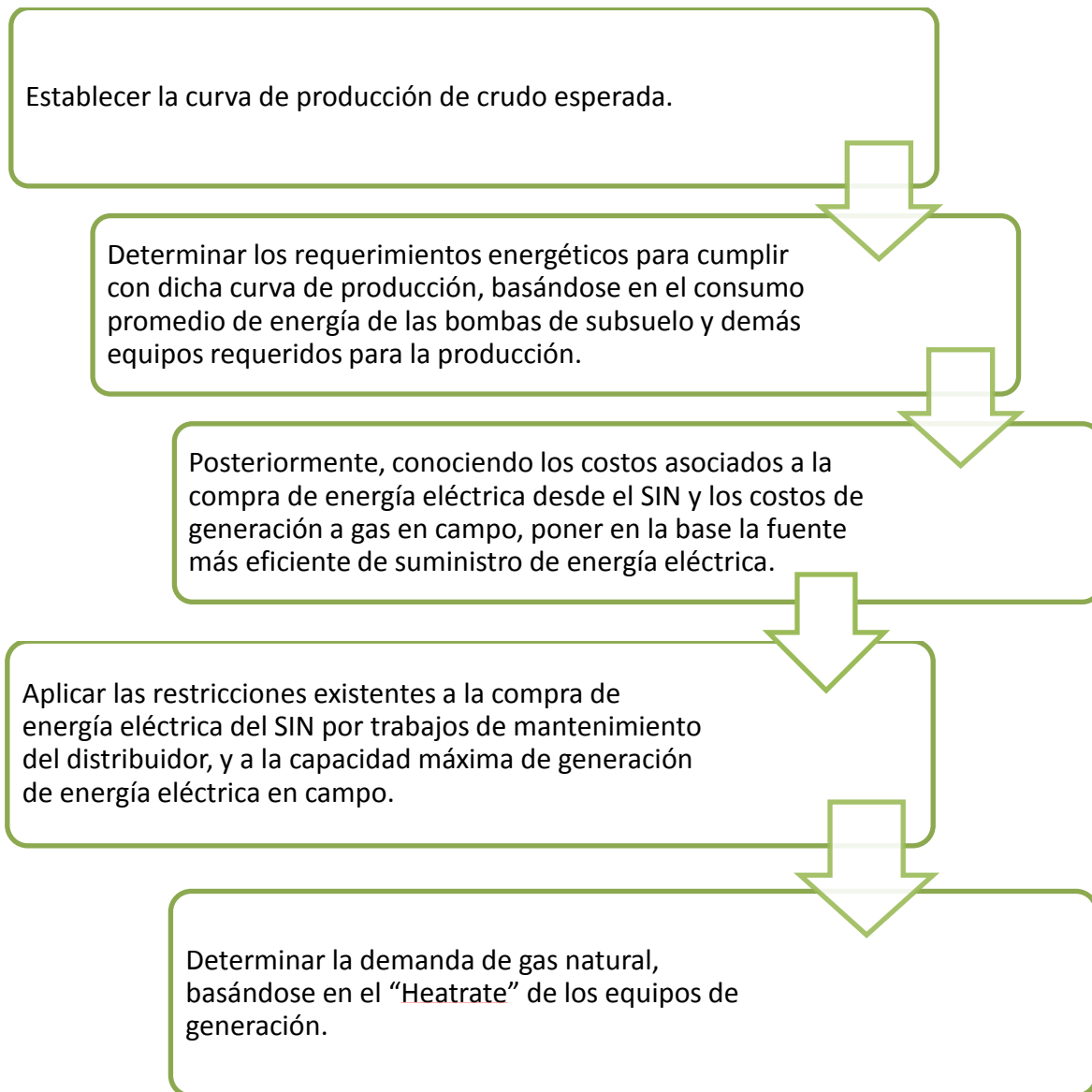
Las proyecciones de consumo de estos campos, para efectos del ejercicio de planeación de corto plazo de gas natural, se realizan con base en los consumos históricos. Sin embargo, nunca se ha recibido una proyección de consumos por parte de la Vicepresidencia de Producción, situación que conlleva a posibles errores en la estimación de demanda, ya que no se incluyen impactos en consumos a causa de mantenimientos programados o situaciones operacionales de los campos.

El suministro para uno de los campos es de gas Guajira, que se transporta por el gasoducto Ballena – Barrancabermeja – Vasconia, de propiedad de la Transportadora de Gas Internacional, utilizando el contratos que tiene suscritos Ecopetrol con el transportador. Este campo, podría ser abastecido también con gas de Cusiana, sin embargo, Ecopetrol no cuenta con contrato de transporte para hacerlo.

El segundo campo es abastecido de gas Cusiana, el cual es transportado por el gasoducto Cusiana – Apiay, de propiedad de TGI. La otra fuente que podría ingresar a ese sistema de transporte de gas es el campo Apiay, sin embargo, este gas es entregado en su totalidad para generación de energía eléctrica en los llanos orientales.

El procedimiento de proyección de consumos de estos campos debería ser el siguiente:

Figura 22. Proyección de consumos Vicepresidencia de Producción.



Considerar las restricciones de transporte de gas Cusiana, en caso de aplicar, obteniendo así la máxima cantidad disponible de gas para genera.



Calcular la cantidad de energía eléctrica que se debe comprar al SIN.

El envío de la información lo debe realizar la Vicepresidencia de Producción a la Gerencia de Gas a más tardar 5 días hábiles antes de la fecha máxima de envío de la planeación de gas natural

3. PROYECCIÓN CONSUMOS NACIONALES Y DE EXPORTACIÓN DE GAS

Dado que la planeación de producción y ventas de gas natural parte de la atención de la demanda, una acertada proyección de consumos determinará en buena medida el grado de certeza de la planeación.

3.1. DEMANDA NACIONAL

En Colombia, la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME es la Unidad Administrativa Especial de orden Nacional encargada de planear de manera integral el desarrollo minero energético, apoyar la formulación de política pública y coordinar la información sectorial con los agentes y partes interesadas. Dentro de su labor de planeación, la Subdirección de Demanda de esta entidad se encarga de realizar las proyecciones de demanda de gas natural del país a 15 años.

Con su experiencia y conocimiento en el sector, la UPME ha hecho proyecciones de consumo nacional de gas, basándose en:

- Coeficientes de variación, para determinar la volatilidad del consumo por sector, en donde ha encontrado que los sectores con mayor volatilidad en el consumo son el petroquímico, el GNV, los consumos de Ecopetrol y el sector industrial. La volatilidad de estos sectores, está directamente relacionada con las bruscas variaciones de consumo que tiene el sector termoeléctrico ante condiciones climáticas, tales como el fenómeno del niño.

La atención prioritaria que requiere el sector termoeléctrico en situaciones de bajas reservas hídricas, imposibilita en ocasiones la completa atención de la demanda industrial. Lo anterior, a causa de la ejecución de contratos de Opción de Compra de Gas del sector térmico, que generalmente van en contra de la atención de los Contratos de Firmeza Condicionada del sector industrial.

- Elasticidad precio – demanda. En general. La UPME ha observado que la demanda de gas natural tiene un comportamiento inelástico al precio. Esto implica, que a pesar de presentarse variaciones en el precio, la demanda no se ve afectada fuertemente por dichas variaciones.

Según el estudio de la UPME⁷, la demanda con mayor elasticidad es la del GNV, ya que cuenta con un sustituto directo que es la gasolina, con precios superiores pero no asequibles para los usuarios de GNV.

La demanda con menor elasticidad es la del sector industrial, principalmente por dos razones: la primera es que a pesar de tener

⁷ Unidad De Planeación Minero Energética – UPME. Subdirección de Demanda. Proyección de la Demanda de Gas Natural en Colombia. Noviembre 2014.

sustitutos como la energía eléctrica, el precio del gas tendría que subir en más del 200% para que fuera económicamente más rentable sustituir la autogeneración con gas por compra de energía eléctrica al SIN. La segunda razón, es que parte de la industria utiliza equipos con tecnologías dedicadas al gas natural, situación que dificulta el uso de otros combustibles.

Se han observado aumentos de demanda en periodos de aumento de precios, evidenciándose la inelasticidad general de la demanda de gas natural con respecto al precio.

Para la elaboración de este trabajo se consultó también a la firma Concentra, sin embargo, Concentra apenas está iniciando a realizar las proyecciones de consumos de gas natural, razón por la cual no será citada en el resto de este documento.

3.1.1. Proyección de demanda del sector residencial.

El sector residencial es una demanda determinada por ciclos de consumo, los cuales permiten modelar con cierto grado de certeza su demanda:

- En un día, la distribución horaria está marcada por fuertes incrementos en las horas en los que típicamente se cocinan los alimentos. A las 11 de la mañana ocurre el pico de mayor consumo. Las horas de la noche y la madrugada son periodos de bajo consumo.
- Dentro de una semana el comportamiento también es característico, presentándose el máximo y el mínimo consumo los días miércoles y domingos, respectivamente.
- Si se analiza la variación mensualmente, el consumo de diciembre se caracteriza por una fuerte disminución en consumos, situación que se presenta también el mes en que ocurra semana santa.

