

**ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICO DE UN
GASODUCTO PARA EL TRANSPORTE DE GAS NATURAL HACIA
CENTROAMÉRICA DESDE COLOMBIA**

MARIO HUMBERTO CASTAÑEDA GUERRERO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2016

ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICO DE UN
GASODUCTO PARA EL TRANSPORTE DE GAS NATURAL HACIA
CENTROAMÉRICA DESDE COLOMBIA.

MARIO HUMBERTO CASTAÑEDA GUERRERO

Trabajo de grado para optar al título de Especialista en Gerencia de Hidrocarburos

Director:

Ingeniero Nicolás Santos Santos

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA.

2016

**A mis padres Omar Castañeda Díaz y Alba luz Guerrero Jaimes y mis
hermanos Paula Liliana y Omar Andrés, quienes siempre han me brindaron
el apoyo necesario cuando emprendo un proyecto
Y a Thomas que ha llegado a nuestras vidas para unirnos en familia.**

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	17
1. INFORMACIÓN GENERAL.....	20
1.1 OBJETIVOS DEL PROYECTO.....	20
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	20
1.3 ALCANCE	20
2. GAS NATURAL EN COLOMBIA.....	22
2.1 HISTORIA DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA.....	22
2.2 MARCO NORMATIVO Y LEGAL.....	34
2.3 OFERTA DE GAS NATURAL	40
2.4 DEMANDA DE GAS NATURAL.....	45
2.5 TRANSPORTE DE GAS NATURAL	48
2.6 GAS NATURAL COMPRIMIDO PARA USO VEHICULAR (GNCV)	52
2.7 PROYECCIÓN DE OFERTA Y DEMANDA	54
2.8 EVALUACIÓN DEL UP-STREAM.....	61
2.8.1 Yacimientos No Convencionales	66
2.9 EXPORTACIONES DE GAS NATURAL.....	73
2.9.1 Marco normativo de exportaciones de gas natural	77
2.10 PRECIOS DE GAS NATURAL	81
3. IDENTIFICACIÓN DE DEMANDA	85
3.1 POTENCIAL DE USUARIOS RESIDENCIALES Y SU PROYECCIÓN	85
3.1.1 Potencial de Usuarios Residenciales Panamá	87

3.1.2	Potencial de Usuarios Residenciales Costa Rica	90
3.1.3	Potencial de Usuarios Residenciales Nicaragua	92
3.1.4	Potencial de Usuarios Residenciales Honduras	95
3.1.5	Potencial de Usuarios Residenciales El Salvador	98
3.1.6	Potencial de Usuarios Residenciales Guatemala	101
3.1.7	Potencial de Usuarios Residenciales Belice	104
3.2	POTENCIAL DE USUARIOS COMERCIALES	105
3.3	POTENCIAL DE USUARIOS INDUSTRIALES	106
3.4	POTENCIAL DE USUARIOS TERMOELÉCTRICAS	110
3.5	CÁLCULO DE CAUDAL DE DISEÑO	111
3.5.1	Caudal de diseño del sector Residencial	111
3.5.2	Caudal de diseño del sector Comercial	114
3.5.3	Caudal de diseño del sector Industrial	115
3.5.4	Caudal de diseño del sector Termoeléctrico	117
3.5.5	Caudal de diseño consolidado para el gasoducto	119
4.	DISEÑO PRECONCEPTUAL DEL GASODUCTO	121
4.1	NORMATIVIDAD VIGENTE DE REFERENCIA	122
4.2	SELECCIÓN PUNTO DE INICIO Y FINALIZACIÓN	122
4.2.1	Identificación de punto de Inicio	123
4.2.2	Identificación de punto de finalización	123
4.3	ALTERNATIVAS DE TRAZADO	124
4.3.1	Alternativa 1	124
4.3.2	Alternativa 2	125
4.3.3	Alternativa 3	125

4.4	EVALUACIÓN DE LAS ALTERNATIVAS DE TRAZADO	126
4.5	ANÁLISIS OPERACIONAL.....	129
4.6	SOFTWARE UTILIZADO.....	135
4.7	CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LA TUBERÍA Y EQUIPOS	137
5.	ANÁLISIS ECONÓMICO – FINANCIERO	139
5.1	REFERENCIA NORMATIVA PARA EL CÁLCULO DE LAS INVERSIONES	140
5.2	CRITERIOS PARA EL CÁLCULO DE LAS INVERSIONES	141
5.3	CÁLCULO DE LAS INVERSIONES CAPEX.....	142
5.4	CÁLCULO DE LA OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO OPEX.....	149
5.5	ANÁLISIS FINANCIERO.....	150
5.5.1	Cálculo de los volúmenes de venta gas natural.....	150
5.5.2	Ingresos por transporte de gas	152
5.5.3	Proyección Financiera	153
5.5.4	Amortización de la Inversión.....	154
5.5.5	WACC.....	154
5.5.6	Resultados.....	154
5.6	COMPETITIVIDAD DEL PROYECTO	155
6.	CONCLUSIONES	157
7.	RECOMENDACIONES	159
	BIBLIOGRAFÍA.....	161
	ANEXOS.....	166

ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Comparación del mercado de gas natural del año 1993 con el año 2000.....	29
Tabla 2. Caracterización de los principales campos de producción de gas natural en Colombia,.....	42
Tabla 3. Sistema Nacional de Transporte.....	49
Tabla 4. Desbalance de oferta y demanda de gas natural.....	59
Tabla 5. Descubrimientos de yacimientos de gas natural desde la creación de la ANH.....	64
Tabla 6. Potencial de Shale Gas.....	68
Tabla 7. Volúmenes incorporados bajo cada escenario.	70
Tabla 8. Comportamiento de las variables críticas en el escenario base.....	70
Tabla 9. Volumen de exportaciones por gasoductos	76
Tabla 10. Volumen de exportaciones por GNL	76
Tabla 11. Usuarios potenciales a nivel residencial Panamá - 2015.....	88
Tabla 12. Tasa de crecimiento poblacional promedio geométrico Panamá	88
Tabla 13. Proyección viviendas Panamá	89
Tabla 14. Usuarios potenciales a nivel residencial Costa Rica - 2015.....	90
Tabla 15. Tasa de crecimiento poblacional promedio geométrico Costa Rica.....	91
Tabla 16. Proyección Viviendas Costa Rica	91
Tabla 17. Usuarios potenciales a nivel residencial Nicaragua - 2015.....	93
Tabla 18. Tasa de crecimiento poblacional promedio geométrico Nicaragua.....	93
Tabla 19. Proyección Viviendas Nicaragua	94
Tabla 20. Usuarios potenciales a nivel residencial Honduras - 2015.....	96

Tabla 21. Tasa de crecimiento poblacional promedio geométrico Honduras.....	96
Tabla 22. Proyección Viviendas Nicaragua	97
Tabla 23. Usuarios potenciales a nivel residencial El Salvador - 2015.....	99
Tabla 24. Tasa de crecimiento poblacional promedio geométrico El Salvador	99
Tabla 25. Proyección Viviendas El Salvador.....	100
Tabla 26. Usuarios potenciales a nivel residencial Guatemala - 2015.....	102
Tabla 27. Tasa de crecimiento poblacional promedio geométrico Guatemala...	103
Tabla 28. Proyección Viviendas Guatemala	103
Tabla 29. Número de estaciones de servicio por país en Centroamérica.....	108
Tabla 30. Centrales térmicas en Centroamérica.....	110
Tabla 31. Consumos de equipos a gas de uso común	112
Tabla 32. Factor de Coincidencia	113
Tabla 33. Caudal final de diseño por vivienda	114
Tabla 34. Caudal de diseño total por país sector residencial.....	114
Tabla 35. Caudal de diseño total por país sector comercial	115
Tabla 36. Caudal final de diseño por EDS de GNCV.....	116
Tabla 37. Caudal de diseño total por país sector industrial	117
Tabla 38. Caudal de diseño total por país sector residencial.....	118
Tabla 39. Resumen caudal de diseño por sector y país	120
Tabla 40. Muestra de pesos y valores de cada alternativa	127
Tabla 41. Calificación de las alternativas.....	128
Tabla 42. Características principales del gasoducto.....	135
Tabla 43. Características principales de tubería y equipos.....	138
Tabla 44. Estimación valor gasoducto por indicador Rules of Thumb	143

Tabla 45. Estimación valor gasoducto por indicador Petrobras	144
Tabla 46. Estimación valor gasoducto por indicador Oil & Gas Journal.....	145
Tabla 47. Estimación valor gasoducto por indicador Argentina	145
Tabla 48. Resumen Cotización tubería	146
Tabla 49. Estimación valor gasoducto por metodología UPME	146
Tabla 50. Resumen estimación valor gasoducto	148
Tabla 51. Inversión total del gasoducto	149
Tabla 52. Volúmenes de demanda esperada en MMpcd.....	151

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Comparación de la infraestructura gasífera del país en año 1993 respecto al año 2000	29
Figura 2. Estructura de la industria del gas natural.....	38
Figura 3. Esquema del Sector.....	39
Figura 4. Reservas Totales – Reservas Probadas y composición de las reservas en el 2014.	41
Figura 5. Suministro de gas por año y composición de la oferta por campo en el 2014.	43
Figura 6. Demanda de gas natural por sector y promedio anual.	46
Figura 7. Participación por estratos en el sector residencial de gas natural en Colombia.....	47
Figura 8. Infraestructura de gas natural en el país.....	50
Figura 9. Comportamiento de los Vehículos convertidos a GNCV y la Construcción de Estaciones de Servicio de GNCV.....	53
Figura 10. Declaración de Producción de Gas Natural.	54
Figura 11. Declaración de producción más reservas probables y posibles.	56
Figura 12. Escenarios de oferta de gas	57
Figura 13. Escenarios de demanda de gas natural.....	58
Figura 14. Balance de Gas Natural 2015 - 2014.....	59
Figura 15. Perforación de Pozo exploratorios y ejecución de sisca 2D desde la creación de al ANH.....	62
Figura 16. Resultados de la perforación de pozos A3.	63
Figura 17. Contratos Vigentes	65

Figura 18. Ubicación geográfica de las fuentes del estudio de Ecopetrol.....	69
Figura 19. Proyecciones y Oportunidades – Reservas de Gas (2013 – 2035). ..	71
Figura 20. Prospectivas de Shale Oil y Shale Gas en Colombia	72
Figura 21. Trazado gasoducto Binacional Colombia - Venezuela.....	75
Figura 22. Evolución Comportamiento de Precios de Gas Natural	83
Figura 23. Estimación de Precios de largo Campo Guajira- Escenarios de Referencia.....	84
Figura 24. Distribución de potencial de usuarios Panamá	89
Figura 25. Distribución de potencial de usuarios Costa Rica	92
Figura 26. Distribución de potencial de usuarios Nicaragua	95
Figura 27. Distribución de potencial de usuarios Honduras	97
Figura 28. Distribución de potencial de usuarios El Salvador	101
Figura 29. Distribución de potencial de usuarios Guatemala	104
Figura 30. Diagrama de evaluación de alternativas de trazado	128
Figura 31. Perfil de Presión resultado	133
Figura 32. Simulación Gasworks.	134
Figura 33. Entrada de cromatografía.	136
Figura 34. Cálculo de las condiciones principales del gas.....	136
Figura 35. Selección de ecuación.	137
Figura 36. Demanda proyectada por tipo de usuario	152

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO A. DEFINICIONES	166
ANEXO B. SIGLAS	172
ANEXO C. CAMPO QUE PRODUCEN GAS NATURAL POR CUENCA	174
ANEXO D. MECANISMO DE COMERCIALIZACIÓN Y MODALIDADES DE CONTRATACIÓN	175
ANEXO E. FASES DEL PROYECTO	180
ANEXO F. RESUMEN SIMULACIÓN	181
ANEXO G. RESUMEN ANÁLISIS FINANCIERO.....	184

RESUMEN

TÍTULO: ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICO DE UN GASODUCTO PARA EL TRANSPORTE DE GAS NATURAL HACIA CENTROAMÉRICA DESDE COLOMBIA*.

AUTOR: MARIO HUMBERTO CASTAÑEDA GUERRERO**.

PALABRAS CLAVES: Gasoducto, Centroamérica, Exportación de gas natural, TIR, VAN, CAPEX, OPEX.

DESCRIPCIÓN: Debido a la carencia en Centroamérica de una canasta energética propia, lo hace una región netamente importadora de productos derivados del petróleo y gases combustibles para uso de las Termoeléctricas e Industrias y para el mercado residencial y comercial. Por otro lado Colombia con más de 60 años de experiencia en la explotación y comercialización de hidrocarburos siendo un referente en la región en este sector industrial, no cuenta con una planeación en su oferta de gas natural, contando con excedentes que son subutilizados por no tener un mercado proyectado ni una demanda definida la cual puede estar en Centroamérica.

De lo anterior nace la necesidad mediante el presente estudio de dar los primeros cimientos en la exploración de nuevos mercados internacionales del gas natural. El propósito de éste trabajo es realizar el estudio de prefactibilidad técnico-económico de un gasoducto de transporte de gas natural hacia Centroamérica desde Colombia.

De esta forma, el estudio consta de cinco capítulos en donde inicialmente se presenta la información base del estudio, posteriormente se da una revisión del estado actual del *upstream* y *downstream* del gas natural en el país, se identifica un punto de conexión probable, las etapas del gasoducto y los centros de consumo masivo en Centroamérica, se desarrolla un análisis hidráulico de la línea con la evaluación de ubicación de estaciones de compresión, especificaciones de tubería y equipos principales y por último se realiza un análisis financiero mediante el cálculo del CAPEX y OPEX y un análisis de las inversiones proyectadas por etapas del gasoducto teniendo como indicadores financieros base el VAN y la TIR. Concluyendo en la viabilidad, restricciones y consideraciones de las siguientes etapas del proyecto.

* Monografía.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas - Escuela de Ingeniería de Petróleos, Especialización en Gerencia de Hidrocarburos – Director: Nicolás Santos Santos.

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL - ECONOMICAL FEASIBILITY STUDY OF A PIPELINE TO TRANSPORT NATURAL GAS FROM COLOMBIA TO CENTRAL AMERICA*.

Author: MARIO HUMBERTO CASTAÑEDA GUERRERO**

KEYWORDS: Pipeline, Central America, Natural Gas exportation, TIR, VAN, CAPEX, OPEX

DESCRIPTION: On the one hand, the lack of an individual energetic source in Central America makes this region a distinctly importer of oil based products and combustible gases. Those products are used in Thermoelectric and Industrial companies as well in residential and commercial markets. On the other hand, Colombia, with more than 60 years of experience on the exploitation and marketing of hydrocarbons being a local referent in that industrial area, does not have a planning in its natural gas offering, even though it has surpluses that are under-utilized because they do not have a target market and neither a defined purchase, that might be in Central America.

In the view of the foregoing the need to set the first foundation on exploring new international natural gas markets was born. The objective of this research is to study the technical - economical feasibility of a pipeline to transport natural gas from Colombia to Central America.

Thus, this research contains five chapters. Initially it presents the basis of the study. Then, it gives a review of the current state of the natural gas UPSTREAM and DOWNSTREAM in the country, the identification of a possible link up point, the gas pipeline stages and the highest intake points in Central America. It develops a hydraulic analysis of the pipeline with the evaluation of: the location of the compressors stations, the pipe specifications, and the main equipments. Finally, it makes a financial analysis based on the estimation of the CAPEX and OPEX and also, the analysis of the planned investments by pipeline stages taking as basic financial indicators the VAN and the TIR. It concludes with the viability, restrictions and considerations of the upcoming stages of the Project.

*Monograph.

** Physicochemical Faculty – School of Petroleum Engineering – Director: Mr. Nicolás Santos Santos.

INTRODUCCIÓN

Centroamérica está compuesto por siete (7) países distribuidos de norte a sur por Guatemala, Belice, Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá, representa el 4% de los habitantes del continente Americano. El consumo energético en Centroamérica presenta una tendencia hacia el petróleo y sus derivados, sin embargo, la mayor concentración es por las energías tradicionales como la leña para la cocción de alimentos, con una participación en el consumo energético del 50% aproximadamente. La generación eléctrica de Centroamérica en el último año ascendió cerca a los 45.735 GWh, en donde el 36.3% se generó a partir de los derivados del petróleo y carbón, con una participación del 0,5%, del gas natural; el 47.4% se genera hidráulicamente y el restante 16.7% se los reparten la geotérmica, el bagazo de caña y la energía eólica¹.

Los países centroamericanos presentan actualmente una carencia de fuentes de recursos energéticos con la capacidad de atender su demanda interna, por lo cual son netamente importadores de combustibles líquidos destinados al transporte, industria y producción térmica, representando un alto impacto económico a nivel país. Adicional a lo anterior, se presenta un problema social, ya que el alto precio de los combustibles importados no pueden absorberlos en su totalidad los gobiernos y parte de estos costos son trasladados a la población afectando el bienestar económico de los habitantes imponiendo una barrera en el desarrollo de nuevos proyectos productivos por no contar con el suministro combustible de forma continua, confiable y económica.

Colombia, con más de 60 años de desarrollo de la industria de gas natural y un mercado maduro en constante crecimiento, mediante el impulso de políticas

¹ NACIONES UNIDAS. Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL). Unidad de Energía y Recursos Naturales. Centroamérica: Estadísticas de producción del subsector eléctrico, 2013. Junio de 2014.

energética por parte del gobierno e iniciativas privadas, presenta prospectos importantes de reservas de gas natural principalmente provenientes de yacimientos OffShore y No Convencionales, los cuales deberán contar con una demanda potencial evaluada para asegurar su comercialización.

El gas natural se ha convertido en un protagonista en la atención de demanda energética mundial, por ser considerado un combustible limpio y económico en relación con otros energéticos y por sus atributos físico-químicos su uso va desde generación eléctrica, procesos productivos industriales, combustible vehicular y cocción de alimentos impactando positivamente la economía y el bienestar social de las naciones que lo consumen. Éste combustible es un vacío en la canasta energética de Centroamérica por no contar con fuentes de suministro permanentes y perdiéndose de los beneficios económicos por ser un combustible de menor valor que los combustibles fósiles; ambientales ya que la combustión del gas natural produce menos CO₂ por unidad de energía producida que otros combustibles fósiles y está prácticamente exento de azufre y de niveles orgánicos volátiles; y de suministro contando con un combustible de fácil acceso, con suministro continuo y sin la necesidad de almacenamiento.

Los esfuerzos de los países centroamericanos, en llevar el servicio de gas natural a los hogares, industria y comercio y en el desarrollo de Termoeléctricas dedicadas a gas natural, a bien de que es un recurso que faltante en la región, lleva a que se revise la viabilidad de este proyecto en ámbitos adjuntos a los de la viabilidad técnica y económica.

El estudio da los primeros cimientos y expectativas a un nuevo mercado y establece los parámetros básicos que se deberá tener en cuenta en la estrategia de ejecución del proyecto garantizando el abastecimiento del gas natural en condiciones seguras en la zona de influencia del proyecto.

Por lo anterior ésta monografía está diseñada en siete capítulos en donde inicialmente se presenta las bases del estudio; en el tercer capítulo se da una revisión del estado actual del *upstream* y *downstream* del gas natural en el país; en el cuarto capítulo se identifica los centros de consumo masivos y su demanda, posteriormente en el quinto capítulo se identifica un punto de conexión y las etapas del gasoducto, se selecciona la ruta más optima y se realiza un análisis hidráulico del gasoducto, en el sexto capítulo se presenta el análisis financiero definido a través del cálculo del CAPEX y OPEX y de los indicadores financieros VAN y la TIR. Por último se concluye en la viabilidad, restricciones y consideraciones de las siguientes etapas del proyecto.

1. INFORMACIÓN GENERAL

1.1 OBJETIVOS DEL PROYECTO

Realizar un estudio técnico-económico de la construcción de un gasoducto desde Colombia hacia Centroamérica con el fin de atender la demanda domiciliaria, comercial, industrial y de generación eléctrica.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- ✓ Evaluar el estado actual de *upstream* y *downstream* del gas natural en Colombia.
- ✓ Identificar los puntos masivos de consumo y calcular su demanda de cada uno de los países en Centroamérica.
- ✓ Establecer las alternativas de trazado y las etapas del gasoducto.
- ✓ Desarrollar el análisis hidráulico de la línea con la evaluación de ubicación de estaciones de compresión, especificaciones de tubería y equipos principales a nivel pre-conceptual.
- ✓ Realizar la estimación del CAPEX – OPEX y el análisis de inversión.

1.3 ALCANCE

Se realizará un estudio de prefactibilidad, con un nivel técnico de ingeniería pre-conceptual de la alternativa seleccionada de la línea principal (troncal) de un gasoducto de transporte de gas natural desde Colombia hacia Centroamérica estableciendo los parámetros básicos que se deberá tener en cuenta en la estrategia de ejecución del proyecto y un nivel económico conceptual que permitirá estimar los costos realizando un análisis particular frente a este cálculo,

bajo la consideración de contar con la oferta suficiente de gas natural para atender la demanda calculada e información secundaria para el cálculo de ésta.

2. GAS NATURAL EN COLOMBIA

La comercialización de gas natural en Colombia tiene un poco más de medio siglo, aunque las primeras concesiones para la explotación de hidrocarburos se dieron en la primera década del siglo XX, el gas natural era visto como un subproducto por las compañías petroleras porque no generaba ningún tipo de valor al no existir una demanda en firme de sus reservas, por lo cual se desperdiciaba, se quemaba en teas o se abandonaban los campos cuando solo encontraba gas ya que el único propósito era la obtención de crudo. Como dato histórico, el primer yacimiento de gas natural libre hallado en Colombia se dio entre los límites de los departamentos de Sucre y Córdoba, entre los municipios de San Marcos y Sahagún en la concesión Jobo-Tablón en 1958.

2.1 HISTORIA DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA

El inicio de la comercialización del gas natural en el país se da en 1960, cuando empresarios de la costa norte en asociación con empresas operadoras de campos petroleros decidieron impulsar una iniciativa empresarial de crear una nueva compañía (Gas Natural de Colombia²), como influencia de la revolución energética del uso de éste energético presentada en Europa, Estados Unidos y Argentina; con el fin de abastecer a las industrias de la ciudad de Barranquilla y darle uso al gas asociado al petróleo que se estaba reportando en pozos exploratorios y puntualmente al descubierto en 1945 por Colombian Petroleum operador de la concesión Cicuco-Violó dentro de departamento de Bolívar y además de iniciar la sustitución del Fuel Oil un energético de mayor costo, escaso y gran generador de contaminantes.

² Revolución del Gas Natural, Medio Siglo de Bienestar y Competitividad para los Colombianos. Asociación Colombiana de Gas Natural – Naturgas-. Abril de 2014.

La creación de esta nueva compañía constituyó las bases del mercado de gas en el país en donde los productores por primera vez vieron la factibilidad de darle un uso económicamente viable al gas natural, los empresarios de obtener un energético más económico y con un abastecimiento fiable y el gobierno de obtener mayores recursos por regalías, atraer inversión extranjera e impulsar nuevos proyectos de las empresas con operación en el país.

En el primer trimestre de 1961, con el conocimiento por parte del gobierno de la apertura de un nuevo negocio energético en el país, le da un primer impulso al gas natural comercial y eleva su importancia en la canasta energética obligando a las compañías operadoras a darle uso comercial o dentro de los mismos campos o reinyectándolo, restringiendo la quema y el desperdicio del energético³.

El primer logro de la naciente compañía Gas Natural de Colombia se presentó el 10 de marzo de 1962 cuando se inauguró el primer gasoducto del país que conectaba el campo Cicuco con las industrias de la ciudad de Barraquilla mediante un tubo de 22 kilómetros de 10" de diámetro con capacidad de transporte de 30 MMpcd. Con la construcción del gasoducto no solo las empresas socias a Gas Natural de Colombia se conectaron, se impulsó la conexión de otras industrias, la conexión de la Termoeléctrica del Atlántico y la planeación de construcción de nuevas industrias y plantas de generación térmica.

Los grandes resultados presentados por Gas Natural de Colombia y la industrial barranquillera con el uso del nuevo energético, motivó la ejecución de nuevos proyectos similares en los años próximos en ciudades cercanas a yacimientos, la construcción del gasoducto desde Jobo-Tablón hasta la zona industrial de Mamonal en la ciudad de Cartagena (1964), el gasoducto desde Payoa Provincia hasta la Refinería de Barrancabermeja, el gasoducto desde la Refinería de Barrancabermeja hasta la zona industrial de Chimita en Bucaramanga (1966), el

³ Ley 10 de marzo 16 de 1961. Artículo 14.

gasoducto desde El Difícil - Barranquilla (1967) y desde el campo Dina en el departamento de Huila hasta la ciudad de Neiva.

Al no existir una regulación técnica sobre la distribución de gas natural, se suscriben contratos de concesiones en donde se le otorga la autorización de construir y prestar el servicio público de gas natural domiciliario por un periodo de tiempo, y en el transporte de gas se tomo como referencia los aspectos fundamentales de la regulación mexicana, la cual tenía adaptaciones de normatividad norteamericana⁴.

En la década del 70 y con el fin de contrarrestar a la crisis petrolera presentada en el país donde se pierde la auto-eficiencia energética, el gobierno incentivó la exploración petrolera en la costa norte, entre las áreas de exploración se encontraba el departamento de La Guajira que contaba con buenos prospectos de hallazgo petrolero. Como resultado principal de éstas exploraciones, fue el descubrimiento de Campo Ballena un gigantesco yacimiento de gas natural por Texas Petroleum Company –TEXACO-; no obstante éste descubrimiento representaba un fracaso en la exploración en años de crisis y de sequia de nuevos hallazgos petroleros y por la carencia de un mercado solido y de infraestructura de gas natural, sin embargo y como dato a resaltar éste ha sido el descubrimiento de gas más importante presentado en el país.

Los descubrimientos de campos de gas no paraban con Campo Ballena, posterior a éste descubrimiento se dio el hallazgo *offshore* del Campo Chuchupa y un par de años más delante un nuevo descubrimiento cerca a Riohacha. Esta serie de hallazgo permitió darle una nueva visión al gas natural e iniciar la planeación de ampliar el mercado más allá del industrial enfocado al desarrollo de un mercado mediante el abastecimiento a nivel residencial sustituyendo el *cocinol* en los hogares y la reconversión de las térmicas e industrias a gas natural reemplazando

⁴ Guillermo Cáez Gómez. Estudio de Mercado del Gas en Colombia. 2012.

el consumo de *fuel oil*, permitiendo la disminución de la demanda de estos combustibles en el país generando el mismo efecto en su importación.

Terminando la década de los 70's y para equilibrar el déficit en la producción de crudo se realizó una mejora a la infraestructura petrolera que incluyó la construcción del sistema de gasoductos desde los campos de La Guajira hasta Cartagena pasando por Barranquilla en un trazado de 380 kilómetros en diámetros de 12 y 20" y con capacidad de transporte de 225 MMpcd, ampliación de la refinería de Cartagena para mejorar la eficiencia en el proceso de refinación, extensión del sistema de oleoductos existente que garantizaría el transporte de todo el crudo que se producía en todos los pozos del país y la formulación de un nuevo esquema de contratación. Todo este dinamismo que formuló el gobierno y bajo una normatividad actualizada tuvo sus frutos cuando el país recuperó su autosuficiencia petrolera con una serie de descubrimientos importantes en los llanos orientales Campo Apiay en 1981, Caño Limón en 1983 (El mayor descubrimiento petrolero de Colombia) y finalmente Cusiana en 1989.

En el sector de gas natural, el descubrimiento de Campo Apiay en el Meta marco un hito en la estructuración del mercado energético en el país, con la producción de gas en esa zona se comenzó a crear un nuevo mercado que generó la construcción de un gasoducto hasta Villavicencio y posteriormente hasta Bogotá, fundando el mismo impacto en las industrias y térmicas de la zona que ocurrió en la Costa Atlántica.

Por la época no haber una regulación tarifaria clara, no existían contratos de transporte, ya que se facturaba quincenalmente el consumo y las tarifas se fijaban en acuerdo entre el MME y los agentes contemplando los costos del servicio, la inversión y la proyección de inversiones. En la distribución se llevaba a cabo mediante concesiones de periodos de 50 años y las empresas fijaban el costo de la conexión del servicio, las instalaciones internas y el porcentaje de subsidios.

Cuando el país iniciaba un desarrollo promisorio con nuevos descubrimientos petrolíferos y sus expectativas estaban en un nivel nunca antes visto, el país entró a la segunda crisis energética en los primeros años de la última década del siglo XX consecuencia de la excesiva carga en el sistema eléctrico en el país. La energía eléctrica representaba el 12.2% de la demanda energética del país y su principal nicho de consumo era el sector residencial basado en el uso de cocción de alimentos, en calentadores de agua y en aires acondicionados⁵. Este uso en la época era cinco veces más costoso que el gas natural y tres veces más que el GLP (Eduardo Cock. “Una Solución: Gas para todo el país”. Septiembre 12 de 1990). Aunque la comercialización de gas natural llevaba un par de décadas y se diseñaba la primera política energética para darle un uso masivo al gas natural “Gas para el cambio”⁶, aún no era fuerte en el sector residencial.

La Política “Gas para el cambio” estaba basada en aumentar la demanda de gas natural, incluyendo una meta para conectar hogares, intensificar su uso en la industria y utilizarlo como carburante en los vehículos. El medio para realizarlo era conectando el mercado residencial de las grandes ciudades con los campos de producción ampliando la oferta de gas que en la época estaba concentrado en la Costa Atlántica por la cercanía a los mayores campos de producción.

La ejecución del programa tuvo como actor principal a Ecopetrol que participaba en toda la cadena del gas natural siendo socio de TEXACO en los yacimientos de La Guajira, en el transporte de gas tenía participación en Promigas que operaba los gasoductos en la Costa Atlántica y tenía participación en empresas que posteriormente gestionó la creación de empresas de distribución de gas natural por red⁷.

⁵ Revolución del Gas Natural, Medio Siglo de Bienestar y Competitividad para los Colombianos. Asociación Colombiana de Gas Natural – Naturgas-. Abril de 2014.

⁶ Gas para el cambio consistía en el diseño de una red de gasoductos que unirían los campos de producción con los centros de consumo masivo.

⁷ Revolución del Gas Natural, Medio Siglo de Bienestar y Competitividad para los Colombianos. Asociación Colombiana de Gas Natural – Naturgas-. Abril de 2014.

Con toda ésta revolución e iniciativas el impacto del gas natural aun estaba lejos de ser masivo, el motivo era la sectorización que se tenía en el suministro de gas natural en el país, la Costa Atlántica se abastecía de los campos de La Guajira, Bogotá y Villavicencio de Apiay, Neiva de Dina y Bucaramanga de de Payoa y Provincia pero sin existir una interconexión entre ellos.

El nuevo desafío del gobierno para promover y expandir el consumo masivo del gas natural era asegurar el abastecimiento de gas natural en el interior del país, ya que la oferta de gas en esta zona provenía de campos pequeños y no contaba con un abastecimiento a largo plazo. De lo anterior nació la necesidad de plantear la conexión de los grandes campos de La Guajira con las ciudades del interior del país mediante un gasoducto, basado en su factibilidad ya que las reservas no eran tan grandes para ser exportadas, pero su producción nominal de 400 MMpcd superaba la demanda que existía en la Costa Atlántica que en la época era de 250 MMpcd y podía soportar el consumo energético en el interior del país⁸.

Con las reglas de juego claras y con bases jurídicas después de la proclamación de la nueva Constitución en 1991, el gobierno dio el impulso definitivo al gas natural para que se convirtiera en un energético competitivo, expidiendo el documento CONPES⁹ 2571 “Programa para la masificación del gas” el cual tenía como objetivo promover el consumo masivo de gas natural bajo los objetivos: i) Masificar el consumo masivo de gas natural y gas propano en las principales ciudades; ii) Incentivar la participación privada en la producción y comercialización de energía; iii) Acercar los precios a los costos reales de producción y prestación de los servicios; y iv) Optimizar la utilización de las reservas de gas natural disponibles¹⁰.

⁸ Revolución del Gas Natural, Medio Siglo de Bienestar y Competitividad para los Colombianos. Asociación Colombiana de Gas Natural – Naturgas-. Abril de 2014.

⁹ Consejo Nacional de Política Económica y Social

¹⁰ Documento Conpes 2571 de diciembre de 1991.

Este nuevo aire a la industria motivo la necesidad de la construcción del gasoducto central que conectaría los campos gasíferos de La Guajira con los centros de consumo del interior hasta los campos del departamento del Huila garantizando la ampliación del consumo masivo del gas natural a nivel residencial unos de los pilares de la nueva política del gobierno, además se proyectó un tramo desde La Guajira hasta Córdoba, de Sebastopol a Medellín, de Cusiana hasta Vasconia y el abastecimiento del eje cafetero y Valle del Cauca mediante el poliducto de Caldas. En este nuevo escenario se le ordenó a Ecopetrol la ejecución de la construcción de los gasoductos proyectados buscando nuevas formas de financiación por los grandes costos que demandaría, entre posibilidades la opción más viable era mediante el BOMT¹¹.

Con el fin de darle un nuevo soporte a la política de masificación de gas en plena crisis energética y como resultado de la explotación de nuevos yacimientos Cusiana y Cupiagua y de la reevaluación de las reservas probadas de gas que aumentaron en un 89% pasando de 3.7 Gpc en 1991 a 7 Gpc en 1993, se expidió en 1993 un segundo CONPES 2646 “Estrategia para el desarrollo del Programa de Gas”, que aprobó las estrategias para garantizar la ejecución del plan de masificación y así estimular su demanda ofertando volúmenes importantes a los grandes consumidores mediante la ampliación de una matriz energética y promoviendo la construcción de una red de sistema de transporte mediante esquemas BOMT para la conformación de nuevos mercados industriales, residenciales y eléctricos. Otro punto importante del CONPES 2646 fue la designación de la creación de una empresa dedicada exclusivamente a la operación del transporte de gas natural. Los resultados de las políticas del gobierno se presentan en la siguiente figura y tabla, comparando el mercado de gas natural del año 1993 con el año 2000.

¹¹ Build, Operate, Manage and Transfer

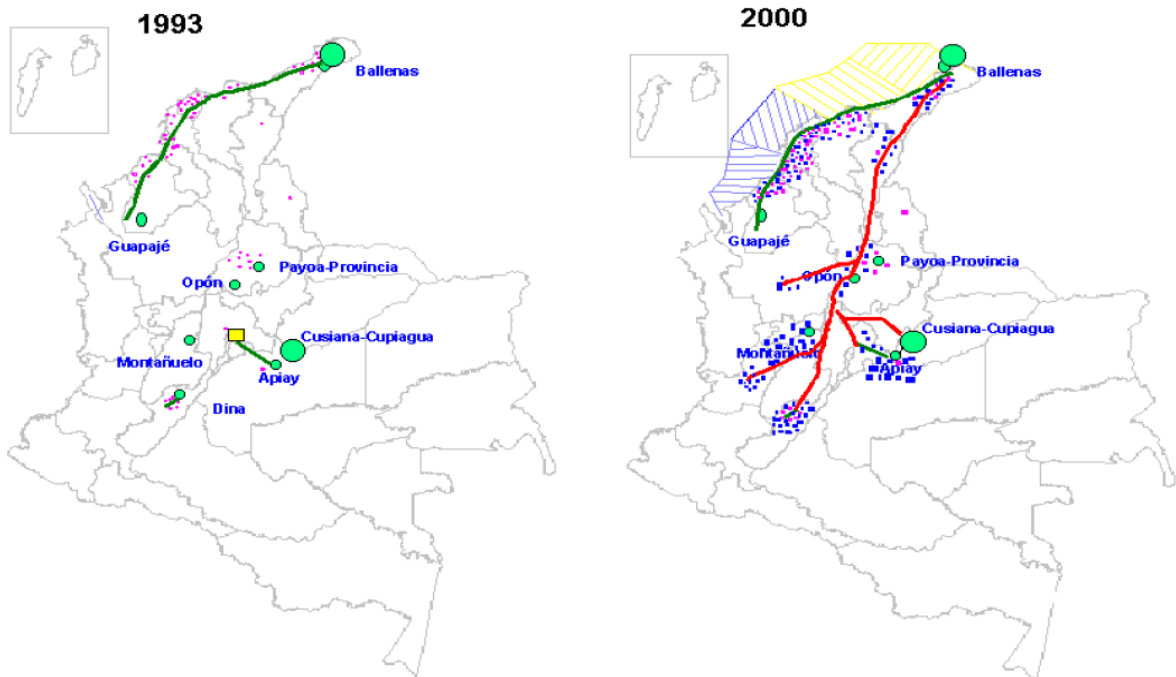


Figura 1. Comparación de la infraestructura gasífera del país en año 1993 respecto al año 2000

Fuente: Tomado de CONPES 3190 “Balance y estrategias a seguir para impulsar el plan de masificación de gas”

	1993	2000
Municipios Atendidos	31	2010
Usuarios	400,000	2,492,010
Kilómetros de Gasoducto	1,810	5,632
Empresas Distribuidoras	7	20
Empresas Transportadoras	1	8

Tabla 1. Comparación del mercado de gas natural del año 1993 con el año 2000

Fuente: CONPES 3190 de 2002. “Balance y estrategias a seguir para impulsar el plan de masificación de gas”

Como resultado de las políticas del gobierno se construyeron las troncales del sistema de transporte de gas natural además del aumento de capacidad de producción del Campo Chuchupa con la construcción y puesta en operación de una segunda plataforma (Chuchupa 2) que aumentó la producción de gas natural a 700 MMpcd que garantizó la ejecución del programa y la entrega de gas natural a los centros de consumo de forma simultánea. Los proyectos principales

ejecutados como resultado del impulso al sector por parte del gobierno y que permitió ampliar la cobertura de suministro de gas, son los siguientes:

- Ballena – Barranca a través de Centragas. BOMT
- Mariquita – Cali a través de Transgas del Occidente. BOMT
- Gasoducto Boyacá – Santander responsabilidad de Ecopetrol.
- Sebastopol – Medellín concesión a Transmetano.
- Payoa – Bucaramanga concesión a Transportadora del Oriente.
- Hobo – Neiva concesión a Progasur.

Una vez proyectado la ampliación del mercado de gas natural y sentadas las bases en la nueva constitución de 1991, que obliga al Estado a prestar los servicios públicos (artículo 65) y al Legislativo la expedición de leyes que regirán, la inspección y vigilancia de la prestación de los servicios públicos (artículos 367, 369 y 370), se expide la Ley 142 de 1994 “Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones”, que buscaba que el Estado pasara de prestar el servicio, la regulación y la vigilancia a garantizar la prestación de los mismos mediante la supervisión, vigilancia y control de los actores del sistema, ya fueran públicos o privados¹². Con la expedición de ésta Ley dio mayor sustento a la Comisión de Regulación de Energía (Creada por el Decreto 2119 de diciembre 31 de 1992), y la facultó para tratar toda la regulación de gas y desde ese entonces se denomina CREG Comisión de Regulación de Energía y Gas. Adicional a formalización de la CREG, la Ley 142 de 1994 en su Artículo 75 determinó el funcionamiento de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios¹³ y mantiene como el encargado de la formulación de la política nacional en materia hidrocarburo al MME apoyada por una entidad encargada de la planeación e información del sector minero-energético (UPME).

¹² Revolución del Gas Natural, Medio Siglo de Bienestar y Competitividad para los Colombianos. Asociación Colombiana de Gas Natural – Naturgas-. Abril de 2014.

¹³ Antes de estas reformas, el gobierno nacional coordinaba las políticas del sector del gas a través del MME y DNP. Evolución del servicio de gas domiciliario durante La última década. Universidad de los Andes. 2005.

La Ley 142 de 1994 definió el servicio de gas natural domiciliario como: “...el conjunto de actividades ordenadas a la distribución de gas combustible, por tubería u otro medio, desde un sitio de acopio de grandes volúmenes o desde un gasoducto central hasta la instalación de un consumidor final, incluyendo su conexión y medición. También se aplicará esta ley a las actividades complementarias de comercialización desde la producción y transporte de gas por un gasoducto principal, o por otros medios, desde el sitio de generación hasta aquel en donde se conecte a una red secundaria”¹⁴

Años adelante y conforme a lo establecido en el CONPES 2646 y Ley 142 que prohibía la integración vertical entre la producción y el transporte de gas con el fin de asegurar la competitividad del sector, se creó la Empresa Colombiana de Gas – ECOGAS- por medio de la expedición de la Ley 401 de 1997 con la figura de una empresa comercial e industrial del Estado. Con la creación de ECOGAS, Ecopetrol dejó de asumir la ejecución del Plan de Masificación de Gas y le permitió enfocarse a su principal labor en la exploración y explotación de hidrocarburos apartándose del mercado de transporte de gas.

ECOGAS recibía en cesión los activos valorados en USD 435 millones y derechos que tenía Ecopetrol en las actividades de transporte de gas; además ECOGAS asumiría el costo de los contratos de BOMT existentes en la época. Sin embargo, el flujo de ingresos de la compañía no fue el esperado lo cual perjudicó las inversiones proyectadas en la expansión de la red de gasoductos y se vio seriamente afectada por la falta de una política clara en materia de tarifas y por la depresión económica ocurrida en el país en el año 1999. Consecuencia de lo anterior, el gobierno decidió la privatización de la compañía la cual se realizó en el año 2006 mediante una subasta y fue adquirida por la Empresa de Energía de Bogotá por 3.25 billones de pesos y constituyó la empresa Transportadora de Gas del Interior S.A. –TGI-. Dentro de los activos contaba con 3,662 kilómetros de los

¹⁴ Ley 142 de 1994. Artículo 14.28.

cuales el 50% aproximadamente eran operados directamente, el otro 50% se realizaba a través de BOMT, atendiendo a distribuidores, termoeléctricas, industrias y proveedores de gas natural¹⁵.

En los primeros años del nuevo siglo, se logró el descubrimiento de campo Gibraltar con una reserva de 630 Giga pies cúbicos Gpc, se expidió el documento CONPES 3190 “Balance y Estrategias a seguir para impulsar la Masificación del Gas” resultado de la evaluación realizada por parte del gobierno al programa de Plan de Masificación de Gas, se pone en marcha las plantas de tratamiento Cusiana – Cupiagua, se evalúan exportaciones de gas con Panamá y se aumenta la capacidad de transporte mediante la instalación de compresores en el gasoducto Ballena – Vasconia y Cusiana – El Porvenir.

En los últimos años, el hito más importante que impulsó la ejecución y planeación de proyectos en el sector que buscan garantizar la confiabilidad en el abastecimiento de gas natural, fue el fenómeno del niño presentado en el país en el segundo semestre de 2009 y finalizó durante el primer semestre del 2010¹⁶. En la presencia del fenómeno del niño los niveles de los embalses de las hidroeléctricas disminuyen afectando la generación de energía, en esta situación son las termoeléctricas las que entran a reemplazar la oferta de energía faltante por el fenómeno. En esta situación la generación de energía de las termoeléctricas demanda mayores cantidades de gas natural.

Bajo esta situación, la ley establece la prioridad en el suministro de gas a las termoeléctricas y al sector residencial, exponiendo a los demás sectores a recortes e interrupciones en el suministro. Para contrarrestar esta situación se aceleraron la ejecución de proyectos como la entrada en operación de campo

¹⁵ Revolución del Gas Natural, Medio Siglo de Bienestar y Competitividad para los Colombianos. Asociación Colombiana de Gas Natural – Naturgas-. Abril de 2014.

¹⁶ El fenómeno del Niño es el calentamiento de las aguas superficiales del océano pacífico tropical central y oriental, produce escasez de lluvia en Colombia. IDEAM – COLOMBIA.