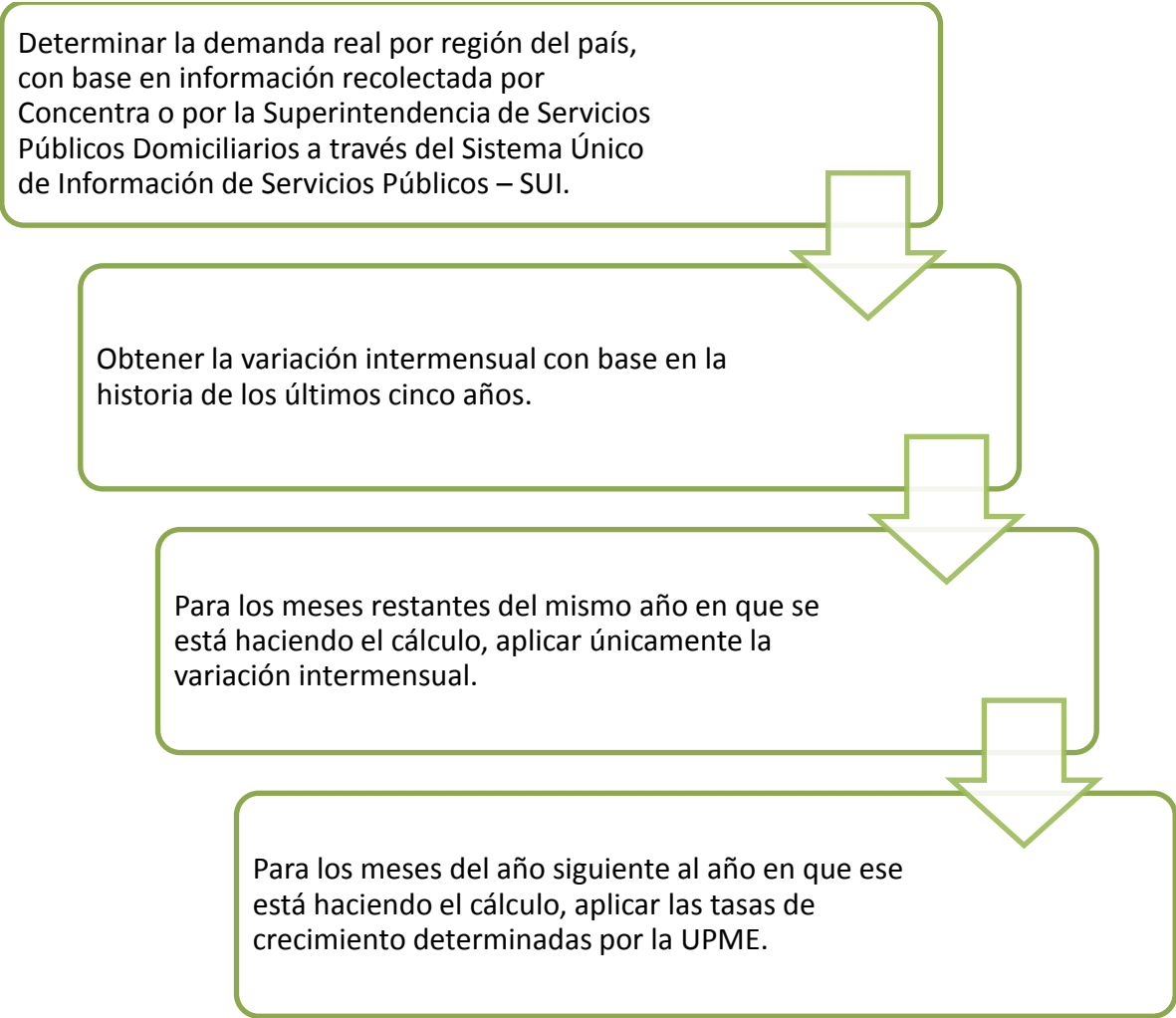
La proyección de consumos debe realizarse con base en los anteriores ciclos de consumo, teniendo en cuenta una tasa de crecimiento interanual. Esta tasa de crecimiento se puede ver afectada por los combustibles sustitutos que tiene el gas en el sector doméstico, que son la energía eléctrica y el GLP para los centros urbanos, y el carbón y la leña en zonas rurales. Sin embargo, de acuerdo con análisis de consumos de diferentes regiones del país, se ha encontrado que en las ciudades que cuentan con redes de distribución ya en operación, la demanda de gas difícilmente se ve afectada por la competencia entre sustitutos. Típicamente un hogar que tiene activa su instalación de gas natural, elimina por completo los consumos de GLP o de energía eléctrica para la cocción de alimentos o para el calentamiento de agua.

La tasa de crecimiento de este sector, se determina por dos variables. La primera es la construcción de nuevas redes de distribución, que se ve afectada por el alto grado de madurez que ha alcanzado el país en la conexión de usuarios residenciales. Mientras más ciudades se encuentren atendidas por los distribuidores, menor posibilidad hay de acceder a nuevos mercados. La segunda, es la fabricación de gasodomésticos cada vez más eficientes. La tendencia actual de los fabricantes de gasodomésticos consiste en aumentar la eficiencia energética de sus productos, requiriéndose menores cantidades de gas para satisfacer las mismas necesidades.

Se realizará la predicción de demanda a utilizar en el ejercicio de planeación de corto plazo, con base en las tasas de crecimiento calculadas por la UPME.

Con base en lo anterior, la propuesta para realizar la proyección de consumos de este sector es la siguiente:

Figura 23. Proyección de demanda del sector residencial



3.1.2. Proyección de demanda del sector GNV.

El consumo de Gas Natural Vehicular está determinado por la cantidad de vehículos convertidos a gas natural que estén con licencia de rodamiento. Los productores de gas natural, los transportadores y distribuidores de diferentes zonas del país, han aunado esfuerzos para incentivar el consumo de Gas Natural Vehicular a través del otorgamiento de bonos económicos que reduzcan la inversión del propietario del vehículo en la instalación del kit de conversión. Sin embargo, la tasa actual de conversión de vehículos es similar a la tasa de chatarrización, situación que impide el incremento de consumos de este tipo de demanda. Por lo anterior, el sector GNV es una de las demandas de gas natural más difíciles de incentivar y de mantener.

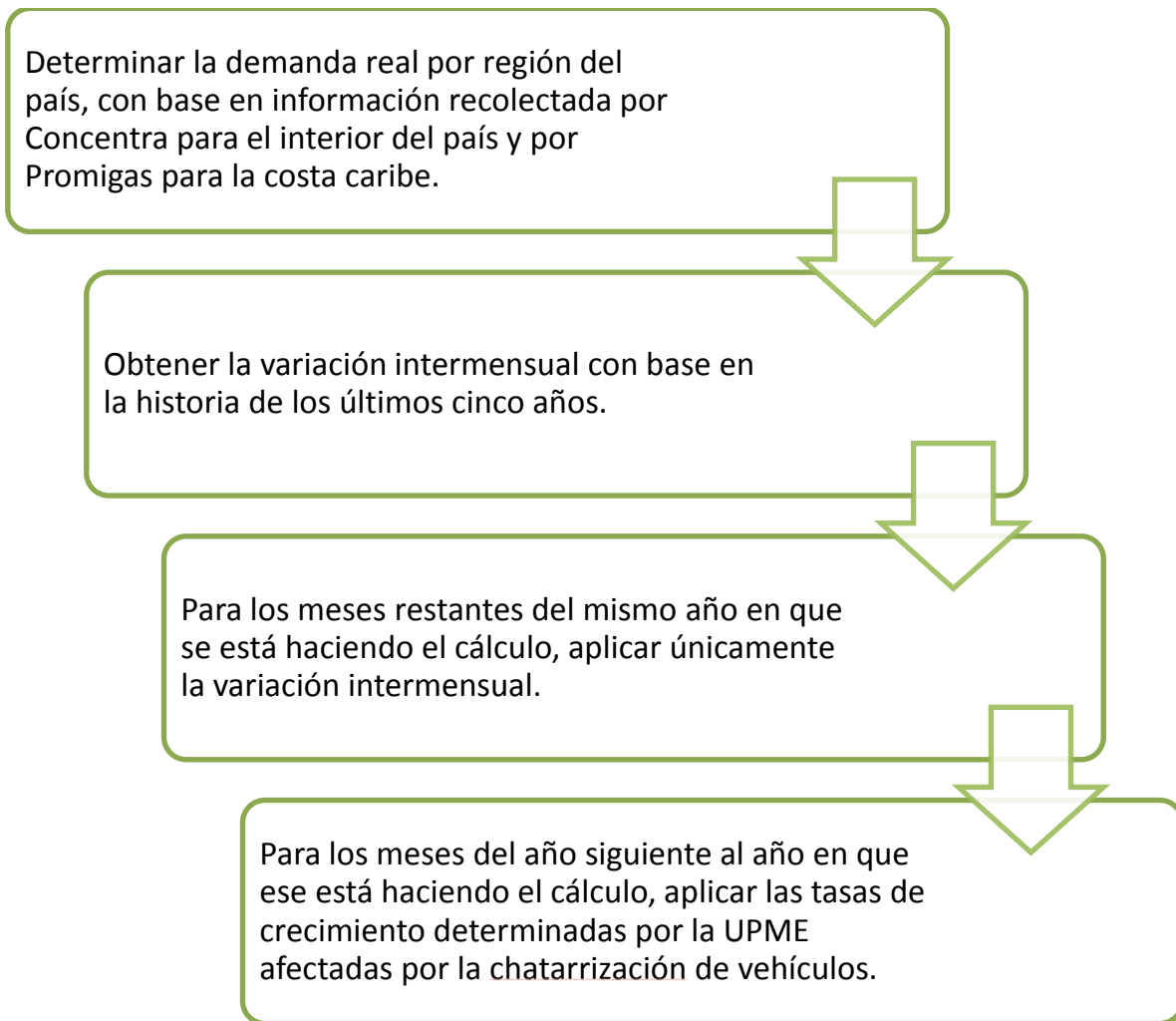
A diferencia del sector residencia, el GNV no tiene una marcada periodicidad de consumos. La proyección de consumos debe realizarse, en concordancia con la metodología establecida para la demanda residencial, con base en los anteriores ciclos de consumo, teniendo en cuenta una tasa de crecimiento interanual.

La escogencia de la tasa interanual debe contemplar las decisiones que se hayan tomado sobre la implementación de bonos económicos de conversión de vehículos, situación que afectaría positivamente el crecimiento. De acuerdo con las observaciones que se han realizado de los consumos de GNV en el país, el crecimiento de este sector es bastante bajo.

Partiendo de la amplia experiencia que tiene la UPME en la proyección de consumos en este sector, se propone que la predicción de demanda a utilizar en el ejercicio de planeación de corto plazo, se base en las tasas de crecimiento calculadas por la UPME.

Con base en lo anterior, la propuesta para realizar la proyección de consumos de este sector es la siguiente:

Figura 24. Proyección de demanda del sector GNV



3.1.3. Proyección de demanda del sector Petroquímico.

Partiendo de la base que los consumos que tienen las refinerías para sus plantas petroquímicas se consideran dentro de la demanda del sector de Refinación, se puede afirmar que en Colombia, durante los últimos 10 años, la inversión en construcción de plantas petroquímicas no ha sido relevante. Esto ha generado que los consumos de este sector se hayan mantenido de forma constante para dicho periodo de tiempo. Por lo anterior, la proyección de consumos petroquímicos debe corresponder al promedio histórico sin tasa de crecimiento.

Lo anterior podría ser diferente si se conociera de algún proyecto de construcción o ampliación de alguna de las planta petroquímicas, momento en el cual la proyección de consumos debe considerar un incremento en consumos.

3.1.4. Proyección de demanda del sector Industrial.

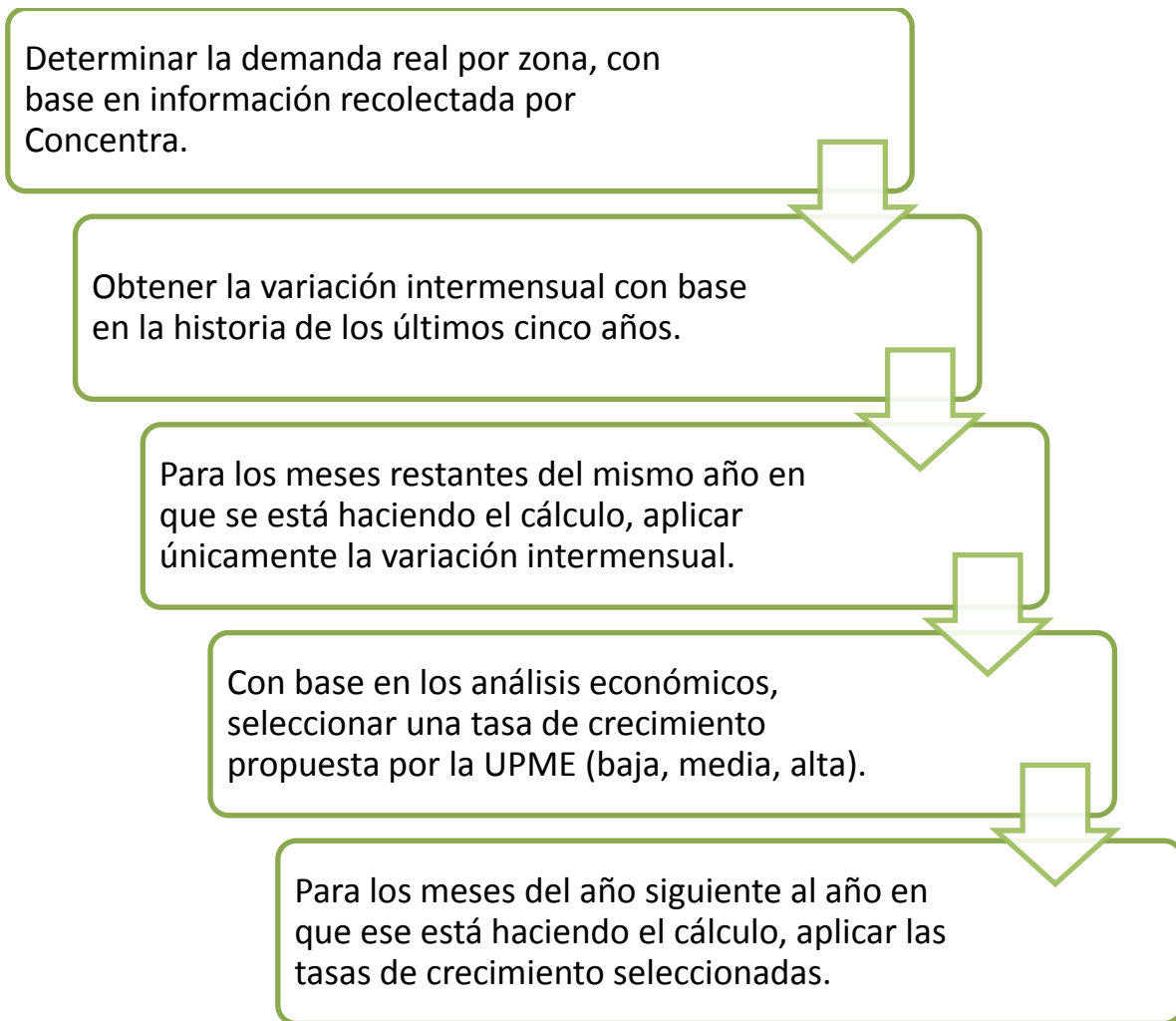
En general, el crecimiento de la industria es un indicador del crecimiento económico del país. El consumo de gas natural en la industria, está directamente relacionado con las variables macroeconómicas nacionales. Es así como en años de desaceleración económica, los consumos de gas natural industrial no tienen incrementos significativos, mientras que en años de importantes crecimientos económicos, la creación o ampliación de industrias, o las inversiones para convertir industrias a gas natural, reflejan un mayor consumo en este sector.

El incentivo económico que ha tenido el sector industrial en el interior del país, generado por precios competitivos principalmente de las fuentes Cusiana y Cupiagua, ha jalonado al alza el crecimiento de este sector. Por su parte, la costa caribe, que se alimenta principalmente de las fuentes Guajira y La Creciente, se ha visto afectada por la fuerte declinación de producción que ha tenido el campo Guajira, que ha traído como consecuencia, el incremento en precios y el desabastecimiento parcial. Por esta razón, la proyección de crecimiento en la costa, debe considerar el efecto de este desincentivo que ha recibido este sector.

Teniendo en cuenta el efecto que ha tenido la abundancia de gas en el interior y el desabastecimiento en la costa, y partiendo de un análisis económico de variables de crecimiento nacional, se propone que la proyección de demanda para este sector se realice con base en los análisis que realiza la UPME. Dichos análisis parte de los consumos históricos de gas natural que ha tenido la industria y de las variables macroeconómicas esperadas, genera anualmente una proyección de tasas de crecimiento.

Con base en lo anterior, la propuesta para realizar la proyección de consumos de este sector es la siguiente:

Figura 25. Proyección de demanda del sector Industrial



3.1.5. Proyección de demanda del sector Térmico.

Colombia es un país donde la generación de energía eléctrica está basada en agua. La disponibilidad de recursos hídricos, la construcción de represas y embalses, ha permitido que el parque de generación hídrica ocupe el mayor porcentaje de la capacidad instalada.

En Colombia, XM es el agente encargado de la operación del Sistema Interconectado Nacional y de la administración del mercado de energía eléctrica. Según la información agregada por este agente, la composición de la capacidad instalada con corte a diciembre de 2015 es la siguiente:

Tabla 4. Capacidad instalada de generación eléctrica en Colombia

Tipo de Generación	Capacidad (MW)	Participación (%)
Hidráulica	11.002	67%
Gas	1.548	9%
Carbón	1.339	8%
ACPM	1.247	8%
Menores	635	4%
Combustóleo	386	2%
Mezcla Gas - Jet A1	264	2%
Total	16.420	100%

Fuente: XM. 2015.

Como se puede observar en la tabla superior, la capacidad instalada de generación eléctrica a gas, no supera el 10%, sin embargo, es de gran importancia para la confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional.

A causa de la geografía e hidrología del territorio nacional, la generación hidráulica está concentrada en el interior del país, situación que genera que la costa atlántica deba ser abastecida a través de líneas de interconexión entre el interior y la costa, o con generación térmica. Actualmente existen tres redes de interconexión Costa – Interior, que permiten “exportar” energía eléctrica hacia la costa, sin embargo, pese a dicho intercambio, en la costa se requiere generación térmica constante. De ahí la importancia de un abastecimiento permanente de gas natural a las plantas generadoras de gas de la costa.