Cusiana y ampliaciones en la capacidad de transporte de gasoductos, la expedición de Decretos por parte del gobierno y toma de decisiones trascendentales para liberar gas y mantener el suministro a todos los sectores, como: el cambio a *fuel oil* de TEBSA y el recorte en el volumen exportado a Venezuela.

De acuerdo con las cifras de NATURGAS en el 2011, para contrarrestar las consecuencia del fenómeno del niño se realizaron inversiones por más de USD909 millones, que consistieron en aumentar la producción con la entrada de Campo Cusiana, aumento de la capacidad de transporte de los gasoductos Ballena – Barrancabermeja y Cusiana – Vasconia – Cali. Otro punto importante para el sector y futuro de éste que dejó el fenómeno del niño fue la expedición del Decreto 2100 de 2011 “por el cual se establecen mecanismos para promover el aseguramiento del abastecimiento nacional de gas natural y se dictan otras disposiciones”, cuyo fin fue el de establecer las bases para incentivar la producción, la importación de gas, buscar nuevas fuentes de suministro, el desarrollo de proyectos de transporte de gas y en general establecer los instrumentos que garanticen la confiabilidad en el abastecimiento y propender por un uso más eficiente de la infraestructura de suministro y transporte de gas.

Como resultado del Decreto 2100 de 2011, en la actualidad las empresas se están fortaleciendo en el aseguramiento del abastecimiento de gas natural mediante la ejecución y planeación de proyectos enfocados hacia ese fin. Bajo éste esquema se espera la entrada en operación de la Planta de Licuefacción y Regasificación del Grupo Térmico (Compuesto por los principales generadores térmicos de la región Caribe), que respaldará el suministro de gas natural a las termoeléctricas en situaciones insalvables o de grave emergencia o de falta de reservas donde sea necesaria la importación de gas. Además de esta planta, Promigas ejecuta el proyecto de una micro planta de GNL en Soledad – Atlántico para atender la demanda de gas natural en las zonas apartada.

2.2 MARCO NORMATIVO Y LEGAL

La industria del gas natural en Colombia está reglamentada en toda su cadena, en el Upstream se basa en el Código Petrolero y regulación expedida por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, en tanto en el Downstream el Estado ha concentrado sus esfuerzos en la definición de políticas de aseguramiento del abastecimiento, la regulación del sector (CREG), el estímulo a la inversión y la protección de los intereses del consumidor¹⁷.

El marco legal que rige la exploración y producción de hidrocarburos (upstream), está regido básicamente por lo establecido por el Decreto Ley 1760 de 2003, que creó la Agencia Nacional de Hidrocarburos como una Unidad Administrativa Especial, adscrita al Ministerio de Minas y Energía y determinó sus funciones. Conforme a lo establecido en el artículo 4 del Decreto Ley referenciada, el objetivo de la ANH es la administración integral de las reservas de hidrocarburos de propiedad de la Nación, en desarrollo de lo cual le corresponde la función de administrar las áreas hidrocarburíferas y asignarlas para su exploración y explotación. De lo anterior la ANH administra la exploración y explotación de gas natural y la reglamenta conjuntamente con el Código de Petrolero.

En la operación de la Agencia Nacional Hidrocarburos, ha definido varios tipos de contratación para la actividad de exploración y explotación de campos petroleros, cuyo fin de precisar aspectos contractuales, técnicos y financieros de la actividad como también incentivar la inversión en nuevos proyectos¹⁸. De estos contratos lo más importantes son:

- Contrato de Evaluación Técnica, TEA.
- Contrato de Explotación y/o Exploración, E&P.

¹⁷ Plan de Abastecimiento de Gas Natural. UPME 2015.

¹⁸ Acuerdo 008 de 2004. Agencia Nacional de Hidrocarburos.

La operación de los Contratos de Exploración y/o Exploración, se lleva a cabo desde la asignación de un área (bloque) para realizar la actividad de exploración por un tiempo determinado prorrogable, si ésta fase resulta con hallazgos se procede a pasar a la fase de exploración también por un tiempo determinado prorrogable. La asignación de los bloques se podría dar desde las siguientes modalidades:

- Contratación directa. (Contrato de Evaluación Técnica, TEA)
- Contratación por proceso competitivo
- Solicitud de ofertas
- Nominación abierta de áreas.
- Nominación cerrada de áreas

En la segunda parte de la cadena de gas natural, el marco normativo y legal del downstream, inicia con la ley 142 de 1994 en el artículo 8.2 asignó al Ministerio de Minas y Energía las funciones de planificación del sector gas y esquema macro de su responsabilidad de administrar los recursos naturales no renovables del país asegurando su mejor y mayor utilización, encontramos la formulación, dirección y coordinación de la política nacional en materia de exploración, explotación, transporte, refinación, procesamiento, beneficio, transformación y distribución de minerales, hidrocarburos y biocombustibles y la Adopción de los planes de expansión de la cobertura y abastecimiento de gas combustible¹⁹.

En esta misma Ley, define el gas natural como un servicio público domiciliario junto con sus actividades conexas como el transporte. La Comisión de Regulación de Energía y Gas fue creada en el Artículo 69 de la Ley 142 de 1994 (Adscrita al MME) y le delegó la función de regular el ejercicio de las actividades de los sectores de energía y gas combustible para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, propiciar la competencia en el sector de minas y

¹⁹ <http://www.minminas.gov.co>

energía y proponer la adopción de las medidas necesarias para impedir abusos de posición dominante y buscar la liberación gradual de los mercados hacia la libre competencia²⁰. Además ésta ley atribuye a la CREG la facultad de dictar normas de carácter general o particular en los términos de la Constitución y la Ley, con el fin de someter la conducta de las personas que prestan los servicios públicos domiciliarios y sus actividades complementarias a las reglas, normas, principios y deberes establecidos por la ley y los reglamentos²¹.

El objetivo principal de la CREG es “una entidad eminentemente técnica y su objetivo es lograr que los servicios de energía eléctrica, gas natural, gas licuado de petróleo (GLP) y combustibles líquidos se presten al mayor número posible de personas, al menor costo posible para los usuarios y con una remuneración adecuada para las empresas que permita garantizar calidad, cobertura y expansión²²”. Para cumplir los objetivos, la CREG ha definido: Indicadores de Calidad, Mecanismos de comercialización y Modalidades de contratación, Precios máximos regulados y Limitaciones a la integración vertical con el fin de promover la competencia.

Dentro de la regulación se separó las funciones de regulador y prestador de servicio que ejercía el Estado y racionalizó el régimen tarifario para incentivar la participación privada y al mismo tiempo proteger a los consumidores. Con la creación de la CREG²³, se reguló y definió los eslabones del mercado separando las actividades en Productores, Transportadores, Comercializadores y Distribuidores, prohibiendo la integración entre los eslabones²⁴, no obstante de

²⁰ Literal a). Artículo 74.1. Ley 142 de 1994.

²¹ Artículo 14.18. Ley 142 de 1994.

²² <http://www.creg.gov.co/index.php/es/creg/quienes-somos/objetivo>

²³ Revolución del Gas Natural, Medio Siglo de Bienestar y Competitividad para los Colombianos. Asociación Colombiana de Gas Natural – Naturgas-. Abril de 2014.

²⁴ Resolución CREG No 57 de 1996. ARTICULO 5o. “El transportador de gas natural no podrá realizar actividades de producción, comercialización, o distribución. Las empresas cuyo objeto sea el de vender, comercializar o distribuir gas natural, no podrán ser transportadoras ni tener interés económico en empresas de generación eléctrica. Las empresas que desarrollen actividades de producción, venta o distribución, pueden ser comercializadoras de gas natural”.

existir similitudes en aspectos regulatorios, tarifarios e institucionales. Los eslabones de la cadena del mercado de gas natural se describen a continuación:

- **Productor:** Es quien obtiene el gas natural mediante la exploración y explotación de yacimientos previa asignación del bloque por parte de la ANH. Existen dos clases de productor los que se dedica únicamente a la explotación de gas y los que además de extraerlo se dedican a comercializarlo.
- **Transportador:** Es el encargado de transportar el gas natural a través de tuberías de acero a alta presión desde los campos de producción “Bocas de pozo” hasta las Estaciones de Regulación de Puerta de Ciudad –ERPC- y grandes consumidores bajo previa asignación.
- **Distribuidor:** Es quien cumple la función de llevar el gas a los hogares mediante un sistema de tuberías de media y baja presión y tienen una zona exclusiva asignada para su operación.
- **Comercializador:** Son aquellos que compran y venden el gas natural sin que lo distribuyan.

Por el lado de la demanda participan los consumidores finales, principalmente en los sectores residenciales, industriales, térmicos y transporte.

En la siguiente figura 2, se presenta la estructura de la industria del gas natural.

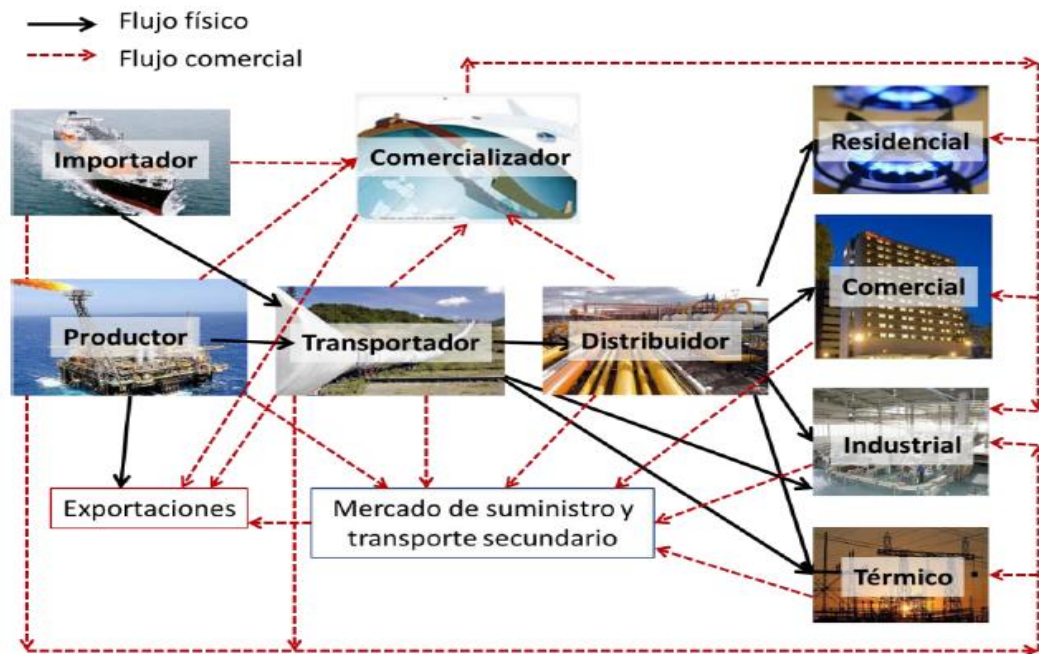


Figura 2. Estructura de la industria del gas natural.

Fuente: UPME - 2015

El sistema regulatorio en Colombia, es un modelo de competencia en suministro, en la producción y comercialización de gas, la regulación en el transporte y distribución es de libre acceso a la infraestructura y existe un mercado secundario que es la reventa de gas principalmente de las generadoras de energía eléctrica que revenden los excedentes de gas natural a los comercializadores y distribuidores. Por los inconvenientes presentados en el mercado se optó por la creación de un Gestor de Mercado con el fin de organizar toda la información de las transacciones realizadas y gas natural disponible.

En el régimen tarifario en el país, la encargada de fijar las políticas tarifarias para toda la cadena del gas natural es la CREG y las empresas de transporte y distribución de gas natural dependen de la aprobación que imparta la CREG para que puedan ser cobradas a los usuarios finales. Mediante la aprobación de la tarifa se remuneran las inversiones aprobadas por la CREG y los costos AO&M.

Dentro de la nueva estructura de la industria, se crea la figura de Gestor del Mercado el cual tiene como principal función la recopilación y hacer pública la información relevante del sector, centralizando la información de contratos, transacciones, resultados de negociaciones, además de servir como garante en el desarrollo de subastas de gas y transacciones en el mercado primario, secundario y mercado interrumpible y la reglamentación del mecanismo de subaste “úselo o véndalo”. En la siguiente figura 3, se presenta el esquema del sector.

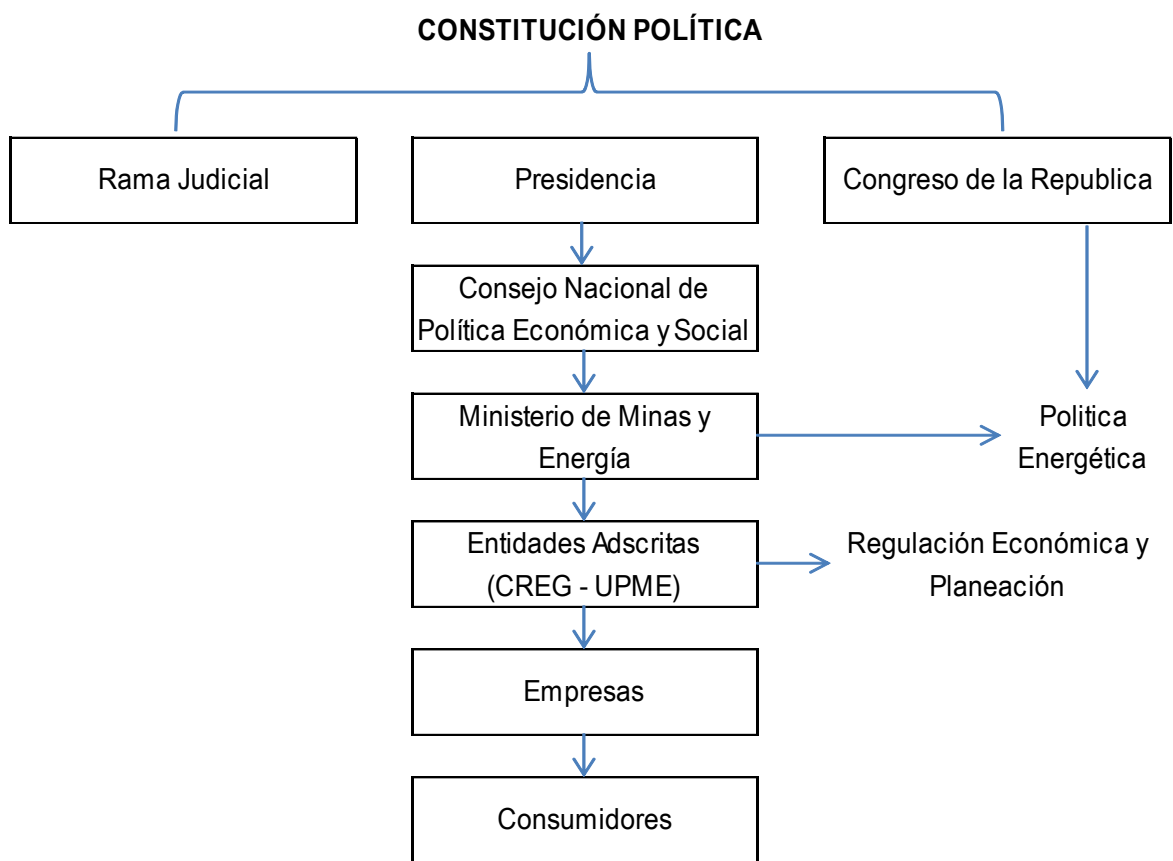


Figura 3. Esquema del Sector

Fuente: UPME - 2015

La Superintendencia de Servicios Públicos también creada con la Ley 142 de 1994, es una entidad de carácter técnico y se encarga de ejercer el control, la inspección y vigilancia del comportamiento de los agentes que presten los servicios públicos domiciliarios de gas natural (Transportador, Distribuidor y

Comercializador) y sancionar las violaciones a las leyes y reglas; además de vigilar y controlar la prestación de los servicios públicos, proteger la competencia y los derechos de los suscriptores.

2.3 OFERTA DE GAS NATURAL

La oferta de gas natural en Colombia ha dependido de la evolución de las reservas y producción de los campos de La Guajira (Ballena y Chucupa), aunque en su descubrimiento existían otros campos en producción, los campos de Ballena y Chucupa son los mayores descubrimientos de gas y han abastecido a más del 80% de los hogares de Colombia. En los últimos años y por el normal desarrollo de la explotación de hidrocarburos tanto las reservas como la producción de los campos del departamento de La Guajira han declinado, siendo reemplazada con la entrada de nuevos campos Cusiana y Cupiagua en los llanos orientales, Gibraltar en el oriente del país y los nuevos descubrimientos dados en el Valle Inferior del Magdalena.

Las reservas totales (Probadas, Posibles y Probables) descendieron por debajo de los 6 Tpc situación que no se presentaba desde hace más de 20 años, resultado de la inexistencia de nuevas incorporaciones en los últimos 3 años, con una disminución en los últimos años del 8% anual. Por otro lado las reservas probadas mantienen una tendencia similar, con una disminución en los últimos años evidenciando una fuerte caída en el último año de 13.6%. A continuación se presenta la figura 4, describe el comportamiento de las reservas totales y probadas en la última década y su composición por campo.

En el anexo C se presentan los campos por cuenca que suministran gas natural al país.

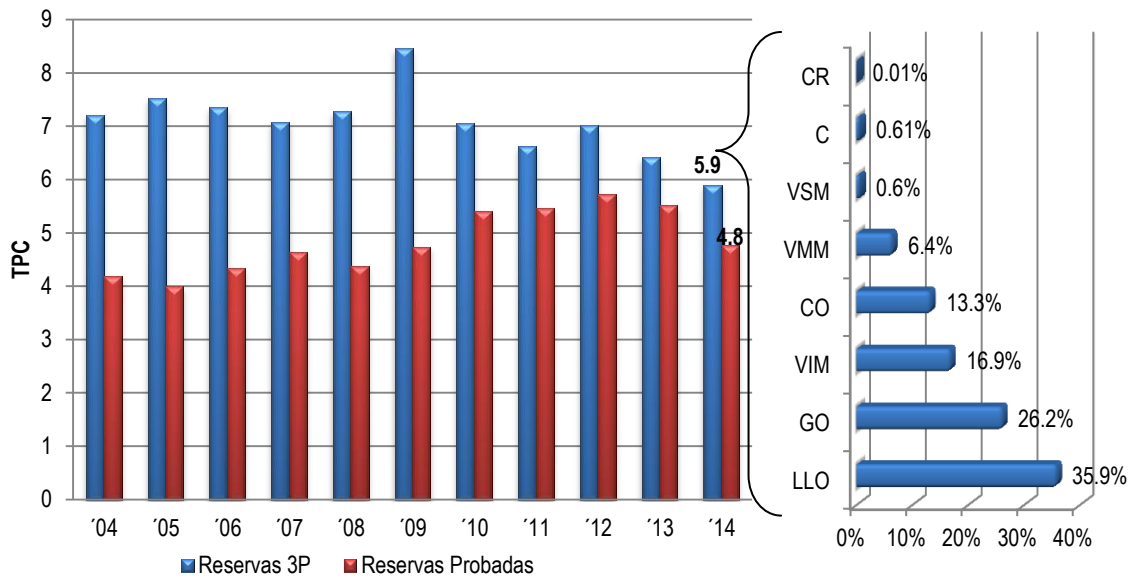


Figura 4. Reservas Totales – Reservas Probadas y composición de las reservas en el 2014.

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos.

De las reservas totales más del 50% se encuentran ubicadas principalmente en dos cuencas: Llanos Orientas y Guajira OffShore con el 35.9 y el 26.2% respectivamente, diferenciados por el tipo de gas contenido en sus cuencas, en La Guajira se halla gas seco listo para la venta y en los Llano Orientales se encuentra gas condensado para reinyección y a la venta. Como se mencionó anteriormente las reservas de los campo de la Guajira ha disminuido y su reemplazo han sido los campos de los Llanos Orientales Cusiana y Cupiagua. Otros bloques que han tenido nuevos y buenos resultados están ubicados en el Valle Inferior del Magdalena que en la actualidad aportan el 17% aprox. de las reservas totales y además es el bloque que presenta mayores reservas probables y posibles con el 37% y 61% respectivamente del total nacional. En la siguiente tabla 2 se presenta los campos de mayor participación caracterizando las reservas, el tipo de gas, de contrato y su participación de las reservas:

CAMPO	CUENCA	RESERVAS 3P (Tpc)	Tipo de Gas	Participación de las Reservas	Tipo de Contrato
Chuchupa	Guajira OffShore	1.4	Seco	21.9%	Asociación
Cusiana	Llanos Orientales	1.15	Condensado	17.9%	Asociación
Cupiagua	Llanos Orientales	1.13	Condensado	17.7%	Asociación
Pauto	Cordillera Oriental	0.7	Condensado	11%	Asociación
La Creciente	VIM	0.32	Seco	5%	E&P
Ballena	Guajira OffShore	0.25	Seco	3.9%	Asociación
Payoa	VIM	0.22	Asociado	3.4%	Asociación
Guama	VIM	0.2	Seco	3.1%	E&P
Nelson	VIM	0.15	Seco	2.4%	E&P
Gibraltar	Cordillera Oriental	0.14	Condensado	2.2%	Convenio E&P
Mamey	VIM	0.14	Seco	2.1%	E&P
Bonga	VIM	0.12	Seco	1.9%	E&P

Tabla 2. Caracterización de los principales campos de producción de gas natural en Colombia,

Fuente: ANH 2015

La producción de gas natural en el país ha tenido incrementos normales de las demandas diarias que corresponden a nuevos clientes conectados, sin embargo a partir del 2007 y con mayor incidencia en el 2008 la producción de gas natural en el país tuvo aumento considerable como respuesta a la exportación de gas natural mediante El Gasoducto Binacional “Antonio Ricaurte²⁵” que desde el campo Ballena en La Guajira colombiana se conecta con la ciudad de Maracaibo en Venezuela. Otro hito importante que marco la producción de gas natural en el país en los últimos años es el Fenómeno del Niño presentado en el año 2009-2010, que ocasionó la disminución de los niveles de los embalses demandando por parte de las termoeléctricas gas natural extra como compensación del fenómeno. En el último año tuvo una disminución respecto al año anterior y se alcanzo un promedio total de producción de 1110 MMpcd. En la siguiente figura 5, se presenta el comportamiento de la producción de gas en el país.

²⁵ Gasoducto Binacional inicio su construcción en el mes de junio del año 2006 y su entrada en operación dio 11 meses después en mayo de 2007. Su longitud es de 224,4 Kilómetros con capacidad de transporte de 150 MMpcd.

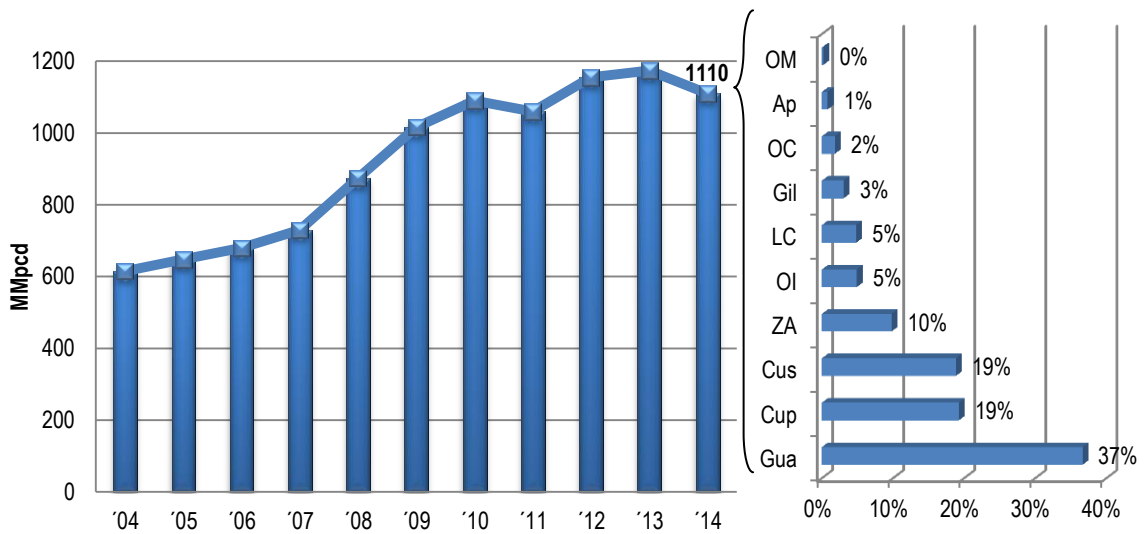


Figura 5. Suministro de gas por año y composición de la oferta por campo en el 2014.

Fuente: Concentra 2014.

La producción total de gas natural es más allá del dato dado, ya que parte del gas se quema en Tea por seguridad, se usa para la extracción de petróleo, es reinyectado o es de propio consumo, por lo cual solo se relaciona el gas natural comercializado. El aumento de la producción en el corto plazo está ligado básicamente al desarrollo de campos maduros que pueden mejorar su operación extendiendo la vida útil del campo a través de aplicación de nuevas tecnologías (recobro mejorado).

En el 2014, los campos Cusiana – Cupiagua se convirtieron en el punto de mayor suministro de gas comercial en el país con el 38% del suministro total. Los aportes de estos campos se incrementaron paulatinamente desde hace una década y llegaron a convertirse en el mayor suministrador de gas natural, aumentando su producción en el último año en 14% aprox. El segundo punto de suministro son los campos de La Guajira con el 37%, que desde su descubrimiento ha sido la principal fuente de gas natural, sin embargo en el último año tuvieron un decrecimiento de su producción del 15%. Los otros campos aportan en menor

medida y se espera la entrada de producción de los campos del VIM como soporte a la declinación de los campos de La Guajira.

La relación Reservas/Producción²⁶ de gas natural en Colombia ha evolucionado con el tiempo basada en la expansión del consumo de gas natural y la ausencia de nuevos descubrimientos importantes, para el año 2014 la relación es de 14.57 años consecuencia del mayor consumo evidenciado desde el 2008 y a una disminución de las reservas en los últimos tres años. La disminución de esta relación está dada desde el año 2001 donde alcanzo un máximo nivel de 34.35 años. Lo anterior demuestra una importancia en el descubrimiento de nuevas fuentes de suministro, por hallazgos de nuevos campos o la implementación de infraestructura para la importación.

Al existir un mercado de gas natural altamente regulado, existen fallas en el mercado reflejados en la competencia en el suministro en donde existe una alta concentración con un papel predominante de Ecopetrol. La mayor oferta de gas natural se base de dos fuentes Ballenas, Cusiana y Cupiagua con la participación de tres empresas Chevron, Ecopetrol y Equion. Lo anterior no significa un papel dominante y excesivo por falta de competencia, no obstante un número de estudios concluyen en que regulando el suministro de gas natural minimiza las ineficiencias del mercado; ya que los niveles de precios superiores a los niveles que podrían existir en caso de presentarse una estructura con mayor competencia²⁷.

Las fallas en general del mercado están enmarcadas desde una perspectiva macroeconómica, ya que se paga un valor más alto por el gas natural y se

²⁶ Cociente de las reservas probadas de gas natural sobre la producción anual de este hidrocarburo, que indica el número de años durante el cual se puede producir gas natural con las reservas disponibles, en caso de mantener el ritmo actual de producción.

²⁷ UPME 2014.

consume en un volumen menor al que se podría consumir en condiciones de menor precio (mayor competencia).

2.4 DEMANDA DE GAS NATURAL

La demanda de gas natural en el país ha venido evolucionando a través del tiempo de forma dinámica, con base en políticas de masificación, en un marco regulatorio atractivo para los inversionistas y con excelentes resultados en la gestión del sector privado en la ejecución de nuevos proyectos. En los principios de la década de los 90's el Gas Natural tenía una participación en la canasta energética cercana al 7% y en la actualidad cuenta con una participación mayor al 20%. La demanda se caracteriza por poseer ciclos definidos por los fenómenos naturales que tienen como consecuencia el aumento del consumo de gas natural.

En principio el consumo de gas natural estaba basado en el consumo industrial dado en la Costa Atlántica, con el impacto positivo en la industria el uso se propagó a nivel doméstico siendo en la actualidad el sector de mayor crecimiento y el tercer sector de consumo con 16% de participación del total. En la última década del siglo XX y consecuencia de la crisis energética presentada en el país, se promovieron e iniciaron la construcción y posteriormente la operación de termoeléctricas a gas natural; éste nuevo mercado tomó tal fuerza que desde principios de los años 2000 se convirtió en el principal sector de consumo (31% del mercado en el 2014) alternándose este puesto con el sector industrial el cual tuvo una participación en el último año del 28%, sustituyendo energéticos como el carbón, fuel oil y otros energéticos de mayor impacto ambiental. Los otros sectores de consumo son el Vehicular con 10%, Exportaciones con 7% y Refinería con 6%.

En cuanto a las exportaciones en último año se redujeron en más del 50% debido a un racionamiento declarado por el MME en abril del 2014, con el fin de

garantizar el abastecimiento interno. En la siguiente figura 6, se presenta el comportamiento de demanda de los diferentes sectores:

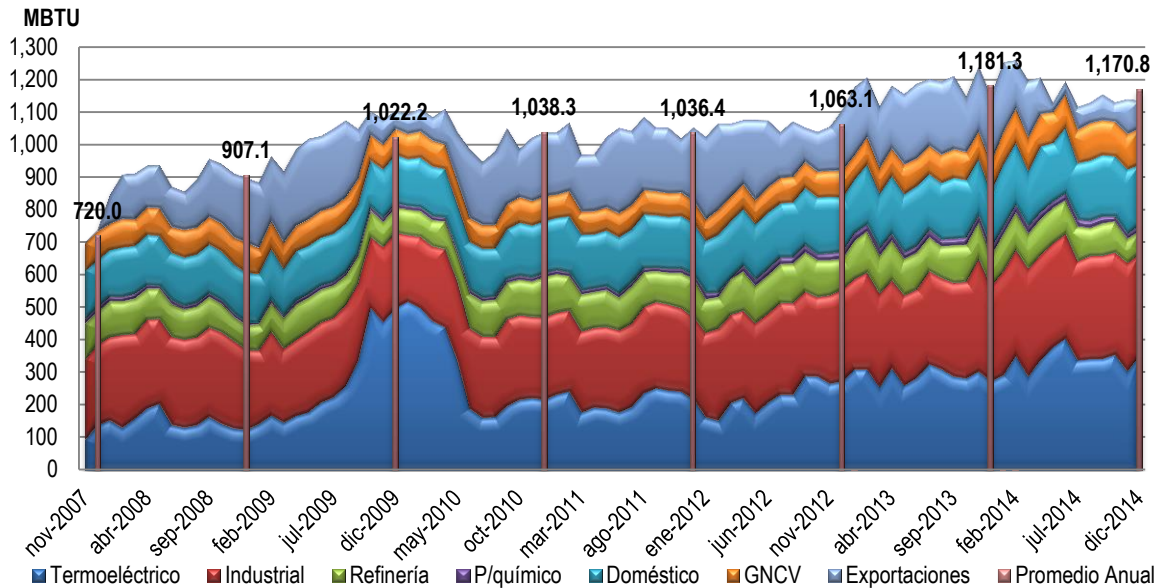


Figura 6. Demanda de gas natural por sector y promedio anual.

Fuente: Concentra 2014.

El consumo de gas natural para el abastecimiento del país es de 92% de la demanda, concentrándose en mayor medida en el interior que cuenta con el 53% del consumo aproximadamente atendiendo principalmente el sector industrial y residencial, seguido de la Costa Atlántica que participa en el 34% concentrado básicamente en el sector eléctrico, el restante 5% se concentra en las zonas aisladas del país.

Es importante reseñar que actualmente la capacidad nominal de producción de gas natural es superior a la demanda, lo que permite atender consumos excepcionales de la generación térmica de la Costa Atlántica del país en la presencia de fenómenos climáticos, con la existencias de sobrantes en el interior del orden de 100 MMpcd.

En los últimos años la demanda interna de gas natural (excluyendo las exportaciones) ha aumentado en cerca del 50%, pasando de 700 MMbtu en el 2007 a más de 1,000 MMbtu en el 2014 soportada en los sectores de consumo final Residencial, Comercial, Industrial y Vehicular. Sin embargo esta demanda se ve afectada por la presencia de fenómenos naturales, en la cual la oferta de gas natural tiene entre sus prioridades la atención de las termoeléctricas por encima del sector Industrial y vehicular, que en estos casos son los más afectados.

El servicio de gas natural tiene una cobertura aproximadamente del 60%, según las proyecciones DANE para el 2014 se estima que en el país existen 12'965,064 viviendas de las cuales a cierre 31 de diciembre de 2014 cuentan con gas natural 7'744,589²⁸ de acuerdo con las cifras reportadas por el MME para el 2014 sustituyendo a la energía eléctrica como fuente de energía para la cocción y calentamiento de agua. En la siguiente figura 7, se presenta el comportamiento estable de la participación por estrato en el sector residencial de gas natural:

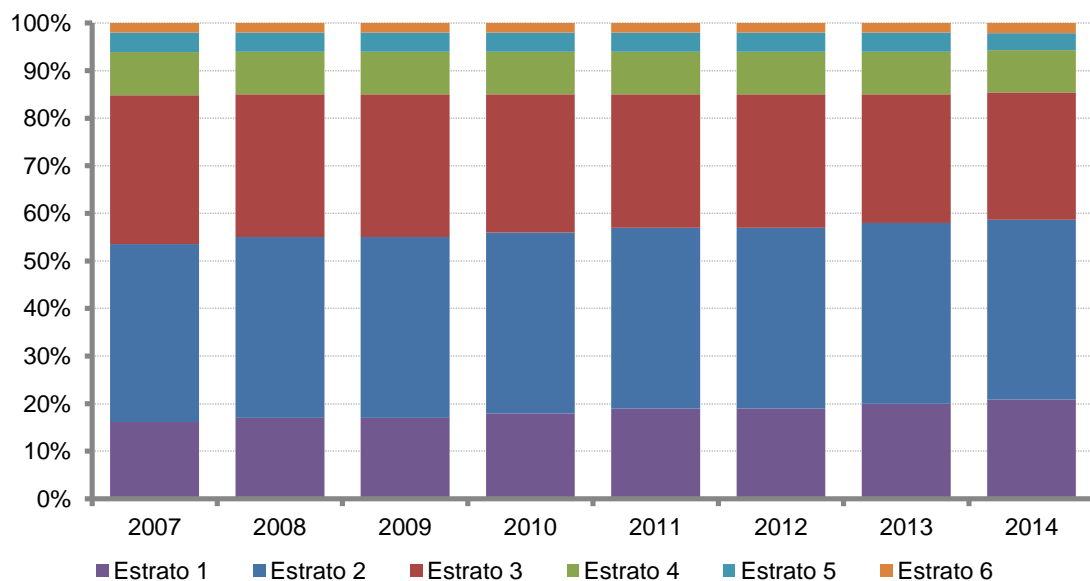


Figura 7. Participación por estratos en el sector residencial de gas natural en Colombia.

Fuente: MME 2014

²⁸ Cobertura del servicio de gas natural - IV trimestre de 2014. MME – 2014.

En el sector residencial la mayor participación se da en el estrato 2 y 3 con una participación del 38 y 27%, seguido por el estrato 1 y por último los estratos 4, 5 y 6 en ese orden con una participación de 9, 4 y 2% respectivamente.

2.5 TRANSPORTE DE GAS NATURAL

El transporte de gas natural es la operación de conducir el gas natural a alta presión desde los campos de producción a los centros masivos de consumo o grandes consumidores a través de gasoductos y es considerado como una actividad complementaria al servicio público domiciliario de gas combustible.

En el país existe un sistema de transporte de gas natural de más de 7,200 kilómetros de gasoductos entre troncales y sistemas regionales que soportan la demanda del 60% de total de los hogares colombianos llevando el gas desde los puntos de producción hasta las ERPC.

El Sistema Nacional de Gasoductos está conformado por gasoductos principales de los cuales se conectada ramales regionales y se agrupan en dos subsistemas definidos por el mercado atendido. El primer subsistema es el que atiende toda la demanda de la Costa Atlántica desde la Guajira hasta el departamento de Córdoba el cual es operado en su totalidad por Promigas S.A. ESP. El segundo subsistema es quien atiende la demanda del interior y cubre la mayor extensión del territorio del país desde el campo de Ballena hasta Cali pasando por Barrancabermeja y Vasconia. En su camino se desprende un ramal desde Sebastopol hasta Medellín operado por Transmetano S.A. ESP y desde Vasconia hasta Bogotá tramo operado por TGI S.A. ESP.

Además existe otros Sistemas Regionales de Payoa – Provincia - Bucaramanga y Gibraltar – Bucaramanga operado por Promioriente S.A. ESP, Cusiana – Apiay –

Bogotá y Cusiana – La Belleza operado por TGI S.A. ESP, en el sur del país desde la ciudad de Neiva hasta Hobo y desde Cali hasta Popayán operados por Progasur S.A. ESP, esta empresa también opera gasoductos en Norte de Santander: Tane/Cacota – Pamplona, Sardinata – Cúcuta y Oripaya – Campo hermoso y en el Tolima: Buenos Aires – Ibagué, Flandes – Guando, Flandes – Girardot – Ricaurte y Guando – Fusagasugá. De manera aislada se atiende la ciudad de Yopal desde campo Floreña por un gasoducto operado por Coinogas S.A. ESP. En la siguiente tabla 3 se presenta las empresas transportadoras con la longitud en kilómetros que operan:

EMPRESA	LONGITUD (km)	CAPACIDAD (MMpcd)
TGI	3,957	1140
Promigas	2,367	737
Progasur	354	52
Promioriente	333	85.7
Transmetano	189	78
Coinogas	17	16
Transoccidente	11	73.6
TOTAL	7,267	1,924

Tabla 3. Sistema Nacional de Transporte

Fuente: Naturgas 2015 – Ecopetrol

Durante el 2014, el sistema de transporte de gas natural en el país transporto un volumen promedio de 812.7 MMpcd determinado principalmente por la relación entre las condiciones contractuales productor-transportador y transportador-consumidor final y las condiciones técnicas del gasoducto (Diámetro y presión), por lo que no es posible inferir la participación de cada empresa en el volumen de gas transportado por la longitud de sus gasoductos.

El mes en el que se presentó mayor volumen de transporte de gas natural fue en mayo, coincidente con el anunció del MME de razonamiento de gas por condiciones climáticas (fenómeno del niño). El transporte de gas en el país está compuesto principalmente por un 56.5% correspondiente al sistema de la costa atlántica que aumento su capacidad máxima de transporte en 70 MMpcd (15%) y por el sistema operado por TGI S.A. ESP que transportó el restante 43.4% de la

oferta nacional de gas. En la siguiente figura 8, se presenta el mapa de infraestructura de gas natural en el país.



Figura 8. Infraestructura de gas natural en el país.

Fuente: Concentra

El mayor aumento de transporte se dio en el tramo Ballena – La Mami, que incremento un 15% respecto al 2013 respondiendo al aumento de consumo del sector térmico en la Costa Atlántica, en el lado opuesto el tramo La Creciente – Sincelejo decreció un 3%.

En los últimos años las inversiones en infraestructura en el transporte de gas en el país se han basado en la construcción de facilidades con el fin de aumentar la capacidad de transporte en tramos específicos, mediante la construcción de Loops y estaciones de compresión de gas. De estos proyectos lo más importantes han sido la construcción del Loop Palomino – La Mami, expansión del gasoducto desde Ballena con la construcción de tres estaciones de compresión (La Jagua del Pilar, Curumaní y San Alberto), expansión del gasoducto desde Cusiana con el

aumento de la estación de compresión de Miraflores y construcción de loops por tramos, ampliación del gasoducto de Mariquita con la estación de compresión y la construcción de un Loop de 36 kilómetros en 16”.

Durante el último año, el porcentaje de utilización de los principales gasoductos²⁹, en los tramos Ballena – Barrancabermeja, Ballena – La Mami, Cusiana – Porvenir, y Creciente – Sincelejo, fue de 36%, 58%, 90% y 96% respectivamente³⁰.

Lo últimos proyectos ejecutados, se ha desarrollado la construcción de los gasoductos Sardinata – Cúcuta, Oripaya – Cúcuta, Tane – Pamplona y Cali – Popayán por parte de la empresa Progasur S.A. ESP; la construcción del gasoducto por parte de Promioriente S.A. ESP desde campo Gibraltar hasta la ciudad de Bucaramanga.

La tarifa de remuneración de la actividad de transporte de gas natural se basa en la definición de cargos: Fijo y Variables, considerando los siguientes aspectos:

- Cargos máximos fijos y variables por distancia para remunerar la inversión.
- Cargo fijo para remunerar el AO&M.
- Dos tarifas estampillas para remunerar parte de la inversión en los gasoductos troncales y en los ramales.

Los cargos se definen por parejas, y ésta composición dependerá del arreglo contractual entre las partes (transportador-remitente), en el cual para el transportador es mas beneficioso tener un cargo 100% fijo y 0% variable, ya que es remunerado independientemente del volumen transportado. Lo anterior dificulta el papel del transportador en la cadena del gas, ya que hasta no tener un contrato en firme no ejecuta nueva inversiones.

²⁹ Relación entre la inyección de gas y la capacidad máxima de transporte.

³⁰ Datos CONCENTRA 2015.

Dentro de las condiciones actuales del mercado de gas natural en el país, se tiene previsto la incorporación de 95 MMpcd de producción de los campos del VIM de las compañías de Hocol y Canacol mediante la construcción del Gasoducto Sincelejo – Cartagena aumentando la oferta de gas natural en esa zona del país que como se ha mencionado cubre la declinación de producción de los campos de La Guajira.

2.6 GAS NATURAL COMPRIMIDO PARA USO VEHICULAR (GNCV)

El GNCV inicio su camino en el país en las ciudades de Barranquilla y Cartagena finalizando la década del 80 como resultado de las iniciativas llevadas por Ecopetrol y Promigas aprovechando la infraestructura y la oferta existente del gas natural proveniente de la Guajira. Posteriormente se extendió a otras ciudades de la Costa Atlántica como Montería y Sincelejo al mismo tiempo que iniciaba operación en la ciudad de Neiva. La consolidación del mercado del GNCV se da a mediados de los 90 Cuando comenzaba a posicionarse el negocio de GNCV en la costa atlántica, inicia su ejecución en el interior del país impulsado por las políticas del MME de promover los combustibles limpios para la sustitución de las gasolinas y ACPM.

El principal impulso dado a la industria del GNCV, se da con la expedición de la Ley 788 de 2002 donde estipula la exención del IVA para partes y quipos de estaciones de servicio de gas y kits de conversión de vehículos a gas. Los resultados de esta ley fueron inmediatos como se puede ver en la siguiente Figura 9, que registra un crecimiento notable a partir de la entrada en vigencia de la ley en el año 2003. La construcción de Estaciones de Servicio de Gas Natural Comprimido Vehicular incrementó a partir del año 2003 junto a la demanda de vehículos convertidos a gas natural consecuencia de las políticas económicas dadas. La siguiente figura 9, muestra la evolución desde el año 1993 hasta el año

2003 resumido en un dato y los años 2004 hasta 2012, de acuerdo a la serie histórica presentada por MME³¹.