Adicionalmente, en situaciones de disminución de aportes hídricos y disminución del nivel del embalse agregado nacional, tales como las que ocurre cuando se materializa el fenómeno climático conocido como El niño, la generación hídrica disminuye su aporte en la canasta de generación, y se sustituye por generación térmica, principalmente con gas natural.

Con base en lo anterior, y sabiendo que XM a través del análisis de las variables climáticas e hídricas realiza semanalmente proyecciones de consumo de combustibles con vista a un año, se propone que la determinación de la demanda de gas natural para el sector térmico se haga basándose en la proyección de XM, ajustándola con los siguientes criterios:

- Mantener la generación mínima requerida en la costa caribe.
- Considerar demanda de plantas térmicas que cuentan con contratos de suministro de gas a bajo precio, que tienen una alta probabilidad de salir despachadas.

3.2. EXPORTACIÓN

Hasta junio de 2015 Colombia tenía un contrato de exportación de gas, que había sido suscrito por los socios del Campo Guajira (Ecopetrol S.A. y Chevron) con PDVSA GAS S.A., filial de la empresa estatal petrolera de la república de Venezuela. Con la finalización de dicho contrato, no existe actualmente la posibilidad de exportar gas desde el territorio colombiano.

Sin embargo, en caso de existir algún contrato de exportación futuro, y atendiendo el orden de asignación que establece la regulación colombiana, las cantidades a exportar deberían estar determinadas por la firmeza de los contratos de exportación, y por el resultado del balance oferta demanda de la fuente de exportación para el mercado nacional. En otras palabras, si se trata de un contrato firme, se debe respetar las cantidades de compra y venta establecidas, en cambio, de tratarse de un contrato interrumpible, las cantidades a vender serán las excedentarias una vez se atiende el mercado nacional.

Derivado del contrato de exportación de gas colombiano con PDVSA, existe una segunda fase en la que Venezuela exporta gas a Colombia. Lo anterior como resultado de los balances nacionales de consumos de gas, en los que se evidenciaban excedentes hasta 2015 y déficit en 2016. Esta importación debe ser considerada en el balance de gas natural.

4. PROYECCIÓN DE OFERTA DE GAS NATURAL

La proyección de oferta de gas natural corresponde a los pronósticos de producción. La generación de dichos pronósticos, es una tarea desarrollada generalmente por las áreas de producción de las empresas petroleras. Estas predicciones se basan en los mecanismos de empuje de los reservorios, la productividad de los pozos, las restricciones y condiciones de operación, entre otros.

La producción de un campo no depende únicamente de las limitantes técnicas anteriormente mencionadas, sino también de los mantenimientos programados. Generalmente, la ejecución de trabajos de mantenimiento implica restricción parcial o total de la producción. Por lo anterior, una eficiente coordinación de mantenimientos, es un proceso importante para maximizar la producción y ventas de gas natural.

El Ministerio de Minas y Energía, a través del Artículo 4 de la Ley 401 de 1997 creó el Consejo Nacional de Operaciones de Gas - CNOG, quien tiene como función realizar recomendaciones al Ministerio sobre la operación integrada de los activos de producción y transporte de gas natural del país. En el ejercicio de sus funciones, el CNOG recopila la información de mantenimientos programados de los principales campos productores de gas y de los principales gasoductos, con el fin de evitar simultaneidad de trabajos en activos de producción. Es así como construye el Plan Anual de Mantenimientos e Intervenciones – PAMI, a través del cual se busca minimiza el riesgo de desabastecimiento a la demanda a causa de programación de mantenimientos.

La proyección de oferta de gas natural debe contemplar los pronósticos operativos de producción y afectarse por los mantenimientos programados.

El alcance práctico de esta monografía no contempla el desarrollo de la metodología para construir los pronósticos de producción, sino la consecución de esta información por parte del área encargada de realizar la planeación de corto plazo de producción y ventas de gas natural de Ecopetrol. Por lo tanto, las propuestas plasmadas a continuación tendrán un enfoque práctico de la selección de fuentes de información y no un enfoque teórico de la construcción de los pronósticos.

4.1. OFERTA DE CAMPOS CON PARTICIPACIÓN DE ECOPETROL

Dentro del mapa de procesos de Ecopetrol, la vicepresidencia de producción tiene a su cargo el desarrollo de los balances volumétricos de producción de corto, mediano y largo plazo. Uno de los resultados de este proceso es la generación del Pronóstico Operativo de Producción. Este pronóstico es el documento que contiene la proyección de la producción de hidrocarburos, de acuerdo al potencial de los yacimientos y campos, considerando la programación integrada de operaciones de campo para el período proyectado.

Actualmente, los campos en los que Ecopetrol tiene participación, en los que se realiza comercialización, son los de la siguiente tabla:

Tabla 5. Campos de gas con participación de Ecopetrol

VICEPRESIDENCIA	GERENCIA	CAMPO
Vicepresidencia de Activos Con Socios	Gerencia Centro Sur	Mana
		Rancho Hermoso
	Gerencia Centro Oriente	Payoa
	Gerencia Centro Norte	Guajira
		Cusiana
		Floreña
		Pauto
Vicepresidencia Regional Central	Gerencia de Producción De Mares	Lisama
		Llanito
		Provincia
	Gerencia de Producción Catatumbo Orinoquía	Gibraltar
		Sardinata
	Gerencia de Producción del Río	Yarigui-Cantagallo
	Gerencia de Producción La Cira Infantas - Teca	Infantas
La Cira		
Vicepresidencia Regional Orinoquía	Gerencia de Producción Piedemonte	Cupiagua
Vicepresidencia Regional Sur	Gerencia de Producción Huila Tolima	Dina
		Rio Ceibas

Cada gerencia debe realizar sus Pronósticos Operativos de Producción de forma mensual, por campo de gas. Dicha información se debe centralizar y remitir a la Gerencia de Gas para la realización de la planeación de corto plazo.

4.2. OFERTA DE CAMPOS SIN PARTICIPACIÓN DE ECOPETROL

Aunque Ecopetrol es el mayor productor de gas natural del país, no tiene participación en todos los campos productores. Sin embargo, a pesar de no tener participación en algunos campos, para efectos de la planeación es importante conocer la producción de los mismos, ya que se debe conocer qué oferta existe diferente a la propia para poder pronosticar adecuadamente las ventas. Los campos productores de gas en donde Ecopetrol no tiene participación son los de la siguiente tabla:

Tabla 6. Campos de gas donde Ecopetrol no tiene participación

Nombre de Campo	Nombre de Campo
Acordionero	Iguana
Avispa	Juglar
Bolivar	La Casona
Brillante	La Creciente
Candelilla	La Hocha
Caporo	Labrador
Carretalito	Leono
Ceibo	Medina
Cerrito	Nelson
Cerro Gordo	Oso Pardo
Cobra	Paujil
Colon	Pimiento
Corcel A	Ramiriqui
Corrales	Santa Lucia
Fenix	Santo Domingo Norte
Guaduas	Totumal
Hato Nuevo	Yatay

La consecución de la información de pronósticos de producción de estos campos es compleja, ya que las empresas operadoras no están en la obligación de divulgar dicha información. Algunos medios para conseguirla son los siguientes:

- A través de los balances que realiza el CNOG, en donde se compila la información de oferta de los principales campos productores. De allí se puede extraer la información de campos como La creciente, que es el de mayor producción de la tabla anterior.
- Partiendo de la información de nominaciones aceptadas que recopila Concentra y proyectando linealmente los siguientes meses.
- A través de la ANH con la información reportada en las liquidaciones de regalías.

La anterior información se debe compilar y adicionar a la proyección de campos donde Ecopetrol tiene participación, para contar con la oferta nacional agregada.

5. PROPUESTA METODOLOGÍA DE PLANEACIÓN DE CORTO PLAZO DE PRODUCCIÓN Y VENTAS DE GAS NATURAL

Como resultado de los capítulos dos, tres y cuatro de este documento, se tiene la propuesta de proyección de consumos de gas de Ecopetrol, proyección de consumos nacionales y de exportación, y la disponibilidad de gas de las diferentes fuentes productoras de este hidrocarburo. Estos tres elementos son clave dentro de la elaboración de la planeación de corto plazo de producción y ventas de gas natural.

La construcción de la metodología para elaborar la planeación de corto plazo de producción y ventas de gas natural, está enmarcada dentro de un proceso global de la compañía denominado “Planeación operativa integrada de cadena de suministro”, que consiste en “generar el plan óptimo de operaciones de la cadena de suministro con sus respectivos balances de negocio y los planes detallados para los negocios de comercialización, gestión de energía y refinación y petroquímica para el horizonte de tiempo corto plazo”⁸. Los planes a los que hace referencia el proceso global mencionado están basados en la generación y aprobación de premisas y escenarios base y alternativos de cadena de suministro y en la optimización y evaluación de factibilidad técnica y económica del plan global de cadena, para satisfacer así los requerimientos de los clientes.

La metodología de planeación aquí desarrollada, le apunta a proyectar un balance entre la disponibilidad de gas natural y las necesidades de consumos internos de Ecopetrol y de la demanda nacional y de exportación, para integrar dicho balance al proceso global de planeación operativa integrada de cadena de suministro.