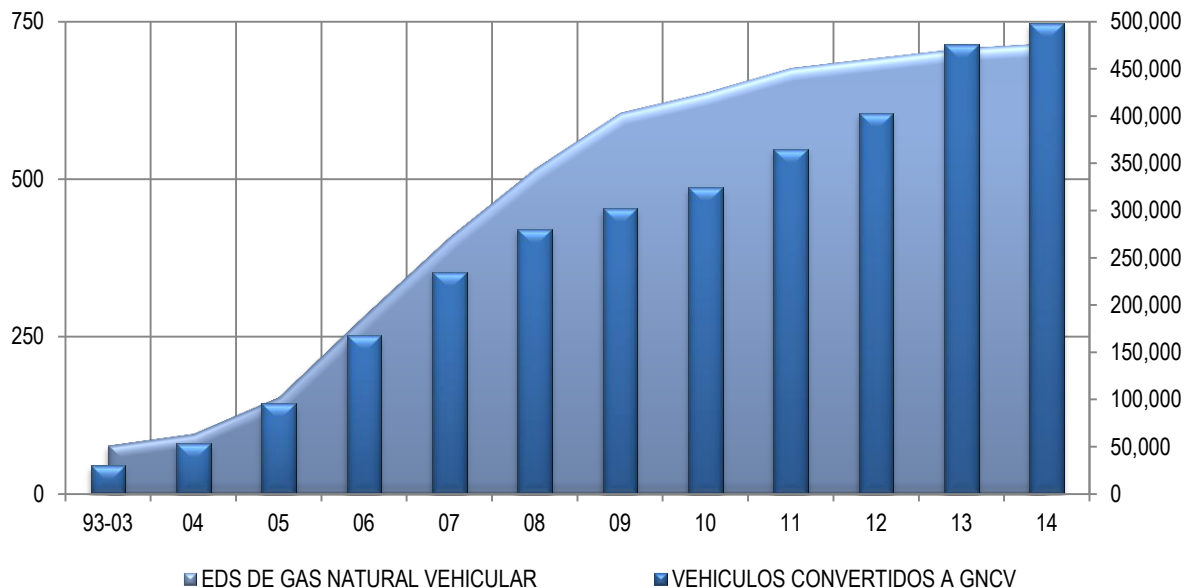


Figura 9. Comportamiento de los Vehículos convertidos a GNCV y la Construcción de Estaciones de Servicio de GNCV

Fuente: MME – 2014.

Otra medida dada fue el desmonte gradual de los subsidios de los combustibles líquidos gasolinas (Corriente y Extra) y el ACPM, lo que originó un incremento periódico en el precio por galón de estos combustibles, lo que permitió al GNCV aumentar su competitividad en costo/beneficio frente a los demás combustibles.

En la actualidad el GNCV sigue siendo una alternativa de uso eficiente de energía que reduce los impactos ambientales y ofrece una alternativa económica viable para los usuarios y desarrolla esfuerzos para posicionarse en el sector del servicio público masivo.

³¹ <http://www.minminas.gov.co/estadisticas-conversiones1>
<http://www.minminas.gov.co/estaciones-de-servicio1>

2.7 PROYECCIÓN DE OFERTA Y DEMANDA

La proyección de oferta de gas natural en el país parte del Artículo 9 del Decreto 2100 de 2011, que obliga a los productores e importadores de gas natural a reportar anualmente al MME el pronóstico de la producción promedio mensual de cada campo, su consumo propio, clasificar las cantidades comprometidas contractualmente y las disponibles para comercialización y contratos de exportación. Del último reporte de los Productores, el MME expidió la Resolución 72206 de junio de 2014, donde publica la declaración de producción certificada de cada uno de los agentes. La Figura 10 registra la producción de gas por campo para los próximos 10 años:

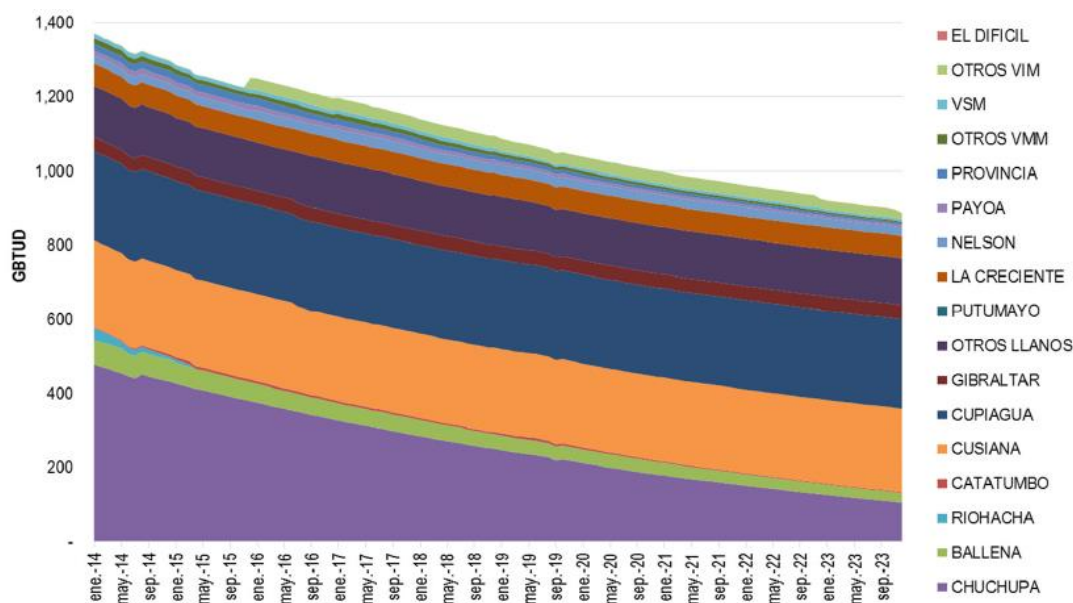


Figura 10. Declaración de Producción de Gas Natural.

Fuente: Tomado UPME-2015.

La oferta de gas natural promedio en el 2014 es de 1,331 Gbtud, basado en la producción de los campos de Cusiana – Cupiagua y Gibraltar que mantienen una producción y participación estable, los campos de La Guajira (Riohacha, Ballena y Chuchupa) presentan una declinación constante durante los próximos 10 años y el

VIM presenta su potencial aumentado su participación en la producción a raíz del descubrimiento y entrada en operación de una serie de campos menores.

Al finalizar la proyección, en el año 2024 la participación de los campos varia, la participación de La Guajira que para el 2014 es del 40% al finalizar el 2023 será de tan solo el 16%, por otro lado Cusiana – Cupiagua tienen una participación actual del 36% y en 10 años su participación se elevara por encima del 50% de la producción nacional.

Adicional a lo anterior y como recepción y compilación de los estudios realizados, la UPME en los últimos años viene adelantando y actualizando una serie de estudios donde realiza una estimación de la oferta y demanda por sectores a nivel país con el fin de determinar la posible insuficiencia de oferta y estimar la magnitud de la misma y del grado probable de desabastecimiento. En su último estudio “Balance de Gas Natural en Colombia 2015 - 2023”, realiza un análisis de tres escenarios de oferta que proyectan situación de corto, mediano y largo plazo en cuanto al comportamiento de las reservas, bajo supuestos como: Hallazgos, potencial de no convencionales, factor de recobro, entre otros.

Los escenarios resultantes representan distintos supuestos de reservas y niveles de producción, el primer escenario (Escenario bajo) se basa en la última declaración de producción de gas natural adicionando reservas probables y posibles, los otros dos escenarios se basan en el prospecto de las reservas y la disponibilidad adicional de gas natural por medio de la importación.

En el escenario presentado (Escenario Bajo) se espera una producción promedio para los próximos 3 años (Hasta el 2017) de 1,375 Gbtud y para el final del periodo analizado y conforme al comportamiento normal de los yacimientos se espera una reducción de la producción a 1,116 Gbtud promedio. La siguiente figura 11 se presenta lo descrito.

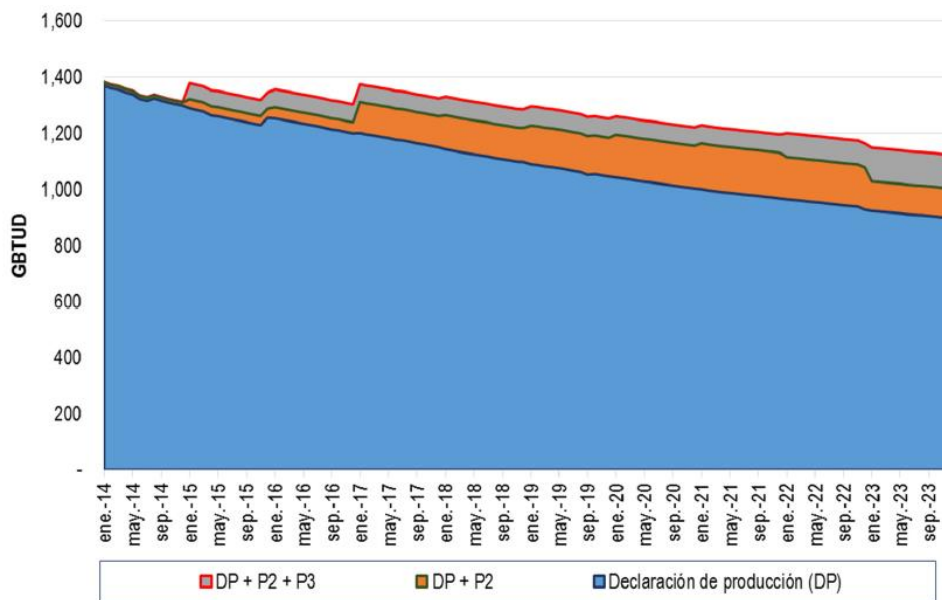


Figura 11. Declaración de producción más reservas probables y posibles.

Fuente: Tomado UPME 2015.

* P2: Reservas Probables

** P3: Reservas Posibles

Para el escenario Medio incorpora reservas probables y posibles y de acuerdo a las nuevas directivas del gobierno nacional, el país tendrá otra fuente de suministro de gas natural a partir del 2017 consecuencia del déficit proyectado hacia esa fecha. La fuente adicional de abastecimiento de gas natural es la planta de regasificación ubicada en la Costa Atlántica con capacidad de 400 MMpcd. Éste volumen es sumado al escenario bajo. Es éste escenario Medio el que propone la UPME para su análisis ya que considera que tiene la mayor probabilidad de ocurrencia y menor incertidumbre.

Como adicional el estudio propone un escenario Alto, que adicional al escenario Medio el aporte por la extracción de reservas probadas del 50% y de reservas posibles de 10% como situaciones probables de ocurrencia. Ninguno de los escenarios contempla la producción y el desarrollo de gas natural proveniente de yacimientos No Convencionales. La figura 12, presenta los escenarios de oferta de gas.

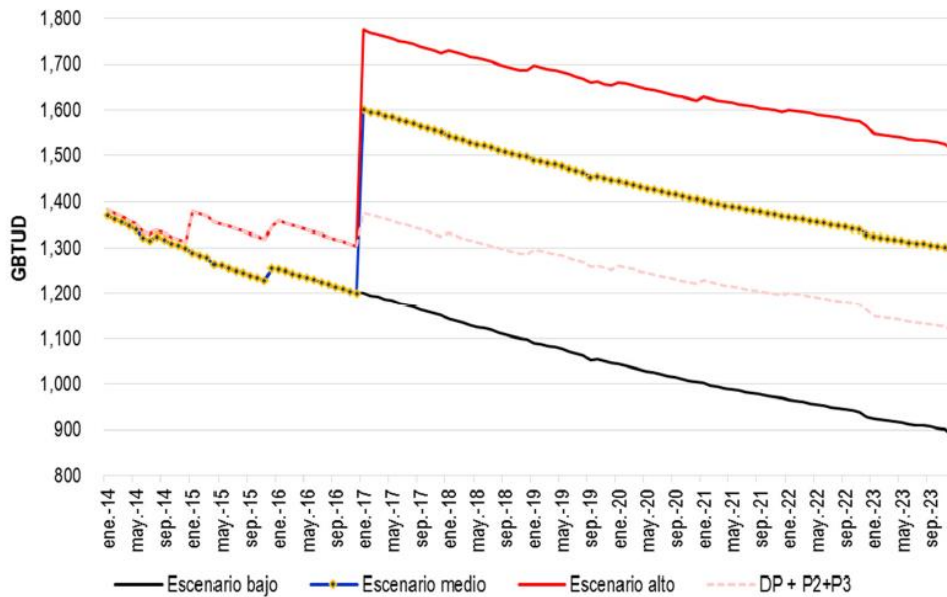


Figura 12. Escenarios de oferta de gas

Fuente: Tomado UPME 2015

En cuanto a la demanda, el mismo estudio desarrolla un análisis de los sectores residencial, comercial, industrial, petroquímico, eléctrico, GNCV y Ecopetrol (Refinería y consumo propio en campo) organizada por regiones. Con el análisis particular de cada uno de los sectores y consideraciones socioeconómicas y demográficas de cada región se obtienen tres escenarios: Alto, Medio y Bajo.

Cada escenario responde a factores como el crecimiento poblacional, cobertura de servicio, consumo específico de los diferentes usuarios (doméstico, comercial e industrial), sustitución de combustibles líquidos en el sector transporte y el cierre de ciclos en las plantas de generación eléctrica.

La siguiente figura presenta el escenario Medio como base y tiene un crecimiento promedio en el periodo analizado del 3.03%, el escenario Alto (Línea punteada roja) y Bajo (Línea punteada azul) presentan un crecimiento del 3.55% y 1.97% respectivamente. Los sectores que se principalmente inciden en el crecimiento de la demanda es la refinería con la ampliación de la Refinería de Cartagena y

Barrancabermeja e industrial y por el lado contrario el sector eléctrico disminuye su consumo debido a la reducción de las restricciones eléctricas, una vez esté en operación la línea de transmisión Cerromatoso - Chinú – Copey. Como dato importante, se muestra un pico en el consumo en el 2017-2018 que responde a los ciclos ambientales y la eventual ocurrencia del fenómeno del niño, como se presenta en la siguiente figura 13.

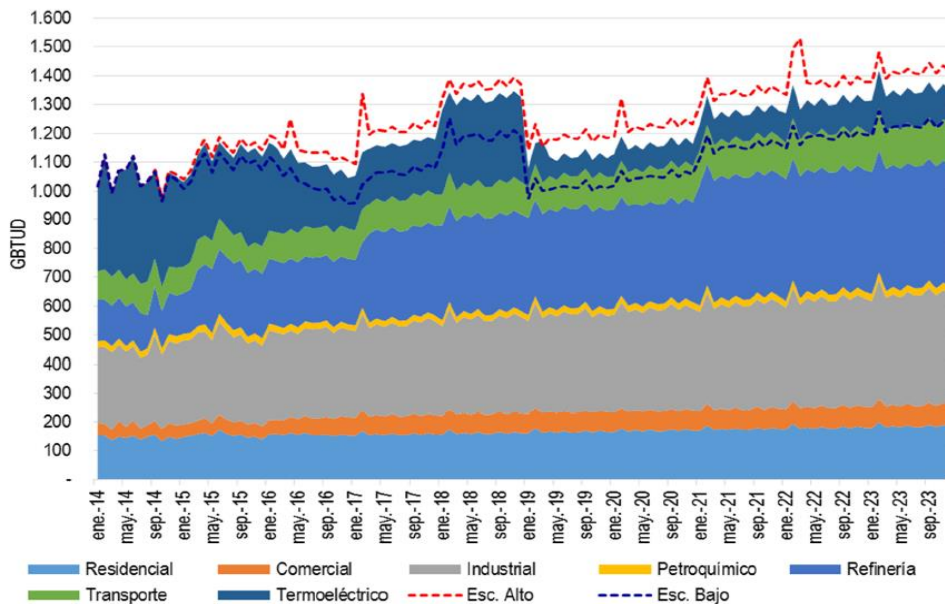


Figura 13. Escenarios de demanda de gas natural

Fuente: Tomado UPME 2015.

Al realizar el balance de la oferta desde el escenario Medio del estudio referenciado y la proyección de demanda desarrollada dentro del mismo estudio se ejecuta un balance para identificar el déficit entre la oferta y demanda.

Conforme al resultado y por la incertidumbre respecto a cada unos éstos, el análisis en un escenario de oferta bajo el déficit entre oferta y demanda desde enero de 2018 (escenario normativo) y podría ascender el déficit a 2014 a 480 Gbtud, en el escenario medio la oferta atiende la demanda hasta el 2022 y en el escenario alto no se presenta déficit. En la siguiente figura 14, se presenta el resultado del estudio con 4 escenarios de oferta y tres de demanda:

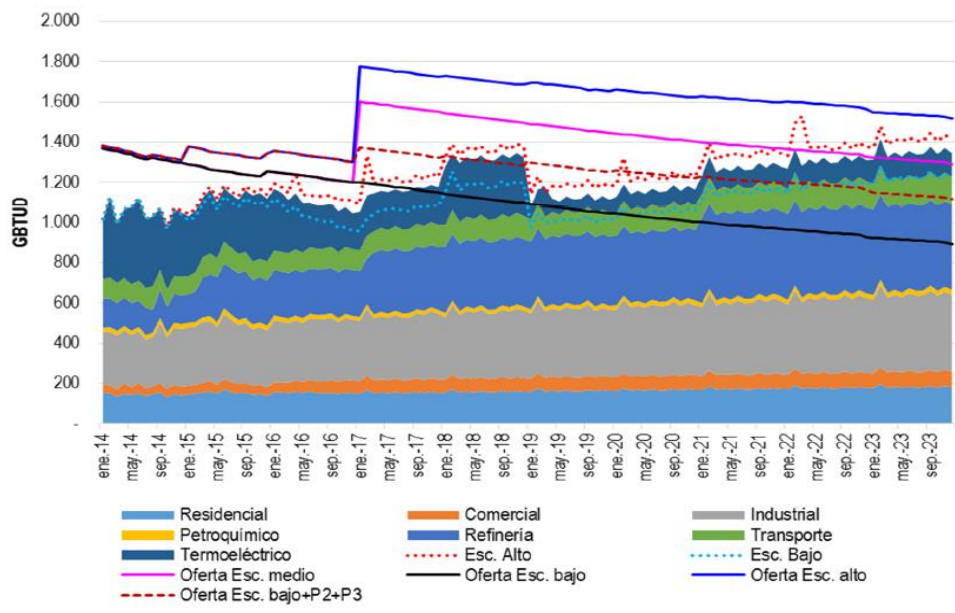


Figura 14. Balance de Gas Natural 2015 - 2014.

Fuente: MME 2014 – UPME 2015.

Un resultado importante es el escenario bajo más las Reservas Probables y Posibles podrían atender la demanda Alta hasta el 2020 con la presencia de déficit intermitentes en los años 2018 y 2019 donde se proyecta la presencia del fenómeno del niño. En la siguiente tabla 4 se presenta los resultados combinando diferentes escenarios:

Escenario Oferta	Escenario Demanda	Fecha Déficit	Volumen Déficit (Gbtud)
Alto	Alto	No se Presenta	
Alto	Medio	No se Presenta	
Alto	Bajo	No se Presenta	
Medio	Alto	Febrero/2022	132
Medio	Medio	Febrero/2023	95
Medio	Bajo	No se Presenta	
Bajo	Alto	Febrero 2017	140
Bajo	Medio	Enero 2018	138
Bajo	Bajo	Febrero 2018	115

Tabla 4. Desbalance de oferta y demanda de gas natural

Fuente: UPME 2015

La ejecución de estos resultados depende también de que la infraestructura de transporte cuente con la capacidad suficiente y oportuna para atender los nuevos requerimientos de demanda, obligando al sector a invertir en el aumento de las capacidades de transporte en la Costa Atlántica y en el Interior del país. Los proyectos de expansión requeridos estimados para atender la demanda son los siguientes:

- 2016. Bidireccionalidad del transporte en el tramo Cartagena - Barranquilla con capacidad no menor a 70 MMpcd.
- 2016. Ampliación de capacidad del tramo Zipaquirá – Bogotá en 50 MMpcd.
- 2016. Ampliación de capacidad del tramo La Belleza – Zipaquirá en 23 MMpcd.
- 2017. Ampliación de capacidad del tramo Cartagena – Barranquilla por 58 MMpcd.
- 2018. Ampliación de capacidad del tramo Mariquita – Gualanday por 16 MMpcd.
- 2018. Ampliación de capacidad del tramo Zipaquirá – Bogotá en 35 MMpcd.
- 2018. Ampliación de capacidad del tramo La Belleza – Zipaquirá en 50 MMpcd.
- 2019. Ampliación de capacidad del tramo Cartagena – Barranquilla por 192 MMpcd.

Las inversiones para la ejecución del escenario base se estimaron se estimaron el US\$14,000 millones para una incorporación 11.7 Tpc.

De los escenarios desarrollados en el estudio, el de mayor probabilidad de ocurrencia es la base, lo que conduce a la necesidad clara de la implementación de la planta de regasificación al 2017 y no solo como respaldo al sector energético, se debe extender la operación de planta hacia la atención de la demanda interna del país no térmica.

2.8 EVALUACIÓN DEL UP-STREAM

El país cuenta con 18 cuencas sedimentarias identificadas con potencial de hidrocarburos cubriendo el largo y ancho del país. A su vez estas cuencas están clasificadas en dos: Las cuencas con producción y las Cuencas sin producción. Las primeras Cuencas están conformadas por La Guajira, Valle Superior, Medio e Inferior del Magdalena, Catatumbo, Putumayo y Llanos Orientales. Los principales campos de producción están ubicados en los Llanos Orientales y La Guajira tradicionalmente sin embargo y como se ha mencionado el Valle Inferior del Magdalena en los últimos años ha mantenido una gran actividad de exploración y de nuevos descubrimientos de gas.

Como consecuencia de la carencia de nuevos descubrimientos y una disminución de las reservas de petróleo, se crea en el 2003 la ANH mediante el Decreto 1760 y aparta a Ecopetrol de la administración integral de las reservas de hidrocarburos y la certificación de éstas³² con el objetivo de que se dedicara a explorar, producir, transportar, refinar y comercializar hidrocarburos, es decir, trabajar exclusivamente en el negocio petrolero en todas las fases de la cadena, compitiendo en igualdad de condiciones con otras compañías del sector³³.

La función de la ANH es administrar de manera eficiente e integral, las reservas de hidrocarburos de propiedad de la Nación, mediante el diseño, promoción, negociación, celebración, evaluación y seguimiento a los contratos de exploración y explotación de las áreas potencialmente hidrocarbuníferas con el fin de mantener la atracción de inversiones y el potencial alcanzado por el petróleo y el gas³⁴.

³² Gas Natural: Análisis de la cadena del negocio. Comisión Quinta de la Cámara de Representantes. Congreso de la Republica de Colombia

³³ <http://www.anh.gov.co/la-anh/Paginas/historia.aspx>

³⁴ Gas Natural: Análisis de la cadena del negocio. Comisión Quinta de la Cámara de Representantes. Congreso de la Republica de Colombia

Con la creación de la Agencia se incentivó la inversión en la exploración y búsqueda de hidrocarburos en el país. Este incentivo lo percibió el sector y desde la creación de la Agencia se incrementó las empresas interesadas en la exploración y la inversión extranjera en el país. Como resultado de una apertura y exitosa política pública en materia de exploración y explotación de hidrocarburos, Colombia logró atraer la inversión de compañías extranjeras y actualmente ha firmado más de 350 contratos de exploración.

Lo anterior se demuestra en el número de pozos exploratorios registrados desde el 2003 además de los kilómetros ejecutados de sísmica 2D. En la siguiente figura 15, se presenta la serie desde el 2003 hasta el 2014 en la perforación de pozos exploratorios y desarrollo de sísmica 2D.

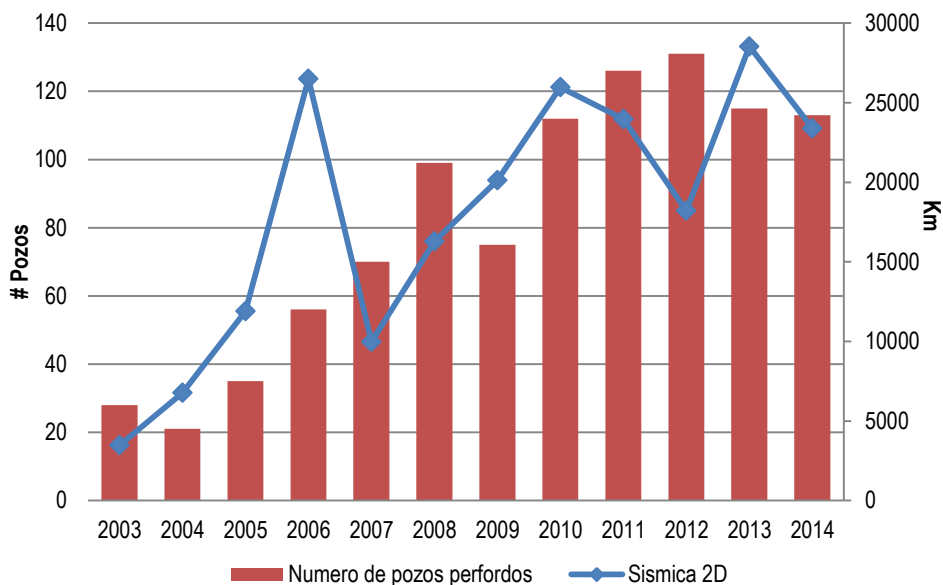


Figura 15. Perforación de Pozo exploratorios y ejecución de sísmica 2D desde la creación de la ANH

Fuente: ANH 2015 – Elaboración Propia

Es de resaltar que en el último año se perforaron 133 pozos exploratorios, de los cuales 112 pozos fueron en zona continental y el restante pozo se desarrolló en zona costera.

afuera. Éste pozo nombrado como Orca-1, fue perforado dentro de la fase 4 del contrato E&P Tayrona, localizado en aguas profundas del Caribe colombiano.

La evolución de los pozos exploratorios A3 en el país evidencia una gran actividad en la exploración de yacimientos, desde el año 2009 se ha perforado 660 pozos A3, de los cuales el 12% dieron aviso de descubrimiento y el 31% resultaron secos. En la siguiente figura 16, se presenta los resultados de la perforación de pozos A3 desde el año 2009 al año 2014:

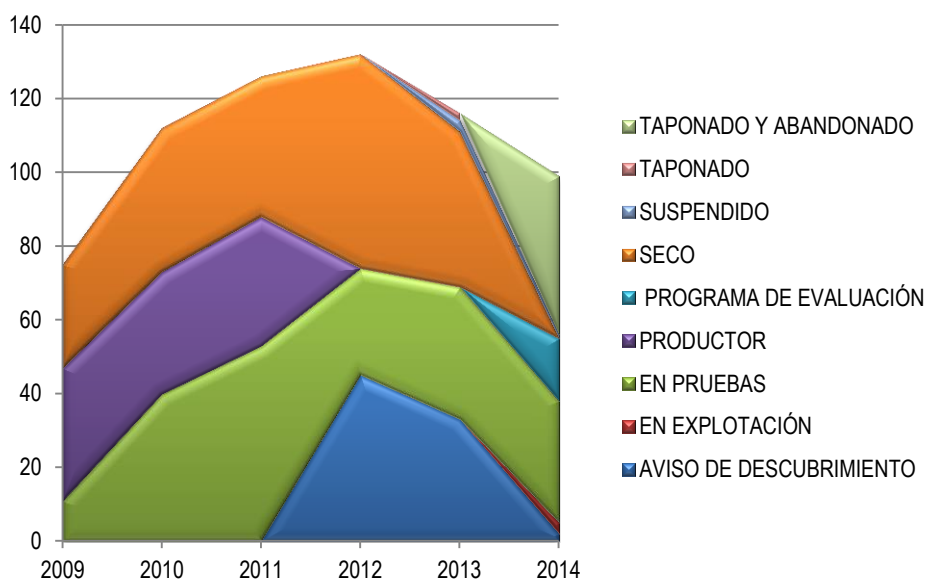


Figura 16. Resultados de la perforación de pozos A3.

Fuente: Concentra – Elaboración Propia

En el desarrollo de los contratos de exploración y producción suscritos por la ANH desde su creación, se han presentado los siguientes descubrimientos de yacimientos de gas natural (tabla 5):

Contrato	Compañía	Campo	Cuenca	Formación Productora
Carbonera	Well Logging	Cerro Gordo	Catatumbo	La Luna
Carbonera	Well Logging	Paramito	Catatumbo	Cogollo
Esperanza	Geoproduction	Arianna	VIM	Cienaga de Oro
Esperanza	Geoproduction	Cañaflecha	VIM	Cienaga de Oro
Esperanza	Geoproduction	Katan	VIM	Cienaga de Oro
Esperanza	Geoproduction	Nelson	VIM	Cienaga de Oro
Guama	Pacific Stratus Energy	Pedernalito	VIM	Porquero
La Creciente	Pacific Stratus Energy	La Creciente A	VIM	Cienaga de Oro
La Creciente	Pacific Stratus Energy	La Creciente D	VIM	Cienaga de Oro
La Loma	Drummond	La Loma	Ranchería	Cuervos
La Loma	Drummond	Paujil	Ranchería	Aguas Blancas-La Luna
Niscota	TEPMA, Talisman y Hocol	Hurón	Ll. Orientales	Mirador B - Mirador C
Perdices	Hocol S.A.	Granate	VIM	Porquero
Sierra nevada	Petrolífera	Brillante	VIM	Cienaga de Oro
Talora	Petrosouth Energy	Verdal	VMM	Tetuán
Uribante	Ecopetrol	Oripaya	Catatumbo	Aguardiente

Tabla 5. Descubrimientos de yacimientos de gas natural desde la creación de la ANH.
Fuente: ANH 2012

Actualmente el país se agrupa y aumenta los esfuerzos en programas de incentivos de exploración offshore y de yacimientos no convencionales con el fin de recuperar reservas de petróleo y gas, como también ampliar la capacidad de producción bajo el esquema de confiabilidad en el abastecimiento del sistema de gas natural.

De los contratos vigentes de E&P a 31 de diciembre de 2014, se encuentran en evaluación o explotación 179 áreas pertenecientes a 90 contratos.

Desde la ronda 2012 desarrolladas por la ANH inicio el interés del desarrollo de yacimientos no convencionales en el país, en ésta ronda se asignaron de 115 bloques de los cuales 30 tienen prospectividad para yacimientos no convencionales y además 13 son off shore³⁵. En la siguiente figura 17, se presenta la evolución de los contratos vigentes:

³⁵ MME 2013

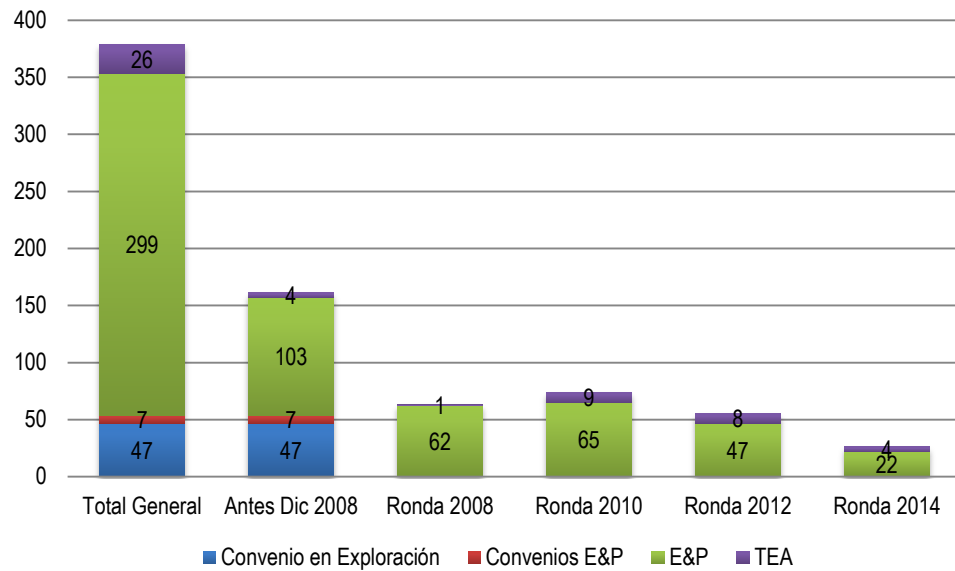


Figura 17. Contratos Vigentes

Fuente: ANH – 2014 – Elaboración propia

En la última ronda, se ofrecieron 95 bloques, distribuidos para bloques convencionales 58, 18 con prospectiva para no convencionales y 19 para costa afuera. Al final de la ronda se asignaron 5,426 millones de hectáreas, de la manera:

- Contratos E&P: 15 Bloques. 659,000 hectáreas.
- Contratos E&P No Convencionales: 1 Bloque. 61,000 hectáreas.
- Contratos E&P off shore: 1 Bloque. 177,000 hectáreas.
- Contratos TEA Off shore: 4 Bloque. 4.353 millones de hectáreas.

Las asignaciones se realizaron en un 20% en área continental y el restante 80% costa afuera (off shore).

Dentro de los planes de la ANH, ésta robustecer los modelos actuales de exploración mediante el análisis e interpretación de más de 8,000 kilómetros de sísmica off shore recolectados y adquiridos durante el 2014 en el Caribe y Pacífico

colombiano. En el análisis e interpretación de datos incluye la toma de muestras *piston core*, con el fin de comprobar la presencia de hidrocarburos³⁶.

En el campo de gas natural, en el último año (2014) se presentó un incremento del 6.6% en la exploración de gas natural, de los cuales 65 están en etapa de pruebas, 45 se han declarado como Secos, Suspendido, Taponado y/o abandonado y 2 están catalogados como en Aviso de Descubrimiento³⁷.

La actividad exploratoria se centra en la búsqueda de petróleo, sin embargo esta búsqueda y como es de conocimiento los campos petroleros tienen asociadas reservas de gas lo que podría representar aumento en las reservas de gas natural; ésta actividad se concentran en los Llanos Orientales con 69% de la actividad, seguido del Valle Medio del Magdalena con el 11%, las cuencas que siguen son el VIF y Chaguan – Putumayo con el 6% cada uno, el restante son zonas como el Catatumbo, Cordillera Oriental y Valle Superior del Magdalena. No obstante, las mayores expectativas del sector gas natural están dadas en dos contratos costa afuera: Tayrona y Fuerte Norte.

2.8.1 Yacimientos No Convencionales

Por la importancia que ha adquirido los yacimientos no convencionales y la revolución de estos en Estados Unidos, el gobierno expidió el documento CONPES 3517 de 2008 que da los lineamientos y bases de la política para la asignación de los derechos de exploración y explotación de gas metano en depósitos de carbón. Uno de los objetivos del documento es incentivar la explotación de hidrocarburos no convencional por lo cual la ANH realizó el estudio para evaluar el potencial de Colombia en materia de yacimientos no convencionales además del adelanto de un modelo contractual y de la

³⁶ ANH 2015

³⁷ Concentra 2015.

reglamentación técnica para la exploración y explotación de yacimientos no convencionales por parte del MME en convenio con el DNP. Como resultado de los estudios, el MME expidió la Resolución 190742 de 2012 “Por la cual se estableció el procedimiento para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales”, que determina el marco general de las operaciones de explotación de yacimientos no convencionales dentro del país.

Entre las políticas para incentivar la exploración y explotación de yacimientos no convencionales el gobierno planeó los siguientes³⁸:

- Modificación del P(o) y descuento en las regalías: Precios Altos: Incremento del precio base (P(o)) de USD\$43.37 a USD\$87.48 y Regalías: 40% de descuento sobre el monto aplicable de regalías para convencionales.
- Duración del contrato: Periodo de Exploración: Se incrementó a 9 años (3 fases de 3 años cada una) y el Periodo de Producción: Se incrementó a 30 años.

Además en el Plan de Desarrollo (2011 – 2014) propuso, “...identificar y materializar el potencial en yacimientos no convencionales, considerando aspectos ambientales y promoviendo la maximización de la explotación del recurso, en concordancia con la situación de abastecimiento energético del país. Para ello, el Gobierno Nacional contratará los estudios necesarios para establecer un modelo contractual y la elaboración de la reglamentación técnica necesaria para la exploración y explotación de yacimientos no convencionales de hidrocarburos, entre éstos, el de gas metano asociado al carbón”

En resumen en el campo de yacimientos no convencionales el país cuenta con³⁹:

³⁸ Resultados de la gestión hidrocarburífera en el país yacimientos no convencionales. ANH – Junio de 2014.

³⁹ Resultados de la gestión hidrocarburífera en el país yacimientos no convencionales. ANH – Junio de 2014.

- 7 cuencas de shale gas y shale oil.
- Es el tercer país en el continente con mayor potencial de yacimientos de no convencionales después de Argentina y Brasil.
- Los estudios desarrollados en el tema demuestran que el potencial en los próximos 20 años.
- Se estima que la exploración de 15 pozo en los próximos años.
- La prospectividad es de 5 bloques adjudicados en la Ronda Colombia 2012 y 18 bloques ofertados en la Ronda Colombia 2014.

Las condiciones óptimas para que se de la comercialización del gas proveniente de yacimientos no convencionales están dadas con: Grandes volúmenes disponibles, precios del gas natural y los costos de producción.

En cuanto a la prospectividad de yacimientos No Convencionales en el país se han adelantado una serie de estudios. A partir de estos estudios se realiza una estimación con diferentes escenarios de la prospectiva de la balanza oferta y demanda del sector gas en Colombia.

El primer estudio desarrollado en materia de con convencionales fue el ejecutado por Arthur D´ Little (2008), sobre el potencial de gas proveniente de yacimientos no convencional, concluyendo en estimaciones importantes de gas para el abastecimiento nacional. Los resultados del estudio se presentan en la siguiente tabla 6:

CUENCA	ÁREA (Milla ²)	ESPEJOR (Pies)	GAS IN SITU (Tpc)	VOLUMEN POTENCIAL
Magdalena Medio	2896	328	289.5	29
Cordillera Oriental	193	328	19.3	1.9
Cesar Ranchería	77	328	7.72	0.8

Tabla 6. Potencial de Shale Gas.

Fuente: Estudio Arthur D´Little. 2008.

Los resultados demuestran un potencial de 31.7 Tpc, sin embargo la construcción de éste estudio se realizó con base en información secundaria, con promedios de la industria y con información de campo recolectada por terceros. Por lo anterior y con el fin de aterrizar las prospectivas del estudio referenciado, Ecopetrol desde el año 2010 adelantó un estudio interno con el objetivo de identificar las zonas potencias y estimar las reservas de Shale Gas en el país. Resultado de este estudio, se obtuvo un potencial de reservas en un rango de 10 a 31 Tpc. A continuación se presenta la figura 18, se presenta el mapa de las zonas potenciales de Shale Gas en Colombia de acuerdo con el estudio de Ecopetrol.

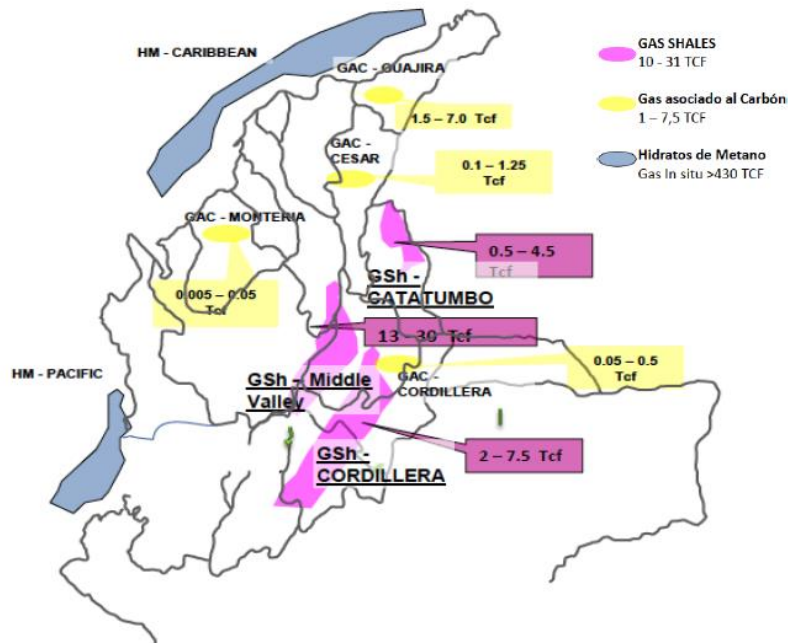


Figura 18. Ubicación geográfica de las fuentes del estudio de Ecopetrol
Fuente: Ecopetrol

En el 2014, se llevo a cabo la actualización al Estudio sobre Escenarios de Incorporación de Reservas en el país, desarrollado por la UPME en el 2012 a raíz de los resultados del estudio desarrollado por Arthur D´ Little, analiza tres escenarios: Escasez (Escenario Adverso), Base (Escenario más Probables) y

Abundancia (Escenario más favorable) bajo una serie de supuestos. En la siguiente tabla 7 se presenta los resultados del estudio:

Componente	Escenarios						
	Escasez			Base		Abundancia	
(1) Reservas probadas	Reservas Probadas reportadas por las empresas operadoras conforme a su perfil de producción y ajustadas para cada escenario						
	2.377 MMBbl / 5,726 TCF			2.377 MMBbl / 5,726 TCF		2.377 MMBbl / 5,726 TCF	
(2) Descubrimientos No desarrollados	Reservas Probables y Posibles reportadas por las empresas operadoras conforme a su perfil de producción y ajustadas para cada escenario						
	Prb	50%	285 MMBbl / 0,261 TCF	90%	514 MMBbl / 0,471 TCF	100%	571 MMBbl / 0,523 TCF
	Ps	25%	56 MMBbl / 0,190 TCF	75%	168 MMBbl / 0,569 TCF	100%	223 MMBbl / 0,759 TCF
	Total	341 MMBbl / 0,451 TCF		681 MMBbl / 1,039 TCF		794 MMBbl / 1,281 TCF	
(3) Recuperación mejorada EOR	Recursos contingentes totales de 2,694 MMBbl en 26 campos						
	Combustión <i>in situ</i> : 25%			Combustión <i>in situ</i> : 50%		Combustión <i>in situ</i> : 75%	
	Otros EOR: 50%			Otros EOR: 75%		Otros EOR: 100%	
	983 MMBbl			1.653 MMBbl		2.323 MMBbl	
(4) Recursos por descubrir ("YTF")	Perfiles de producción para los descubrimientos definidos según escenario:						
	Crudo convencional: 2.869 Mbl		Crudo convencional: 3.551 Mbl			Crudo convencional: 10.991 Mbl	
	Crudo pesado: 804 MBls		Crudo pesado: 1.205 MBls			Crudo pesado: 13.026 MBls	
	Gas: 1 TPC		Gas: 3 TPC			Gas: 5 TPC	
(5) Recursos no convencionales	Producción proporcional a los descubrimientos definidos para cada uno de los tipos de recursos no convencionales en cada escenario						
	0,5 TCF + 100 MMBbl:		2 TCF + 1.000 MMBbl:			10 TCF + 10.000 MMBbl:	
	<i>Shale gas</i> : 0,25 TCF		<i>Shale gas</i> : 1 TCF (M. Medio, C. Oriental)			<i>Shale gas</i> : 6 TCF (M. Medio, C. Oriental, Llanos)	
	CBM: 0,25 TCF		CBM: 1 TCF (Cesar Ranchería - Drummond La Loma)			CBM: 4 TCF (Cesar Ranchería, Guajira)	
	<i>Shale oil</i> : 100 MMBbl		<i>Shale oil</i> : 1.000 MMBbl (Llanos Orientales)			<i>Shale oil</i> : 4.000 MMBbl (Llanos. C. Oriental. Putumayo)	
	<i>Tar sands</i> : 0 MMBbl		<i>Tar sands</i> : 0 MMBbl			<i>Tar sands</i> : 6.000 MMBbl (LI. Orientales. VMM. VMS)	

Tabla 7. Volúmenes incorporados bajo cada escenario.

Fuente: UPME 2014.

La construcción del escenario Base se formuló bajo los siguientes supuestos (Tabla 8):

Variables cuantitativas					Variables cualitativas				
Hallazgos hidrocarburos convencional	Potencial <i>Offshore</i>	Potencial no convencionales	Potencial crudos pesados	Factor de recobro	Incorporación de Reservas Prb y Ps	Precio internacional energéticos	Política estatal petrolera	Factores ambientales	Factores socio culturales
Marginal 0 TCF 1.000 MMB	Nulo 0,5 TCF 0 MMB	Nulo 0 TCF 0 MMB	Bajo 200 MMB	Bajo 25% (<i>in situ</i>) 50% (otros)	Probables 50% Posibles 25%	50 - 75 USD/ barril P10%	Favorable a inversión (<i>Status Quo</i>) P60%	Parálisis P10%	Equilibrio P5%
Base 1 TCF 1.500 MMB	Base 2 TCF 200 MMB	Shales/CBM 3 TCF 500 MMB	Medio 1.125 MMB	Medio 50% (<i>in situ</i>) 75% (otros)	Probables 90% Posibles 75%	75 - 125 USD/ barril P60%	Incremento <i>Government Take</i> P30%	<i>Status Quo</i> P45%	Oposición aisladas a proyectos P40%
Alto 1,5 TCF 3.500 MMB	Alto 3,5 TCF 1.000 MMB	Shales/ CBM/ arenas 6,5 TCF 3.000 MMB	Alto 2.000 MMB	Alto 75% (<i>in situ</i>) 100% (otros)	Probables 100% Posibles 100%	>125 USD/ barril P30%	Intervención leve P10%	Transformación P45%	Limitada concertación P55%

Tabla 8. Comportamiento de las variables críticas en el escenario base.

Fuente: UPME 2014.

Del estudio se concluye que en el escenario base para los próximos 20 años el país tiene un potencial de adicionar 10 Tpc de gas natural. En la siguiente figura se observan los diferentes escenarios:

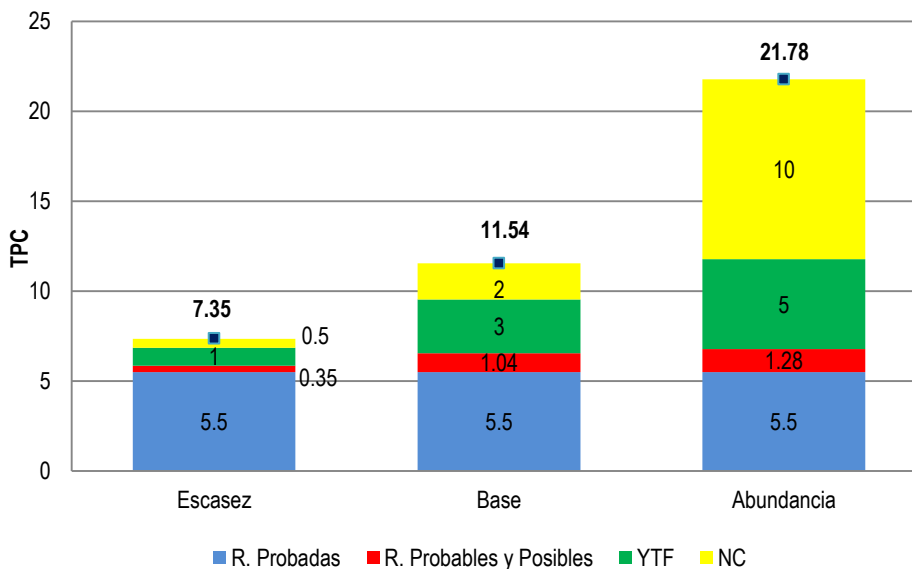


Figura 19. Proyecciones y Oportunidades – Reservas de Gas (2013 – 2035).
Fuente: Actualización de escenarios de oferta de hidrocarburos 2013-2035. UPME 2014

Complementando los estudios referenciados anteriormente, otra fuente de información sobre la estimación de Shale Gas en el país es EIA (U.S. Energy Information Administration). En el último estudio realizado destaca el potencial de Shale oil y Shale gas y estiman las reservas Shale Gas en el país en 308 Tpc de las cuales solo 55 Tpc son recuperables⁴⁰. El potencial evaluado en estudio se basa en la formación La Luna/Tablazo en el Valle Medio del Magdalena, en la formación Gacheta en los Llanos Orientales y en la zona del Catatumbo. Además adicionan que existe una cuarta cuenca potencial (Putumayo), no obstante no fue evaluada por falta de información. La figura 20, se presenta las áreas evaluados en el estudio del EIA.

⁴⁰ Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States.

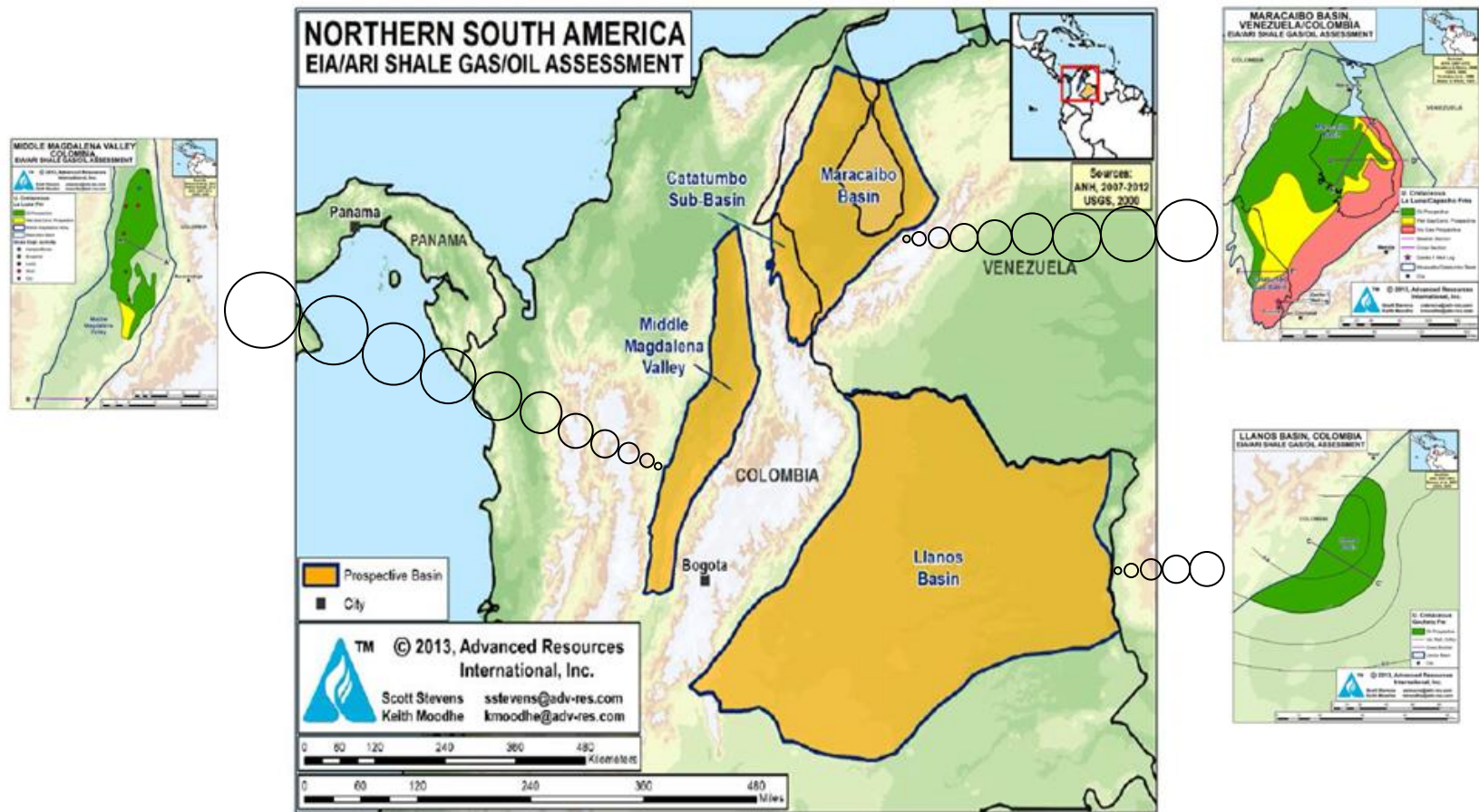


Figura 20. Prospectivas de Shale Oil y Shale Gas en Colombia

Fuente: EIA. 2013

Como resultado del análisis se presenta un potencial máximo de incremento de las reservas de gas natural en 55 Tpc en el largo plazo. No obstante, éste resultado dependerá directamente del comportamiento de la inversión en la etapa de inversión, de los precios internacionales del crudo y de los avances tecnológicos y en materia regulatoria ambiental.

En cuanto a las condiciones técnicas actuales del país, no se cuenta con experiencia en el desarrollo de proyectos de explotación de yacimientos no convencionales, convirtiéndose en una limitante en el punto de partida e apertura de éste nuevo mercado.

2.9 EXPORTACIONES DE GAS NATURAL

La exportación de gas natural no constituye servicio público domiciliario ni actividad complementaria al mismo, de manera que no está sujeta a la Ley 142 de 1994, salvo en aquellos aspectos previstos de manera expresa⁴¹.

En el Plan Nacional de Desarrollo 2011 – 2014, definió “De otra parte, se examinarán esquemas de interconexión eléctrica y gasífera entre los territorios fronterizos y los países vecinos; al igual que de exportación e importación de energía eléctrica y gas hacia países centroamericanos a través de las regiones Pacífica y la Caribe. Se espera contar con escenarios en la materia y nuevos nichos de mercado. Además, se promoverán interconexiones de energía eléctrica y de gas, de pequeña escala y puntuales, en Zonas No Interconectadas para atender demanda local.” De lo anterior se ha venido estudiando la exportación de gas natural hacia Centroamérica bajo los escenarios ideales de oferta de gas natural para ejecutar dichos proyectos.

⁴¹ Guillermo Cáez Gómez. Estudio Mercado del Gas en Colombia. 2012

Las exportaciones de gas natural en el país iniciaron en el año 2008 en el marco de colaboración entre Colombia y Venezuela. La exportación se da por un gasoducto desde Campo Ballena en La Guajira colombiana hasta la ciudad de Maracaibo en Venezuela. El acuerdo en un principio se pactaba la exportación de gas por 5 años, hasta el 2012; fecha en la cual se esperaba que entrara en operación un gasoducto que conecta el oriente venezolano con el occidente del país. Sin embargo su construcción tiene retrasos.

El acuerdo comercial de suministro de gas natural estableció el volumen de gas a suministrar en 2008 sería de 50 MMbtud, sin embargo desde a mediados de ese mismo año el volumen exportado excedía la cantidad pactada en aproximadamente un 400%.

En el 2012 se acordó ampliar el tiempo del acuerdo por dos años más manteniendo el despacho de 150 MMpcd. El año pasado cuando se vencía el plazo se amplió por un año más, cumpliéndose ésta fecha el 30 hasta junio de 2015. A partir de esta fecha se adelantaran los trámites contractuales y técnicos para realizar un contraflujo de gas natural e importar gas desde Venezuela. Los datos técnicos del gasoducto se presentan a continuación y su trazado se presenta en la figura 21.

- Ruta: Desde el campo Ballena (Guajira) hasta la Costa Occidental del Lago de Maracaibo.
- Longitud: 224,2 Km
- Capacidad: 500 MMpcd
- Operador: PDVSA GAS
- Volúmenes de entrega iniciales: Colombia venderá a Venezuela 150 MMpcd por 4 años (2007-2011). Los siguientes 16 años (2012-2028), Venezuela suministrará ese mismo volumen a Colombia.



Figura 21. Trazado gasoducto Binacional Colombia - Venezuela

Fuente: Extracto mapa de gas 2014. Ecopetrol 2014.

A nivel internacional, la exportación de gas natural se realiza en mayor medida por gasoductos internacionales (663 Billones de metros cúbicos) por encima al exportado mediante Gas Natural Licuado (333,3 Billones de metros cúbicos). En las siguientes tablas 9 y 10 tomadas de BP Statistical Review of World Energy June 2015 se presenta el gas exportado de cada una de las modalidades:

To	From																			Total imports					
	US	Canada	Mexico	Bolivia	Other S. & Cent. America	Netherlands	Norway	United Kingdom	Other Europe	Azerbaijan	Kazakhstan	Russian Federation	Turkmenistan	Uzbekistan	Iran	Qatar	Algeria	Libya	Other Africa		Indonesia	Myanmar	Other Asia Pacific		
US	-	74.6	†	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	74.6	
Canada	21.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	21.8	
Mexico	20.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20.5	
North America	42.3	74.6	†	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	116.9	
Argentina	-	-	-	5.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.4	
Brazil	-	-	-	11.1	0.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11.1	
Other S. & Cent. America	-	-	-	-	1.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.3	
S. & Cent. America	-	-	-	16.4	1.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17.8	
Austria	-	-	-	-	-	3.9	-	-	-	-	3.9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.7	
Belgium	-	-	-	-	-	5.4	7.1	4.4	-	-	9.9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	26.8	
Czech Republic	-	-	-	-	-	-	2.6	-	-	-	4.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.3	
Finland	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.1	
France	-	-	-	-	-	4.9	15.5	†	-	-	7.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	27.4	
Germany	-	-	-	-	-	18.1	27.7	-	0.7	-	38.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	85.0	
Greece	-	-	-	-	-	-	-	-	0.6	-	1.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.3	
Hungary	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.2	
Ireland	-	-	-	-	-	-	-	4.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.5	
Italy	-	-	-	-	-	8.3	4.8	-	0.3	-	21.3	-	-	-	-	6.2	6.0	-	-	-	-	-	-	46.9	
Netherlands	-	-	-	-	-	-	9.4	1.7	8.7	-	3.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	23.2	
Poland	-	-	-	-	-	-	-	-	1.7	-	8.9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10.6	
Slovakia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.3	
Spain	-	-	-	-	-	-	3.1	-	1.1	-	-	-	-	-	-	11.1	-	-	-	-	-	-	-	15.4	
Turkey	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.3	26.9	-	-	-	8.9	-	-	-	-	-	-	-	-	41.1	
United Kingdom	-	-	-	-	-	6.6	25.9	-	0.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	32.9	
Other Europe	-	-	-	-	-	0.8	1.1	†	5.4	-	8.8	-	-	-	-	2.2	-	-	-	-	-	-	-	18.2	
Europe	-	-	-	-	-	44.1	101.1	10.6	18.8	5.3	147.7	-	-	8.9	-	19.5	6.0	-	-	-	-	-	-	361.9	
Belarus	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17.9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17.9	
Kazakhstan	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.3	0.5	2.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.7	
Russian Federation	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.2	10.9	-	9.0	4.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	24.2	
Ukraine	-	-	-	-	-	-	-	-	4.6	-	12.9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17.5	
Other Former Soviet Union	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.9	0.2	4.6	-	†	0.7	-	-	-	-	-	-	-	-	7.4	
Former Soviet Union	-	-	-	-	-	-	-	-	4.6	2.1	11.1	39.8	9.5	6.1	0.7	-	-	-	-	-	-	-	-	73.8	
Iran	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.3	-	-	6.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.9	
Jordan	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.3	-	-	-	-	-	0.3	
Oman	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.1	
United Arab Emirates	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.1	-	-	-	-	-	-	-	-	18.0	
Middle East	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.3	-	-	6.5	-	20.1	-	-	0.3	-	-	-	-	-	-	27.2
South Africa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.0	-	-	-	-	-	-	4.0	
Other Africa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.0	-	0.5	-	-	-	-	-	4.5	
Africa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.0	-	4.5	-	-	-	-	-	8.5	
Australia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.7	-	5.7	
China	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.4	-	25.5	2.4	-	-	-	-	-	-	-	3.0	-	31.3	
Malaysia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.9	-	-	-	2.9	
Singapore	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.6	-	1.7	-	8.3	
Thailand	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9.7	-	-	9.7	
Asia Pacific	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.4	-	25.5	2.4	-	-	-	-	-	-	9.5	12.7	7.3	57.8	
Total exports	42.3	74.6	†	16.4	1.3	44.1	101.1	10.6	23.4	7.7	11.4	187.4	41.6	8.5	9.6	20.1	23.5	6.0	4.8	9.5	12.7	7.3	663.9		

Tabla 9. Volumen de exportaciones por gasoductos

Fuente: BP Statistical 2015.

To	From																			Total imports				
	US*	Brazil*	Trinidad & Tobago	Petru	Norway	Other Europe*	Russian Federation	Oman	Qatar	United Arab Emirates	Yemen	Algeria	Angola	Egypt	Equatorial Guinea	Nigeria	Australia	Brunei	Indonesia		Malaysia	Petru New Guinea	South Korea*	
US	-	-	1.2	-	0.2	0.1	-	-	-	0.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.7
Canada	†	-	0.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.6
Mexico	†	-	0.4	4.3	0.2	0.2	-	-	1.4	-	-	-	-	-	-	2.5	-	-	-	-	-	-	-	9.3
North America	†	-	2.2	4.3	0.3	0.3	-	-	1.4	-	0.2	-	-	-	-	2.5	-	-	0.3	-	-	-	-	11.6
Argentina	-	0.1	3.4	-	0.2	1.1	-	-	0.9	-	-	-	-	-	-	0.9	-	-	-	-	-	-	-	6.5
Brazil	0.1	-	1.9	-	1.1	1.7	-	-	0.6	-	-	0.1	0.1	-	0.5	1.9	-	-	-	-	-	-	-	7.9
Chile	-	-	3.7	-	-	-	-	-	0.1	-	-	-	-	-	0.1	-	-	-	-	-	-	-	-	3.8
Other S. & Cent. America	-	-	2.6	-	0.1	0.1	-	-	0.1	-	-	-	-	-	0.2	-	-	-	-	-	-	-	-	3.0
S. & Cent. America	0.1	0.1	11.5	-	1.3	2.9	-	-	1.7	-	-	0.1	0.1	-	0.5	3.0	-	-	-	-	-	-	-	21.4
Belgium	-	-	-	-	-	-	-	-	2.9	-	-	†	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.9
France	-	-	0.1	0.1	0.2	0.1	-	-	1.0	-	-	4.4	-	-	0.1	1.2	-	-	-	-	-	-	-	7.1
Italy	-	-	0.1	-	-	0.1	-	-	4.3	-	-	0.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.5
Spain	-	-	2.0	1.2	1.2	0.2	-	0.2	3.0	-	-	4.9	-	-	2.7	-	-	-	-	-	-	-	-	15.5
Turkey	-	-	0.1	-	0.3	0.2	-	-	1.1	-	-	4.1	-	-	1.5	-	-	-	-	-	-	-	-	7.3
United Kingdom	-	-	0.4	-	-	-	-	-	10.4	-	-	0.5	-	-	†	-	-	-	-	-	-	-	-	11.3
Other Europe & Eurasia	-	-	0.5	-	1.0	0.2	-	-	0.9	-	-	0.6	-	-	0.4	-	-	-	-	-	-	-	-	3.5
Europe and Eurasia	-	-	3.1	1.3	2.7	0.8	-	0.2	23.6	-	-	14.6	-	-	0.1	5.8	-	-	-	-	-	-	-	52.1
Middle East	-	-	1.2	-	-	0.4	-	0.1	2.3	-	0.4	-	-	-	-	0.7	0.1	-	-	0.3	-	-	-	5.4
China	-	-	0.2	-	0.2	0.3	0.2	0.2	9.2	-	1.4	0.3	0.2	0.2	1.0	0.6	5.2	0.2	3.5	4.1	0.4	0.1	-	27.1
India	-	-	0.1	-	0.1	0.3	-	0.1	16.2	0.1	0.6	0.2	-	-	1.2	-	-	-	-	0				

2.9.1 Marco normativo de exportaciones de gas natural

La entidad encargada de regular las actividades de la operación y comercialización del Gas Natural en Colombia es La Comisión de Regulación de Energía y Gas, que dentro sus funciones tiene la de establecer la regulación económica de los servicios domiciliarios de gas combustible en el país⁴². Como dato precedente del marco normativo de las exportaciones de gas natural, en el año 2000 la CREG expidió la Resolución 017, la cual reglamentaba las exportaciones de gas natural, y definía el precio de venta, la naturaleza jurídica de los agentes, el acceso libre a los gasoductos, la metodología tarifaria y las restricciones de la actividad.

De la normatividad vigente y en ejercicio normal, la CREG expidió la Resolución CREG 089 de 2013 “Por la cual se reglamentan aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del reglamento de operación de gas natural”. Ésta Resolución regula las negociaciones del suministro y transporte del gas natural utilizado efectivamente como combustible que se realicen en el mercado primario y secundario en el país.

No obstante lo anterior, la Resolución no regula los aspectos comerciales de la exportación de gas natural de acuerdo a lo establecido en el Parágrafo Único del Artículo 1 “Objeto” de la Resolución “...*la regulación sobre los aspectos comerciales del gas con destino al procesamiento de gas natural, a su utilización como materia prima de procesos industriales petroquímicos, al consumo de los productores-comercializadores o a la exportación será la que sobre el particular se profiera o haya sido proferida por las autoridades competentes...*”. Esta disposición se da conforme a lo previsto en el artículo 11 de la Ley 401 de 1997, la cual delimita la competencia regulatoria de la CREG a “...sólo se predicarán en los casos en que el gas se utilice efectivamente como combustible y no como materia

⁴² Ley 142 de 1994, artículo 73; Ley 143 de 1994, artículo 23.

prima de procesos industriales petroquímicos⁴³". Complementando las disposiciones mencionadas, el Decreto 2100 de 2011⁴⁴ en el artículo 22 establece lo siguiente:

"Artículo 22. Naturaleza de las exportaciones e importaciones de gas. Las actividades de exportación de gas, la importación de gas para usos distintos al servicio público domiciliario y la importación de gas en tránsito no constituyen actividades complementarias al servicio público domiciliario de gas combustible.

Los mecanismos y procedimientos de comercialización de que trata el artículo 11 de este decreto, no aplican a las actividades aquí señaladas.
(Subrayado fuera de texto)

De lo anterior se concluye que la regulación por parte de la CREG se limita a lo relacionado con la prestación del servicio público domiciliario, comercial e industrial y no le corresponde establecer obligaciones, cargas o prohibiciones para realizar la actividad de exportación de gas natural.

Por lo cual la regulación sobre los aspectos comerciales del gas con destino a exportación será la que sobre el particular se profiera la autoridad competente, que en materia de políticas de exportaciones de gas natural se encuentra en cabeza del Ministerio de Minas y Energía, regulada entre otros por el Decreto 2100 de 2011. En dicha norma se resalta lo siguiente respecto a la exportación de gas natural:

"Artículo 23. Libertad de precios. El precio del gas natural destinado a la importación o exportación será pactado libremente entre las partes: no

⁴³ Ley 401 de 1997, Artículo 11, Parágrafo Segundo.

⁴⁴ Decreto 2100 de 2011, "Por el cual se establecen mecanismos para promover el aseguramiento del abastecimiento nacional de gas natural".

obstante, si para realizar los respectivos suministros se utilizan tramos de gasoductos o gasoductos que hagan parte del SNT, este servicio se remunerará de acuerdo con los cargos aprobados por la CREG.

Artículo 26. Libertad de Exportaciones de Gas. Los agentes Exportadores podrán asumir libremente compromisos de exportación de gas natural sin sujeción a lo previsto en los artículos 11 y 14 de este decreto.

Parágrafo 1°. El MME limitará la libre disposición del gas para efectos de exportación a los productores, los productores-comercializadores y a los Agentes Exportadores cuando se pueda ver comprometido el abastecimiento de la demanda nacional de gas combustible para consumo interno. Para este efecto, diseñará un indicador que considere, entre otros aspectos, las reservas de Gas Natural, el comportamiento de la demanda, las exportaciones y las importaciones de gas.

Parágrafo 2°. Mientras se mantenga las condiciones que den lugar a la limitación prevista en el parágrafo 1° de este artículo, los productores, los productores-comercializadores o los Agentes Exportadores no podrán suscribir o perfeccionar compromisos de cantidades de gas natural inicialmente acordadas en los contratos de exportación ya existente”.

La Resolución 181704 de 2011 del Ministerio de Minas y Energía, dispone que los productores-comercializadores y los agentes exportadores sólo podrán disponer libremente del gas natural para efectos de exportación cuando: El Potencial de Producción Nacional sea mayor o igual a la Demanda Total Esperada para ese mismo año y el Índice de Abastecimiento de Gas Natural sea mayor o igual a ocho (8) años. De lo anterior cuando se presenten éstas condiciones los productores, los productores-comercializadores y los agentes exportadores podrán suscribir o perfeccionar compromisos de cantidades de gas natural

relacionados con nuevos contratos de exportación o incrementar las cantidades de gas natural inicialmente acordadas en los contratos de exportación ya existentes.

Sin perjuicio del análisis anterior y dado el alcance del marco que rige la comercialización mayorista de gas natural en el país, el Artículo 9 de la Resolución CREG 089 de 2013, dispuso que dentro de las modalidades de contratación en el mercado primario y secundario se encuentra el “Contrato de opción de compra de gas contra exportaciones” el cual se definió de la siguiente manera (en el anexo D se presentan las demás modalidades de comercialización y contratación):

“Contrato de opción de compra de gas contra exportaciones, OCGX:

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”.

Finalmente, en el Artículo 27 del Decreto 2100 de 2011 se establece que la CREG determinará “el mecanismo mediante el cual se realizará el pago de este costo al Agente Exportador por parte de los Agentes Operacionales a quienes se les haya suplido sus faltantes de suministro y la forma en que dicho costo será asumido por el Agente”.

En ejercicio de esta atribución la CREG mediante Resolución CREG 041 de 2013 dispuso la forma a través de la cual se determina el costo de oportunidad del gas natral dejado de exportar (CODE). Esto, en la medida en que se de lo referido en

los artículos 4 y 5 del Decreto 2100 de 2011 en materia de abastecimiento de gas natural y atención a la demanda prioritaria.

Se debe aclarar que en la Resolución CREG 041 de 2013 tiene previsto que para cada contrato de exportación que se suscriba, el agente exportador deberá publicar en su página web la información de cada una de las variables que componen el CODE para conocimiento de todos los interesados.

Las restricciones definidas en la regulación para la exportación de gas natural, son las siguientes:

- Por existir reservas insuficientes de gas natural;
- Por existir restricciones transitorias de suministro y / o transporte;
- Por existir solicitudes factibles de suministro no atendidas

La interconexión internacional se dará luego de que el MME considere que un agente es idóneo cuando certifique⁴⁵:

- Capacidad técnica en construcción, operación, administración y mantenimiento de infraestructura energética, principalmente en sistemas de transporte de hidrocarburos por ductos,
- Capacidad financiera para adelantar el proyecto

2.10 PRECIOS DE GAS NATURAL

Los precios del Gas Natural en el mercado internacional en la actualidad tienen una tendencia hacia la baja, el potencial de producción de gas natural proveniente

⁴⁵ Decreto 2400 de 2006 "Por el cual se regula la construcción de Interconexiones Internacionales de Gas Natural"

de yacimientos No Convencionales han aumentando la oferta (Reservas y Producción) de este energético y el mercado a percibido éste cambio con la baja en el precio internacional.

Uno de los entes que desde sus funciones y referentes en el país para estimar los precios del Gas Natural es la UPME. Los cálculos realizados por la UPME se llevan a cabo bajo los siguientes supuestos:

- Precio regulado, Resolución CREG 119 de 2005, 187 de 2010 y 199 de 2011, desde enero de 2013 hasta diciembre de 2013.
- Liberalización precio del gas natural en boca de pozo en el campo Guajira a partir de enero de 2014.
- Entrada de planta de regasificación a partir de septiembre de 2018.
- Precio de referencia Henry Hub y punto probable de incorporación la Costa Atlántica.

Bajo el referente normativo actual, la Resolución CREG 097 de 2012 “Por la cual se libera el precio para el gas natural colocado en Punto de Entrada al Sistema Nacional de Transporte”, se evaluó el comportamiento del precio regulado comparado con la serie histórica del Henry Hub⁴⁶, referente internacional regional. A continuación se presenta la figura 22, que compara el precio anteriormente mencionado tomado del Plan de Abastecimiento de Gas Natural (UPME 2013).

⁴⁶ Plan de Abastecimiento de gas natural. UPME. 2015.

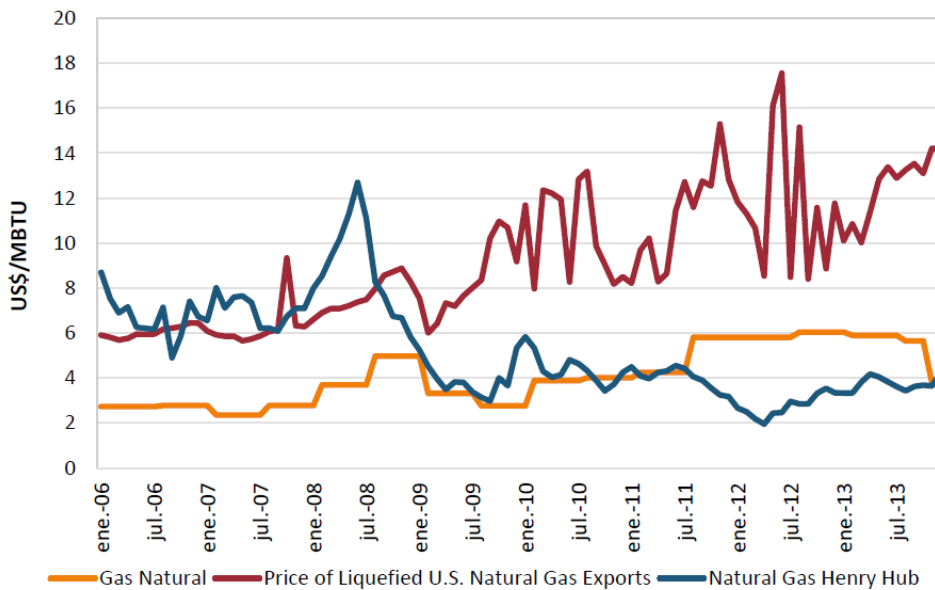


Figura 22. Evolución Comportamiento de Precios de Gas Natural
Fuente: UPME 2015.

Bajo la referencia de la nueva Regulación y la liberación de los precios de Gas Natural, éstos tenderán a los precios del mercado internacional. La figura anterior demuestra un comportamiento y tendencia similar desde su composición y precio final del Gas Guajira y los precios en Estados Unidos. Por otro lado la UPME relaciona y concluye que los precios internos se aproximarán a los precios de importación de GNL, a causa de los análisis recientes sobre garantía de abastecimiento.

Seguido a éste análisis, la UPME desarrolla una serie de supuestos desde la determinación del precio base y ejercicios bajo distintos enfoques que permiten la obtención de una amplia gama de escenarios que reflejen los precios del mercado del gas, bajo las tendencias de referencia del EIA, del índice “Residual Fuel No 6 1%” y precios de paridad de importación. En la siguiente figura 23, se presenta los resultados obtenidos:

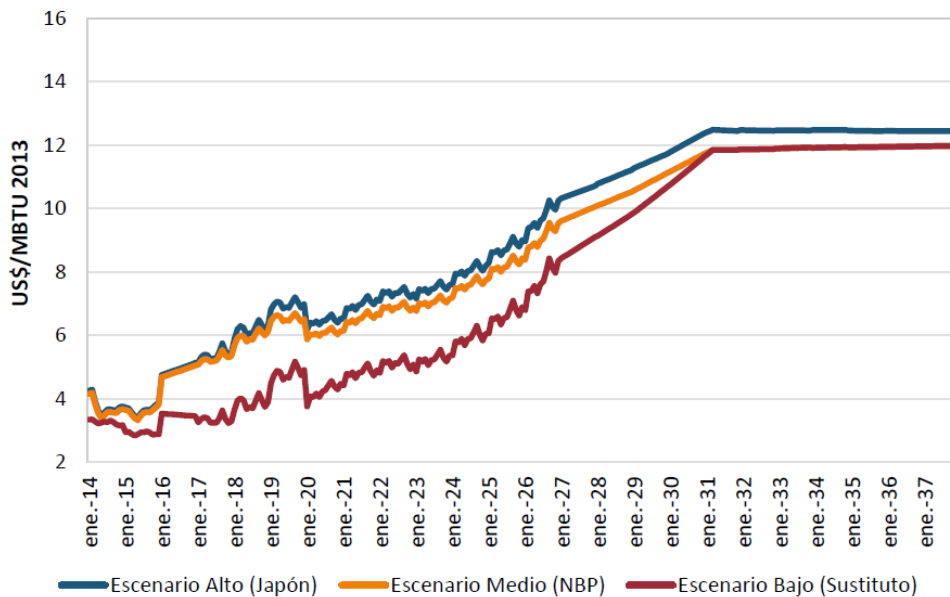


Figura 23. Estimación de Precios de largo Campo Guajira- Escenarios de Referencia.

Fuente: UPME 2015

Los precios de referencia tienen una tendencia al alza, influenciado básicamente por el mercado del GNL, iniciando en US\$5/MMbtu y fluctuando hasta los US\$12/MMbtu, con una tasa de crecimiento de 2.9% anual. La tendencia resulta por los siguientes criterios de cálculo:

- Serie 2012 – 2014: Continuidad de la metodología regulada por la CREG.
- Serie 2014 – 2018: Comportamiento Henry Hub.
- Serie 2018 – 2036: Señales del mercado NBP europeo.

En cuanto a los precios internos, la UPME estima que en el largo plazo los precios internos del gas natural van a tener una tendencia hacia los precios de paridad de importación (GNL).

3. IDENTIFICACIÓN DE DEMANDA

La identificación de la demanda es el punto de mayor incertidumbre en la ejecución de un proyecto de esta naturaleza, dada la total dependencia de la cifra de demanda de gas en función de los usuarios considerados en el diseño y sobre éste dato se estima la recuperación de las inversiones del gasoducto. Como dato principal para el cálculo del diseño del gasoducto desde Colombia hasta Centroamérica se realiza para un panorama de 20 años para los aspectos relativos a la ingeniería de diseño como en lo correspondiente a la demanda para el análisis financiero; para la proyección mencionada el año base es el 2015 y el horizonte máximo de desarrollo del proyecto es el 2034.

La clasificación del consumo de gas natural se da por centro de consumo masivo, de los cuales se identificaron dos: Centros Poblados en donde existe una demanda residencial, comercial e industrial y las Centrales Termoeléctricas. Esta clasificación de los consumo se realizará por país bajo unos criterios definidos en el procedimiento del cálculo de demanda.

3.1 POTENCIAL DE USUARIOS RESIDENCIALES Y SU PROYECCIÓN

Con el fin de determinar el caudal de diseño se utiliza un método analítico en el cual se define en primera medida el mercado objetivo para posteriormente entrar a precisar el tamaño potencial que tiene dicho mercado y que podría ser objeto de consumo de gas natural. A continuación es necesario determinar las metas de cobertura que se esperan tener.

El mercado objetivo como se menciono anteriormente y como base de la presente monografía son las principales ciudad de los países centroamericanos y las unidades termoeléctricas existentes.

Con el fin de precisar el tamaño potencial, se consulta las páginas de las entidades gubernamentales de cada país encargadas de las estadísticas nacionales. La base se tomo desde el último Censo realizado en cada país y se proyecto estos valores al 2015, con cifras oficiales. En las proyecciones se toma la tasa de crecimiento medio geométrico nacional o regionales dependiendo de la disponibilidad de la información hasta el año 2034. La ecuación utilizada para realizar la proyección es la siguiente:

$$UT = Ui \times (1 + r)^n$$

(Ecuación 1)

En donde:

Ut: Usuarios Totales

Ui: Usuarios Iniciales

R: Tasa de crecimiento poblacional

n: Numero de años

Con base en lo anterior, se presenta a continuación un análisis detallado del cálculo potencial de usuarios a 2015 y su proyección a 20 años de las principales ciudades (básicamente capitales departamentales), que al final representa el potencial de clientes residenciales de gas en Centroamérica a partir de la mejor información disponible.

En análisis realizado, sólo se consideraron las viviendas urbanas ocupadas de las ciudades y se agruparon en un centro de consumo en los casos donde existen varias ciudades cercanas entre sí⁴⁷.

3.1.1 Potencial de Usuarios Residenciales Panamá

Panamá está conformada por 9 provincias, 77 distritos o municipios, 3 comarcas indígenas con categoría de provincia⁴⁸ con una población aproximada de 3'975,404. Por su situación geográfica en las bajas latitudes intertropicales determina que el clima y la vegetación son típicamente tropicales⁴⁹.

Los datos obtenidos son de la entidad encargada de las estadísticas nacionales El Instituto Nacional de Estadística y Censo (INEC) de la Contraloría General de la República de Panamá. El último Censo realizado en Panamá fue en el año 2010 "XI Censo Nacional de Población y VII DE Vivienda 2010". Del total de la población, el 51.7 % se ubica en la provincia de Panamá, el 11.6 % en Chiriquí, el 7.0 % en Colón, en Coclé está el 6.6 %; en Veraguas 6.3 % y el resto 17.0 por ciento en las provincias restantes y comarcas indígenas.

La distribución demográfica de Panamá de manera general se puede describir en una gran área de la capital del país que agrupa varios centros poblados en la costa pacífica, una segunda ciudad importante Colón, el resto de ciudades intermedias dentro de la dimensión del país están ubicadas al occidente hacia Costa Rica. Los resultados de los cálculos realizados para determinar las viviendas en la fecha base (2015) se presentan a continuación (Tabla 11):

⁴⁷ Se sumaron las viviendas de las distintas ciudades cercanas y se tomo como centro de consumo la ciudad de mayor vivienda.

⁴⁸ La población indígena no se tuvo en cuenta como población objetivo en la presente monografía

⁴⁹ Datos generales e históricos de la República de Panamá. INEC 2013.

PROVINCIA	DISTRITO / CORREGIMIENTO	VIVIENDAS 2015	PROVINCIA	DISTRITO / CORREGIMIENTO	VIVIENDAS 2015
VERAGUAS	SAN MIGUELITO	89,316	CHIRIQUÍ	PUERTO ARMUELLES	5,784
	SANTIAGO	20,237		PROGRESO	4,582
COCLÉ	AGUADULCE	2,755		RODOLFO AGUILAR	3,517
	POCRÍ	3,754		LA CONCEPCIÓN	8,471
	BARRIOS UNIDOS	5,125		ASERRÍO GARICHÉ	3,991
	RÍO HATO	3,893		VOLCÁN	3,364
	PENONOMÉ	8,659		DAVID	25,910
LOS SANTOS	GUARARÉ	1,560		LAS LOMAS	5,154
	LAS TABLAS	5,716		PEDREGAL	4,859
	LA VILLA	4,977		SAN PABLO VIEJO	2,746
PANAMÁ	ARRAIJÁN	67,896	COLON	COLÓN	67,896
	CHEPO	9,973	HERRERA	CHITRÉ	9,973
	LA CHORRERA	51,644			
	PANAMÁ	299,217			

Tabla 11. Usuarios potenciales a nivel residencial Panamá - 2015

Fuente: INEC – Cálculos propios

El total de usuarios potenciales a 2015 en Panamá es de 720,545 viviendas. Para la proyección y como se mencionó anteriormente se tomó la tasa de crecimiento poblacional promedio geométrico y se proyectó el número de viviendas hasta el 2034. Las tasas de crecimiento presentadas por INEC son anuales. En la siguiente tabla 12 se presenta lo descrito:

Tasa de crecimiento en %									
2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
1,54	1,50	1,47	1,43	1,40	1,37	1,33	1,30	1,27	1,23
2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1,21	1,17	1,15	1,12	1,09	1,06	1,03	1,00	0,97	0,94

Tabla 12. Tasa de crecimiento poblacional promedio geométrico Panamá

Fuente: INEC

Con la tabla anterior se proyecta los usuarios residenciales potenciales en Panamá a 2034, y se resumen en la siguiente tabla 13.

PROVINCIA	DISTRITO / CORREGIMIENTO	VIVIENDAS 2015	2019	2024	2029	2034
Coclé	Aguadulce	11,634	12,326	13,150	13,924	14,638
	Penonomé	12,552	13,300	14,190	15,025	15,795
Colón	Colón	61,341	64,985	69,319	73,387	77,140
Herrera	Chitré	16,104	17,062	18,202	19,272	20,260
Los Santos	Guararé	12,253	12,982	13,849	14,664	15,416
Varaguas	Santiago	20,237	21,439	22,870	24,213	25,452
Chiriquí	Puerto Armuelle	10,366	10,984	11,718	12,408	13,044
	Aserrió Gariché	3,991	4,229	4,513	4,781	5,026
	Volcán	3,364	3,566	3,806	4,032	4,241
	David	50,657	53,666	57,245	60,604	63,703
Panamá	Arraiján	67,896	71,929	76,725	81,227	85,380
	Chepo	9,973	10,567	11,274	11,937	12,550
	La Chorrera	51,644	54,712	58,361	61,786	64,945
	Panamá	388,533	411,601	439,036	464,782	488,539
TOTALES		720,545	763,438	814,258	862,042	906,129

Tabla 13. Proyección viviendas Panamá

Fuente: INEC Panamá – Elaboración propia

La distribución geográfica de los usuarios se presenta en la siguiente figura 24:

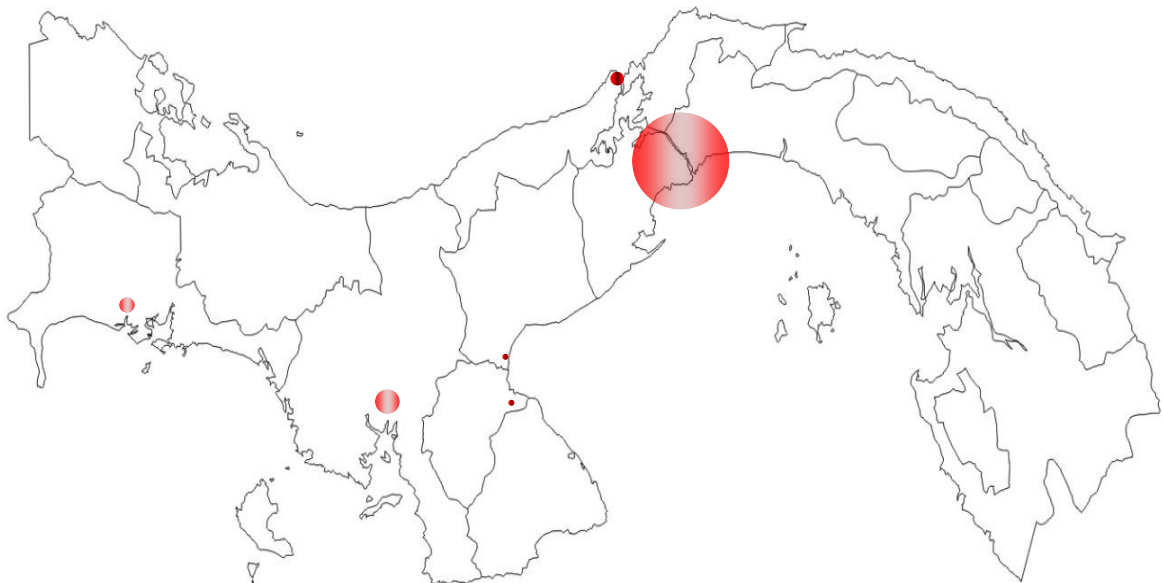


Figura 24. Distribución de potencial de usuarios Panamá

Fuente: Elaboración propia

3.1.2 Potencial de Usuarios Residenciales Costa Rica

Costa Rica está conformada política y administrativamente por 9 provincias, 10 cantones y 45 distritos, con una población aproximada de 4'832,234. Se ubicada en la franja entre los paralelos Trópico de Cáncer y Trópico de Capricornio, se define como Zona Tropical, por esta condición tiene características tropicales a su entorno ecológico: bosques, red hidrográfica, suelos y clima.

Los datos obtenidos son del Instituto Nacional de Estadística y Censos (INEC) de Costa Rica. El último Censo realizado en Costa Rica fue en el año 2011 “X Censo Nacional de Población y VI de Vivienda 2011”. La distribución de la población en Costa Rica es más uniforme con un eje en la Provincia de San José donde se concentra la tercera parte de la población, en la Provincia de Alajuela el 20%, el 11% en Cartago y en Heredia está el 10 %.