Basados en el proceso ya existente en Ecopetrol descrito en el capítulo uno de este documento, la metodología propuesta parte de las mismas actividades, dándoles un alcance más profundo y especificando actividades, entradas, salidas y responsables.

5.1. GENERAR BALANCE DE GAS NATURAL

La elaboración del balance es el primer paso de la planeación de corto plazo de producción y ventas de gas natural, y consiste en recopilar y analizar la información de oferta, demanda y transporte de gas natural, establecer los escenarios de oferta y demanda para realizar el balance por campo de producción, calculando las ventas, la demanda y disponibilidad de gas para consumos internos.

Para lograr generar balances de gas natural acertados y acordes con la realidad, se sugiere consolidar y analizar la siguiente información:

⁸ ECOPETROL S.A. Diseño de Procesos. Colombia. 2014.

Tabla 7. Información para elaboración de balances de gas

Tipo	Información	Descripción
Comercial	Objetivos de mercadeo	Informe en el cual se detallan los principales objetivos estratégicos a lograr en un periodo de tiempo específico (ej. Desarrollar nuevos usos de un producto)
	Objetivos preliminares de ventas	Informe en el cual se detallan los volúmenes de ventas esperados para cada producto para la optimización de la cadena de suministros.
	Contratos de comercialización	Contratos acordados con clientes/proveedores para comprar o vender hidrocarburos, productos y servicios. Estos contratos establecen los términos bajo los cuales se va a regir la relación comercial.
Oferta	Pronósticos Operativos de Producción -POP-	Documento que contiene la proyección de la producción de hidrocarburos, de acuerdo al potencial de los yacimientos y campos, considerando la programación integrada de operaciones de campo para el período proyectado. Debe considerar los volúmenes de hidrocarburos utilizados como autoconsumos y aquellos destinados a venta.
	Información de mantenimientos	Corresponde a la información entregada por el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural de los mantenimientos en las infraestructuras de transporte y/o producción de gas natural y de generación y transmisión eléctrica. La información incluye la fuente del mantenimiento, fecha, duración e impacto.
	Información de nuevos proyectos	Corresponde a la información sobre nuevos proyectos de oferta (expansiones o un nuevo campo de producción), demanda de gas natural y transporte (expansiones o un nuevo gasoducto).
Demanda	Reporte de proyección de la demanda	Informe de proyección de cantidad de producto que puede ser requerida por un mercado con escenarios específicos.
	Información del sector eléctrico	Corresponde a información publicada por Operador del sistema eléctrico nacional de nuevos proyectos de generación, transmisión eléctrica y requerimientos futuros de gas natural para generación eléctrica.
	Histórico de suministro gas natural externo	Corresponde a la información entregada mensualmente a los sistemas de transporte y publicada por transportadores u operadores de campo del gas natural. Esta información corresponde al suministro de gas de campos donde Ecopetrol no actúa como operador ni tiene una relación contractual con el operador del mismo.

	Entregas históricas de gas	Corresponde a las entregas de gas por cliente y por sector de consumo y el suministro de gas realizado a otras dependencias de Ecopetrol (transporte, refinación y producción).
	Pronósticos de consumos internos gas de producción	Corresponde a la información suministrada por el área de Producción del requerimiento futuro de gas natural, para la operación de un campo en particular. Estos consumos no son autoconsumos en campo e incluye proyectos futuros.
	Pronósticos de consumo de gas natural de las refinerías	Corresponde a la información suministrada por los departamentos de planeación de la producción de las refinerías, sobre las necesidades futuras de gas natural para su operación. Incluye los requerimientos futuros de gas natural para los nuevos proyectos del negocio de refinación.
	Requerimientos futuros de gas natural	Corresponde a la solicitud de volúmenes de gas natural que los clientes nacionales e internacionales realizan de acuerdo con los contratos.
Operativa	Información de capacidad total de transporte	Corresponde a la información suministrada por los transportadores, de la capacidad total de los gasoductos que hacen parte de sus activos.

Del análisis de la información anteriormente listada, se generan los escenarios de oferta y demanda. Posteriormente se escoge el escenario de oferta y demanda con mayor probabilidad de ocurrencia, considerando el análisis de variables que afecten la oferta y la demanda de gas, y factores técnicos de los sistemas de transporte de gas. Adicionalmente, se propone que para la selección de los escenarios, se tengan en cuenta las diferencias encontradas en las planeaciones anteriores entre los supuestos adoptados y la oferta y demanda reales. Esta actividad debe ser realizada por el especialista de planeación de corto plazo de gas.

Una vez se hayan seleccionado los escenarios de oferta y demanda de mayor probabilidad, se debe proceder a realizar los balances. Para mayor desagregación de la producción y las ventas de gas, se requiere que el balance se haga de forma mensual y por cada fuente de suministro de gas. Estos balances posteriormente conformarán la propuesta operativa comercial de gas natural.

5.2. OBTENER LA PROPUESTA OPERATIVA COMERCIAL DE GAS NATURAL

Esta actividad consiste en optimizar el balance de gas natural de corto plazo para calcular y publicar los pronósticos de demanda, ventas y la disponibilidad de gas para los consumos internos de Ecopetrol. Para efectos de esta metodología, la optimización consiste en la aplicación de los criterios de despacho según sobre el balance de gas que permita maximizar el pronóstico de ventas.

Como consecuencia de la aplicación de estos criterios de despacho, se esperarían los siguientes efectos:

- Ajustar el despacho de los campos, de acuerdo con lo establecido en los contratos de venta de gas, con el fin de maximizar la producción de los campos con mayor participación de Ecopetrol.
- Reducir las restricciones de transporte a través de la atención de contratos de venta desde fuentes alternas.
- Incrementa la producción y las ventas de gas natural.

Partiendo del balance optimizado, se debe proceder a calcular los pronósticos de ventas, es decir, la sumatoria de las ventas esperadas de gas de Ecopetrol de las diferentes fuentes de producción. Este pronóstico será un valioso elemento para determinar estrategias comerciales y ajustes operativos para cumplir con las metas de producción y ventas.

Otro resultado importante del balance y de la optimización, es la disponibilidad de gas, es decir, el gas disponible de las diferentes fuentes para los consumos internos de Ecopetrol. Con esta información, las diferentes áreas internas de Ecopetrol sabrán si cuentan de forma continua con el suministro de gas para su operación, o si se deben buscar combustibles sustitutos para periodos de tiempo puntuales.

Dado que los pronósticos de venta, producción y disponibilidad de gas los realiza el profesional experto en planeación de corto plazo, y debido la importancia e impacto que esta información tiene, se propone que exista una instancia de aprobación de esta información, que le asegure a la compañía la adecuada revisión del proceso. Por lo anterior, el gerente de gas, como encargado de las ventas de gas natural, debería realizar la aprobación de la planeación.

Una vez aprobados los pronósticos, se deben publicar para que toda la cadena de suministro cuente con la información.

5.3. EJECUCIÓN DEL MODELO

Como resultado de la aplicación de este modelo para el año 2016, se realizó el siguiente ejercicio.

Proyección de consumos internos

Figura 26. Proyección de consumos de gas natural Refinería de Barrancabermeja 2016