Costa Rica presenta en el oriente algunas ciudades intermedias y otras en la costa Atlántica, sin embargo, presenta en el centro del país una gran concentración de población principalmente por la capital San José de Costa Rica y poblaciones conexas a ésta, la concentración alcanza las dos terceras partes del potencial de usuarios. Los resultados de los cálculos realizados se presentan en la tabla 14:

PROVINCIA	CANTÓN / DISTRITO	VIVIENDAS 2015	PROVINCIA	CANTÓN / DISTRITO	VIVIENDAS 2015
Alajuela	Alajuela	81.724	Cartago	Cartago	76.429
	San Ramón	28.772		La Unión	30.228
	Grecia	41.949		Turrialba	16.755
	Atenas	7.435	Heredia	Heredia	54.662
	Quezada	28.468	Guanacaste	Liberia	16.421
Puntarenas	Puntarenas	24.684		Santa Cruz	61.628
	Buenos Aires	7.934		Cañas	6.406
	Puerto Cortez	12.023		La Cruz	5.879
	Corredor	13.703	San José	373.242	
	San Vito	14.139	San José	Pérez Zeledón	47.002

Tabla 14. Usuarios potenciales a nivel residencial Costa Rica - 2015

Fuente: INEC – Cálculos propios

El total de usuarios potenciales a 2015 en Costa Rica es de 956,076 viviendas. Para la proyección se tomó la tasa de crecimiento poblacional promedio geométrico y se proyectó el número de viviendas hasta el 2034. Las tasas de crecimiento presentadas por INEC son anuales. En la siguiente tabla 15 se presenta lo descrito:

Tasa de crecimiento en %									
2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
1.24	1.20	1.17	1.13	1.09	1.05	1.01	0.97	0.94	0.90
2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
0.87	0.83	0.80	0.76	0.73	0.70	0.68	0.65	0.62	0.62

Tabla 15. Tasa de crecimiento poblacional promedio geométrico Costa Rica
Fuente: INEC

Con la tabla anterior se proyecta los usuarios residenciales potenciales en Costa Rica a 2034, y se resumen en la siguiente tabla 16.

PROVINCIA	CANTÓN	2015	2019	2024	2029	2034
San José	San José	373,242	390,683	410,122	426,761	440,902
	Pérez Zeledón	47,002	49,200	51,650	53,747	55,530
Alajuela	Alajuela	81,724	85,544	89,803	93,449	96,547
	San Ramón	28,772	30,119	31,619	32,904	33,996
	Grecia	48,542	50,812	53,342	55,509	57,351
	Atenas	7,435	7,785	8,174	8,508	8,791
	Quezada	28,468	29,800	31,285	32,557	33,639
Puntarenas	Puntarenas	24,684	25,839	27,127	28,229	29,166
	Buenos Aires	7,934	8,306	8,722	9,079	9,382
	Puerto Cortez	12,023	12,587	13,215	13,754	14,212
	Corredor	13,703	14,344	15,059	15,674	16,196
	San Vito	14,139	14,802	15,541	16,174	16,712
Cartago	Cartago	76,429	80,002	83,984	87,392	90,291
	La Unión	30,228	31,642	33,219	34,569	35,717
	Turrialba	16,755	17,540	18,415	19,165	19,802
Guanacaste	Liberia	16,421	17,191	18,050	18,785	19,410
	Santa Cruz	61,628	64,510	67,721	70,471	72,809
	Cañas	6,406	6,708	7,043	7,332	7,577
	La Cruz	5,879	6,156	6,465	6,730	6,956
Heredia	Heredia	54,662	57,218	60,067	62,506	64,578
TOTALES		956,076	1,000,788	1,050,623	1,190,469	1,129,564

Tabla 16. Proyección Viviendas Costa Rica
Fuente: INEC – Elaboración propia

La distribución geográfica de los usuarios se presenta en la siguiente figura 25:

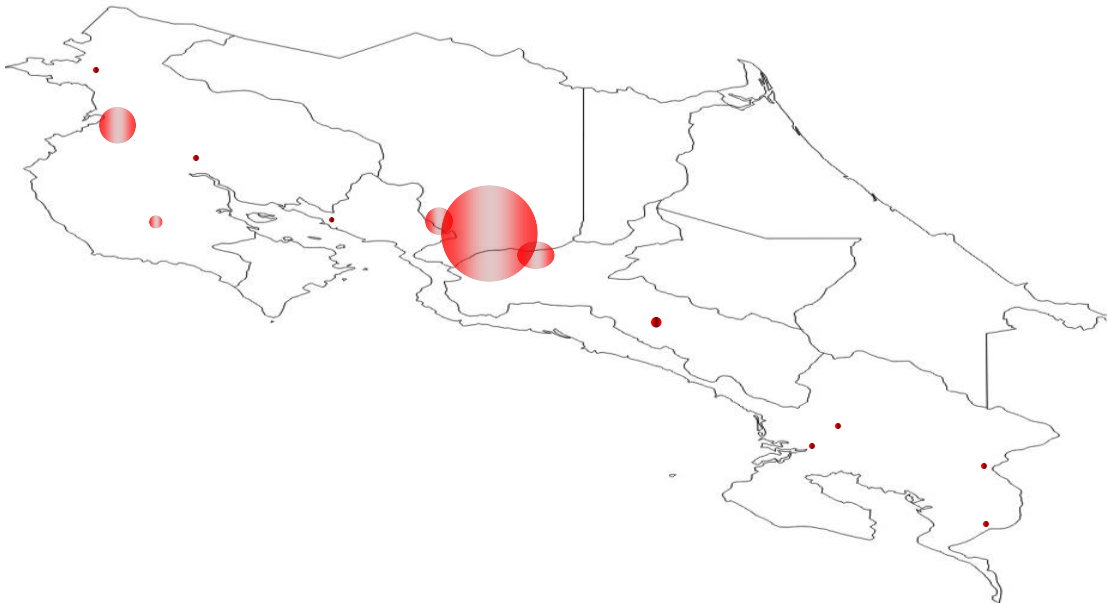


Figura 25. Distribución de potencial de usuarios Costa Rica

Fuente: Elaboración propia

3.1.3 Potencial de Usuarios Residenciales Nicaragua

La composición política y administrativa de Nicaragua es de 15 departamentos, 2 regiones autónomas y 153 municipios con una población aproximada de 6´180,406. Está ubicada en la parte central de Centroamérica y aunque existe una serie de montañas con dirección norte-sur su altitud llega a 600 m.s.n.m. y gran parte de su territorio es de tierra bajas del Atlántico y Pacífico con clima predominante tropical.

Los datos obtenidos son del Instituto Nacional de Información de Desarrollo (INIDE) de Nicaragua. El último Censo realizado en Nicaragua fue en el año 2005 “VIII Censo de Población y IV de Vivienda”. Nicaragua se extiende en sentido nor-occidental y la gran mayoría de su población se ubica en las partes bajas de la costa del Pacífico más del 70% de ésta; en la zona límite con Honduras se

distribuye la población entre la costa Pacífica y el centro del país y en la costa Atlántica es la zona menos poblada del país con cerca del 5% de la población total. Los resultados de los cálculos realizados se presentan en la tabla 17:

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	VIVIENDAS 2015	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	VIVIENDAS 2015
Nueva Segovia	Jalapa	36,241	Matagalpa	El Tuma	13,895
	Ocotal	15,854		Sébaco	23,213
	Quilalí	6,395		Matagalpa	40,093
Masaya	83,050	Matiguas		24,616	
Madriz	Somoto	14,343	Boaco	Boaco	47,960
	San Juan	9,890	Managua	Managua	292,942
Estelí	Condenga	12,707		San Rafael	12,148
	Estelí	33,720	Granada	Granada	25,650
	San Juan Limay	6,940	Carazo	Diramba	42,090
Chinandega	Somotillo	13,398	RIVAS	Rivas	28,502
	Chinandega	75,694	Rio San Juan	San Carlos	19,042
León	El Sauce	19,836	Jinotega	Wiwilí	16,520
	Leon	71,009		San Sebastián	10,488
Chontales	Juigalpa	28,485		Jinotega	32,937

Tabla 17. Usuarios potenciales a nivel residencial Nicaragua - 2015

Fuente: INIDE – Cálculos propios

El total de usuarios potenciales a 2015 en Nicaragua es de 1'057,658 viviendas. Para la proyección se tomó la tasa de crecimiento poblacional promedio geométrico y se proyectó el número de viviendas hasta el 2034. Las tasas de crecimiento presentadas por INIDE de series quinquenales presentadas a continuación (Tabla 18):

Tasa de crecimiento en %			
2015 - 2020	2020 - 2025	2025 - 2030	2030 - 2035
1.09%	0,95	0,82	0,70

Tabla 18. Tasa de crecimiento poblacional promedio geométrico Nicaragua

Fuente: INIDE

Con la tabla anterior se proyecta los usuarios residenciales potenciales en Nicaragua a 2034, y se resumen en la siguiente tabla 19.

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	VIVIENDAS 2015	2019	2024	2029	2034
Nueva Segovia	Jalapa	36,241	37,855	39,746	41,465	42,983
	Ocotral	15,854	16,562	17,391	18,145	18,812
	Quilalí	6,395	6,681	7,017	7,322	7,593
Masaya	Masaya	83,050	86,746	91,076	95,011	98,489
Madriz	Somoto	14,343	14,983	15,732	16,414	17,017
	San Juan	9,890	10,332	10,852	11,324	11,741
Estelí	Condenga	12,707	13,275	13,940	14,543	15,077
	Estelí	33,720	35,222	36,982	38,582	39,996
	San Juan Limay	6,940	7,250	7,614	7,945	8,238
Chinandega	Somotillo	13,398	13,996	14,697	15,335	15,899
	Chinandega	75,694	79,064	83,010	86,597	89,767
León	El Sauce	19,836	20,721	21,756	22,697	23,531
	Leon	71,009	74,169	77,871	81,236	84,210
Chontales	Juigalpa	28,485	29,754	31,241	32,592	33,787
Matagalpa	El Tuma	13,895	14,516	15,243	15,902	16,487
	Sébaco	23,213	24,247	25,459	26,561	27,535
	Matagalpa	40,093	41,879	43,970	45,870	47,550
	Matiguas	24,616	25,714	26,999	28,168	29,201
Boaco	Boaco	47,960	50,096	52,598	54,872	56,882
Managua	Managua	292,942	305,975	321,240	335,113	347,373
	San Rafael	12,148	12,690	13,325	13,902	14,413
Granada	Granada	25,650	26,792	28,132	29,348	30,424
Carazo	Diramba	42,090	43,964	46,160	48,156	49,919
RIVAS	Rivas	28,502	29,772	31,260	32,613	33,808
Rio San Juan	San Carlos	19,042	19,891	20,885	21,790	22,588
Jinotega	Wiwilí	16,520	17,256	18,119	18,904	19,598
	San Sebastián	10,488	10,956	11,506	12,006	12,447
	Jinotega	32,937	34,405	36,124	37,685	39,066
TOTALES		1,057,658	1,104,763	1,159,945	1,210,098	1,254,431

Tabla 19. Proyección Viviendas Nicaragua

Fuente: INIDE – Elaboración propia

La distribución geográfica de los usuarios se presenta en la siguiente figura 26:

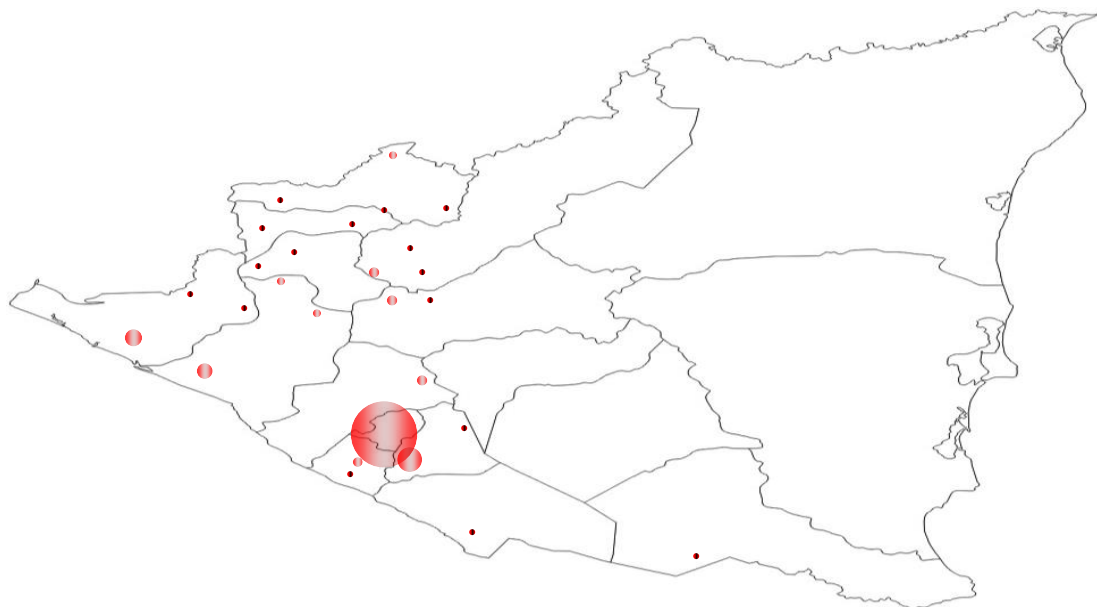


Figura 26. Distribución de potencial de usuarios Nicaragua

Fuente: Elaboración propia

3.1.4 Potencial de Usuarios Residenciales Honduras

Honduras tiene una división política y administrativamente de 18 departamentos cada uno con su respectiva cabecera central cada departamento se divide en municipio con un total de 298 y se agrupan en 52 mancomunidades y tiene una población aproximada de 8'576,532. Está ubicada en la parte central de Centroamérica y aunque existe una serie de montañas con dirección norte-sur su altitud llega a 600 m.s.n.m. y gran parte de su territorio es de tierra bajas del Atlántico y Pacífico con clima predominante tropical.

Los datos obtenidos son del Instituto Nacional de Estadística (INE) de Honduras. El último Censo realizado en Nicaragua fue en el año 2005 “Censo XVII Población y XI Vivienda”. En Honduras la distribución de la población no es uniforme, existen departamentos que concentran grandes masas poblacionales como son los departamentos Francisco Morazán y Cortés que concentran el 40% de la población de Honduras y tan solo el 10% del territorio mientras otros son poco

habitados como los departamentos de Olancho, Colón y Gracias a Dios, ubicados al oriente hacia la costa Atlántica, concentran el 11.1% de la población y ocupan el 43.7% del territorio⁵⁰. Los resultados de los cálculos realizados se presentan a continuación (Tabla 20):

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	VIVIENDAS 2015	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	VIVIENDAS 2015
Comayagua	Comayagua	54,798	Intibucá	Intibucá	26,466
Francisco Morazán	Tegucigalpa	291,731	La Paz	La Paz	13,739
	Guaimaca	9,648	Lempira	Gracias	21,314
Copan	Santa Rosa	27,542	Ocotepeque	Ocotepeque	18,750
	Copan Ruinas	12,476	Olancho	Juticalpa	70,222
	Nueva Arcadia	12,273	Santa Bárbara	Santa Bárbara	14,017
Cortes	San Pedro Sula	404,949		Macuelizo	29,707
		Santa Cruz	24,088	Valle	Nacaome
Choluteca	Choluteca	55,532	Danlí	Danlí	58,378

Tabla 20. Usuarios potenciales a nivel residencial Honduras - 2015

Fuente: INE – Cálculos propios

El total de usuarios potenciales a 2015 en Nicaragua es de 1´175, 378 viviendas. Para la proyección se tomó la tasa de crecimiento poblacional promedio geométrico y se proyectó el número de viviendas hasta el 2034. Las tasas de crecimiento presentadas por INE son anuales y se presentan en la siguiente tabla 21:

Tasa de crecimiento en %									
2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
1.83	1.77	1.73	1.68	1.63	1.57	1.52	1.48	1.43	1.38
2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1.34	1.29	1.25	1.21	1.17	1.12	1.09	1.01	1.01	0.97

Tabla 21. Tasa de crecimiento poblacional promedio geométrico Honduras

Fuente: INE

Con la tabla anterior se proyecta los usuarios residenciales potenciales en Honduras a 2034, y se resumen en la siguiente tabla 22.

⁵⁰ INE - Honduras

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	VIVIENDAS 2015	2019	2024	2029	2034
Comayagua	Comayagua	54,798	58,623	63,092	67,137	70,732
Copan	Santa Rosa	27,542	29,465	31,711	33,746	35,555
	Copan Ruinas	12,476	13,348	14,368	15,293	16,113
	Nueva Arcadia	12,273	13,131	14,134	15,044	15,853
Cortes	San Pedro Sula	404,949	433,197	466,198	496,076	522,631
	Santa Cruz de Yojoa	24,088	25,769	27,735	29,515	31,097
Choluteca	Choluteca	55,532	59,408	63,936	68,035	71,678
Francisco Morazán	Tegucigalpa	291,731	312,081	335,856	357,381	376,513
	Guaimaca	9,648	10,323	11,111	11,826	12,461
Intibucá	Intibucá	26,466	28,313	30,472	32,427	34,165
La Paz	La Paz	13,739	14,699	15,822	16,838	17,741
Lempira	Gracias	21,314	22,803	24,541	26,116	27,516
Ocotepeque	Ocotepeque	18,750	20,060	21,590	22,975	24,208
Olancho	Juticalpa	70,222	75,123	80,848	86,031	90,639
Santa Bárbara	Santa Bárbara	14,017	14,997	16,142	17,178	18,101
	Macuelizo	29,707	31,782	34,205	36,399	38,350
Valle	Nacaome	30,207	32,315	34,779	37,011	38,995
Danlí	Danlí	58,378	62,452	67,211	71,520	75,352
TOTALES		1,175,837	1,257,889	1,353,751	1,440,548	1,517,700

Tabla 22. Proyección Viviendas Nicaragua

Fuente: INE – Elaboración propia

La distribución geográfica de los usuarios se presenta en la siguiente figura 27:

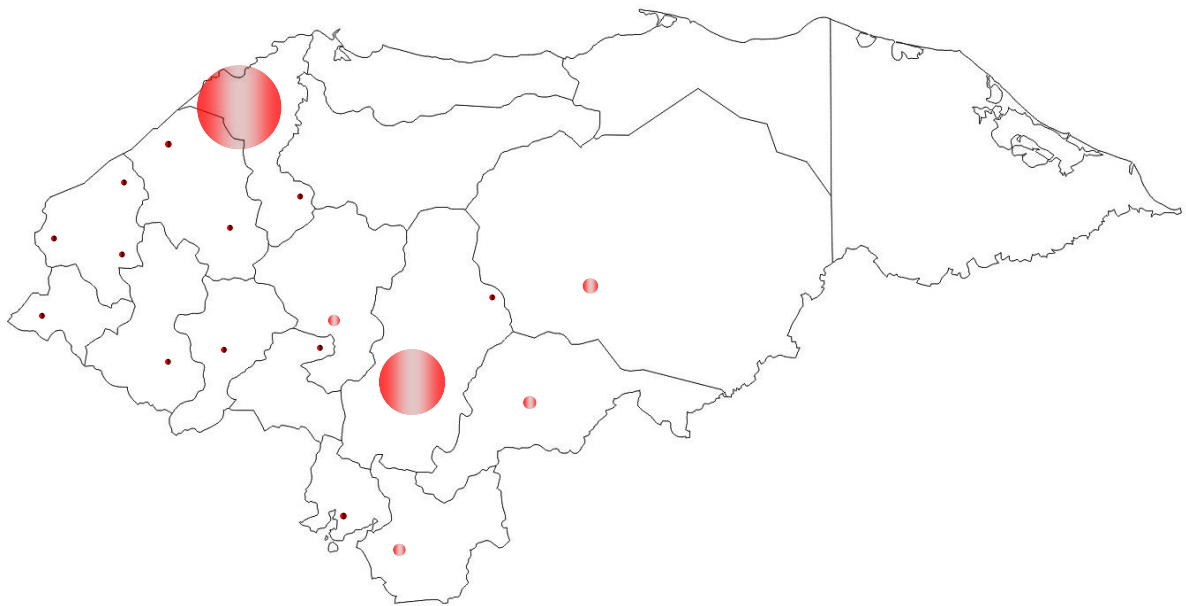


Figura 27. Distribución de potencial de usuarios Honduras

Fuente: Elaboración propia

3.1.5 Potencial de Usuarios Residenciales El Salvador

La división política y administrativa está conformada por 14 departamentos cada uno con su respectiva capital agrupados en tres zonas Occidental, Central y Oriental, los departamentos se dividen en distritos que en total suman 39 y en municipios con un total de 292, y tiene una población aproximada de 6´460,271. El salvador es el único país que no tiene costa Atlántica en Centroamérica y su territorio es dividido por una cadena de montañas rumbo noroccidente instaladas cerca a la costa Pacífica con altitudes que superan los 2,000 m.s.n.m.; no obstante, en la mayor parte de su territorio existen valles intermedios con una altitud promedio de 600 m.s.n.m. predominando la vegetación y clima tropical.

Los datos obtenidos son de la Dirección General de Estadística y Censos (DIGESTYC) de El Salvador. El último Censo realizado en El Salvador se realizó en el año 2007 “Censo de Población y Vivienda 2007”. El Salvador es un país que presenta una dinámica demográfica muy marcada por los movimientos migratorios y presenta una distribución poblacional característica de la región cargada hacia la costa Pacífica (sur) y con menos densidad población hacia el norte en el límite con Guatemala. De oriente a occidente la distribución población presenta características particulares, en el oriente en los límites con Honduras la densidad población es menor, a medida en que se avanza hacia el occidente se encuentran ciudades intermedias hasta llegar al gran eje población de El Salvador su capital y poblaciones aledañas, en el occidente en baja progresivamente la densidad de la población hasta llegar a Guatemala.

Los resultados de los cálculos realizados se presentan en la tabla 23:

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	VIVIENDAS 2015	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	VIVIENDAS 2015
Ahuachapán	Ahuachapán	29,897	San Salvador	San Salvador	503,342
	Jujutla	12,611		Aguilares	17,650
	Menéndez	6,407	Cuscatlán	Cojutepeque	37,680
Santa Ana	Santa Ana	121,957	La Paz	Zacatecoluca	36,325
	Metapán	10,586		Olocuilta	27,701
Sonsonate	Sonsonate	75,206	Cabañas	Sensuntepeque	13,932
Chalatenango	Chalatenango	15,554	San Vicente	San Vicente	21,110
	Nueva Concepción	8,662	Usulután	Usulután	40,013
La Libertad	Santa Tecla	101,251	San Miguel	San Miguel	97,948
	Ciudad Arce	64,864	La Unión	La Unión	12,363
	Quezaltepeque	17,385		Pasaquina	14,958
San Salvador	San Salvador	503,342	Morazán	San Francisco	11,274

Tabla 23. Usuarios potenciales a nivel residencial El Salvador - 2015

Fuente: DIGESTYC – Cálculos propios

El total de usuarios potenciales a 2015 en El Salvador es de 1'298,676 viviendas.

Para la proyección se tomó la tasa de crecimiento poblacional promedio geométrico y se proyectó el número de viviendas hasta el 2034. Las tasas de crecimiento presentadas por DIGESTYC son anuales y se presentan a continuación (Tabla 24):

Tasa de crecimiento en %									
2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
0,92	0,94	0,94	0,93	0,93	0,91	0,89	0,86	0,84	0,83
2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
0,82	0,80	0,78	0,77	0,74	0,72	0,69	0,67	0,64	0,62

Tabla 24. Tasa de crecimiento poblacional promedio geométrico El Salvador

Fuente: DIGESTYC

Con la tabla anterior se proyecta los usuarios residenciales potenciales en El Salvador a 2034, y se resumen en la siguiente tabla 25.

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	VIVIENDAS 2015	2019	2024	2029	2034
Ahuachapán	Ahuachapán	29,897	31,031	32,402	33,691	34,837
	Jujutla	12,611	13,090	13,671	14,216	14,701
	Menéndez	6,407	6,651	6,947	7,226	7,474
Santa Ana	Santa Ana	121,957	126,577	132,165	137,417	142,081
	Metapán	10,586	10,988	11,474	11,933	12,340
Sonsonate	Sonsonate	75,206	78,057	81,504	84,743	87,620
Chalatenango	Chalatenango	15,554	16,145	16,859	17,531	18,128
	Nueva Concepción	8,662	8,992	9,391	9,766	10,101
La Libertad	Santa Tecla	101,251	105,086	109,725	114,086	117,957
	Ciudad Arce	64,864	67,322	70,295	73,089	75,570
	Quezaltepeque	17,385	18,045	18,842	19,592	20,258
San Salvador	San Salvador	503,342	522,402	545,456	567,126	586,365
	Aguilares	17,650	18,321	19,133	19,897	20,573
Cuscatlán	Cojutepeque	37,680	39,109	40,837	42,462	43,905
La Paz	Zacatecoluca	36,325	37,702	39,368	40,934	42,325
	Olocuilta	27,701	28,752	30,024	31,220	32,281
Cabañas	Sensuntepeque	13,932	14,462	15,102	15,705	16,240
San Vicente	San Vicente	21,110	21,911	22,880	23,791	24,600
Usulután	Usulután	40,013	41,530	43,365	45,091	46,622
San Miguel	San Miguel	97,948	101,658	106,146	110,365	114,111
La Unión	La Unión	12,363	12,833	13,401	13,936	14,412
	Pasaquina	14,958	15,526	16,214	16,861	17,435
Morazán	San Francisco	11,274	11,703	12,223	12,711	13,145
TOTALES		1,298,676	1,347,893	1,407,424	1,463,389	1,513,081

Tabla 25. Proyección Viviendas El Salvador

Fuente: DIGESTYC – Elaboración propia

La distribución geográfica de los usuarios se presenta en la siguiente figura 28:

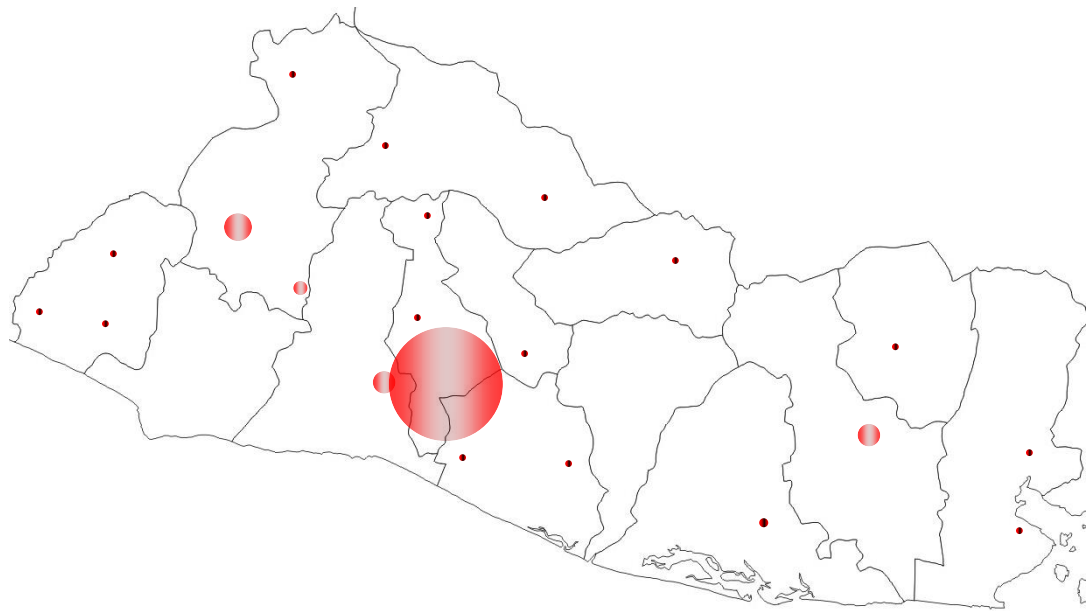


Figura 28. Distribución de potencial de usuarios El Salvador

Fuente: Elaboración propia

3.1.6 Potencial de Usuarios Residenciales Guatemala

La división política y administrativa de Guatemala está conformada por 8 regiones (Por temas económicos, sociales y culturales), 22 departamentos cada uno con su respectiva capital y los departamentos se dividen en municipios con un total de 338, y tiene una población aproximada de 16´176,133. Guatemala está ubicado en el extremo noroccidente de Centroamérica, siendo el país con mayor extensión de ésta región del continente. Guatemala cuenta con variedad climática, ya que presenta zonas montañosas con alturas por arriba de los 4,000 metros con climas fríos y templados, zonas intermedias y costeras del Pacífico y Atlántico donde predomina el clima cálido.

Los datos obtenidos son del Instituto Nacional de Estadística (INE) de Guatemala. El último Censo realizado en Guatemala se realizó en el año 2011 “Encuesta Nacional de Condiciones de Vida –ENCOVI- 2011”. La distribución demográfica no es uniforme, concentrando gran parte de la población en tres departamentos. La

población de Guatemala tiene tendencia rural, aunque hace algunos años se presenta un fenómeno de urbanidad trasladando población rural a la ciudades aún se percibe un país rural con el 51% de la población. Los departamentos con mayor índice de urbanidad son Guatemala y Sacatepéquez. Los departamentos de Alta Verapaz, Chiquimula y San Marcos son eminentemente rurales.

El departamento que cuenta con la mayor población es Guatemala, representando el 21.4%, de la población total seguido de Huehuetenango (7.9%) y Alta Verapaz (7.7%). Por su parte los departamentos con menor tamaño de población son El Progreso, Zacapa y Baja Verapaz⁵¹. Los resultados de los cálculos realizados se presentan a continuación (Tabla 26):

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	VIVIENDAS 2015	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	VIVIENDAS 2015
Guatemala	Guatemala	1,094,213	San Marcos	San Marcos	18,474
El Progreso	Guastatoya	9,620		Tacaná	17,303
Sacatepéquez	Antigua Guatemala	45,477		Malacatan	14,889
Chimaltenango	Chimaltenango	56,439	Huehuetenango	Huehuetenango	32,721
Escuintla	Escuintla	52,036	Quiché	Santa Cruz	25,044
Santa Rosa	Cuilapa	10,569	Baja Verapaz	Salamá	16,643
	Santa Rosa	8,156	Alta Verapaz	Cobán	35,324
Solalá	Solalá	27,357	Petén	Flórez	33,907
Quetzaltenango	Quetzaltenango	68,812	Zacapa	Zacapa	20,791
Totonicapán	Totonicapán	37,536	Chiquimula	Chiquimula	16,109
Suchitepéquez	Mazatenango	30,445	Jalapa	Jalapa	21,011
Retalhuleu	Retalhuleu	21,978	Jutiapa	Jutiapa	24,744

Tabla 26. Usuarios potenciales a nivel residencial Guatemala - 2015

Fuente: INE – Cálculos propios

El total de usuarios potenciales a 2015 en El Salvador es de 1´739,598 viviendas.

Para la proyección se tomó la tasa de crecimiento poblacional promedio geométrico y se proyectó el número de viviendas hasta el 2034. Las tasas de crecimiento presentadas por INE son anuales y se presentan en la tabla 27:

⁵¹ INE - Guatemala

Tasa de crecimiento en %									
2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
2.33%	2.27%	2.23%	2.18%	2.13%	2.07%	2.02%	1.98%	1.93%	1.88%
2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1.83%	1.79%	1.74%	1.70%	1.66%	1.61%	1.56%	1.52%	1.48%	1.44%

Tabla 27. Tasa de crecimiento poblacional promedio geométrico Guatemala
Fuente: INE

Con la tabla anterior se proyecta los usuarios residenciales potenciales en Guatemala a 2034, y se resumen en la siguiente tabla 28.

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	VIVIENDAS 2015	2019	2024	2029	2034
Guatemala	Guatemala	1,094,213	1,193,715	1,316,488	1,435,369	1,548,206
El Progreso	Guastatoya	9,620	10,497	11,580	12,628	13,623
Sacatepéquez	Antigua Guatemala	45,477	49,615	54,720	59,663	64,355
Chimaltenango	Chimaltenango	56,439	61,572	67,908	74,043	79,867
Escuintla	Escuintla	52,036	56,769	62,610	68,266	73,636
Santa Rosa	Cuilapa	10,569	11,532	12,720	13,872	14,965
	Santa Rosa	8,156	8,900	9,818	10,707	11,552
Solalá	Solalá	27,357	29,846	32,918	35,893	38,717
Quetzaltenango	Quetzaltenango	68,812	75,071	82,795	90,275	97,374
Totonicapán	Totonicapán	37,536	40,951	45,166	49,247	53,122
Suchitepéquez	Mazatenango	30,445	33,215	36,634	39,945	43,088
Retalhuleu	Retalhuleu	21,978	23,979	26,446	28,837	31,106
San Marcos	San Marcos	18,474	20,156	22,231	24,241	26,148
	Tacaná	17,303	18,877	20,820	22,702	24,490
	Malacatan	14,889	16,244	17,918	19,539	21,077
Huehuetenango	Huehuetenango	32,721	35,698	39,372	42,931	46,308
Quiché	Santa Cruz	25,044	27,324	30,136	32,861	35,448
Baja Verapaz	Salamá	16,643	18,157	20,028	21,840	23,560
Alta Verapaz	Cobán	35,324	38,539	42,505	46,345	49,990
Petén	Flórez	33,907	36,992	40,800	44,486	47,986
Zacapa	Zacapa	20,791	22,684	25,020	27,282	29,429
Chiquimula	Chiquimula	16,109	17,575	19,386	21,139	22,804
Jalapa	Jalapa	21,011	22,924	25,285	27,571	29,740
Jutiapa	Jutiapa	24,744	26,997	29,777	32,468	35,023
TOTALES		1,739,598	1,897,829	2,093,081	2,282,150	2,461,614

Tabla 28. Proyección Viviendas Guatemala

Fuente: DIGESTYC – Elaboración propia

La distribución geográfica de los usuarios se presenta en la siguiente figura 29:

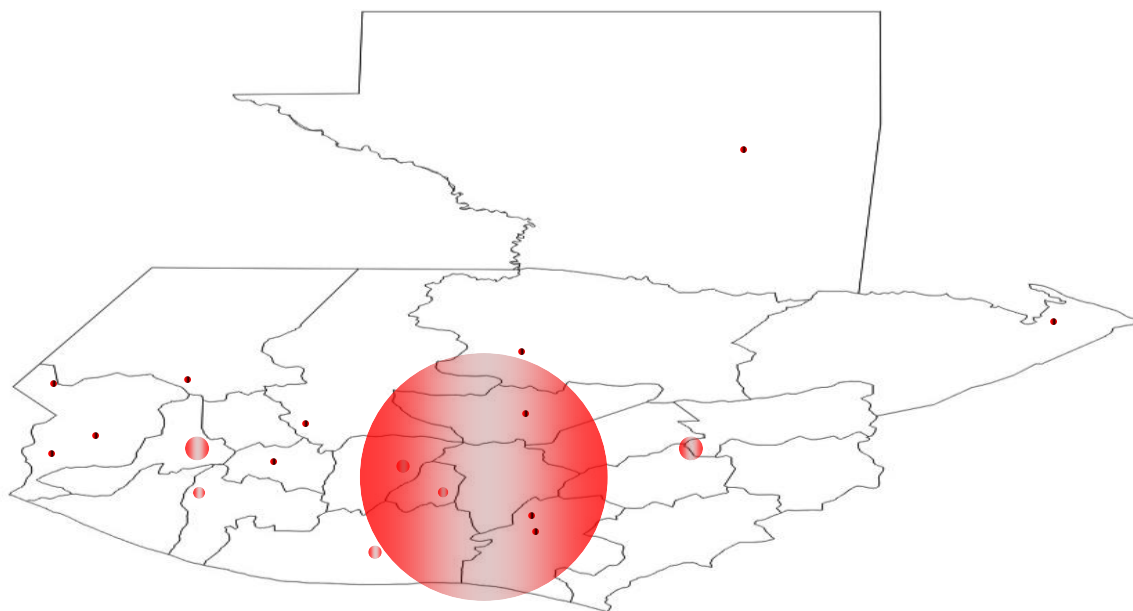


Figura 29. Distribución de potencial de usuarios Guatemala

Fuente: Elaboración propia

3.1.7 Potencial de Usuarios Residenciales Belice

Belice está conformada administrativa y políticamente por 6 distritos: Belice, Cayo, Corozal, Orange Walk, Satnn Creek y Toledo. Cada distrito cuenta con una cabecera principal (capital) y se divide por municipios que en total suman y con una población aproximada de 368,310. Belice está ubicado en el en el extremo noroccidente de Centroamérica. En gran parte de su territorio predominan las tierras bajas, el bosque tropical y el clima cálido y húmedo. Las únicas tierras altas son en forma de mesetas que no superan los 1,200 m.s.n.m. y cubierta por bosques. La zona costera es plana, con presencia de pantanos y una vegetación densa. La biodiversidad es altamente protegida por el país y su territorio cuenta con extensos sistemas de protección ecológica.

Los datos obtenidos son del Instituto de Estadística de Belice (Statical Institute of Belize – SIB). El último Censo realizado en Belice se realizó en el año 2010 “Censo de Población y Vivienda 2010”. Belice presenta la menor densidad poblacional de Centroamérica y su población se concentra en la costa Atlántica.

Por la condiciones propias de Belice, un país con poca población y tan sólo con 89,832 viviendas⁵², de las cuales el 51% está ubicada en zona rural y la ciudad con mayor número de viviendas es Ciudad Belice (Viviendas Urbanas 22,523⁵³) se ubica sobre la Costa Atlántica y con restricciones ambientales altamente reguladas y protegidas éste país no se tendrá en cuenta en el cálculo de la demanda, de cauda de diseño y de las inversiones del gasoducto objeto de la presente monografía.

3.2 POTENCIAL DE USUARIOS COMERCIALES

De acuerdo con las referencias de guías de buenas prácticas en el diseño de gasoductos y del cálculo de las demandas, recomiendan que para estimaciones de corto plazo para estudios de prefactibilidad, el dato para obtener el número de comercios en las ciudades es consultando las entidades adscritas a las cámaras de comercios o sus similares de cada ciudad⁵⁴.

Los establecimientos comerciales potenciales de consumo de gas natural en general son los hoteles, posadas, restaurantes, cafeterías y panaderías, además se incluirá las instalaciones institucionales como colegios, centros de salud, universidades y ancianatos; ya que no todos los establecimientos son usuarios potenciales ya que solamente demandan gas aquellos que en su funcionamiento o parte de él desarrollan actividades de cocción de alimentos, servicio de lavandería y/o refrigeración, omitiendo así las unidades comerciales dedicadas a la venta y comercialización de productos especialmente de perfumería, cosmetología, electrodomésticos y vestuarios, además de las droguerías, boutiques, supermercados, bibliotecas, oficinas de correo, iglesias, auditorios, canchas

⁵² Fuente SIB, cálculo propio

⁵³ Fuente SIB, cálculo propio

⁵⁴ Diseño, operación y mantenimiento de redes de distribución de gas. Especialización en Ingeniería del Gas. Gustavo Delvasto 2014.

Deportivas, entre otros, que por su actividad no son potenciales para el servicio de gas.

Bajo ésta referencia, se realizó la consulta y búsqueda de información en los diferentes países de Centroamérica y no fue posible obtener datos suficientes y confiables del número de comercios por ciudades. Por lo cual, se tomó como alternativa de estimación de usuarios comerciales en Centroamérica, trasladar la relación entre usuarios residenciales y comerciales existentes en el país de acuerdo, bajo la viabilidad de estar en el mismo continente, tener tendencias similares a nivel socio-demográfico y poseer Colombia un mercado de gas natural maduro y estable.

De lo anterior, la relación entre usuarios comerciales y residenciales en Colombia es de 1,83% para el primer semestre del 2015. Ésta relación se mantenido relativamente estable, con un crecimiento del 0.26% en los últimos 10 años.

Para el cálculo final de usuarios comerciales en cada uno de los centros de consumo masivo identificados en el anterior numeral (centros poblados), se le aplica la relación de 1.83% a los usuarios potenciales a 2015 y se proyectan bajo las mismas tasas de crecimiento de los usuarios residenciales.

3.3 POTENCIAL DE USUARIOS INDUSTRIALES

Los usuarios potenciales industriales se clasificaran en dos categorías, medianos y grandes consumidores. Los medianos consumidores se incluirán las Estaciones de Servicio –EDS- de Gas Natural Comprimido Vehicular -GNCV- y en los grandes consumidores la industria en general.

Al diversificar el mercado de energéticos en Centroamérica con la entrada del gas natural, podría iniciarse por iniciativas privadas o políticas gubernamentales la entrada del gas natural vehicular al mercado de combustibles automotores representada básicamente en gasolinas y diésel y en menor medida el GLP.

La tecnología y uso del gas natural comprimido vehicular ya esta validada a nivel mundial, así como sus beneficios técnicos, económicos y ambientales en los países donde se aplica.

Con el fin de estimar el número de EDS de GNCV en Centroamérica, se toma como referencia la experiencia país de Colombia. En Colombia, el mercado del GNCV lleva un poco más de 20 años. Mediante el impulso de políticas del Gobierno Nacional ha promovido su uso con alivios fiscales en la construcción de EDS, talleres de conversión y conversión de vehículos. Los resultados de estas políticas son la conversión de más de 500.000 vehículos y la existencia de cerca 750 EDS de GNCV en el país.

Aunque los usuarios finales en el mercado de gas natural comprimido vehicular son los automotores que consumen gas natural como carburante, para nuestro cálculo los usuarios son las estaciones de servicio que distribuyen el gas natural para uso vehicular, ya que se puede concentrar el consumo de este sector en las instalaciones de las estaciones de servicio por sus condiciones técnicas y de seguridad, en vez de realizar el cálculo a nivel particular por vehículos.

De lo anterior, se realizará el cálculo del número de estaciones de servicio de la siguiente manera:

- Se consultará el número de estaciones de servicio existentes de cada país.
- Se proyectará el crecimiento de las estaciones en relación al PIB proyectado de cada país hasta el 2034.

- En los casos en donde no se cuente la proyección del PIB hasta el 2034, se toma el dato del PIB del último año dado y se traslada hasta el 2034.
- Como mercado objetivo, se proyectará que al 2034 las estaciones de servicio de gas natural vehicular tenga una participación del 15% del mercado⁵⁵.
- La proyección iniciará a partir del sexto año (para la presente monografía es el año 2020), ya que se espera un tiempo para la planeación, ejecución y puesta en marcha de los proyectos, con una tasa de crecimiento de 1% anual.
- La ubicación de las estaciones de servicio será en los centros de consumo masivo identificados, y de acuerdo a la participación porcentual de usuarios de cada uno de ellos dentro de cada país se hará la distribución de las estaciones de servicio.

Como dato base, se consultó en cada país el número de estaciones de servicio existentes a 2015, presentados a continuación (Tabla 29):

PAÍS	NUMERO DE ESTACIONES A 2015	FUENTE
Panamá	398	Cámara de comercio, industrias y agricultura.
Costa Rica	347	Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos
Nicaragua	280	Instituto Nicaragüense de Energía
Honduras	407	Comisión Administradora de Petróleo
Salvador	417	Superintendencia de Competencia
Guatemala	1055	Ministerio de Energía y Minas

Tabla 29. Número de estaciones de servicio por país en Centroamérica.

Fuente: Varias – Elaboración propia

Actualmente existen un total de 2,904 estaciones de servicio en Centroamérica.

Por otro lado, en la categoría de grandes consumidores, el gas natural es usado como materia combustibles para equipos y maquinas (Calderas, hornos,

⁵⁵ El objetivo del 15% se toma como experiencia país de Colombia. Actualmente, en Colombia existen más de 4,000 estaciones de servicio de las cuales cerca de 750 distribuyen gas natural vehicular, representando el 15% del mercado.

secadores, etc.) y/o materia prima en el ahorro del consumo en los procesos energéticos industriales (Cementeras, minas, etc.)