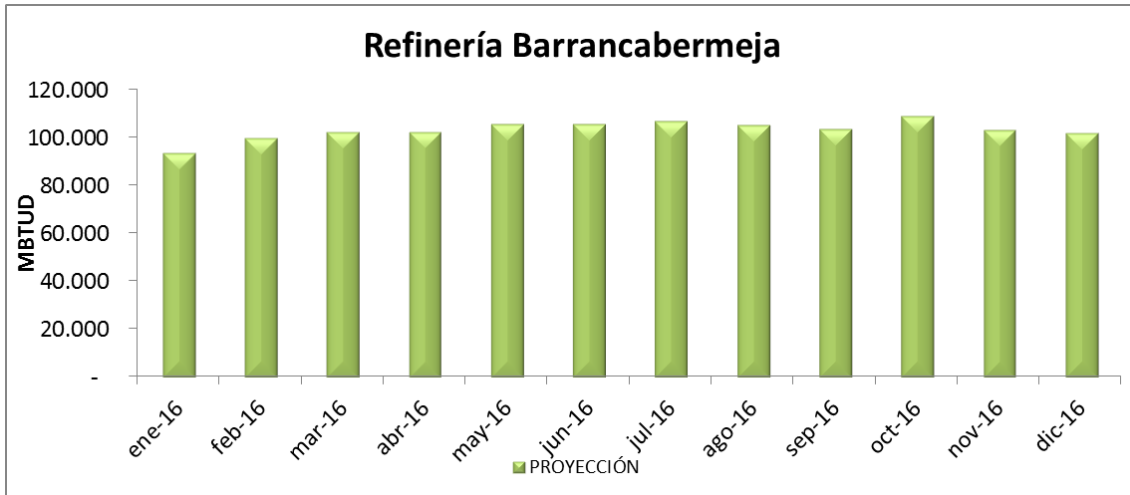


Figura 27. Proyección de consumos de gas natural Refinería de Cartagena 2016

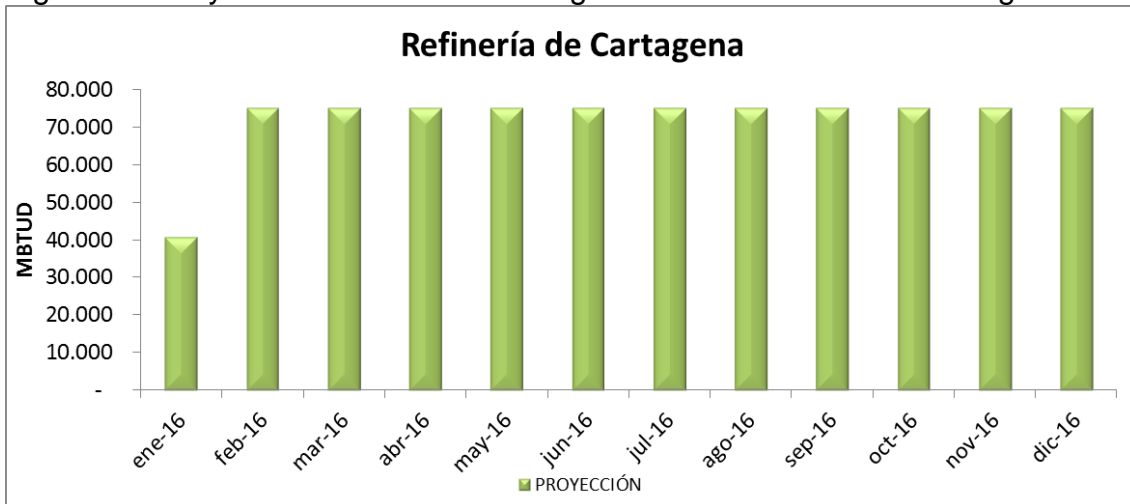


Figura 28. Proyección de consumos de gas natural Térmicas Llanos Orientales 2016

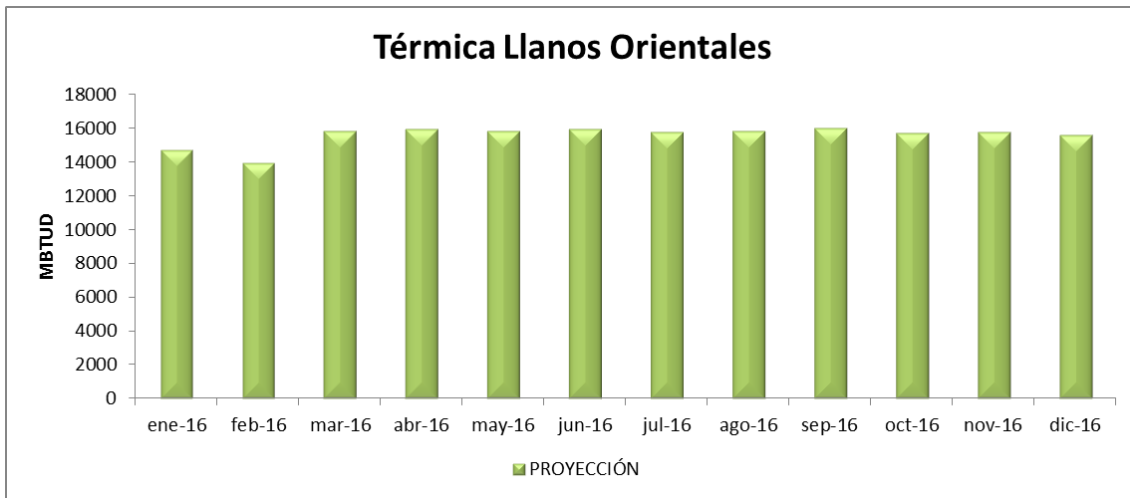
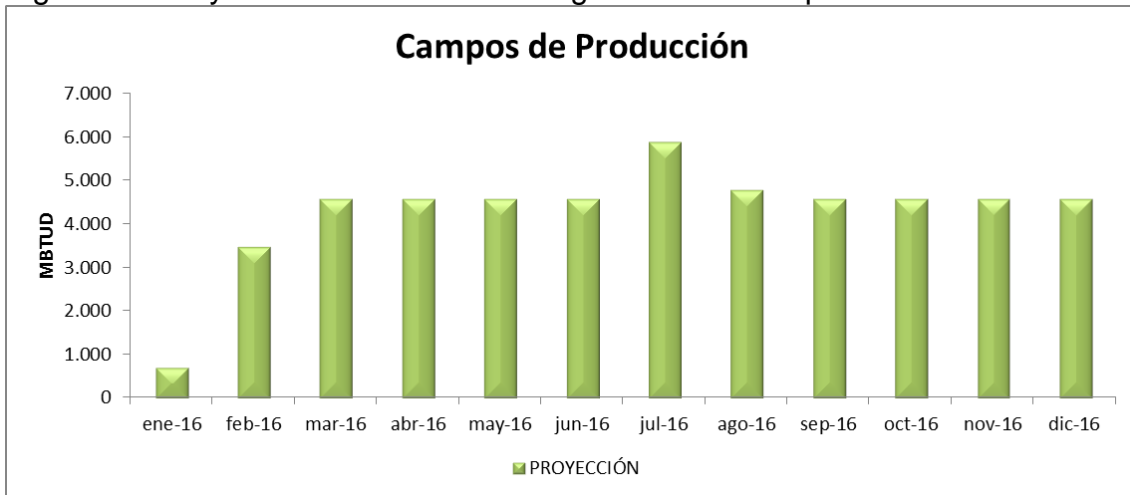


Figura 29. Proyección de consumos de gas natural Campos de Producción 2016



Proyección de demanda nacional

Figura 30. Proyección de demanda de gas natural en la costa caribe, 2016

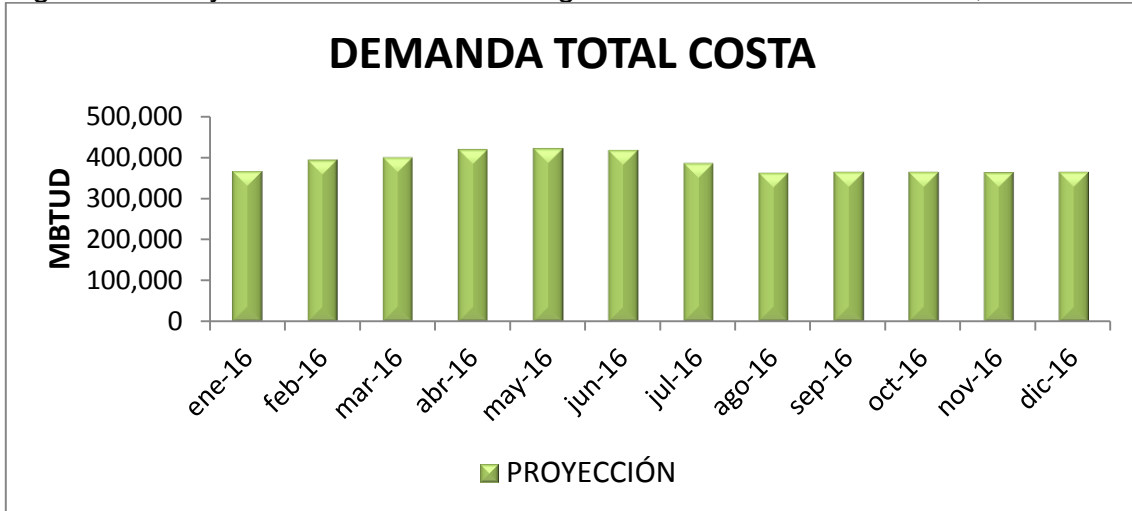
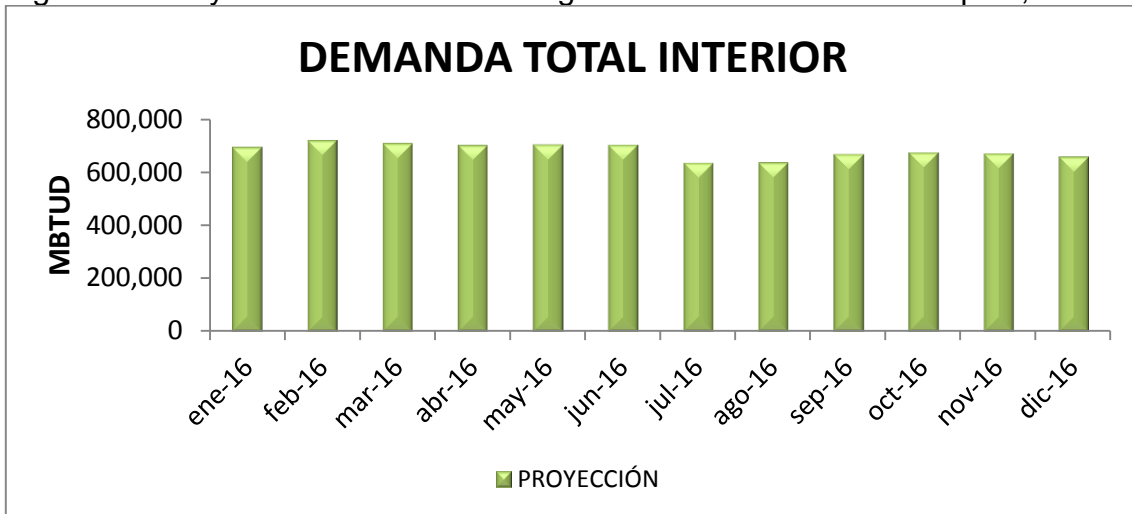
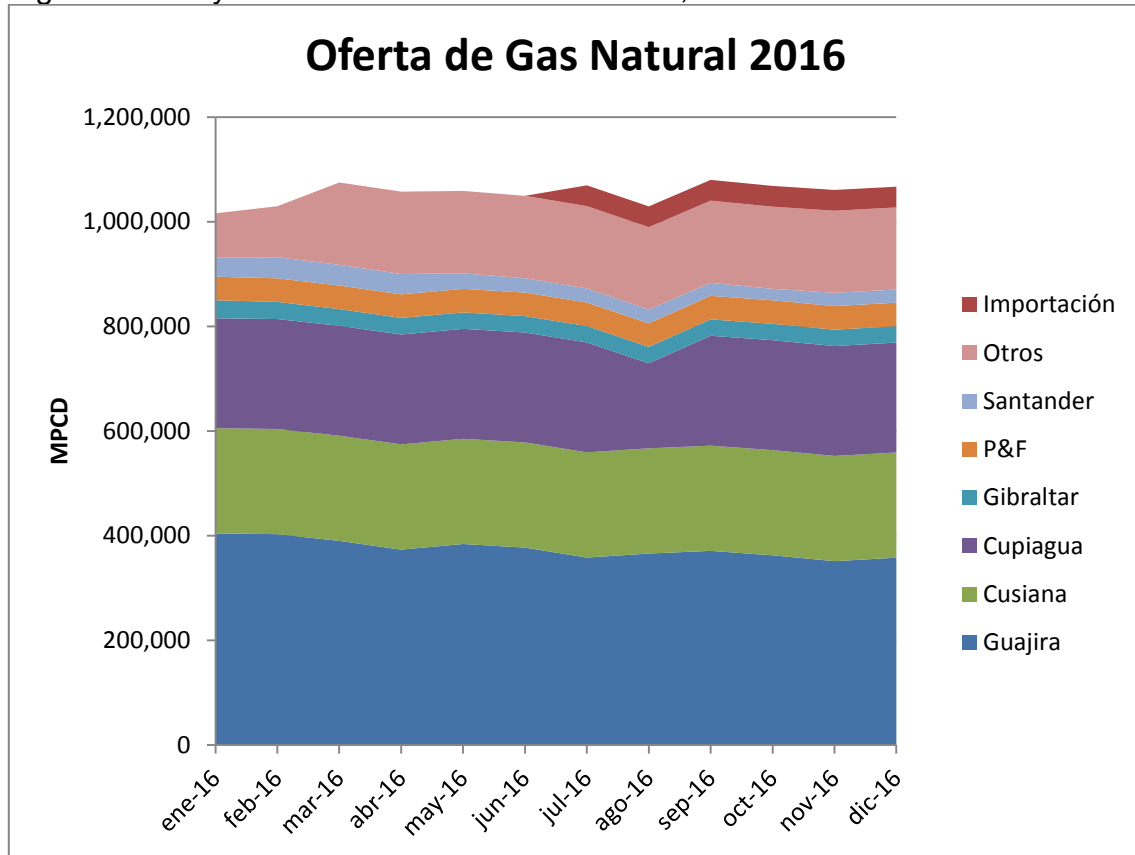