Centroamérica tiene una vocación rural, aunque desde finales del siglo XX se viene presentando una “urbanización”, migrando población rural a las ciudades en búsqueda de mejores oportunidades. Sin embargo, aún con la presencia de éste fenómeno, con excepción de Panamá, los países de Centroamérica su composición demográfica se divide por mitades, entre rural y urbana.

El sector industrial en Centroamérica se basa en dos subsectores: Producción de bienes intermedios y alimentos procesados, y la maquila, fundamentalmente de la industria del vestido, a pesar de haberse diversificado hacia otros bienes, como los electrónicos, los médicos, los químicos, entre otro⁵⁶.

Bajo las mismas restricciones de información, y la imposibilidad de seguir las referencias en el cálculo de los usuarios del sector industrial en donde se debe contar con un censo de cada usuario y dentro del alcance de la presente monografía; se toma como referencia la experiencia país de Colombia.

Bajo la misma metodología aplicada en el cálculo del sector comercial, se toma la relación entre los usuarios industriales y los usuarios residenciales en Colombia (0,06%) en el primer semestre del 2015. Esta relación se ha mantenido estable en los últimos años con una reducción aproximada del 0,008%.

Para el cálculo final de usuarios industriales en cada uno de los centros de consumo masivo identificados, se espera que dentro de los primeros 10 años (en el año 2024) llegar a la relación de 0.06% de los usuarios residenciales, a partir de ese año el crecimiento se da con la tasa proyectada del PIB de cada país.

⁵⁶ la integración económica centroamericana y sus Perspectivas frente a la crisis internacional. ECLAC. 2009.

3.4 POTENCIAL DE USUARIOS TERMOELÉCTRICAS

Como usuarios adicionales, se identificaron termoeléctricas en Centroamérica, que son la segunda fuente de energía después de la hidroeléctrica y generan más de la tercera parte del consumo regional. Para la identificación de Termoeléctricas, se tienen en cuenta las existentes en cada país sin incrementos hasta el 2034 y se omiten las pequeñas plantas de generación.

Las centrales térmicas, mediante la combustión interna de motores (turbinas), se almacena energía calórica resultado de la combustión del combustible (gas, diesel, bunker, etc.) en energía eléctrica. Dentro de la eficiencia de combustible, precio y emisiones, el gas natural es el energético ideal para la actividad.

En la identificación de plantas termoeléctricas en cada país, se consultaron los balances energéticos de cada país. El resultado de las consultas se presenta en la siguiente tabla 30:

PAÍS	TERMOELÉCTRICAS	GENERACIÓN (Gwh año)	% DE PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO INTERNO
Panamá	9	3,418.2	37%
Costa Rica	9	722	7%
Nicaragua	18	2,212.22	50%
Honduras	9	2,799.6	42%
Salvador	9	2,199.5	37%
Guatemala	18	2,703.11	26%

Tabla 30. Centrales térmicas en Centroamérica

Fuentes: Varias – Elaboración propia

La generación de energía eléctrica varía de país en país de acuerdo a las condiciones climáticas y ambientales, además de las políticas impulsadas desde los Gobiernos de cada país.

Como análisis a resaltar, Nicaragua está en una transición de generación mediante combustibles fósiles a recursos renovables, pasando del 80% de generación de centrales térmicas al 50% en 5 años, y se proyecta que ésta participación disminuya con la entrada de nuevos proyectos hidroeléctricos. Costa Rica basa su generación en proyectos geotérmicos e hidroeléctricos y la participación de las centrales térmicas es baja. En Honduras más del 50% del mercado de generación se fundamenta en termoeléctricas y su proyección se basa en la construcción de más como soporte y ampliación del sistema.

3.5 CÁLCULO DE CAUDAL DE DISEÑO

3.5.1 Caudal de diseño del sector Residencial

Para determinar los consumos de gas natural en los diferentes segmentos del mercado (residencial, comercial, industrial y Termoeléctrico) es necesario determinar las bases de cálculo de consumo unitarios y posteriormente los parámetros de proyección con los cuales se va a determinar el tamaño del mercado en términos de usuarios. Para hallar el consumo se hace uso de información general de los países Centroamericanos y los datos de consumo por vivienda, comercio, industrial y termoeléctrico del país con el fin de aumentar la confiabilidad en el cálculo de la demanda potencial.

Usando el anterior resultado sobre el potencial del sector residencial identificados en cada país, se realiza entonces el cálculo del caudal de diseño que será incluido como variable de entrada en el dimensionamiento del gasoducto a partir de las referencias de potencia de los gasodomesticos y de las características fisicoquímicas del gas a utilizar.

- Potencia Demandada por Equipos de Consumo

La tabla 31 muestra las potencias estimadas para diversos equipos gasodomeísticos de uso común según la fuente citada.

DESCRIPCIÓN	pch	mch	DESCRIPCIÓN	pch	mch
COCINAS DOMESTICAS			HELADERAS		
HORNILLA PEQUEÑA	3.6	0.10	0.070 dm ³ - 0.090 dm ³	0.72	0.02
HORNILLA MEDIANA	5.05	0.14	0.090 dm ³ - 0.120 dm ³	1.22	0.03
HORNILLA GRANDE.	7.21	0.20	0.225 dm ³ - 0.300 dm ³	2.34	0.07
QUEMADOR HORNO.	14.43	0.41	CALENTADOR DE TANQUE		
COCINAS INDUSTRIALES			CAPACIDAD 50 L	18.03	0.51
FOGÓN MODELO 1	20	0.57	CAPACIDAD 75 L	23.45	0.66
FOGÓN MODELO 2	8.18	0.23	CAPACIDAD 110 L	28.86	0.82
FOGÓN MODELO 3	22.72	0.64	CAPACIDAD 150 L	34.27	0.97
QUEMADOR HORNO	27.27	0.77	SECADORAS DE ROPA		
PARRILLA	27.27	0.77	Cap. 5 Kg.	18.03	0.51
CALENTADOR DE PASO			Cap. 10 Kg.	36.07	1.02
3 Lit/ Min.	18.03	0.51	Cap. 15 Kg.	54.11	1.53
8 Lit/ Min.	45.09	1.28	Cap. 20 Kg.	72.15	2.04
10 Lit/ Min.	57.72	1.63	AIRE ACONDICIONADO		
12 Lit/ Min.	68.55	1.94	CAPACIDAD 5 Ton.	88.29	2.50
14 Lit/ Min.	80.81	2.29	CAPACIDAD 10 Ton.	176.58	5.00
16 Lit. / Min.	92.03	2.61	CAPACIDAD 15 Ton.	264.86	7.50
			CAPACIDAD 20 Ton.	353.15	10.00

Tabla 31. Consumos de equipos a gas de uso común

Fuente: Gasoducto del Estado –Buenos Aires.

Dada la tabla anterior y de acuerdo a la topografía, geografía y condición sociocultural de los países Centroamericanos, se prevé que principalmente se hará uso de cocinas domesticas de hornilla mediana, por lo cual el caudal bruto de diseño por unidad residencial en hora pico sería de 5.05 pc/h de gas natural:

- Factor de Coincidencia.

El factor de simultaneidad o de coincidencia, optimiza el cálculo del caudal bruto de diseño residencial dando la probabilidad de cuantas unidades residenciales por

cada cien activan la hornilla grande por una hora, con el fin de estimar la capacidad del gasoducto para atender las demandas en la hora pico, se utiliza el factor que corresponde a la relación entre la demanda máxima de un conjunto de usuarios y la suma de las máximas demandas de los mismos usuarios. En la siguiente figura y en la tabla 32 se pueden ver los factores de coincidencia para diferente número de usuarios.

N	FC	N	FC	N	FC	N	FC
1	1	17	0.58	33	0.50	49	0.46
2	0.80	18	0.57	34	0.50	50	0.46
3	0.78	19	0.56	35	0.50	60	0.45
4	0.76	20	0.55	36	0.49	70	0.43
5	0.74	21	0.55	37	0.49	80	0.42
6	0.72	22	0.54	38	0.49	90	0.41
7	0.70	23	0.54	39	0.48	100	0.40
8	0.68	24	0.53	40	0.48	200	0.38
9	0.66	25	0.53	41	0.48	300	0.36
10	0.65	26	0.53	42	0.47	400	0.33
11	0.64	27	0.52	43	0.47	500	0.30
12	0.53	28	0.52	44	0.47	1,000	0.26
13	0.62	29	0.52	45	0.47	10,000	0.26
14	0.61	30	0.51	46	0.47	100,000	0.26
15	0.60	31	0.51	47	0.46	1'000,000	0.26
16	0.59	32	0.51	48	0.46	10'000,000	0.26

N: Numero de Usuarios FC: Factor de Coincidencia

Tabla 32. Factor de Coincidencia

Fuente: Butano S.A. España

De la tabla anterior se deduce que el factor de coincidencia a tomar es 0.26, correspondiente al número potenciales de viviendas existente en cada país de Centroamérica. Por lo anterior el cálculo del caudal residencial se presenta en la tabla 33:

CALCULO DE CAUDAL FINAL POR VIVIENDA			
GASODOMESTICO	POTENCIA Pc/h	CANTIDAD	TOTAL pch
Hornilla mediana	5.05	1.00	5.05
	CAUDAL GAS NATURAL		5.05
F.COINCIDENCIA	0.26	CAUDAL TOTAL	1.313

Tabla 33. Caudal final de diseño por vivienda

Fuente: Elaboración propia

- Caudal de diseño final del sector Residencial.

Una vez hallado el caudal de diseño por unidad residencial actual, se multiplica por los usuarios proyectados a 20 años. Esta proyección se realizó con base en a los cálculos sobre proyección de viviendas realizados en el numeral 4.1.

Como dato resumen, se presente en la siguiente tabla 34 por país para el año 2034, el caudal de diseño en el sector residencial:

PAÍS	CAUDAL DE DISEÑO AÑO 2034 (pch)
Panamá	1,189,747
Costa Rica	1,483,118
Nicaragua	1,662,819
Honduras	1,992,740
Salvador	1,986,675
Guatemala	3,232,099
Total	11,547,198

Tabla 34. Caudal de diseño total por país sector residencial

Fuente: Elaboración propia

3.5.2 Caudal de diseño del sector Comercial

Del resultado sobre el potencial de usuarios del sector comercial identificados en cada país, se realiza entonces el cálculo del caudal de diseño del sector comercial que será incluido como variable de entrada en el dimensionamiento del gasoducto.

Para consolidar el dato de entrada del caudal de diseño correspondiente a los establecimientos de comercio potenciales, ante la imposibilidad de obtener datos de consumo de energía y de obtener los datos de artefactos de consumo de gas combustibles y bajo el alcance de la presente monografía, se estableció como caudal de diseño unitario de los usuarios de tipo comercial asignarle el consumo de 20 viviendas juntas a cada establecimiento comercial de acuerdo con la referencia (Delvasto, 2014). En lo descrito, el caudal de diseño por usuario en el sector comercial es de 26.26 pch.

Hallado el caudal de diseño por usuario comercial, se proyecta este valor a 20 años. Esta proyección se realizó con base en a los cálculos sobre proyección de comercios realizados en el numeral 4.2.

Como dato resumen, se presente en la siguiente tabla 35 por país para el año 2034, el caudal de diseño en el sector comercial:

PAÍS	CAUDAL DE DISEÑO AÑO 2034 (pch)
Panamá	439,514
Costa Rica	548,414
Nicaragua	610,309
Honduras	734,256
Salvador	733,442
Guatemala	1,190,340
Total	4,256,275

Tabla 35. Caudal de diseño total por país sector comercial

Fuente: Elaboración propia

3.5.3 Caudal de diseño del sector Industrial

Del análisis realizado en el numeral 4.3, el sector industrial se dividió en dos, los medianos consumidores (EDS de GNCV) y los grandes consumidores (Industrial en general), por lo cual el cálculo del caudal del sector industrial seguirá la misma línea.

Con el fin de obtener un dato como cálculo de caudal de diseño de las EDS de GNCV, se toma como referencia el estudio realizado por RIVAS 2012⁵⁷, en el cual desarrolla un análisis particular del perfil horario de la demanda de gas natural del Gasoducto de Sabana con datos reales de operación incluyendo entre el estudio el sector gas natural vehicular.

Dentro del estudio referido se caracteriza el perfil horario de cada uno de los sectores (residencial, GNCV e industrial). Ésta caracterización permite determinar e identificar el consumo máximo promedio en una hora de cada sector, el cual para el sector de GNCV es de aproximadamente 6.6 Mpch por estación de servicio y con un consumo promedio mes de 2.8 MMpc.

Del resultado del estudio, se toma como caudal de diseño para cada usuario EDS de GNCV: 6,600 pch. De la tabla 32 se deduce que el factor de coincidencia a tomar es 0.30, correspondiente al número potenciales de EDS de GNCV de cada país de Centroamérica (841 EDS de GNV promedio). Por lo anterior el cálculo del caudal residencial se presenta en la tabla 36:

CALCULO DE CAUDAL FINAL POR EDS GNCV			
ESTACIÓN DE SERVICIO	POTENCIA Pc/h	CANTIDAD	TOTAL pch
GNCV	6,600	1.00	6,600
	CAUDAL GAS NATURAL		6,600
F.COINCIDENCIA	0.3	CAUDAL TOTAL	1,980

Tabla 36. Caudal final de diseño por EDS de GNCV

Fuente: Elaboración propia

Una vez obtenido el caudal de diseño por EDS se multiplica por las estaciones existentes y se proyecta dentro del lineamiento contemplado en el numeral 4.3.

Para el cálculo de caudal de diseño de la industria en general, ante la imposibilidad y dispendioso de obtener datos de consumo de energía de cada una

⁵⁷ Estudio de perfil horario y diario de la demanda de gas natural y carga de duración del gasoducto de la sabana. 2013.

de las industrias y bajo el alcance de la presente monografía, se estableció como caudal de diseño unitario de los usuarios de la industria en general asignarle el consumo de 500 viviendas juntas a cada industria bajo los esquemas utilizados por la UPME en el cálculo de las demandas y proyecciones de éstas. En lo descrito, el caudal de diseño por usuario en el sector comercial es de 656.5 pch.

Hallado el caudal de diseño por usuario industrial, se proyecta este valor a 20 años. Esta proyección se realizó con base en a los cálculos sobre proyección de usuarios industriales contemplada en el numeral 4.3.

Como dato resumen, se presenta en la siguiente tabla 37 por país para el año 2034, el caudal de diseño en el sector comercial:

PAÍS	CAUDAL DE DISEÑO EDS GNCV AÑO 2034 (pch)	CAUDAL DE DISEÑO INDUSTRIAS AÑO 2034 (pch)	TOTAL CAUDAL DE DISEÑO SECTOR INDUSTRIAL AÑO 2034 (pch)
Panamá	287,100	575,094	862,194
Costa Rica	150,480	588,881	739,361
Nicaragua	146,520	692,608	839,128
Honduras	223,740	838,351	1,062,091
Salvador	188,100	767,449	955,549
Guatemala	609,840	1,243,411	1,853,251
Total	1,605,780	4,705,794	6,311,574

Tabla 37. Caudal de diseño total por país sector industrial

Fuente: Elaboración propia

El caudal de diseño del sector industrial será incluido como variable de entrada en el dimensionamiento del gasoducto.

3.5.4 Caudal de diseño del sector Termoeléctrico

El cálculo del caudal del sector termoeléctrico, se fundamentó en los rendimientos operativos de las centrales térmicas y de las especificaciones técnicas de eficiencia de los motores o turbinas reportadas por las casa fabricantes más

reconocidas en sus productos para la generación de energía eléctrica mediante combustibles fósiles.

Los rendimientos obtenidos de las especificaciones de los fabricantes y de la operación de las centrales térmicas⁵⁸ se dan en un rango entre 8 – 10 MMpc/Gwh. En la operación de las plantas termoeléctricas, el rendimiento más común es de 8.5 MMpc/Gwh, dato con el que se realiza los cálculos de caudal de diseño del sector termoeléctrico.

Con el cálculo de rendimiento/eficiencia por unidad producida de Gwh, se puede calcular el caudal de diseño del sector térmico. En la tabla 30 se presentó la generación térmica de cada país para el año 2014; sin embargo, se espera que la generación térmica a gas natural alcance un 50% de la generación de las centrales termoeléctricas. Con el fin de definir los parámetros de nuestro cálculo, se proyectará la generación térmica de cada país a 2034 bajo las tasas de crecimiento del PIB y se estima que se logre el 50% de la generación térmica con gas natural en los primeros 10 años (año 2024), después de ese año se mantendrá estable su participación en el 50%. El caudal se resume en la tabla 38.

PAÍS	CAUDAL DE DISEÑO TERMOELÉCTRICAS AÑO 2034 (pch)
Panamá	2,126,615.61
Costa Rica	419,520.94
Nicaragua	1,302,690.52
Honduras	1,777,283.04.40
Salvador	1,214,515.77
Guatemala	1,881,321.21
Total	8,721,947.09

Tabla 38. Caudal de diseño total por país sector residencial

Fuente: Elaboración propia

⁵⁸ Se tomó los datos de operación de Colombia, Perú, Salvador y Guatemala.

3.5.5 Caudal de diseño consolidado para el gasoducto

El caudal de diseño calculado para el gasoducto desde Colombia hasta Centroamérica se realiza bajo los siguientes considerandos:

- Se identificaron dos centros de consumo principales: Ciudades (sector residencial, comercial, GNCV e Industrial) y las Centrales Termoeléctricas.
- Sector residencial: Se consultaron las entidades de estadística principales de cada país, se calcularon las viviendas de las principales ciudades y se proyectaron con las tasas de crecimiento geométrico poblacional al 2034.
- Sector comercial: Se aplica relación de la experiencia país de Colombia. Se afecta el número calculado de los usuarios residenciales por 1.8% para obtener los usuarios comerciales. Su proyección se ejecuta con la tasa de crecimiento poblacional.
- Sector GNCV: Se espera la ampliación del mercado energético de combustibles en Centroamérica con la llegada del gas natural. Como objetivo y referente a la experiencia país de Colombia se estima que el 15% de las estaciones de servicio sean de GNCV.
- Sector Industrial: Se aplica relación de la experiencia país de Colombia. En Colombia el 0.06% de los usuarios son industriales, se estima que alcance progresivamente esta cifra y su proyección se da con las tasas de crecimiento proyectadas del PIB de cada país.
- Sector Termoeléctrico: Se identificaron las centrales termoeléctricas de cada país y su generación del último año. Se estima que la generación a gas natural de la generación total térmica alcance el 50% en los primeros 10 años, posteriormente se mantendrá estable su participación. El crecimiento se dará de acuerdo a las tasas proyectadas del PIB de cada país:

En la siguiente tabla 39, se presenta el resumen del caudal por sector y país:

PAÍS	CAUDAL DE DISEÑO RESIDENCIAL AÑO 2034 (pch)	CAUDAL DE DISEÑO COMERCIAL AÑO 2034 (pch)	CAUDAL DE DISEÑO EDS GNCV AÑO 2034 (pch)	CAUDAL DE DISEÑO INDUSTRIAS AÑO 2034 (pch)	CAUDAL DE DISEÑO TERMOELÉCTRICAS AÑO 2034 (pch)	TOTAL PAÍS
Panamá	1,189,747	439,514	287,100	575,094	2,126,615.61	4,618,071
Costa Rica	1,483,118	548,414	150,480	588,881	419,520.94	3,190,414
Nicaragua	1,662,819	610,309	146,520	692,608	1,302,690.52	4,414,947
Honduras	1,992,740	734,256	223,740	838,351	1,777,283.04.40	3,789,087
Salvador	1,986,675	733,442	188,100	767,449	1,214,515.77	4,890,182
Guatemala	3,232,099	1,190,340	609,840	1,243,411	1,881,321.21	8,157,011
Total	11,547,198	4,256,275	1,605,780	4,705,794	8,721,947.09	30,836,994

Tabla 39. Resumen caudal de diseño por sector y país

Fuente: Elaboración propia

4. DISEÑO PRECONCEPTUAL DEL GASODUCTO

El objeto y alcance del presente capítulo es desarrollar y describir el resultado de la selección y evaluación del trazado proyectado del gasoducto definiendo el punto de inicio y fin; bajo diferentes criterios y factores que lo afectan, evaluar hidráulicamente el gasoducto y definir el tipo de tubería, diámetros, presiones y equipos principales.

Los gasoductos se conforman por secciones de tubería interconectados, que en ocasiones incluyen estaciones de compresión bajo las necesidades técnica de flujo y presión. Los gasoductos se deben diseñar, construir y operar bajo referencias de normatividad técnica de aplicación internacional, bajo una vida útil definida.

La simulación hidráulica nos permite definir parámetros de la operación desde una viabilidad técnica y económica del gasoducto que serán la información de entrada en el desarrollo de las etapas posteriores del proyecto. Las fases del diseño preconceptual del gasoducto:

- Evaluación del up y down stream del mercado de gas natural.
- Identificación de la normatividad vigente de la actividad de exportación de gas natural.
- Identificación y valoración de la demanda.
- Análisis geográfico y selección de trazado.
- Simulación hidráulica – Flujo y Estaciones de Compresión-.
- Diagrama de proceso.
- Listado de especificaciones de tubería y equipos principales.
- Estimación económica.
- Análisis financiero.

Las fases generales del proyecto se presentan en el anexo E.

4.1 NORMATIVIDAD VIGENTE DE REFERENCIA

En el desarrollo de la presente monografía, se acudió a la normatividad vigente en la versión más actualizada en materia de diseño de gasoductos y así como guías de buenas prácticas para la actividad. Entre las cuales se destacan:

- ASME V 14.5 M. Dimensiones y tolerancias.
- ASME B16.5. Flanges y montaje de flanges en tuberías.
- ASME B 31.4 – 1998. Sistemas de transporte por tuberías de hidrocarburos
- ASME B31.8. Sistemas de transporte y distribución de Gas por tuberías.
- API 5L: Especificaciones para tubería.
- IGE/TD/1. Tuberías de acero para el transporte de gas a alta presión.
- ISO 3183. Petroleum and natural gas industries - Steel pipe for pipeline transportation systems.
- NTC 3728. Gasoductos de transporte y redes de distribución de gas.
- NTC 3838. Presiones de operación permisibles para el transporte, distribución y suministro de gases combustibles.
- NTC 3949. Estaciones de regulación de presión para líneas de transporte y redes de distribución de gas combustible.
- Pipeline Rules of thumb Handbook.
- CREG 071 de 1999. Por la cual se establece el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural- (RUT)

4.2 SELECCIÓN PUNTO DE INICIO Y FINALIZACIÓN

El punto de inicio (de suministro de gas natural) y final (ultimo nodo de entrega) son variables determinantes en el diseño de un gasoducto, al igual que el cálculo

del caudal de diseño vistos en el Capítulo 4 de la presente monografía. Con la definición de estos dos puntos es posible identificar las alternativas de trazado así como puntos críticos del corredor, restricciones y oportunidades.

4.2.1 Identificación de punto de Inicio

Como se detallo en el numeral 3.8 EVALUACIÓN DEL UP-STREAM, los últimos descubrimientos de gas natural y la zona de mayor potencial y prospectiva de descubrimientos de gas natural seco actualmente en el país es en el Valle Inferior del Magdalena.

Por lo anterior, el punto de inicio del gasoducto objeto de la ésta monografía es en el Valle Inferior del Magdalena. Como punto particular se toma en cercanías del municipio de Sahagún punto intermedio entre los campos Nelson, La Creciente, Arianna y Jobo.

4.2.2 Identificación de punto de finalización

Como punto de finalización y resultado del análisis geográfico realizado en el Capítulo 4, de la identificación y ubicación de los puntos masivos de consumo (Ciudades y Centrales Termoeléctricas), se define como punto de finalización zonas aledañas a la ciudad de Guatemala, ciudad que tiene el mayor consumo calculado de toda Centroamérica.

La demanda calculada aguas arriba de la ciudad de Guatemala se condensa y se suma a la demanda del punto de finalización con el fin de considerar la totalidad de la demanda.

4.3 ALTERNATIVAS DE TRAZADO

Las alternativas de trazado evaluadas se generaron sobre un escenario específico en el cual el análisis de los tramos se efectuó de forma integral. El punto de inicio y finalización es el mismo para cada una de las alternativas. La evaluación de las alternativas de trazado se realizó con datos soportados con información secundaria obtenida en la fase de recolección de información; sin perjuicio de lo anterior se tuvieron como criterios fundamentales de selección de los siguientes aspectos:

1. El punto de inicio se define en la Cuenca Valle Inferior del Magdalena.
2. El punto de finalización es en zonas aledañas a la ciudad de Guatemala.
3. Que el trazado propuesto para la instalación de la tubería fuese el de la distancia más corta entre el nodo de entrada y los nodos de salida del gasoducto.
4. Que las condiciones del terreno, la topografía, la complejidad del acceso y la logística para la construcción fuese la más óptima.
5. No se considera ningún tramo en lecho marino, todo sobre superficie continental.

Se elaboraron tres alternativas de trazado que tuvieron como referencia los considerandos básicos ya descritos para definir el derecho de vía del ducto.

4.3.1 Alternativa 1

La alternativa de trazado número uno está definida para que el recorrido del trazado del gasoducto entre Colombia y Centroamérica siga en esencia el corredor de la costa Pacífica de Centroamérica. Cuando se refiere a un corredor se está indicando una franja de terreno que con similar alineamiento al de la costa Pacífica.

Inicia en zona del Valle inferior del Magdalena, toma rumbo suroccidente hacia el Golfo de Urabá pasando por el costado norte del municipio de Apartado y de la Ciénaga de Tumarado.

Ya en territorio panameño, cambia de rumbo y lo mantiene hasta el final con dirección noroccidente, buscando la costa del Pacífico. Se pasa la Ciudad de Panamá por su costado Norte y a partir de éste punto la ciudad de San José, El lago de Nicaragua, Managua y Tegucigalpa se pasa por el costado, tan solo San Salvador se cruza por el norte hasta llegar a Ciudad de Guatemala.

4.3.2 Alternativa 2

La alternativa de trazado número dos está definida para que el trazado del gasoducto dirección Colombia – Centroamérica, en una trayectoria noroccidente e se dirija a Ciudad de Guatemala por el corredor central del continente; esta alternativa tiene recorrido similar a la Alt. 1 en su inicio hasta la zona del Darién Panameño, en donde toma la parte central de Centroamérica.

Se instala en el pie de monte de la cordillera norte de la cordillera de Centroamérica. El paso de las principales ciudades se realiza por el costado norte, con excepción de Tegucigalpa.

4.3.3 Alternativa 3

La alternativa de trazado número tres también está definida para que el trazado del gasoducto en la dirección Colombia – Centroamérica tenga el mismo inicio hasta el Darién panameño. A partir del Darién se busca el corredor de la costa Atlántica Centroamericana.

El corredor del gasoducto se instala bajo un trazado similar a la costa Atlántica de Centroamérica. Al entrar a Nicaragua, se separa de la Costa manteniendo el rumbo hasta llegar a Ciudad de Guatemala. El paso de todas las ciudades importantes de Centroamérica se realiza por el costo norte.

4.4 EVALUACIÓN DE LAS ALTERNATIVAS DE TRAZADO

Para la línea del gasoducto se realizó una selección de alternativas en la que se tuvo en cuenta una serie de variables y su peso relativo, con el fin de poder calificar cada alternativa y poder hacer la selección, las variables evaluadas para cada alternativa son las siguientes:

- Longitud del tramo
- Nivel de complejidad
- Cruces de vía corrientes de agua.
- Complejidad geomorfología.
- Impacto ambiental.
- Compra de predios.

Longitud del tramo: Hace referencia a la longitud del gasoducto que varía en cada alternativa, desde un punto inicial en zona rural del municipio de Sahagún en Colombia y hasta el punto final en inmediaciones de la zona urbana de Ciudad de Guatemala.

Nivel de complejidad: Hace referencia a la dificultad o facilidad con que puede pasar el tubo por el sector. Se le da un valor 1 a 5 puntos, siendo 1 la calificación donde se tienen un paso difícil, demorado con bajos rendimientos y 5 la calificación para un paso fácil, rápido con buenos rendimientos.

Cruces Especiales: Se refiere la cantidad de cruces especiales como: Vías principales, vías secundarias, corrientes de agua por donde tendría que pasar el gasoducto. El valor está de acuerdo al número de cruces que el gasoducto tendría que superar en su trazado.

Complejidad Geomorfológica: Desde el punto de vista de estabilidad geomorfológica, se le da un valor de entre 1 a 5, siendo 1 el valor que se le da una zona en donde hay presencia de derrumbes eventuales. El valor de 5 se le da a una zona donde no hay evidencia de estos y es fácil pasar con el gasoducto por esta zona.

Compra de predios: Se refiere a la cantidad de predios que habría que comprar en cada alternativa, esta cantidad se evalúa con valores de 1 hasta 5, siendo 5 el valor donde no se necesita comprar predios o hay que comprar muy pocos, es decir, donde se generaría un costo total predial muy bajo. Y 1 para el valor donde hay que comprar bastantes predios, o hay que hacer una inversión predial grande.

Impacto ambiental: hace referencia al impacto que ocasionará el paso gasoducto por una zona determinada. Asume valores entre 1 a 5, en donde 1 es el valor para un alto impacto ambiental y 5 para un bajo impacto ambiental.

De acuerdo con lo anterior se muestra la tabla 40 a continuación se encuentran tabulados los pesos y valores de cada una de las alternativas.

	LONGITUD (Miles kms)	NIVEL COMPLEJIDAD	CRUCES ESPECIALES (centenas)	COMPLEJIDAD GEOMORFOLÓGICA	IMPACTO AMBIENTAL	PREDIOS
Alt. 1	2.095	4	3.41	4	4	2
Alt. 2	2.059	2	3.73	3	3	2
Alt. 3	2.106	5	2.74	4	1	2
Peso %	35%	10%	15%	10%	20%	10%

Tabla 40. Muestra de pesos y valores de cada alternativa

Fuente: Elaboración propia

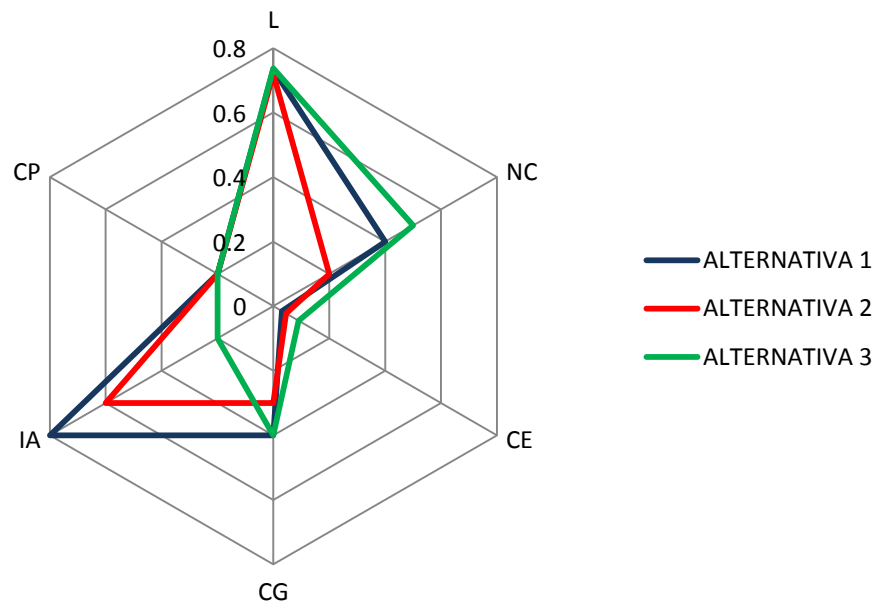
A cada variable se le calificó de acuerdo al grado de importancia dado con el fin de sumar 100% total al final, es decir, alternativa que tenga mayor puntaje de 1% a 100%, será la seleccionada. En la tabla 41 se observa la calificación de cada criterio evaluado en la alternativa y el puntaje ponderado total de cada alternativa.

	LONGITUD	NIVEL COMPLEJIDAD	CRUCES ESPECIALES	COMPLEJIDAD GEOMORFOLÓGICA	IMPACTO AMBIENTAL	PREDIOS	TOTAL
Alt 1	0.73325	0.4	0.5115	0.4	0.8	0.2	0.55525
Alt 2	0.72065	0.2	0.5595	0.3	0.6	0.2	0.01985
Alt 3	0.7371	0.5	0.411	0.4	0.2	0.2	0.1519

Tabla 41. Calificación de las alternativas

Fuente: Elaboración propia

De la tabla 41 se evidencia que la alternativa a seleccionar es la 1 porque es la que mayor puntaje obtiene como se puede ver en la siguiente figura 30.



L	NC	CE	CG	IA	CP
Longitud	Nivel complejidad	Cruces Especiales	Complejidad geomorfológica	Impacto ambiental	Compra predios

Figura 30. Diagrama de evaluación de alternativas de trazado

Fuente: Elaboración propia

En la figura 30 se ve que la alternativa 1 delineada con azul dentro del hexágono de variables es la seleccionada, al mostrar mejor puntaje en la calificación de las variables y presentar evidentes beneficios al disminuir en el nivel de complejidad y en la complejidad geomorfológica.

De la alternativa seleccionada, se tendrán los datos de entrada del diseño en cuanto a longitud, puntos de consumo, cálculo del diámetro de la tubería, altimetría e identificación de necesidades de compresión.

4.5 ANÁLISIS OPERACIONAL

El trazado para el gasoducto desde Colombia hasta Centroamérica es la alternativa 1, se definió un trazado desde la zona rural del municipio de Sahagún en el Valle Inferior del Magdalena en Colombia hasta Ciudad de Guatemala, mediante un trazado que busca linearse con la costa Pacífica y en el costado sur de la Cordillera de Centroamérica, en la que el gasoducto se definió en principio para atender la demanda de las principales ciudades de Centroamérica a nivel residencia, comercial e industrial y la proyección de generación con gas natural de las Termoeléctricas.

El caudal de diseño usado en los cálculos hidráulicos corresponde a la calculada en el capítulo 4, resumida en la Tabla 39 del presente estudio. La presión de inicio y compresión es de 1200 psi basada en las limitaciones de localidades, cruces y condiciones de la tubería⁵⁹ y la presión mínima en puerta de ciudad es de 270 psi⁶⁰.

⁵⁹ Transmission and Distribution Systems and Design. Springer International Publishing Switzerland 2014

⁶⁰ Presión estimada por el autor, basada en la máxima presión de operación en redes de distribución a nivel país.

Para determinar el tamaño de una tubería se tiene en cuenta principalmente dos factores: la caída de presión y la velocidad de flujo. El diámetro de las tuberías debe tener en cuenta una velocidad máxima y una velocidad mínima de operación, así:

- En tuberías para transporte de gas la velocidad mínima recomendada está entre 10 – 15 ft/s (evita la precipitación de líquido en los puntos bajos) y la velocidad máxima recomendada es de 60 – 80 ft/s (minimiza efectos de ruido y erosión).
- Un ΔP de 50 a 70 Kpa/Km para líneas principales⁶¹.

El diseño de un gasoducto de transporte de gas natural requiere el conocimiento de las fórmulas de flujo para calcular la capacidad y la presión del tubo. Existen distintas ecuaciones en la industria para el cálculo del flujo de gases en tuberías. La ecuación más común es la ecuación de Weymouth, que en general se prefiere para las líneas de diámetros menores de 15". La ecuación de Panhandle y la ecuación de Panhandle modificada son generalmente usadas para líneas de transmisión de mayor diámetro.

Tomando en cuenta lo anterior, y debido a que la línea proyectada se puede estimar superior a 15", el modelo hidráulico del gasoducto se llevo a cabo haciendo uso de la ecuación Panhandle A:

Ecuación Panhandle A: ecuación desarrollada por Panhandle and Eastern Gas Co y que se prevé es la de mayor aproximación a los datos operacionales en los cuales funcionaria el ducto dada la presión de entrega estipulada para el sitio de conexión de en 1200 psig.

⁶¹ Gas pipeline Design and Distribution Networks. The Calgary University.

$$Q_b = 435.87 \left(\frac{T_b}{P_b} \right)^{1.0788} \left[\frac{(P_1^2 - P_2^2 e^S) S}{G^{0.8539} L T_{avg} Z_{avg} (e^S - 1)} \right]^{0.5394} D^{2.6182}$$

(Ecuación 2)

En la ecuación referida se tienen las siguientes convenciones y unidades:

- Qb: flujo base en Mpch
- Tb: temperatura base en °R
- Pb: Presión Base en psia
- P1: Presión de entrada psia
- P2: Presión de salida psia
- G: Gravedad específica del gas (Respecto al Aire- Adimensional)
- Tavg: temperatura promedio de flujo °R
- Zavg: Factor de compresibilidad promedio (Adimensional)
- D: Diámetro Nominal en Pulgadas
- f: factor de fricción Adimensional
- L: Longitud en Pies
- e: Rugosidad relativa Adimensional.
- NRe: Número de Reynolds (Adimensional)

Como acercamiento preliminar a la topología de la línea y a los perfiles hidráulicos del ducto, la ecuación Panhandle A da un margen de confiabilidad suficiente para las consideraciones iniciales requeridas. La línea especificada fue modelada hidráulicamente con ayuda del software Gasworks 9, ésta herramienta permite variar las condiciones de flujo con un algoritmo que recibe los valores externos de las variables y las incluye junto con los parámetros en un modelo de flujo estable, los resultados de los modelos hidráulicos se pueden observar en el anexo F.

Los resultados obtenidos en el cálculo hidráulico mediante el modelo referido se pueden considerar confiables y el rango en que se puede mover la presión de operación está calificado como alta presión; en las condiciones anteriores, la

variable que define el empaquetamiento de la línea como un factor de optimización de los diámetros obtenidos no prevé grandes cambios en los resultados finales.

Como parámetros para la realización del cálculo se tuvieron en cuenta los siguientes:

- Presión de suministro en hora pico en el punto inicial en la conexión del Gasoducto se tomo un valor de 1,200 psig.
- La longitud total del trazado del ducto fue obtenida mediante Google Earth® y está calculada en un total de 2096 kilómetros.
- Presión mínima 270 psig.
- Presión de compresión 1200 psi.
- Caudal de diseño total 30,837 MMpcd.
- Velocidad máxima 80 ft/s.
- Un deltaP 70 Kpa/Km

En las siguientes figuras 31 y 32 se presentan el resultado del perfil de presión y de la simulación. La tabla 42 se presenta los aspectos más importantes resultado del gasoducto.

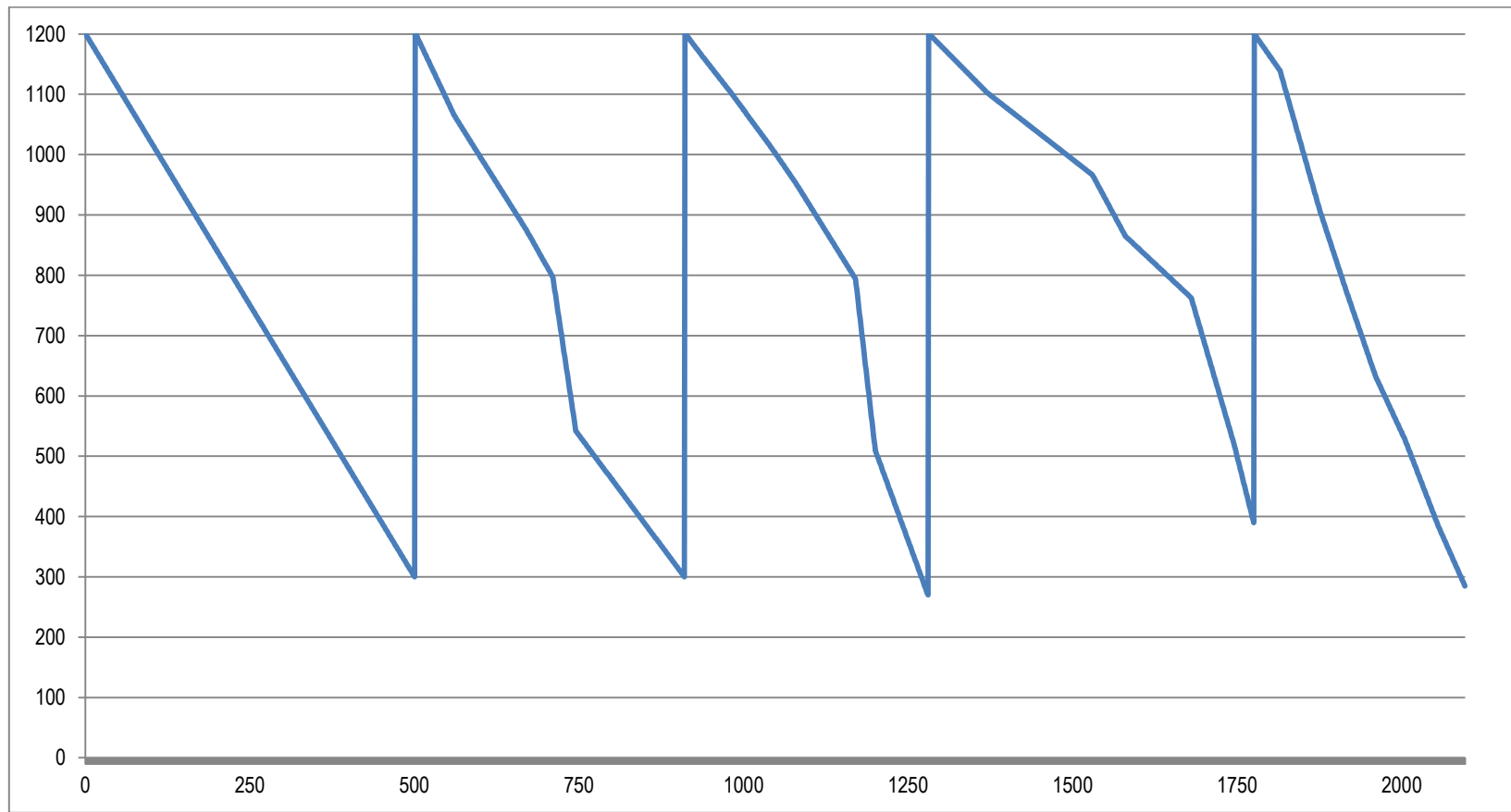


Figura 31. Perfil de Presión resultado

Fuente: Elaboración propia

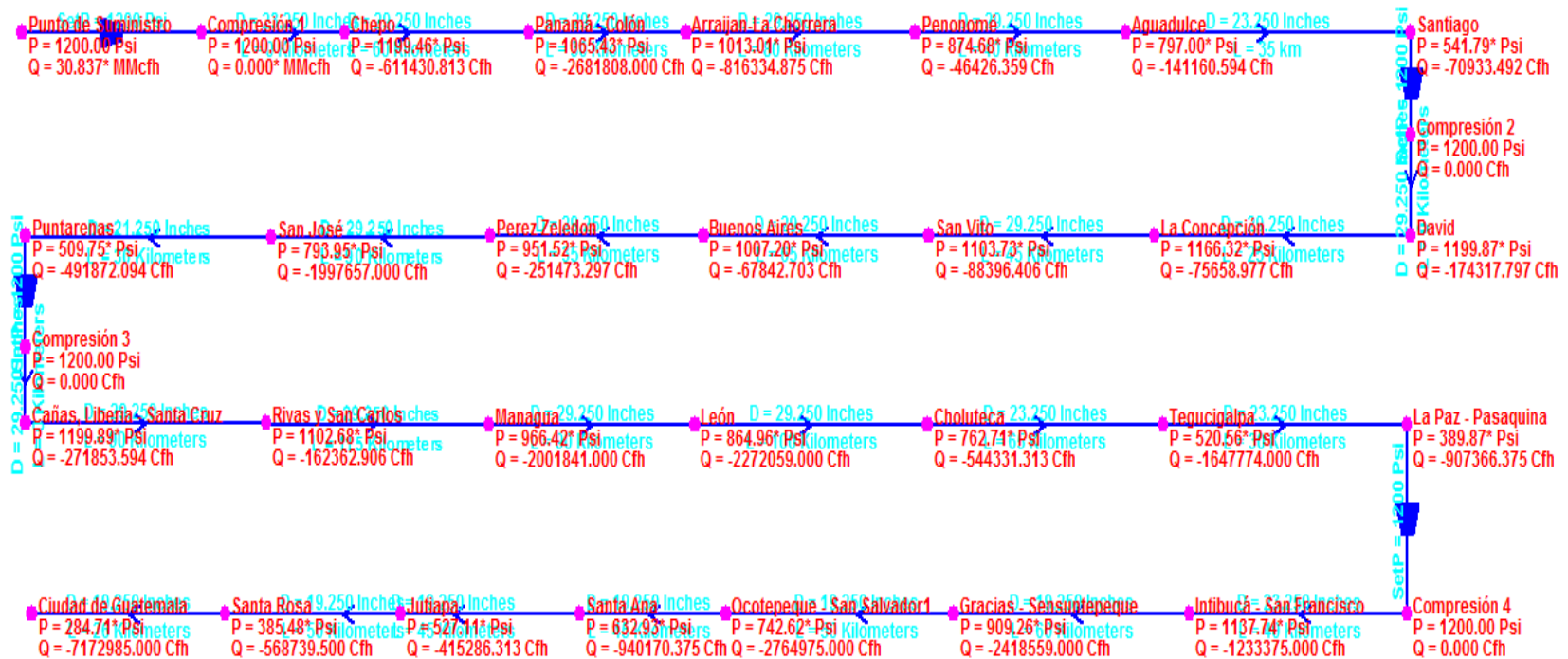


Figura 32. Simulación Gasworks.

Fuente: Gasworks

Característica:	Unidades	Valor
Longitud total	kilómetros	2096
Caudal	MMpch	30,837
Presión Inicial	psi	1,200
Presión Ciudad de Panamá	psi	1065.42
Presión San José	psi	793.95
Presión Managua	psi	966.42
Presión Tegucigalpa	psi	520,55
Presión San Salvador	psi	742,62
Presión Ciudad de Guatemala	psi	284.71
Estaciones Compresoras	Unidades	4
Diámetros obtenidos	Pulgadas	36 – 30 – 24 – 22 - 20

Tabla 42. Características principales del gasoducto

Fuente: Elaboración propia

La pérdida de presión por fricción, perdida de energía y consumos, es reemplazada por la instalación de 4 estaciones de servicio, previstas en los kilómetros: 500, 910, 1280 y 1776. El modelo hidráulico y los cálculos correspondientes del Gasoducto Colombia - Centroamérica están registrados en su resumen en el anexo F.

4.6 SOFTWARE UTILIZADO

La simulación se realizó utilizando el software de Bradley B. Bean, PE, Rev. 043 de sept. 08, 2009.

Además de establecer los parámetros de operación del ducto, se realizó el cálculo con las características del gasoducto que se describieron en el numeral anterior, además de utilizar una cromatografía del gas a ser suministrado. Con estos parámetros el software realiza el cálculo del valor calorífico, densidad específica y compresibilidad del gas.

Las propiedades del gas se determinan de una cromatografía de gas de la cuenca del Valle Inferior del Magdalena, sector donde se determino como punto inicial del gasoducto.

A continuación se relacionan los pantallazos del software (Figuras 33, 34 y 35) indicando los parámetros usados así como las gráficas de los resultados de la simulación.

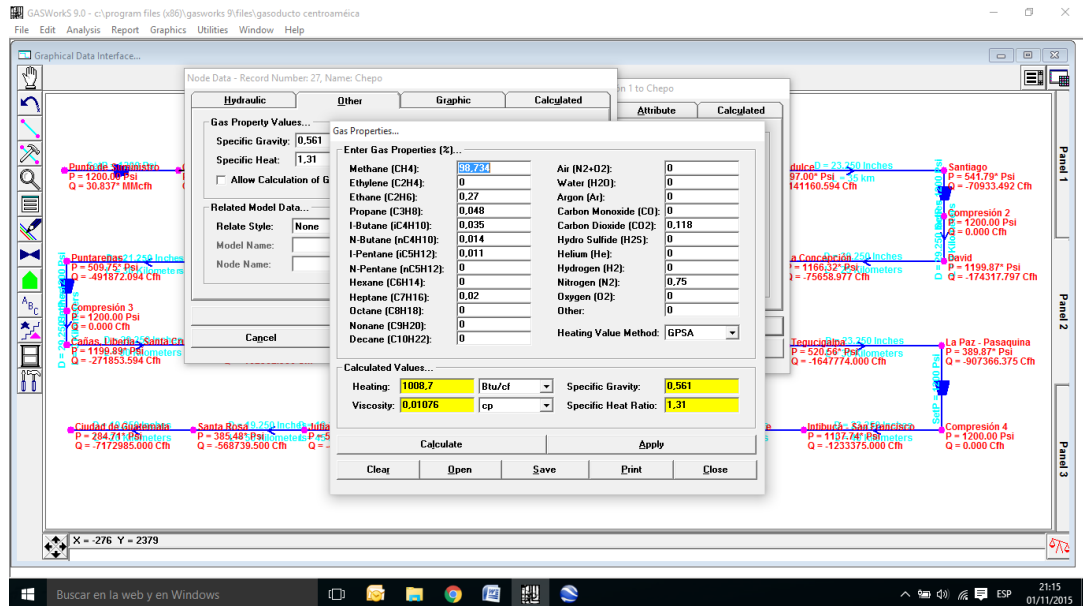


Figura 33. Entrada de cromatografía.

Fuente: Gasworks

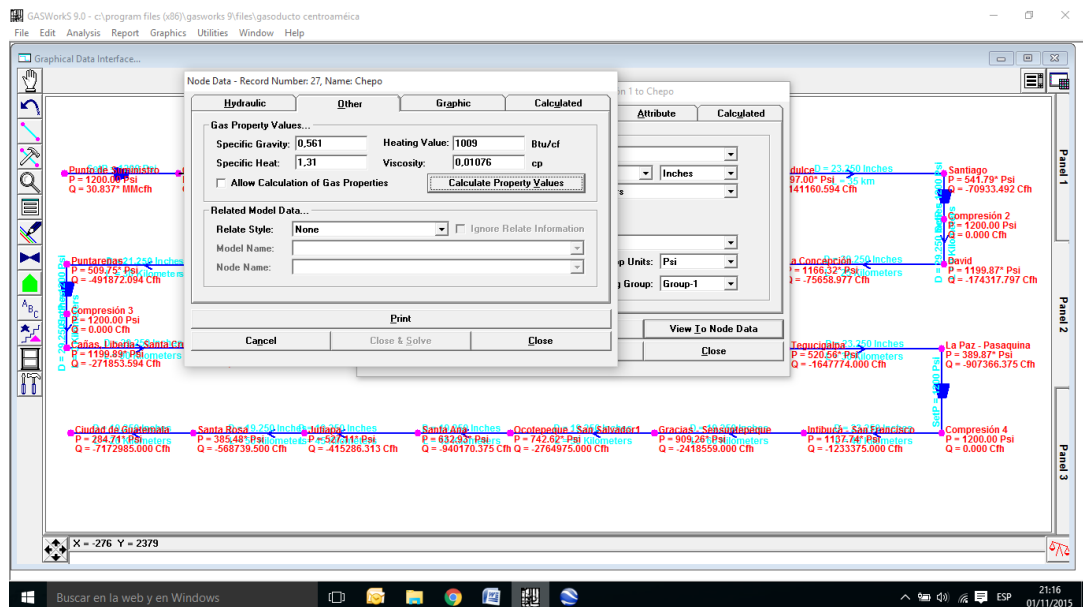


Figura 34. Cálculo de las condiciones principales del gas.

Fuente: Gasworks

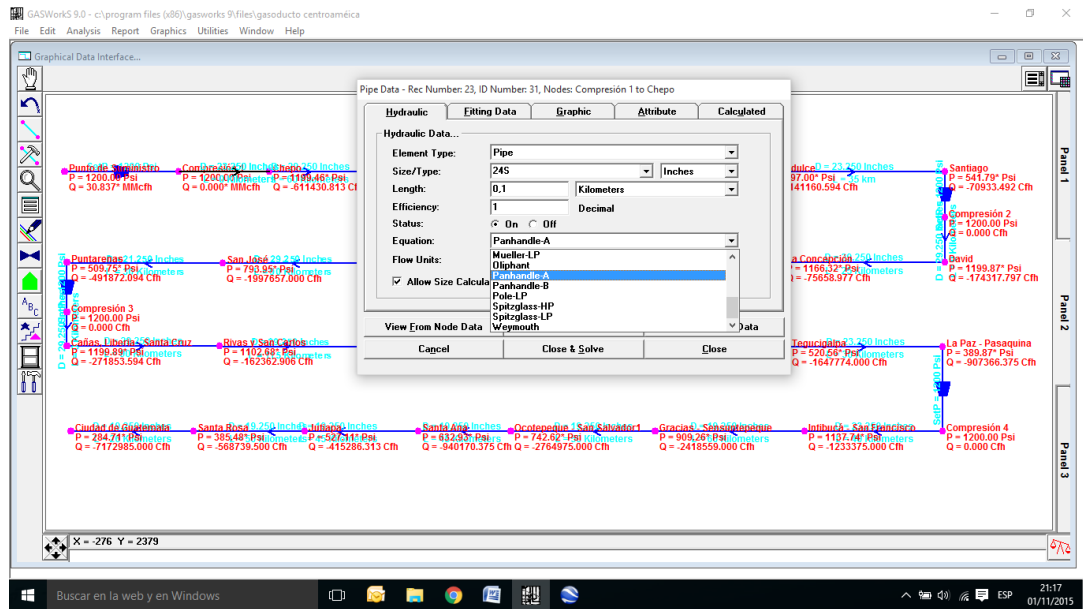


Figura 35. Selección de ecuación.

Fuente: Gasworks

4.7 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LA TUBERÍA Y EQUIPOS

En la siguiente tabla 43 se presenta las características principales de la tubería y equipos:

ELEMENTO	DIÁMETRO	CEDULA / RATING	MATERIAL
TUBERÍA	36 – 30 – 24 – 22 - 20	SCH 40	Calidad API 5L, Grado X-42, PSL1, ERW, Rango Doble, Extremos Biselados, Revestida con Tricapa Polipropileno.
ACCESORIOS	36 – 30 – 24 – 22	SCH 40	Codo 90° , Weld ends, ASTM A234 GR. WPB, SCH STD Radio Largo
BRIDAS	36 – 30 – 24 – 22	ANSI 300/600	Brida DIA, SCH 40, Carbón Steel, Welding Neck Flange, ASTM A-105, Dimensions as per ASME B16.5, Raised face Flanged end, SCH. STD.
ESPÁRRAGOS	36 – 30 – 24 – 22	ANSI 300/600	Stud Bolt with two semi Finished heavy Type Hexagonal Nuts, ASTM A- 193 GR. B7 / ASTM A 194 GR. 2H, Threaded Entire Length as per ASME B1.1, Dimensions as per ASME B18.2.1 and ASME B18.2.2 7/8" x 5 3/4".
EMPAQUE ESPIROMETALICO	36 – 30 – 24 – 22	ANSI 300/600	Stainless Steel, Spiral Wound Gasket with Graphite Filler and Carbon Steel External Centering Rings, Thickness 1/8" inches, AISI 304 SS, Dimensions as per ASME B16.21, Suitable for Raised face Flanges ASME B16.4.
VÁLVULA BOLA	36 – 30 – 24 – 22	ANSI 300/600	Válvula on/off, trnnion mounted, rf, full port, A350 LF2, 316 SS TRIM, inconel X75 spring, delvon seat, firesafe,

			nace MR 01-75 API 6D
VÁLVULA SHUTDOWN	36 – 30 – 24 – 22	ANSI 300/600	Diameter/shutoff pressure, SCH 40, design pressure 1200 psig, construction trunnion body size, ANSI class VI

Tabla 43. Características principales de tubería y equipos

Fuente: Elaboración propia

Las unidades de compresión son reciprocantes de 32,000 hp de potencia, con motor de combustión interna acoplado, que cumplan en su diseño con los requerimientos de la norma ASME B31.8 “Gas Transmission and Distribution Piping System” y bajo el estándar API 618 “Reciprocating Compressors for Petroleum”. Además, de debe cumplir con las siguientes normas:

- La infraestructura debe ser construido con materiales incombustibles según ANSI / NFPA 220
- Las instalaciones eléctricas deben cumplir con las normas ANSI / NFPA 70
- Equipo de remoción de líquidos con la Sección VIII del Código de Calderos y Recipientes a Presión de ASME.
- Tuberías de aire ASME B31.3.
- Tubería de vapor ASME B31.1

5. ANÁLISIS ECONÓMICO – FINANCIERO

Concluida la identificación de los principales elementos que constituyen el gasoducto entre Colombia y Centroamérica, la parte final de la monografía corresponder al análisis de económico financiero.

Como primera medida se realizará el cálculo de las inversiones a realizar para el desarrollo del proyecto, posteriormente se realizarán los análisis financieros correspondientes.

En general, los costos de gasoductos de grandes longitudes son directamente proporcionales a su extensión⁶². Los gasoductos de cortos de longitud, el valor por kilometro tiende a ser elevado, ya que absorben los costos fijos en una distancia menor, lo que no sucede en los gasoductos de grandes distancias en donde la variación del por kilometro es menor y su valor depende de su longitud.

El factor de mayor impacto en un proyecto de ésta magnitud es la tubería que aumenta con el diámetro, espesor y longitud, su valor varía conforme a los precios de los mercados internacionales del acero, que son ampliamente volátiles. No obstante, éste no es el único factor relevante, existen alta incidencia en los costos de la servidumbre (derecho de vía), de instalación y de diseño. De manera macro los costos de los gasoductos están conformados por:

- Diseños, Ingeniería, Licencias y Estudios
- Costos de Servidumbre
- Costo de Materiales
- Construcción
- Costos de estaciones de compresiones (Relacionado directamente con la potencia instalada).

⁶² Using Natural Gas Transmission Pipeline Costs to Estimate Hydrogen Pipeline Costs. Nathan Parker. 2004

5.1 REFERENCIA NORMATIVA PARA EL CÁLCULO DE LAS INVERSIONES

Con el fin de usar una metodología estándar en el cálculo de inversiones, se tomo como referencia normativa la norma International Recommended Practice No. 18R-97 COST ESTIMATE CLASSIFICATION SYSTEM – AS APPLIED IN ENGINEERING, PROCUREMENT, AND CONSTRUCTION FOR THE PROCESS INDUSTRIES de la “Asociación para el avance de la ingeniería de costos” AACE (por su sigla en ingles “The Association for the Advancement of Cost Engineering”).

Bajo el alcance de la norma y considerando que es la primer aproximación en el tema, el nivel de definición aún es bajo, por lo que se selecciono el nivel de costeo clase IV como el referente.

Las características primordiales del costeo clase IV según la norma son las siguientes:

- Descripción: Se elabora generalmente con base en información limitada. Se utiliza para la selección de proyectos, evaluación de factibilidad, evaluación conceptuales, y aprobaciones de presupuestos preliminares.
- Alcance: Como mínimo debería conformar: capacidades de plantas, diagramas de bloques, diagramas de flujo de proceso (PFD) para los sistemas principales del proceso, y preliminares de procesos y listas de equipos de ingeniería.
- Nivel de definición del proyecto total: Por lo general, la ingeniería es de 1% a 15% de avance.
- Usos: Habitualmente se usan para la planificación estratégica, desarrollo empresarial, selección de proyectos en etapas de mayor desarrollo, análisis de esquemas alternativos, evaluación de la viabilidad económica y técnica,

y aprobación del presupuesto preliminar o la aprobación para proceder al siguiente.

- Métodos de estimación: Las estimaciones de costos de clase IV normalmente usan métodos estocásticos bajo técnicas paramétricas, modelos brutos de estimación y reglas generales de costeo.
- Rango de Precisión Esperado: El rango de precisión es de: -15% por debajo y +20% por encima.
- Otros nombres equivalentes: Proyección, viabilidad, autorización, prediseño, preestudio.

5.2 CRITERIOS PARA EL CÁLCULO DE LAS INVERSIONES

La estimación de las inversiones se realizará bajo datos históricos de proyectos similares a nivel internacional y referencia país y de alternativas de evaluación de inversiones. Se realizaran varias estimaciones desde lo general a lo particular; al final se escogerá un solo dato.

Para tomar como referencia proyectos similares, se toma como regla general de estimación de proyectos del sector gas natural, que para los gasoductos el indicador más utilizado es: USD\$/m.pul⁶³. Éste valor puede darse de manera global de los proyectos ó puede desintegrarse por actividades.

El cálculo de las inversiones se realizó bajo los siguientes criterios:

- Seleccionar gasoductos de referencia que tenga parámetros comparables.
- Identificar el costo de inversión, fecha base y especificaciones técnicas.
- Estimar el costo unitario del gasoducto de referencia bajo el índice USD\$/m-pul para la fecha base.

⁶³ Valor en dólares americanos US\$, distancia en metros, por diámetros en pulgadas.

- Actualizar el costo unitario del gasoducto de la fecha base, de acuerdo con la variación anual del IPP⁶⁴ de estados Unidos y el costo del acero.
- Si es necesario contar con el precio de la tubería, ésta se obtuvo mediante cotizaciones presupuestales.
- Las longitudes del gasoducto fue determinada mediante la herramienta de Google Earth®. Con éste dato se determino las longitudes y los costos de construcción como los de materiales necesarios.

5.3 CÁLCULO DE LAS INVERSIONES CAPEX

Existen publicaciones especializadas que resumen estadísticas de diferentes proyectos ejecutados a nivel mundial. Éstas estadísticas presentan dispersiones y varían de acuerdo a las condiciones particulares de cada proyecto, región y país. Entre los factores que más afectan el valor de un gasoducto, es el año de construcción, ya que los valores de los materiales tienen variaciones constantes de un año a otro y en especial el valor del acero⁶⁵ que incide directamente del costo de la tubería que en ocasiones puede ser el 50% del valor total de las inversiones. Otro factor que dispersa los valores, es el alcance de cada proyecto, en algunos no incluyen el valor de la tubería, en otros no se considera plantas de compresión, en otros se incluye el valor de los diseños, entre otros; lo que conlleva que en algunos datos no se contemplan el 100% de los costos a invertir.

Otro gran factor que varía los costos de los gasoductos es el terreno que se va intervenir, dependiendo del terreno modifica el tipo de maquinaria a utilizar, el perfil del personal, los tiempos de obra, y esto a la vez varía de un país a otro.

Como primera referencia a nivel global, el es la regla que publica el Banco mundial que la identifica como *Rules of Thumb* (Regla del dedo gordo), donde estima que

⁶⁴ PPI USA ID WPSSOP3200

⁶⁵ Entre los años 2003 – 2005 y 2008 – 2009 el acero aumento su precio por encima del 50%.

el valor de un gasoducto está entre el rango de 15 a 30 USD\$/m.pul. y recomienda que para un primer cálculo se tome un valor de 20 USD\$/m.pul. Éste valor se estimo en el año 1996, por cual se debe actualizar según IPP⁶⁶ y costo del acero, obteniendo un valor de 49 USD\$/m.pul. Con este primer dato se realiza una primera aproximación del costo del gasoducto entre Colombia y Centroamérica y se presenta la siguiente tabla 44:

Tramo		Indicador	69 USD/m.pul	
Inicio	Fin	"Pul"	"m"	Costo
Punto de Suministro	Chepo	36	500,000	1,242,000,000
Chepo	Panamá - Colón	30	60,000	124,200,000
Panamá - Colón	Arraijan-La Chorrera	30	30,000	62,100,000
Arraijan-La Chorrera	Penonomé	30	80,000	165,600,000
Penonomé	Aguadulce	30	40,000	82,800,000
Aguadulce	Santiago	24	35,000	57,960,000
Santiago	David	20	165,000	227,700,000
David	La Concepción	30	25,000	51,750,000
La Concepción	San Vito	30	45,000	93,150,000
San Vito	Buenos Aires	30	65,000	134,550,000
Buenos Aires	Pérez Zeledón	30	35,000	72,450,000
Pérez Zeledón	San José	30	90,000	186,300,000
San José	Puntarenas	22	30,000	45,540,000
Puntarenas	Cañas, Liberia - Santa Cruz	20	80,000	110,400,000
Cañas, Liberia - Santa Cruz	Rivas y San Carlos	30	90,000	186,300,000
Rivas y San Carlos	Managua	30	160,000	331,200,000
Managua	León	30	50,000	103,500,000
León	Choluteca	30	100,000	207,000,000
Choluteca	Tegucigalpa	24	65,000	107,640,000
Tegucigalpa	La Paz - Pasaquina	24	30,000	49,680,000
La Paz - Pasaquina	Intibucá - San Francisco	24	40,000	66,240,000
Intibucá - San Francisco	Gracias - Sensuntepeque	20	60,000	82,800,000
Gracias - Sensuntepeque	Ocotepeque - San Salvador	20	50,000	69,000,000
Ocotepeque - San Salvador	Santa Ana	20	45,000	62,100,000
Santa Ana	Jutiapa	20	45,000	62,100,000
Jutiapa	Santa Rosa	20	50,000	69,000,000
Santa Rosa	Ciudad de Guatemala	20	41,000	42,880,000
			TOTAL	3,975,932,800

Tabla 44. Estimación valor gasoducto por indicador Rules of Thumb

Fuente: Elaboración propia

⁶⁶ PPI USA ID WPSSOP3200

Como un segundo dato se toma el reporte de Petrobras del año 2006 de construcción de gasoductos en Brasil, donde sus resultado arrojo un promedio del costo unitario de gasoductos de 34.94% USD\$/m.pul. Ya que ese dato es del año 2006, se actualiza obteniendo un dato de 64 USD\$/m.pul. Resumiendo la tabla 45 por diámetro y longitud, obtenemos:

Indicador		64 USD/m.pul
Diámetro	Distancia	Costo
"Pul"	"m"	
36	500,000	1,152,000,000
30	870,000	1,670,400,000
24	170,000	261,120,000
22	30,000	42,240,000
20	526,000	673,280,000
TOTAL		3,799,040,000

Tabla 45. Estimación valor gasoducto por indicador Petrobras

Fuente: Elaboración propia

Estos dos primero datos, son bastante holgados y no tienen en cuenta la economía de escala que se presenta en el desarrollo de este tipo de proyectos. Por lo cual buscamos una referencia que especifique el indicador por diámetros de tubería. La revista Oil & Gas Journal en reporta anualmente el resumen de los proyectos de gasoductos construidos en el mundo. Itansuca (2014)⁶⁷, recopiló la información de los proyectos de 1997 al 2007, a costos unitarios de 2010. Al obtener un promedio de todos los proyectos el índice ésta alrededor de los 45 USD\$/m.pul. Sin embargo, existen proyectos de petróleo, otros y gas de diferente diámetro, al realizar una filtración de los datos, de proyectos de gas \geq a 20 y \leq a 36 pulgadas de diámetro obtenemos un promedio de 35.8 USD\$/m.pul. Al actualizar a precio actual es de 42.96 USD\$/m.pul. Con estos datos se realiza el cálculo de las inversiones y se presentan en la tabla 46:

⁶⁷ Estudio de confiabilidad y profundización en el análisis de los riesgos de continuidad del servicio asociados a la infraestructura de suministro en los campos de producción para el CNO-GAS. 2011

Indicador 42.96 USD/m.pul

Diámetro "Pul"	Distancia "m"	Costo
36	500,000	773,280,000
30	870,000	1,121,256,000
24	170,000	175,276,800
22	30,000	28,353,600
20	526,000	451,939,200
TOTAL		2,550,105,600

Tabla 46. Estimación valor gasoducto por indicador Oil & Gas Journal
Fuente: Elaboración propia

Avanzando en los análisis, se busco una experiencia país de la región donde se podría consultar. Los mejores datos fueron encontrados en Argentina. En éste país el índice de construcción de gasoductos mostro un nivel de 37.572 USD\$/m.pul a valores actuales, se procede a realizar el cálculo de las inversiones con este valor y se presenta en la tabla 47:

Indicador 37.572 USD/m.pul

Diámetro "Pul"	Distancia "m"	Costo
36	500,000	676,296,000
30	870,000	980,629,200
24	170,000	153,293,760
22	30,000	24,797,520
20	526,000	395,257,440
TOTAL		2,230,273,920

Tabla 47. Estimación valor gasoducto por indicador Argentina
Fuente: Elaboración propia

La UPME en el Plan de Abastecimiento del año 2014, realiza estimaciones de inversiones de nuevos proyectos bajo la metodología para los cálculos del costo unitario (precio total con la longitud del ducto y su diámetro), similar a los análisis anteriormente empleados; considerando que el costo de la tubería tiene una participación del 35% dentro del costo total de construcción de un gasoducto. Por lo anterior, se obtienen una serie de cotizaciones de tubería (bajo los requisitos

técnicos contemplados en la tabla 43) de dos fuentes, de origen Americana y de Origen China. Los datos de las cotizaciones se resumen en la siguiente tabla 48.

	Diámetro (pul)	Espesor (mm)	Grado API	Rango	Cantidad (m)	Costo Unitario (usd\$/m)	Costo Total
Origen Americano	36"	15,88	X 42, PSL 1, 5L	DRL	500,000	787.31	393,655,241.67
	30"	15,88			870,000	547.16	476,026,512.57
	24"	14,27			170,000	286.50	48,704,829.76
	22"	14,27			30,000	252.79	7,583,797.02
	20"	12,70			526,000	227.04	119,420,717.77
Origen Chino	36"	15,88	X 42, PSL 1, 5L	DRL	500,000	656.09	328,046,034.72
	30"	15,88			870,000	486.36	423,134,677.84
	24"	14,27			170,000	222.83	37,881,534.26
	22"	14,27			30,000	202.23	6,067,037.62
	20"	12,70			526,000	171.62	90,271,340.35

Tabla 48. Resumen Cotización tubería

Fuente: Elaboración propia

Resultado de la tabla anterior podemos calcular las inversiones del gasoducto, presentados a continuación (Tabla 49).

	Precio de Tubería	Participación	Valor del Proyecto
Origen Chino	885,400,625	35%	2,529,716,070.81
Origen Americano	1,045,391,099		2,986,831,710.83

Tabla 49. Estimación valor gasoducto por metodología UPME

Fuente: Elaboración propia

Del último análisis, se busca otras referencias para realizar el cálculo de las inversiones por componente, al conocer el costo de la tubería se podría conocer el costo del gasoducto. La primera referencia es el estudio "Valoración catastral de inmuebles singulares: red de gasoductos en la provincia de Río Negro"⁶⁸. En este estudio los autores estiman que el valor de la tubería es el 33% de los gasoductos, similar al dato trabajado por la UPME.

⁶⁸ Estudio realizado por Juan Pedro Azcona y David Guillermo Di Liscia. Octubre 2006.

Volviendo a retomar a las publicaciones especializadas de Oil and Gas Journal, en 2009 presentó los costos estimados es la construcción de un gasoductos, en la cual la tubería tiene una participación de 35.15% del total de las inversiones de los gasoductos. Igualmente similar al valor obtenido por la UPME.

Otro estudio que coincide con este valor es el desarrollado en el 2011 por la Universidad de Alaska Fairbanks “Historical pipeline construction cost analysis”⁶⁹. En este estudio (El más reciente del tema) concluyen que la participación de la tubería pasó del 28 al 35% en los últimos años y que ésta participación aumenta a mitad del diámetro y de la longitud del gasoducto.

Parker (2004), utilizó para su estudio costos de construcción de más de 20,000 millas (32,186.88 kilómetros) de gasoductos, oleoductos y poliductos, de más 890 proyectos en 13 años de estudio. En éste estudio divide los costos del gasoducto en 4: Materiales (26%), Instalación (45%), Servidumbre (22%), otros (7%). El estudio especifica aun más los porcentajes de los componentes por diámetros, encontrando que para los diámetros de 20, 24, 30 y 36 pulgadas tienen un peso de 23, 26, 30 y 31% respectivamente. No obstante, el margen de error es muy alto mayo al 40%, por lo cual éste estudio no se tendrá en cuenta.

Por último se busco datos de proyectos ejecutados en el país como referencia. Ya que no existe un proyecto similar al gasoducto Colombia – Centroamérica en longitud y diámetro obtendremos valores USD\$/m.pul referentes. Los últimos grandes proyectos desarrollados en Colombia es el Oleoducto Bicentenario con un índice de 106 USD\$/m.pul⁷⁰ y el gasoducto Gibraltar – Bucaramanga 85 USD\$/m.pul⁷¹. Otros grandes proyectos se ejecutaron en su mayoría antes del año 2000, con valores unitarios por encima de los 40 USD\$/m.pul.

⁶⁹ Estudio desarrollado por Zhenhua Rui, Paul A. Metz, Doug B. Reynolds, Gang Chen y Xiyu Zhou, de la University of Alaska Fairbanks

⁷⁰ Cálculos propios

⁷¹ Datos calculados de la información aportada en la Res. CREG 142 de 2010.

Aunque existen ecuaciones y algoritmos resultados de investigaciones y regresiones de datos, estos son para características específicas de gasoductos para que su aplicación tenga un margen de error menor. Entre estas no existe una ecuación o algoritmo que podríamos aplicar para nuestro caso.

Como conclusión, se presentan en la tabla 50, las estimaciones de inversiones realizadas:

Referencia	Costo USD\$
Rules of Thumb	3,975,932,800
Petrobras	3,799,040,000
Oil & Gas Journal	2,550,105,600
Argentina	2,230,273,920
Referencia UPME, Azcona y Di Liscia y Oil and Gas Journal	2,529,716,071
	2,986,831,711

Tabla 50. Resumen estimación valor gasoducto

Fuente: Elaboración propia

De la tabla anterior, se toma como referencia para la estimación de las inversiones del gasoducto, el dato de la participación de la tubería en el valor final de las inversiones de 35% coincido por la UPME, Azcona y Di Liscia y Oil and Gas Journal. Por lo cual, el costo de las inversiones del gasoducto es de USD\$ 2,529,716,071⁷².

Para el cálculo de los costos unitarios de las estaciones de compresiones, se toma como referencia el análisis realizado por Itansuca 2011, en donde después de analizar proyectos ejecutados en Argentina, estima como valor unitario de las estaciones de compresión 2,763 USD\$/hp con una desviación estándar de 212 USD\$/hp.

⁷² Dólares americanos del 30 de septiembre. PPI 168.9 (Proyectado) de la serie ID WPSSOP3200 y costo, Steel, HRC USA, FOB Midwest Mill 435.

En los datos realizados por la UPME, calcula el costo por compresión alrededor de los 2,986 USD\$/hp, dato similar al obtenido en Argentina.

Sin embargo, el mismo estudio al realizar un análisis análogo en Estados Unidos obtienen datos razonablemente menores, se debe principalmente que los costos de importación, aranceles y fletes tienen una incidencia del 30% del costos final y al omitir estos costos se obtiene un valor de 2,100 USD\$/hp similar al obtenido en Estados Unidos.

Sin embargo, para nuestro cálculo se tomará el dato obtenido por la UPME de 2,986 USD\$/hp. Por lo cual, el costo total de las unidades de compresión es de USD\$ 382,208,000⁷³, como se describe en la tabla 51.

ÍTEM	COSTO EN USD\$
Inversiones del gasoducto	2,529,716,071
Inversión en estaciones de compresión	382,208,000
TOTAL	2,911,924,071

Tabla 51. Inversión total del gasoducto

Fuente: Elaboración propia

5.4 CÁLCULO DE LA OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO OPEX

Los costos de mantenimiento están dados bajo la demanda de mano de obra principalmente. Los OPEX pueden hallarse bajo dos metodologías, la primera como una porción del CAPEX. Bajo esta premisa, la literatura especializada coincide en que el valor de los OPEX de un gasoducto es aproximadamente el 3% - 5% anual. Bajo éste valor se busco una referencia, la cual la obtuvimos en el estudio de Itansuca 2011 que sugieren un valor de 2.9% anual.

⁷³ Dólares americanos del 30 de septiembre. PPI 168.9 (Proyectado) de la serie ID WPSSOP3200 y costo, Steel, HRC USA, FOB Midwest Mill 435.

La segunda metodología es hallar bajo un índice el valor del OPEX. Éste índice es USD\$/km. En el mismo estudio de Itansuca 2011, obtienen resultados para los gasoductos con compresión de 13,100 USD\$/km para el inicio de los proyectos y a partir del 5 año se mantiene estable en 23,000 USD\$/km.

Bajo las dos metodologías, se encontró que varios autores recomiendan de manera preliminar usar el cálculo del valor de los OPEX como una porción del valor de las inversiones. Por lo anterior el cálculo de los OPEX anuales será fijo y no variarán en las proyecciones financieras. Los OPEX anuales serán: USD\$ 78,758,042.

5.5 ANÁLISIS FINANCIERO

El análisis financiero determina la viabilidad del proyecto y posibles escenarios de comportamiento de la rentabilidad del proyecto con ciertos parámetros establecidos.

Antes de correr el modelo financiero y una vez obtenido los datos finales de las inversiones y el costo de la operación y el mantenimiento del gasoducto Colombia – Centroamérica, se deben calcular los posibles ingresos por venta de gas natural y los egresos por la compra de gas en pozo.

5.5.1 Cálculo de los volúmenes de venta gas natural

Los volúmenes de venta de gas natural, está dado por la demanda promedio mensual en pies cúbicos por usuario tipo multiplicado el número de usuarios por año proyectado.

Para calcular la tarifa se debe definir para la construcción de las proyecciones de consumo⁷⁴ está relacionado con la utilización del gas natural por cada tipo de usuario.

De lo anterior, se calcula el volumen promedio de demanda por usuario tipo:

- El consumo promedio de una vivienda trabajado generalmente por la CREG, UPME y MME en Colombia es de 635.6 pc/mes (18 m³/mes).
- El consumo promedio de un usuario comercial, es relacionado como 15 veces más que el consumo de un usuario residencia, el cual sería de 270 pc/mes.
- El consumo promedio de una estación de servicio es de 2,800,000 pc/mes.
- El consumo promedio de un usuario industrial es igual a 1,200 pc/mes .
- El consumo promedio de un usuario térmico es referente a la generación, el cual está dado por 8,500,000 pc/Gwh producido.

Con los datos anteriores, se puede calcular los volúmenes de demanda esperada, y se resume en la siguiente tabla 52 y grafica 36:

PROVINCIA	2015	2019	2024	2029	2034
Residencial	79.58	83.27	87.57	177.20	186.35
Comercial	40.41	42.96	46.02	48.89	51.51
GNCV	-	-	17.08	42.19	75.69
Industrial	13.96	86.08	186.76	233.44	286.72
Termoeléctrico	16.50	87.64	187.57	198.94	209.33
TOTALES	150.45	299.95	525.00	700.66	809.60

Tabla 52. Volúmenes de demanda esperada en MMpcd

Fuente: Elaboración Propia

⁷⁴ El consumo promedio mes es diferente al caudal de diseño del gasoducto, la diferencia radica en que el caudal de diseño es el factor crítico del gasoducto en una hora determinada y consumo promedio es la demanda de una mes de cada usuario.

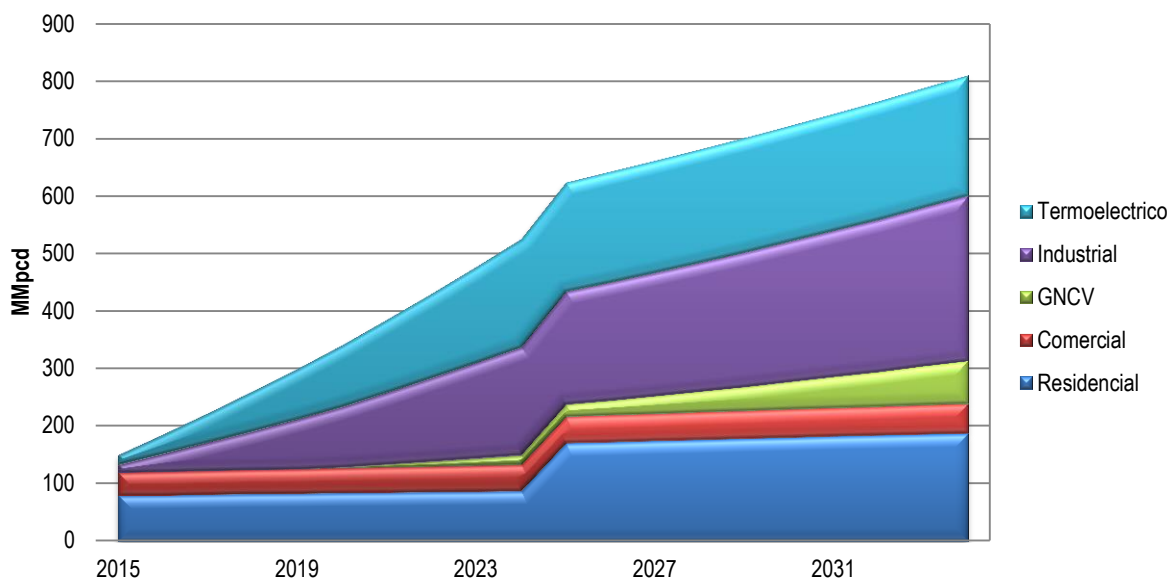


Figura 36. Demanda proyectada por tipo de usuario
Fuente: Elaboración propia

5.5.2 Ingresos por transporte de gas

Para calcular el valor de los ingresos por el transporte de gas, se halla el valor de la tarifa que se cobrará a los usuarios en el suministro de gas natural. La tarifa está compuesta por el precio al productor, al transportista, al distribuidor y comercializador. Sin embargo, en nuestro análisis solo se ingresará el valor que recibe el transportador para remunerar sus costos.

La tarifa de transporte debe ser acordada por los países y se fundamenta en el reconocimiento de las inversiones⁷⁵, los costos asociados a la Administración, Operación y Mantenimiento, el factor de utilización por capacidad y volumen. El resultado es un cargo fijo que permiten a los agentes que utilizan el gasoducto ajustar sus costos de transporte en función de la forma en que consumen el gas natural.

⁷⁵ En Colombia la tasa de rentabilidad es del 17.7%.

La tarifa de transporte, como se menciona anteriormente debe ser concertada entre los países de Centroamérica y Colombia, y su cálculo no responde a un metodología aplicada en general, sino debe ceñirse a un cálculo costo – beneficio.

Para realizar los primeros cálculos se tomarán como referencia tarifas de transporte de cargo fijo 80 – 20, de gasoductos de Colombia. En principio se aplicará la tarifa del gasoducto Ballenas – Barranca y posteriormente se variará conforme a los resultados obtenidos. Al final se tomará una tarifa con la que resulta una TIR por encima de la inversión esperada WACC.

El valor final de la tarifa se multiplica por los pies cúbicos año de la demanda presentada en el numeral anterior, como resultado de esta operación da los ingresos de la operación del sistema.

5.5.3 Proyección Financiera

En la proyección financiera se realiza el cálculo del Saldo del Flujo, la Tasa Interna de Retorno (TIR) y El Valor Presente Neto (VPN), para la proyección de los 20 años que sea planteado como horizonte del proyecto. Para el cálculo del Saldo de Flujo se tienen en cuenta Los Ingresos por transporte de Gas, Los Egresos por La Operación y Mantenimiento, la Amortización de la Deuda y el impuesto a la Renta.

El valor de la inversión inicial está afectado por el porcentaje de financiación. Para este modelo se da el supuesto en que la financiación es del 75%.

Con el valor de la capitalización necesario y los saldos por año del flujo se halla la TIR y el VPN.

5.5.4 Amortización de la Inversión

La amortización de la deuda varía de acuerdo al porcentaje de financiación. Se proyecta una amortización a 10 años de la inversión financiada a una tasa anual de DTF + 4 puntos⁷⁶ de acuerdo a la información suministrada en los bancos de Colombia.

5.5.5 WACC

Para determinar la rentabilidad mínima esperada para el gasoducto Colombia – Centroamérica, se toma la a aprobada por la CREG para la actividad de transporte de gas natural por tubería, de 17.7%.

5.5.6 Resultados

Al correr el modelo con los datos descritos anteriormente, obtenemos una TIR de 4.67% y una VAN (-731,284,706) USD\$.

Por lo cual se tomo la tarifa de transporte más alta, que pertenece en el tramo de TGI Gualanday - Neiva, bajo la misma pareja de cargos.

- Cargo Fijo: 313.0714 USD\$/Mpcd-año
- Cargo Variable: 0.47 USD\$/Mpcd
- Cargo AOM: 470,279\$/Mpcd

Bajo estos cargos, se obtiene una TIR DE 11.57% y una VAN de USD\$ (-366,271,593).

⁷⁶ DTF 4.46%. Octubre 19 a Octubre 25 de 2015

Con el fin de obtener una tasa de retorno por encima del WACC y un valor presente neto positivo, se proyecta una tarifa de 3.5 USD\$/Mpcd.

Con estos nuevos datos resulta una TIR de 25.21% y una VAN menos inversión de USD\$483,908,631.

En el anexo G se presenta el modelo financiero.

5.6 COMPETITIVIDAD DEL PROYECTO

Con el fin de comparar los precios del gas natural del proyecto evaluado en el mercado Centroamericano, se realiza una comparación con los precios de GNL de Trinidad y Tobago. No es posible realizar la comparación con otros energéticos ya que los precios en Centroamérica son altamente subsidiados.

Trinidad y Tobago es el más grande productor de GNL de la zona de influencia del proyecto y exporta gas a Salvador, y países del Caribe. El precio del GNL de Trinidad y Tobago es influenciado por el “Price of Liquefied U.S. Natural Gas Export”. Los precios del GNL han tenido un fuerte descenso en los últimos meses influenciado como respuesta a la caída de los precios del petróleo, sin embargo, el costos promedios del GNL en los últimos años son de 11.685, 12.28, 14.16 USD\$/MMbtu para los años 2012, 2013 y 2014. Para el año 2015, el precio promedio es de 10.41 USD\$/MMbtu con el cual se realizará la comparación. Además de éste costo, el costo del GNL está dado por⁷⁷:

- Costos de gas natural más proceso de licuefacción: 10.41 USD\$/MMbtu
- Transporte por barco: 1.5 USD\$/MMbtu

⁷⁷ Natural Gas in the Caribbean – Feasibility Studies. Report to the Inter-American Development Bank. Agosto 2014.

- Regasificación: 0.9-1.7 USD\$/MMbtu
- Transporte por tubería: 1.2 USD\$/MMbtu

El precio del GNL de Trinidad y Tobago en Centroamérica estaría alrededor de los 14.21 USD\$/MMbtu.

El precio del gas natural bajo el gasoducto Colombia – Centroamérica sería:

- Costo del gas natural: 6.5 MMbtu
- Costo de transporte de gas natural: 3.675 USD\$/MMbtu (3.5 USD\$/Mpcd)

El precio del gas natural por medio del Gasoducto Colombia – Centroamérica estaría alrededor de los 10.175 USD\$/MMbtu, 29% menor al precio de su competidor, el GNL de Trinidad y Tobago.

La comparación se realiza hasta la tarifa de transporte, las tarifas aguas arriba de distribución y comercialización es indiferente para el cálculo ya que sería el mismo valor y no influye si es mediante GNL o por medio de Gasoducto.

Los factores determinantes en la variación de las tarifas de gas natural son: Los costos del gas natural, la tasa representativa del mercado, condiciones propias contractuales, origen y distancia del gas natural, y variación de los indicadores económica IPP – IPC.