Figura 31. Proyección de demanda de gas natural en el interior del país, 2016



Proyección de oferta de Gas Natural

Figura 32. Proyección de oferta de Gas Natural, 2016



Generación de Balances

Figura 33. Cruce de oferta y demanda, Campo Guajira, 2016

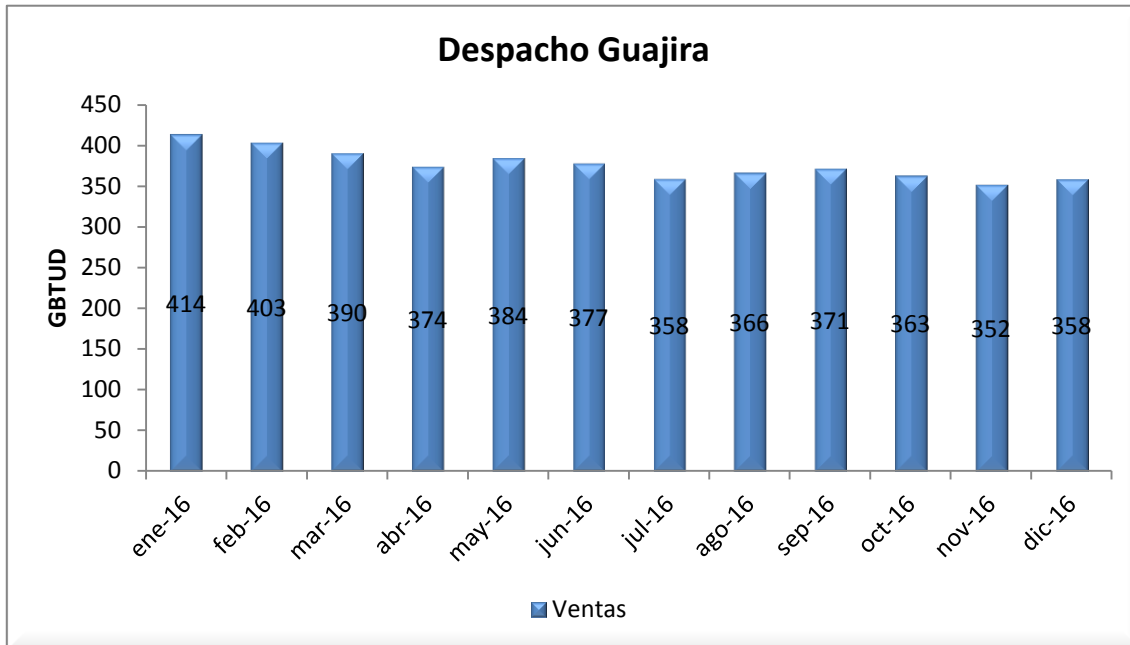
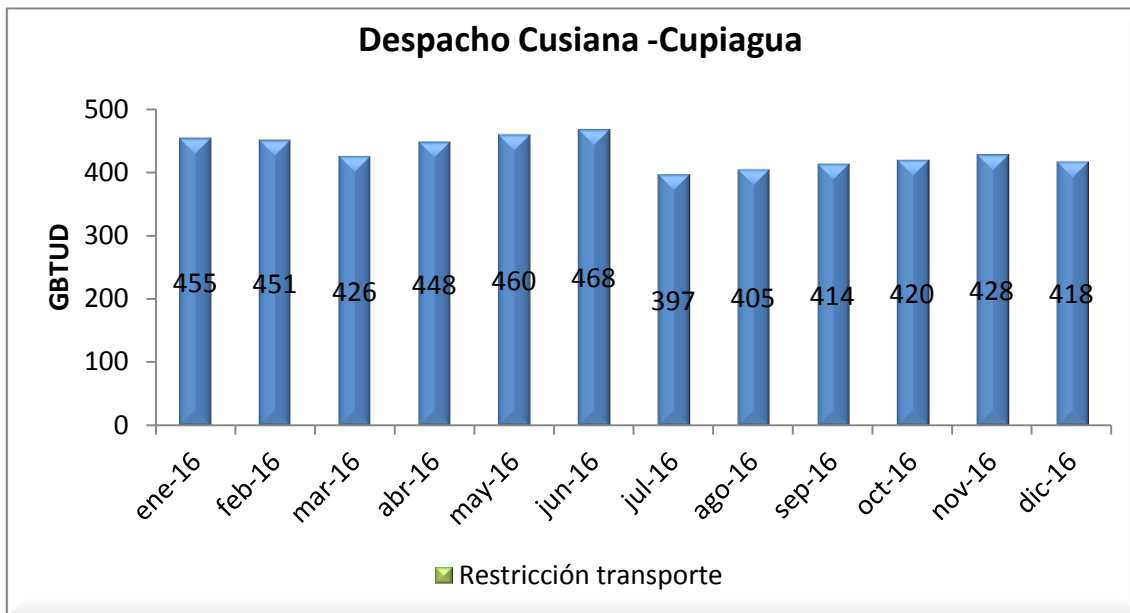


Figura 34. Cruce de oferta y demanda, Campos Cusiana y Cupiagua, 2016



Obtención Propuesta Operativa Comercial de Gas Natural

Figura 35. Proyección de Producción de gas natural propiedad de Ecopetrol y sus regalías, 2016