6. CONCLUSIONES

- La experiencia país de Colombia en la evolución de la industria de gas natural es referente en la región. La ejecución del plan de masificación de gas natural en el país ha resultado exitoso, y sus beneficios son incalculables al sector productivo (Transporte – Industria), al costo de vida de las familias (Incluido a las zonas rurales) y al país mejorando su competitividad ampliando la oferta de la canasta energética interna.
- La apertura de exportación de gas natural en el país, incentiva la inversión extranjera y local en actividades de exploración y explotación de éste energético aumentando la confiabilidad en el suministro local y la demanda de gas natural en la región que permite vender el producto y el servicio de transporte a un mercado potencia, estable y rentable en Centroamérica.
- El país cuenta con un marco legal, normativo y regulatorio robusto y con las reglas de mercado claras y equitativas en todos los eslabones de la cadena, sin embargo, se debe definir los lineamientos para la exploración, producción y comercialización de gas natural proveniente de yacimientos no convencionales, además de una reglamentación clara ambiental.
- La producción de gas natural en el país se ha llevado a cabo en yacimientos convencionales y las actividades de exploración se están enfocando en nuevas cuencas offshore en la Costa Atlántica y en yacimientos No convencionales.
- El crecimiento de la industria de gas natural del país y en épocas de crisis depende de los esfuerzos del gobierno para traer inversión (Condiciones contractuales competitivas) y así asegurar la incorporación de nueva tecnología (Yacimientos NO Convenciones y OffShore) bajo el único objetivo de incrementar las reservas de gas natural y garantizar un suministro confiable y con precios competitivos.

- De acuerdo con el último balance de gas natural, en los últimos años no ha existido nuevas incorporaciones importantes de reservas, por lo cual las exportaciones en el país se podría dar hasta el año 2019, en donde el índice de abastecimiento (IA) podría ser menor a 8 años. No obstante, éste índice varía anualmente y depende directamente de las incorporaciones o no de nuevas reservas. Ésta condición impide comprometer exportaciones ya que las fluctuaciones de la demanda de gas natural genera una perspectiva de riesgo en inversiones.
- La participación de las termoeléctricas en la demanda de gas natural en Centroamérica, además de impulsar el consumo de éste energético y da un impulso para que ésta clase de proyecto sea ejecutado produce presiones importantes en la demanda en presencia de fenómenos meteorológicos como el “Niño”.
- Con el suministro de gas natural en Centroamérica, se prevé un aporte significativo tanto a los sectores productivos como a las familias, ya que se sustituye energéticos de mayor costo y menos eficientes y reduciendo subsidios por parte del gobierno a éstos energéticos.
- El gasoducto tiene una distancia de 2096 kilómetros, desde el Valle Inferior del Magdalena hasta Ciudad de Guatemala.
- Las inversiones totales del proyecto es de USD\$2,911,924,071, tiene una proyección de 20 años. La tasa de retorno arroja un porcentaje de 25.21% y el VAN menos inversión de USD\$ 483,908,631.
- El costo del gas natural bajo el esquema proyectado es 29% inferior a su competidor principal.

7. RECOMENDACIONES

- Se debe mejorar y detallar la certeza del potencial de gas proveniente de yacimientos No convencionales en el país, basado en nuevos estudios más profundos que permitan certificar y dar friabilidad de los recursos con que se cuentan y que logren ser atractivos para los inversionistas.
- Dentro de las restricciones del proyecto encontramos la distancia de la fuente (yacimiento) hasta los puntos de consumo; el tamaño del mercado de Centroamérica solo es atractivo de inversión de forma conjunta al no ser así no justifica el grado de inversión de infraestructura; los subsidios existentes en los países a otros energéticos (diesel y GLP) podría afectar la ejecución del proyecto, el país busca y con la entrada de una planta de regasificación de gas aumentar el precio del gas natural en boca de pozo con el atraer inversión y las demoras en la expedición de normas o aprobación de cargos por parte de la Comisión puede afectar el desarrollo del proyecto.
- Un factor importante a tener en cuenta en la tarifa final al consumidor, es el impacto del componente del transporte en función de la distancia desde la fuente y las inversiones de infraestructura.
- Los países Centroamericanos deben adoptar políticas energéticas que estén basadas en consolidar esquemas competitivos de los diferentes energéticos con precios eficientes, de calidad acorde a tendencias internacionales y con participación del sector privado con el fin de impulsar el uso del gas natural en sectores en donde actualmente se consume energéticos contaminantes y subsidiados; ampliar los usos del gas natural incorporando nuevas tecnologías, desmontar gradualmente los subsidios a los energéticos sustitutos del gas natural; enfocar estas políticas al desarrollo regional y local y evitar acciones aisladas que no vayan conforme a la actualidad técnica y económica del mercado.

- La ampliación del consumo de gas natural en los países de Centroamérica se verá afectado mientras consolida su uso por las barreras físicas topográficas, por lo cual su consumo se debe incentivar por la aplicación de varias tecnologías como el GNC y ésta nueva tecnología debe aplicarse con algunos incentivos fiscales (reducción temporal de impuestos) para atraer el servicio y empresas productoras.
- Los países Centroamericanos deben definir un marco regulatoria claro y atractivo para el sector privado e inversión extranjera diferentes modalidades de esquemas de negocio.
- Con el fin de incentivar inversiones en la distribución de gas y masificar el uso del gas natural, se puede emplear figuras de concesiones a un periodo determinado para otorgar exclusividad de la prestación del servicio mediante el cumplimiento de metas de inversión, conexiones y cobertura).
- Se debe sortear limitaciones en la normal ejecución de los proyectos de infraestructura identificados en el Documento CONPES 3742: la adquisición de predios, con la consulta previa a comunidades, las relaciones con las comunidades de las diferentes regiones, y con los permisos y trámites ambientales; adicionalmente se presentan dificultades internas en las entidades públicas para la resolución de problemas jurídicos asociados a los proyectos.

BIBLIOGRAFÍA

- Agencia Nacional de Hidrocarburos.
- Agencia Nacional de Hidrocarburos. Acuerdo 008 de 2004.
- Agencia Nacional de Hidrocarburos. Resultados de la gestión hidrocarburífera en el país yacimientos no convencionales. Junio de 2014.
- API 5L: Especificaciones para tubería.
- API 6D: Válvulas de tubería, extremos y conectores
- ASME V 14.5 M. Dimensiones y tolerancias.
- ASME B16.5. Flanges y montaje de flanges en tuberías.
- ASME B 31.4 – 1998. Sistemas de transporte por tuberías de hidrocarburos y otros líquidos.
- ASME B31.8. Sistemas de transporte y distribución de Gas por tuberías.
- Asociación Colombiana de Gas Natural – Naturgas-.
- Asociación Colombiana de Gas Natural – Naturgas-. Revolución del Gas Natural, Medio Siglo de Bienestar y Competitividad para los Colombianos. Abril de 2014.
- BP Statistical Review of World Energy. June 2015.
- CNO-GAS. Estudio de confiabilidad y profundización en el análisis de los riesgos de continuidad del servicio asociados a la infraestructura de suministro en los campos de producción. 2011
- Comisión de Regulación de Energía y Gas.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. Resolución 057 de 1996 “Por la cual se establece el marco regulatorio para el servicio público de gas combustible por red y para sus actividades complementarias”.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. Resolución 071 de 1999 “Por la cual se establece el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural- (RUT)”.

- Comisión de Regulación de Energía y Gas. Resolución 097 de 2012 “Por la cual se libera el precio para el gas natural colocado en Punto de Entrada al Sistema Nacional de Transporte”.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. Resolución 041 de 2013 “Por la cual se establece la metodología para calcular el costo de oportunidad del gas natural dejado de exportar”.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. Resolución 041 de 2013 “Por la cual se establece la metodología para calcular el costo de oportunidad del gas natural dejado de exportar”.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. Resolución 089 de 2013 “Por la cual se reglamentan aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del reglamento de operación de gas natural”.
- Comisión Quinta de la Cámara de Representantes. Congreso de la Republica de Colombia. Gas Natural: Análisis de la cadena del negocio.
- Comisión Económica para América Latina y el Caribe. integración económica centroamericana y sus Perspectivas frente a la crisis internacional. 2009
- Concentra.
- Departamento Administrativo Nacional de Estadísticas.
- Decreto 2119 de diciembre 31 de 1992. “Por el cual se reestructura el Ministerio de Minas y Energía, el Instituto de Asuntos Nucleares, IAN y Minerales de Colombia S.A., MINERALCO”.
- Decreto Ley 1760 de 2003. “Por el cual se escinde la Empresa Colombiana de Petróleos, Ecopetrol, se modifica su estructura orgánica y se crean la Agencia Nacional de Hidrocarburos y la sociedad Promotora de Energía de Colombia S. A.”.
- Decreto 2400 de 2006 “Por el cual se regula la construcción de Interconexiones Internacionales de Gas Natural”.
- Decreto 2100 de 2011. “Por el cual se establecen mecanismos para promover el aseguramiento del abastecimiento nacional de gas natural y se dictan otras disposiciones”.

- Diego Alejandro Rivas Perdomo. Estudio de perfil horario y diario de la demanda de gas natural y carga de duración del gasoducto de la sabana. 2013.
- Dirección General de Estadística y Censos (DIGESTYC) de El Salvador.
- Dirección General de Estadística y Censos (DIGESTYC) de El Salvador. Censo de Población y Vivienda 2007.
- Documento Conpes 2571 de 1991. "Programa para la masificación del consumo de gas".
- Documento 2646 de 1993. "Estrategia para el desarrollo del Programa de Gas"
- Documento Conpes 3190 de 2002. "Balance y estrategias a seguir para impulsar el plan de masificación de gas".
- EIA (U.S. Energy Information Administration). Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States.
- Guillermo Cáez Gómez. Estudio de Mercado del Gas en Colombia. 2012.
- Gustavo Delvasto. Diseño, operación y mantenimiento de redes de distribución de gas. Especialización en Ingeniería del Gas. 2014.
- Instituto Nacional de Estadística (INE) de Guatemala.
- Instituto Nacional de Estadística (INE) de Guatemala. Encuesta Nacional de Condiciones de Vida –ENCOVI- 2011.
- Instituto Nacional de Estadística (INE) de Honduras.
- Instituto Nacional de Estadística (INE) de Honduras. Censo XVII Población y XI Vivienda.
- Instituto Nacional de Estadística y Censos (INEC) de Costa Rica.
- Instituto Nacional de Estadística y Censos (INEC) de Costa Rica. X Censo Nacional de Población y VI de Vivienda 2011.
- Instituto Nacional de Información de Desarrollo (INIDE) de Nicaragua.
- Instituto Nacional de Información de Desarrollo (INIDE) de Nicaragua. VIII Censo de Población y IV de Vivienda.

- Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia.
- Instituto Nacional de Estadística y Censo (INEC) de la Contraloría General de la República de Panamá.
- Instituto Nacional de Estadística y Censo (INEC) de la Contraloría General de la República de Panamá. XI Censo Nacional de Población y VII DE Vivienda 2010.
- ISO 3183. Petroleum and natural gas industries - Steel pipe for pipeline transportation systems.
- Juan Pedro Azcona y David Guillermo Di Liscia. Valoración catastral de inmuebles singulares: red de gasoductos en la provincia de Río Negro. 2006.
- Ley 10 de 1961. “Por la cual se dictan disposiciones en el ramo de petróleos”.
- Ley 142 de 1994 “Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones”.
- Ley 401 de 1997. “Por la cual se crea la Empresa Colombiana de Gas, Ecogas, el Viceministerio de Hidrocarburos y se dictan otras disposiciones”.
- Ley 1450 de 2011. “Por la cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo, 2010-2014”.
- Ministerio de Minas y Energía.
- Ministerio de Minas y Energía. Resolución 181704 de 2011. “Mediante la cual se fijan las reglas para la exportación de gas natural colombiano y se establece un indicador que determina cuándo es posible exportar el energético, basado en el potencial de producción y la demanda nacional”.
- Ministerio de Minas y Energía. Cobertura del servicio de gas natural - IV trimestre de 2014. MME – 2014.
- Ministerio de Minas y Energía. Resolución 72206 de junio de 2014 “Por la cual se publica la Declaración de Producción de Gas Natural en cumplimiento de lo previsto en el artículo 9 o del Decreto número 2100 de 2011”.
- Naciones Unidas. Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL). Unidad de Energía y Recursos Naturales. Centroamérica: Estadísticas de producción del subsector eléctrico, 2013. Junio de 2014.

- Nathan Parker. Using Natural Gas Transmission Pipeline Costs to Estimate Hydrogen Pipeline Costs. 2004.
- Natural Gas in the Caribbean – Feasibility Studies. Report to the Inter-American Development Bank. Agosto 2014.
- NTC 3728. Gasoductos de transporte y redes de distribución de gas.
- NTC 3838. Presiones de operación permisibles para el transporte, distribución y suministro de gases combustibles.
- NTC 3949. Estaciones de regulación de presión para líneas de transporte y redes de distribución de gas combustible.
- Pipeline Rules of thumb Handbook.
- Springer International Publishing Switzerland. Transmission and Distribution Systems and Design. 2014.
- Statical Institute of Belize – SIB.
- Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.
- The Association for the Advancement of Cost Engineering. Recommended Practice No. 18R-97 COST ESTIMATE CLASSIFICATION SYSTEM – AS APPLIED IN ENGINEERING, PROCUREMENT, AND CONSTRUCTION FOR THE PROCESS INDUSTRIES.
- The Calgary University. Gas pipeline Design and Distribution Networks.
- Unidad de Planeación Minero Energética.
- Unidad de Planeación Minero Energética. Actualización de escenarios de oferta de hidrocarburos 2013-2035. 2014.
- Unidad de Planeación Minero Energética. Plan de Abastecimiento año 2014.
- Unidad de Planeación Minero Energética. Plan de Abastecimiento año 2015.
- Unidad de Planeación Minero Energética. Balance de Gas Natural en Colombia 2015 – 2023. 2015
- Universidad de los Andes. Evolución del servicio de gas domiciliario durante La última década. 2005.
- Universidad Alaska Fairbanks. Historical pipeline construction cost analysis. 2011.

ANEXOS

ANEXO A. DEFINICIONES

Las siguientes definiciones corresponden a los términos usados en este documento, referente a la normatividad y regulación vigente colombiana.

CBM: Coal-bed Methane o gas metano en depósitos de carbón (GMDC), es una forma de gas natural presente en yacimientos no convencionales. El gas se encuentra almacenado en carbones, de diferentes rangos, en forma adsorbida sobre las micro-partículas carbonosas y en forma libre en los poros y en las micro-fracturas de carbón.

Clase de localidad: Clasificación de un área geográfica a lo largo del recorrido de un sistema de tuberías, de acuerdo con el número y proximidad a edificaciones destinadas para ocupación humana. Se aplican en prescripción de factores de diseño para la construcción, operación y ensayo de los sistemas de tuberías localizadas dentro de un área específica, teniendo en cuenta requisitos particulares de operación y mantenimiento.

Comercialización: Actividad consistente en la compra de gas natural y/o de capacidad de transporte en el mercado primario y/o en el mercado secundario y su venta con destino a otras operaciones en dichos mercados, o a los usuarios finales. En el caso de la venta a los usuarios finales también incluye la intermediación comercial de la distribución de gas natural.

Demanda Esencial: Corresponde a: (i) la demanda de gas natural de usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución; (ii) la demanda de GNCV; (iii) la demanda de gas natural para la operación de las

estaciones de compresión del SNT; y, (iv) la demanda de gas natural de las refinerías

Derecho de vía: Franja de terreno destinada a alojar la tubería para el transporte o la distribución de gas.

Downstream: actividades que involucran el gas procesado que se utiliza para consumo en los diferentes sectores de demanda, ya sea como combustible o materia prima.

Estación de compresión: Estación localizada a lo largo de un gasoducto y su operación consiste en recomprimir el gas para mantener su presión y flujos especificados.

Exploración petrolera: Conjunto de actividades de campo y de oficina cuyo objetivo principal es descubrir nuevos depósitos de hidrocarburos o extensiones de los existentes.

Fuel Oil: Combustible elaborado a partir de productos residuales que se obtienen de los procesos de refinación del petróleo.

Gas asociado: Es el gas natural que se encuentra en contacto y/o disuelto en el petróleo crudo del yacimiento. Este puede ser clasificado como gas de casquete (libre) o gas en solución (disuelto).

Gas Natural: Es una mezcla de hidrocarburos livianos, principalmente constituida por metano, que se encuentra en los yacimientos en forma libre o en forma asociada al petróleo. El Gas Natural, cuando lo requiera, debe ser acondicionado o tratado para que satisfaga las condiciones de calidad de gas establecidas por la

CREG en la Resolución CREG 071 de 1999 o aquellas que la aclaren, modifiquen o sustituyan.

Gas seco: Gas natural libre de hidrocarburos condensables (básicamente metano).

Gasoducto Dedicado: Conjunto de tuberías y accesorios de propiedad de una persona natural o jurídica que permite la conducción del gas de manera independiente y exclusiva, y que no se utiliza para prestar servicios de transporte a terceros.

Gestor del mercado: Responsable de la prestación de los servicios de gestión del mercado primario y del mercado secundario.

Interconexiones internacionales: Gasoducto o grupo de gasoductos de dedicación exclusiva a la importación o exportación de Gas Natural.

Licuefacción: Proceso en el que un gas se somete a temperaturas bajas y presiones altas produciendo con esto un líquido.

Loop: Es una línea de un gasoducto que se deriva de un gasoducto y se vuelve a conectar al mismo en otro punto, con el objeto de aumentar la capacidad de transporte del respectivo gasoducto.

Mercado mayorista de gas natural: Conjunto de transacciones de compraventa de gas natural y/o de capacidad de transporte en el mercado primario y en el mercado secundario. También comprende las transacciones de intermediación comercial de la compra, transporte y distribución de gas natural y su venta a usuarios finales.

Pozo: Perforación para el proceso de búsqueda o producción de petróleo crudo, gas natural o para proporcionar servicios relacionados con los mismos. Los pozos se clasifican de acuerdo a su objetivo y resultado como: pozos de aceite y gas asociado, pozos de gas seco y pozos inyectoros.

Perforación dirigida: Técnica consistente en la ejecución de túneles mediante la utilización de un dispositivo que comprime o extrae el suelo tras su paso dejando una perforación por la cual se permite la instalación de la tubería; tiene la posibilidad de guiar la perforación tanto horizontal como vertical a todo lo largo del lanzamiento.

Productor de gas natural: Es quien extrae o produce Gas Natural conforme a la legislación vigente. Cuando el Productor vende gas a un Agente diferente del asociado, es un Comercializador.

Recuperación Mejorada: Es la extracción adicional del petróleo después de la recuperación primaria, adicionando energía o alterando las fuerzas naturales del yacimiento. Esta incluye inyección de agua, o cualquier otro medio que complete los procesos de recuperación del yacimiento.

Recuperación primaria: Extracción del petróleo utilizando únicamente la energía natural disponible en los yacimientos para mover los fluidos, a través de la roca del yacimiento hacia los pozos.

Reglamento único de transporte de gas natural, RUT: Se refiere a la Res. CREG 071 de 1999, sus modificaciones y adiciones

Regular: Facultad de dictar normas de carácter general ó particular en los términos de la Constitución, para someter la conducta de las personas que prestan

los servicios públicos domiciliarios a las reglas, normas, principios y deberes establecidos por la ley y los reglamentos.

Reservas posibles: Es la cantidad de hidrocarburos estimada a una fecha específica en trampas no perforadas, definidas por métodos geológicos y geofísicos, localizadas en áreas alejadas de las productoras, pero dentro de la misma provincia geológica productora, con posibilidades de obtener técnica y económicamente producción de hidrocarburos, al mismo nivel estratigráfico en donde existan reservas probadas.

Reservas probables: Es la cantidad de hidrocarburos estimada a una fecha específica, en trampas perforadas y no perforadas, definidas por métodos geológicos y geofísicos, localizadas en áreas adyacentes a yacimientos productores en donde se considera que existen probabilidades de obtener técnica y económicamente producción de hidrocarburos, al mismo nivel estratigráfico donde existan reservas probadas

Reservas probadas: Cantidades de hidrocarburos que, de acuerdo con el análisis de la información geológica y de ingeniería, se estiman, con razonable certeza, podrán ser comercialmente recuperadas, a partir de una fecha dada, desde acumulaciones conocidas y bajo las condiciones económicas operacionales y regulaciones gubernamentales existentes. Estas pueden clasificarse en reservas probadas desarrolladas y reservas probadas no desarrolladas. En general, las acumulaciones de hidrocarburos en cantidades determinadas se consideran reservas probadas a partir de la declaración de comercialidad.

Servicio público domiciliario de gas combustible. Es el conjunto de actividades ordenadas a la distribución de gas combustible, por tubería u otro medio, desde un sitio de acopio de grandes volúmenes o desde un gasoducto central hasta la instalación de un consumidor final, incluyendo su conexión y medición.

Shale Gas: Roca que sirve como fuente, reservorio y sello de hidrocarburos producidos por ella y pueden ser parte del sistema petrolífero en acumulaciones convencionales y no convencionales.

Sistema Nacional de Transporte: 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, Sistemas de Distribución, Usuarios No Regulados, Interconexiones Internacionales y Sistemas de Almacenamiento.

Upstream: Comprende las actividades o eslabones de exploración, producción y transporte de gas natural hasta la cabecera de gasoducto troncal.

Válvula de seccionamiento: Válvula que se utiliza para aislar uno o varios tramos de la red de distribución.

Yacimiento: Unidad del subsuelo constituida por roca permeable que contiene petróleo, gas y agua, las cuales conforman un solo sistema.

Yacimiento No Convencional: Los yacimientos no convencionales de gas son aquellos que se encuentran en reservorios diferentes a aquellos en donde se presenta el gas natural. Entre estos gases se suelen incluir: i) los gases extraídos de arenas de baja permeabilidad (tight sands); ii) los gases presentes en arcillas bituminosas (gas shales); y iii) el gas metano en depósitos de carbón (coalbed natural gas, coalbed gas methane o natural gas in coal).

ANEXO B. SIGLAS

°C:	Grados Celcius
°F:	Grados Fahrenhiet
ANH:	Agencia Nacional de Hidrocarburos.
AO&M:	Administración, Operación y Mantenimiento.
BOMT:	Build-Own. Operate. Maintenance and Transfer.
BTU:	British Thermal Unit
CAPEX:	Capital Expenditures – Gastos de Capital.
CBM:	Coal-bed Methane.
CO ₂ :	Dióxido de Carbono
CREG:	Comisión de Regulación de Energía y Gas.
CONPES:	Consejo Nacional de Política Economica y Social.
DANE:	Departamento Nacional de Estadística.
DNP:	Departamento de Planeación Nacional.
ECOPETROL:	Empresa Colombiana de Petróleos.
EIA:	EIA (U.S. Energy Information Administration)
ERPC:	Estaciones de Regulación de Puerta de Ciudad.
Gbtud:	Giga BTU Día
GLP:	Gas Licuado de Petróleo.
GNCV:	Gas Natural Comprimido Vehicular.
GNL:	Gas Natural Licuado.
Gwh:	Giga Watios Hora.
IVA:	Impuesto al Valor Agregado.
Km:	Kilómetros.
MHCP:	Ministerio de Hacienda y Crédito Público.
MME:	Ministerio de Minas y Energía.
Mpcd:	Miles de Pies Cúbicos Día.
MMpcd:	Millones de Pies Cúbicos Día.
NATURGAS:	Asociación Colombiana de Gas Natural.

OPEX:	Operating Expense – Gastos Operativos.
PIB:	Producto Interno Bruto.
PSI:	Libras por pulgada cuadrada.
SNT:	Sistema Nacional de Transporte.
SSPD:	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
TEXACO:	Texas Petroleum Company.
TEBSA:	Termoeléctrica de Barranquilla S.A.
TIR:	Tasa Interna de Retorno.
Tpc	Tera Pies Cúbicos.
UPME:	Unidad de Planeación Minero Energética.
VAN:	Valor Actual Neto
VIM:	Valle Inferior del Magdalena.

ANEXO C. CAMPO QUE PRODUCEN GAS NATURAL POR CUENCA

CUENCA	CAMPOS
Catatumbo	Tibú, Sardinata, Cerrito, Río Zulia
Guajira	Ballema, Chuchupa, Riohacha
Llanos Orientales	Apiay, Balay, Kona, Acordionero, Floreña, Pauto sur, Rancho Hermoso, Rancho Hermoso Mirados, Cusiana Norte, Cusiana, Cupiagua, Gibraltar, Santiago, Caño Garza, Cravo Sur, Tocaría, Morichal, La Gloria, Corocora, Remache Norte, Remache Sur, Casona, Ramiriquí, Oropendola, Vireo, Trinidad.
Putumayo	Moqueta, Costayaco, Guayuyaco, Juanambu
Valle Inferior del Magdalena	Arianna, Cañaflecha, Nelson, La Creciente, La Creciente-D, Bonga, Mamey, Brillante, El Difícil.
Valle Medio del Magdalena	Lisama Profundo, Lisama Norte, Llanito, Lisama, La Cira-Infantas, Liebre, Juglar, Colón, Payoa, Corazón 9, Corazón West C, Corazón, La Salía, Opón, Provincia, Santa Lucia, Los Ángeles, Yarigui – Cantagallo.
Valle Superior del Magdalena	Abanico, Guando, Guando SW, Chaparro, Rio Ceibas, Guaduas, Purificación, La Jagua, Mana, Brisas, Dina Cretáceo, Dina Terciario, Loma Larga, Santa Clara, Tenay, Ortega, Pacande, Balcón, Palermo, San Francisco, Arrayan, Tempranillo, Toqui – Toqui, Espino, La Hocha, Tello, Toldado, Yaguará, Matachín Norte y Sur, La Cañada Norte, Maracas.

ANEXO D. MECANISMO DE COMERCIALIZACIÓN Y MODALIDADES DE CONTRATACIÓN

MECANISMOS DE COMERCIALIZACIÓN

Negociación directa en cualquier momento del año.

Los vendedores y los compradores podrán negociar directamente el suministro de gas natural, en cualquier momento del año, en los casos señalados a continuación:

1. Los productores-comercializadores sólo podrán comercializar gas natural mediante negociaciones directas, en cualquier momento del año, en los siguientes casos:

a) Cuando, provenga de las siguientes fuentes de producción:

- i. Campos que se encuentren en pruebas extensas o sobre los cuales no se haya declarado su comercialidad.
- ii. Campos menores.
- iii. Yacimientos no convencionales.

b) Cuando provenga de un campo aislado.

c) Cuando provenga del desarrollo de un nuevo campo de producción de gas natural.

d) Cuando se ofrezca mediante la modalidad de contrato de opción de compra contra exportaciones.

e) Cuando se ofrezca mediante la modalidad de contrato de suministro de contingencia.

Comercialización de Gas Importado

Los comercializadores de gas importado sólo podrán comercializar gas natural mediante negociaciones directas, en cualquier momento del año, en los siguientes casos:

- a) Cuando se destine a la atención de la demanda del sector térmico.
- b) Cuando se ofrezca mediante la modalidad de contrato de suministro de contingencia.

Negociación directa durante un período definido

Los vendedores y los compradores podrán negociar el suministro de gas natural, durante el período de tiempo que defina la CREG.

Dentro de los primeros diez (10) días hábiles de junio de cada año, la CREG establecerá mediante resolución el mecanismo de comercialización a aplicar y el cronograma para el desarrollo del mismo. Lo anterior con base en el análisis del más reciente balance entre la oferta agregada y la demanda agregada de gas realizado por la UPME. El balance deberá ser aquel que considere el escenario de demanda baja.

Cuando el balance realizado por la UPME muestre que la oferta de gas natural es superior a la demanda de gas natural, en al menos tres (3) de los cinco (5) años siguientes al momento del análisis, se deberá dar aplicación al mecanismo de negociación directa. Cuando el balance muestre lo contrario, se deberá dar aplicación al mecanismo de negociación mediante subasta.

Negociación mediante subasta

En los casos en los anteriores Mecanismos, y si con base en lo dispuesto en el Mecanismo “Negociación directa durante un período definido”, se determina que el mecanismo de comercialización a aplicar es el de la negociación mediante

subasta, los vendedores y los compradores sólo podrán negociar el gas natural a través de la subasta.

MODALIDADES CONTRACTUALES

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

Contrato de suministro con firmeza condicionada, CFC: 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.

Contrato de opción de compra de gas, OCG: 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 pagará 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 pagará mensualmente.

Contrato de opción de compra de gas contra exportaciones, OCGX: 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 con interrupciones, CI: 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 o transporte 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.

Contrato de suministro de contingencia, CSC: 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 de opción de compra de transporte, OCT: contrato escrito en el que un agente garantiza la disponibilidad de una capacidad máxima de transporte durante un período determinado, sin interrupciones, cuando se presente la condición pactada entre el comprador y el vendedor. Dicha condición 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 transporte de contingencia, CTC: contrato escrito en el que un transportador garantiza el transporte de una cantidad máxima de gas natural contratada mediante un contrato de suministro de contingencia.

Contrato de transporte con firmeza condicionada, CFCT: contrato escrito en el que un agente garantiza la disponibilidad de una capacidad máxima de transporte durante un período determinado, sin interrupciones, excepto cuando se presente la condición pactada entre el comprador y el vendedor.

ANEXO E. FASES DEL PROYECTO

1. Estudios de factibilidad técnica.
2. Ingeniería preconceptual del proyecto.
3. Ingeniería conceptual.
4. Selección la alternativa del proyecto.
5. Ingeniería básica.
6. Estudio ambiental.
7. Ingeniería de detalle.
8. Construcción
9. Gestión social, ambiental y predial
10. Precomisionamiento
11. Puesta en operación

ANEXO F. RESUMEN SIMULACIÓN

Nodos

NODENAME	PRESSURE (psi)	TOT_ADJ_Q (Mmpch)	P_ATM (psi)	SG	VISCOSITY (cp)	HV (btu/cf)	S_HEAT
Punto de Suministro	1200.00	30.84	14.69	0.56099999	0.01076	1009	1.31
Compresión 1	1200.00	0.00	14.69	0.56099999	0.01076	1009	1.31
Arraijan-La Chorrera	1013.01	-816334.94	14.69	0.56099999	0.01076	1009	1.31
Penonomé	874.68	-46426.36	14.69	0.56099999	0.01076	1009	1.31
Aguadulce	797.00	-141160.61	14.69	0.56099999	0.01076	1009	1.31
Santiago	541.79	-70933.49	14.69	0.56099999	0.01076	1009	1.31
Compresión 2	1200.00	0.00	14.69	0.56099999	0.01076	1009	1.31
David	1199.87	-174317.80	14.69	0.56099999	0.01076	1009	1.31
La Concepción	1166.32	-75658.98	14.69	0.56099999	0.01076	1009	1.31
San Vito	1103.73	-88396.41	14.69	0.56099999	0.01076	1009	1.31
Buenos Aires	1007.20	-67842.70	14.69	0.56099999	0.01076	1009	1.31
Perez Zeledon	951.52	-251473.25	14.69	0.56099999	0.01076	1009	1.31
San José	793.95	-1997657.00	14.69	0.56099999	0.01076	1009	1.31
Puntarenas	509.75	-491872.06	14.69	0.56099999	0.01076	1009	1.31
Compresión 3	1200.00	0.00	14.69	0.56099999	0.01076	1009	1.31
Cañas, Liberia - Santa Cruz	1199.89	-271853.59	14.69	0.56099999	0.01076	1009	1.30
Rivas y San Carlos	1102.68	-162362.91	14.69	0.56099999	0.01076	1009	1.31
Managua	966.42	-2001840.88	14.69	0.56099999	0.01076	1009	1.31
León	864.96	-2272059.25	14.69	0.56099999	0.01076	1009	1.31
Choluteca	762.71	-544331.31	14.69	0.56099999	0.01076	1009	1.31
Tegucigalpa	520.56	-1647773.75	14.69	0.56099999	0.01076	1009	1.31
La Paz - Pasaquina	389.87	-907366.38	14.69	0.56099999	0.01076	1009	1.31
Compresión 4	1200.00	0.00	14.69	0.56099999	0.01076	1009	1.31
Intibucá - San Francisco	1137.74	-1233375.13	14.69	0.56099999	0.01076	1009	1.31
Gracias - Sensuntepeque	909.26	-2418559.00	14.69	0.56099999	0.01076	1009	1.31

Ocotepeque - San Salvador1	742.62	-2764974.75	14.69	0.56099999	0.01076	1009	1.31
Chepo	1199.46	-611430.81	14.69	0.56099999	0.01076	1009	1.31
Panamá - Colón	1065.43	-2681808.00	14.69	0.56099999	0.01076	1009	1.30
Santa Rosa	385.48	-568739.50	14.69	0.56099999	0.01076	1009	1.31
Ciudad de Guatemala	284.71	-7172985.00	14.69	0.56099999	0.01076	1009	1.30
Jutiapa	527.11	-415286.34	14.69	0.56099999	0.01076	1009	1.31
Santa Ana	632.93	-940170.44	14.69	0.56099999	0.01076	1009	1.31

Tubería

FROM_NODE	TO_NODE	FLOW (pch)	VEL (p/s)	DP (psi)	FROM_P (psi)	TO_P (psi)	EQUA	SIZE TYPE	DIAM (pul)	ROUG	LEN	L UNIT
Punto de Suministro	Compresión 1	30837004	0	5.8E-05	1200	1200	Panha-A	Em1	0	0	1200	Psi
Arraijan-La Chorrera	Penonomé	26727444	26	138.33	1013.01	874.68	Panha-A	30S	29.25	0.0007	80	Km
Penonomé	Aguadulce	26681018	29	77.68	874.68	797.00	Panha-A	30S	29.25	0.0007	40	Km
Aguadulce	Santiago	26539856	66	255.21	797.00	541.79	Panha-A	24S	23.25	0.0007	35	Km
Santiago	Compresión 2	26468898	0	658.21	541.79	1200.00	Panha-A	Em1	0	0	1200	Psi
David	La Concepción	26294580	20	33.55	1199.87	1166.32	Panha-A	30S	29.25	0.0007	25	Km
La Concepción	San Vito	26218920	21	62.59	1166.32	1103.73	Panha-A	30S	29.25	0.0007	45	Km
San Vito	Buenos Aires	26130524	22	96.53	1103.73	1007.20	Panha-A	30S	29.25	0.0007	65	Km
Buenos Aires	Perez Zeledon	26062682	24	55.68	1007.20	951.52	Panha-A	30S	29.25	0.0007	35	Km
Perez Zeledon	San José	25811208	28	157.57	951.52	793.95	Panha-A	30S	29.25	0.0007	90	Km
San José	Puntarenas	23813552	75	284.20	793.95	509.75	Panha-A	22S	21.25	0.0007	30	Km
Puntarenas	Compresión 3	23321678	0	690.25	509.75	1200.00	Panha-A	Em1	0	0	1200	Psi
Cañas, Liberia - Santa Cruz	Rivas y San Carlos	23049824	18	97.22	1199.89	1102.68	Panha-A	30S	29.25	0.0007	90	Km
Rivas y San Carlos	Managua	22887462	20	136.26	1102.68	966.42	Panha-A	30S	29.25	0.0007	115	Km
Managua	León	20885620	21	101.47	966.42	864.96	Panha-A	30S	29.25	0.0007	90	Km
León	Choluteca	18613562	21	102.25	864.96	762.71	Panha-A	30S	29.25	0.0007	100	Km
Choluteca	Tegucigalpa	18069230	47	242.15	762.71	520.56	Panha-A	24S	23.25	0.0007	65	Km
Tegucigalpa	La Paz - Pasaquina	16421456	56	130.68	520.56	389.87	Panha-A	24S	23.25	0.0007	30	Km

La Paz - Pasaquina	Compresión 4	15514090	0	810.13	389.87	1200.00	Panha-A	Em1	0	0	1200	Psi
Compresión 4	Intibucá - San Francisco	15514090	19	62.26	1200.00	1137.74	Panha-A	24S	23.25	0.0007	40	Km
Intibucá - San Francisco	Gracias - Sensuntepeque	14280715	31	228.47	1137.74	909.26	Panha-A	20S	19.25	0.0007	60	Km
Gracias - Sensuntepeque	Ocotepeque - San Salvador1	11862156	32	166.64	909.26	742.62	Panha-A	20S	19.25	0.0007	50	Km
Compresión 1	Chepo	30837018	35	0.54	1200.00	1199.46	Panha-A	24S	23.25	0.0007	30	Km
Chepo	Panamá - Colón	30225586	26	134.03	1199.46	1065.43	Panha-A	30S	29.25	0.0007	60	Km
Panamá - Colón	Arraijan-La Chorrera	27543778	25	52.41	1065.43	1013.01	Panha-A	30S	29.25	0.0007	30	Km
Compresión 2	David	26468898	19	0.13	1200.00	1199.87	Panha-A	30S	29.25	0.0007	30	Km
Compresión 3	Cañas, Liberia - Santa Cruz	23321678	17	0.11	1200.00	1199.89	Panha-A	30S	29.25	0.0007	30	Km
Santa Rosa	Ciudad de Guatemala	7172985	51	100.77	385.48	284.71	Panha-A	20S	19.25	0.0007	26	Km
Jutiapa	Santa Rosa	7741724.5	41	141.63	527.11	385.48	Panha-A	20S	19.25	0.0007	50	Km
Santa Ana	Jutiapa	8157011	30	105.82	632.93	527.11	Panha-A	20S	19.25	0.0007	45	Km
Ocotepeque - San Salvador1	Santa Ana	9097181	28	109.69	742.62	632.93	Panha-A	20S	19.25	0.0007	45	Km

ANEXO G. RESUMEN ANÁLISIS FINANCIERO

GASODUCTO COLOMBIA - CENTROAMERICA																				
PROYECCIÓN FINANCIERA																				
PERIODO.	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
INGRESOS POR VENTAS DE GAS.	\$ 267,713,092	\$ 314,595,188	\$ 362,632,604	\$ 412,009,969	\$ 462,463,636	\$ 515,849,058	\$ 572,895,508	\$ 631,691,692	\$ 692,278,824	\$ 753,760,050	\$ 777,563,988	\$ 800,769,627	\$ 824,527,451	\$ 849,153,689	\$ 874,279,551	\$ 900,577,689	\$ 927,189,937	\$ 954,053,257	\$ 982,704,535	\$ 1,011,105,052
INGRESOS POR TRANSPORTE DE GAS	\$ 267,713,092	\$ 314,595,188	\$ 362,632,604	\$ 412,009,969	\$ 462,463,636	\$ 515,849,058	\$ 572,895,508	\$ 631,691,692	\$ 692,278,824	\$ 753,760,050	\$ 777,563,988	\$ 800,769,627	\$ 824,527,451	\$ 849,153,689	\$ 874,279,551	\$ 900,577,689	\$ 927,189,937	\$ 954,053,257	\$ 982,704,535	\$ 1,011,105,052
GASTOS AO&M.	\$ 78,758,042	\$ 78,758,042	\$ 78,758,042	\$ 81,624,602	\$ 81,624,602	\$ 81,624,602	\$ 84,491,162	\$ 84,491,162	\$ 84,491,162	\$ 87,357,722	\$ 87,357,722	\$ 87,357,722	\$ 87,357,722	\$ 87,357,722	\$ 87,357,722	\$ 87,357,722	\$ 87,357,722	\$ 87,357,722	\$ 87,357,722	\$ 87,357,722
ACUMULADO EGRESOS TOTALES.	\$ 78,758,042	\$ 78,758,042	\$ 78,758,042	\$ 81,624,602	\$ 81,624,602	\$ 81,624,602	\$ 84,491,162	\$ 84,491,162	\$ 84,491,162	\$ 87,357,722	\$ 87,357,722	\$ 87,357,722	\$ 87,357,722	\$ 87,357,722	\$ 87,357,722	\$ 87,357,722	\$ 87,357,722	\$ 87,357,722	\$ 87,357,722	\$ 87,357,722
SALDO OPERATIVA	\$ 188,955,050	\$ 235,837,146	\$ 283,874,562	\$ 330,385,367	\$ 380,839,033	\$ 434,224,456	\$ 488,404,346	\$ 547,200,530	\$ 607,787,662	\$ 666,402,326	\$ 690,206,266	\$ 713,411,905	\$ 737,169,729	\$ 761,795,967	\$ 786,921,829	\$ 813,219,967	\$ 839,832,214	\$ 866,695,535	\$ 895,346,813	\$ 923,747,330
GASTOS FINANCIEROS	\$ 166,573,259	\$ 155,323,537	\$ 143,122,088	\$ 129,888,397	\$ 115,535,135	\$ 99,967,588	\$ 83,083,025	\$ 64,770,029	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
PROVISION IMP.RENTA	\$ 7,609,809	\$ 27,374,627	\$ 47,855,841	\$ 68,168,970	\$ 90,203,325	\$ 113,647,335	\$ 137,809,249	\$ 164,026,370	\$ 206,647,805	\$ 226,576,792	\$ 234,670,130	\$ 242,560,048	\$ 250,637,708	\$ 259,010,629	\$ 267,553,422	\$ 276,494,789	\$ 285,542,953	\$ 294,676,482	\$ 304,417,916	\$ 314,074,092
SALDO FLUJO	\$ 14,771,982	\$ 53,138,982	\$ 92,896,633	\$ 132,328,000	\$ 175,100,573	\$ 220,609,533	\$ 267,512,071	\$ 318,404,130	\$ 401,139,857	\$ 439,825,537	\$ 455,536,135	\$ 470,851,857	\$ 486,532,021	\$ 502,785,338	\$ 519,368,407	\$ 536,725,178	\$ 554,289,262	\$ 572,019,053	\$ 590,928,896	\$ 609,673,238
TOTAL A INVERTIR EN EL PROYECTO (Capex)	\$ 2,911,924,071																			
TOTAL A INVERTIR EN EL PROYECTO (Capex)	\$ 2,625,268,071	\$ -	\$ -	\$ 95,552,000	\$ -	\$ -	\$ 95,552,000	\$ -	\$ -	\$ 95,552,000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
PORCENTAJE DE FINANCIACION INVERSION	75%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
INVERSIÓN FINANCIADA	1,968,951,053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SALDO PASIVO FINANCIERO	1,968,951,053	1,968,951,053	1,968,951,053	1,968,951,053	1,968,951,053	1,968,951,053	1,968,951,053	1,968,951,053	1,968,951,053	1,968,951,053	1,968,951,053	1,968,951,053	1,968,951,053	1,968,951,053	1,968,951,053	1,968,951,053	1,968,951,053	1,968,951,053	1,968,951,053	1,968,951,053
CAPITALIZACION NECESARIA	656,317,018	0	0	95,552,000	0	0	95,552,000	0	0	95,552,000	0	0	95,552,000	0	0	95,552,000	0	0	95,552,000	0
TASA PROMEDIO COSTO ENTIDADES FINANCIERAS	8%																			
SALDO FLUJO	-656,317,018	\$ 14,771,982	\$ 53,138,982	\$ 92,896,633	\$ 132,328,000	\$ 175,100,573	\$ 220,609,533	\$ 267,512,071	\$ 318,404,130	\$ 401,139,857	\$ 439,825,537	\$ 455,536,135	\$ 470,851,857	\$ 486,532,021	\$ 502,785,338	\$ 519,368,407	\$ 536,725,178	\$ 554,289,262	\$ 572,019,053	\$ 590,928,896
TOTAL A INVERTIR EN EL PROYECTO (Capex)	\$ 2,911,924,071																			
SUMATORIA GASTOS AO&M	\$ 1,695,556,363																			
SUBTOTAL	\$ 4,607,480,434																			
SUMATORIA UTILIDAD VENTA GAS	\$ 2,115,727,298																			