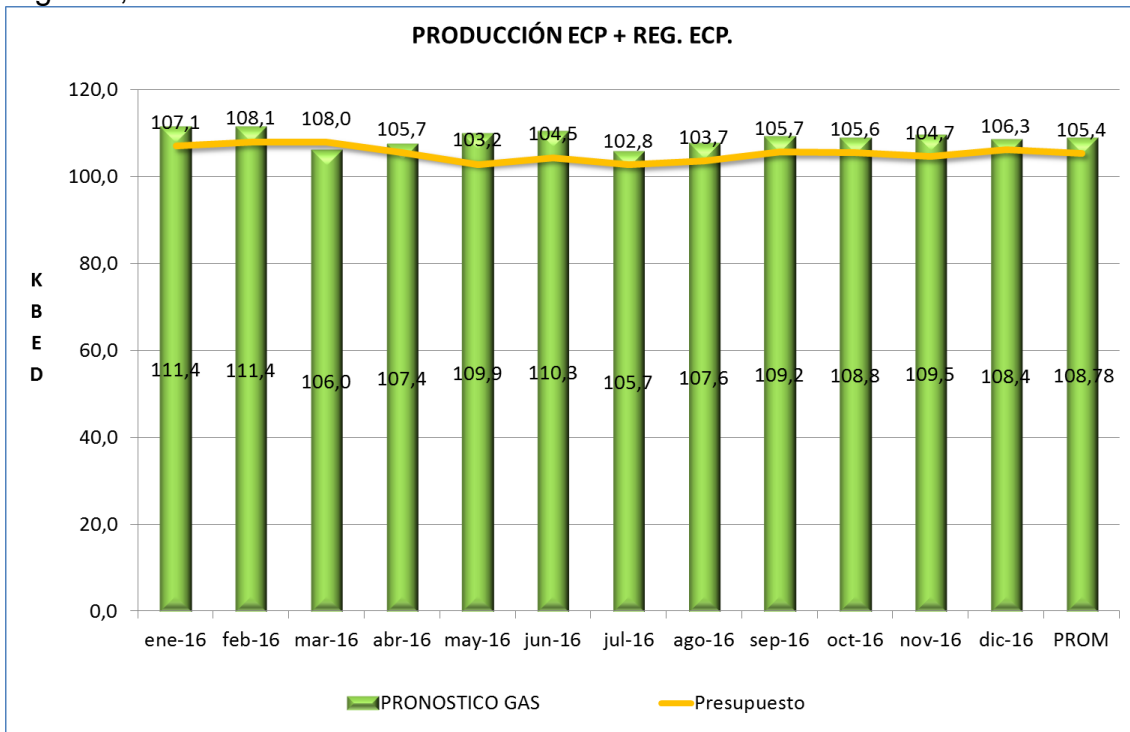
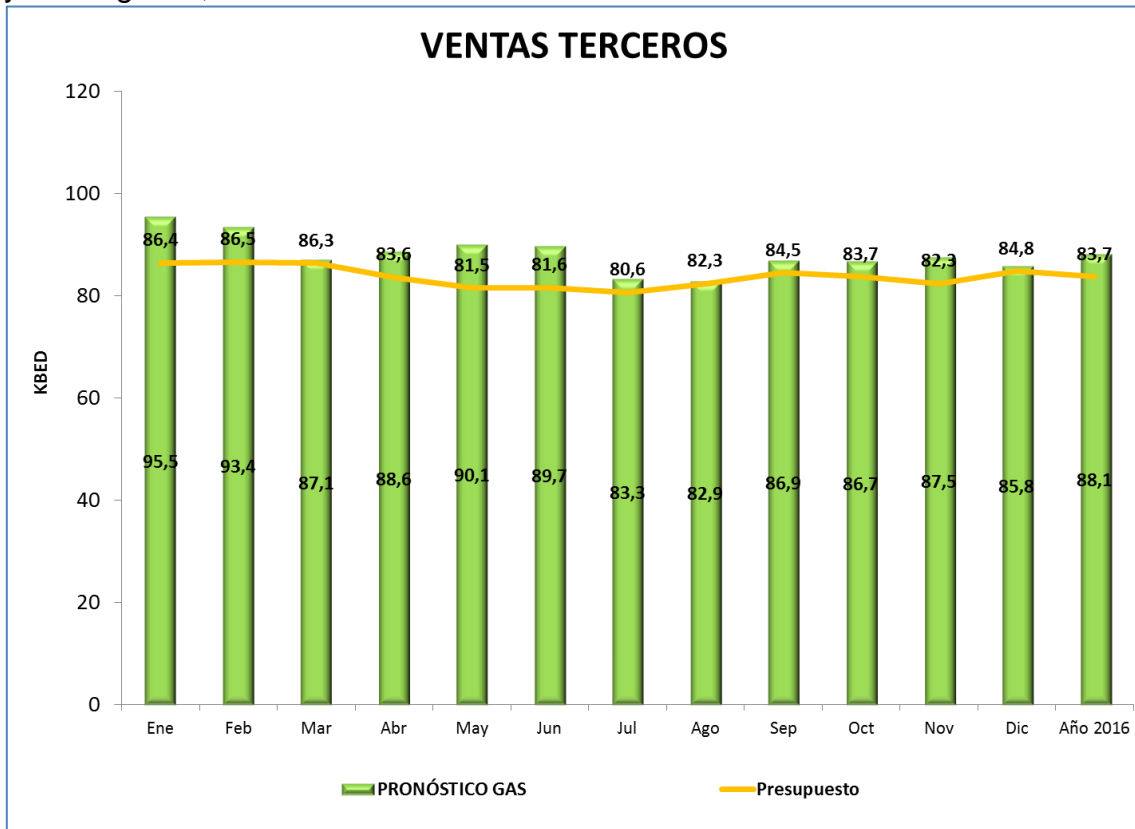


Figura 36. Proyección de ventas a terceros de gas natural propiedad de Ecopetrol y sus regalías, 2016



6. CONCLUSIONES

- Existen tres principales agentes en el mercado de gas natural: productores de gas, transportadores y remitentes. La interacción entre dichos agentes está fuertemente regulada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas y se basa en los diferentes tipos de contrato que existen entre ellos. Todas las operaciones de compra y venta deben basarse en dichos contratos.
- Actualmente existe un proceso de planeación de corto plazo de producción y ventas de gas natural que es susceptible de mejora.
- Los consumos internos de gas natural de Ecopetrol se dan en las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena, en las térmicas de los Llanos Orientales y en campos de producción de crudo como Campo Teca y Campo Santiago. Estos consumos se pueden planear con base en los pronósticos de refinación o producción de crudos, conociendo las restricciones operativas. Estas proyecciones son una entrada de la Planeación de corto plazo de producción y ventas de gas natural.
- La proyección de demanda nacional se puede realizar basándose en estudios de la UPME, estimaciones de XM e información de nuevos proyectos industriales o petroquímicos.
- La demanda del sector residencial cumple con una estacionalidad ampliamente estudiada por la UPME. La proyección de esta demanda debe realizarse basándose en las tasas de crecimiento proyectadas por esta entidad.
- La demanda del sector GNV depende de los estímulos económicos que realicen los productores y transportadores de gas sobre el usuario final y de la tasa de chatarrización de vehículos.
- La demanda del sector petroquímico, que para efectos de este trabajo no incluye la demanda de las plantas petroquímicas de las refinerías, no tiene variaciones excepto que se desarrollen nuevos proyectos de ampliación de las plantas petroquímicas.
- La demanda del sector industrial depende de la economía nacional y de la estacionalidad propia de este sector. La proyección de esta demanda debe realizarse basándose en las tasas de crecimiento proyectadas por la UPME.
- La demanda del sector térmico depende de la hidrología. Las proyecciones de XM son una base importante para estimar los consumos de este sector. Dichas proyecciones se deben ajustar con los requerimientos mínimos de consumo en la costa a causa de las limitaciones de las interconexiones interior – costa.
- Ecopetrol es el mayor productor de gas natural de país y tiene en sus áreas de producción la información de los Pronósticos operativos de producción. Esta información compilada corresponde a la oferta de campos con participación de Ecopetrol.

- La proyección de producción de campos donde Ecopetrol no tiene participación, es una información restringida, que se puede extraer o proyectar de fuentes como el CNOG, Concentra y la ANH.
- La metodología para realizar la planeación de corto plazo de producción y ventas de gas natural parte de la generación de balances campo a campo, los cuales se realizan compilando la información comercial, operativa, de oferta y demanda. Con esta información se construyen escenarios de oferta y de demanda. Se seleccionan los más probables y se realiza el balance oferta demanda campo a campo.
- Para maximizar las ventas y la producción de gas se debe optimizar el balance aplicando los criterios de despacho.

BIBLIOGRAFÍA

COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Decreto 2100 de 2011. (15, junio, 2011). Por el cual se establecen mecanismos para promover el aseguramiento del abastecimiento nacional de gas natural y se dictan otras disposiciones.

COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución 071 de 1999. (03, diciembre, 1999). Por la cual se establece el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural- (RUT).

COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución 054 de 2007. (21, junio, 2007). Por la cual se complementan las especificaciones de calidad del gas natural inyectado al Sistema Nacional de Transporte, definidas en la Resolución CREG 071 de 1999.

COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución 089 de 2013. (20, marzo, 2013). Por la cual se reglamentan aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del reglamento de operación de gas natural.

Ecopetrol. Vicepresidencia Comercial y de Mercadeo. Gerencia de Gas. Libro del Gas. 2014.

Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P. Red de gasoductos [online]. Bogotá, Colombia. Sitio web: <http://www.tgi.com.co/index.php/es/nuestra-operacion/mapa-red-nacional-de-gasoductos/gasoducto-ballena-barrancabermeja>

Promigas S.A. E.S.P. Información y procedimientos operacionales [online]. Barranquilla, Colombia. Sitio web: http://www.promigas.com/wps/wcm/connect/web_content/NeoPromigas/BEO/Manual+del+transportador/Procedimientos+operacionales/

UPME. Proyección de demanda de gas natural en Colombia. 2014.