

ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD PARA EL APROVECHAMIENTO ECONÓMICO DE
UN CAMPO MENOR DE GAS NATURAL EN COLOMBIA POR PARTE DE EFIGAS
S.A. E.S.P.

JULIÁN ANDRÉS VÉLEZ DÍEZ¹

Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de magíster en
Gerencia de Proyectos

Asesor: Elkin Arcesio Gómez Salazar, DCEA

UNIVERSIDAD EAFIT
ESCUELA DE ADMINISTRACIÓN
MAESTRÍA EN GERENCIA DE PROYECTOS
2021

¹ julianve@yahoo.com

CONTENIDO

SIGLAS	9
RESUMEN	11
1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	12
2 JUSTIFICACIÓN	14
3 OBJETIVO GENERAL	15
4 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	15
5 MARCO CONCEPTUAL	16
5.1 SOBRE FORMULACIÓN DE PROYECTOS	16
5.2 SOBRE EL PROCESO DE INVESTIGACIÓN	20
5.3 SOBRE EL GAS NATURAL	22
5.4 SOBRE EFIGAS	23
6 METODOLOGÍA	24
6.1 MÉTODO DE INVESTIGACIÓN	24
6.1.1 Muestreo	25
6.1.2 Entrevistas	26
6.2 ESQUEMA METODOLÓGICO	29
6.3 METODOLOGÍA DE LA ONUDI	32
7 DESARROLLO	34
7.1 ESTUDIO DEL ENTORNO	35
7.2 ANÁLISIS SECTORIAL	38
7.3 ENTORNO TECNOLÓGICO	44
7.4 ENTORNO ECONÓMICO	46
7.5 ENTORNO SOCIOCULTURAL	51
7.6 ENTORNO POLÍTICO-LEGAL	53
7.7 ENTORNO AMBIENTAL	56
8 ESTUDIO DE MERCADO	58
8.1 PRODUCTO O SERVICIO	58
8.1.1 Gas natural	58

8.1.2	Producción	60
8.1.3	Transporte	63
8.1.4	Distribución	64
8.1.5	Comercialización	64
8.2	ESQUEMAS DE COMERCIALIZACIÓN	65
8.2.1	Escenario 1. Comercializador único del campo	66
8.2.2	Escenario 2. Asociación con un productor	66
8.2.3	Escenario 3. Productor y Comercializador	66
8.3	OFERTA	67
8.4	DEMANDA	70
8.5	PRECIO	73
9	ESTUDIO TÉCNICO	76
9.1	LOCALIZACIÓN	76
9.2	INGENIERÍA DEL PROYECTO	77
9.2.1	Puesta a punto del sistema de producción	78
9.2.2	Tratamiento del gas	81
9.2.3	Conexión al Sistema Nacional de Transporte	83
9.3	INVERSIONES REQUERIDAS	85
9.3.1	Infraestructura de producción de gas natural	85
9.3.2	Inversiones en personal	88
10	ESTUDIO ORGANIZACIONAL	90
11	ESTUDIO LEGAL	94
11.1	ESQUEMA DE CONTRATACIÓN	96
11.2	REGALÍAS	98
12	ESTUDIO AMBIENTAL	99
13	ESTUDIO FINANCIERO	104
13.1	COSTO PROMEDIO PONDERADO DE CAPITAL (WACC)	105
13.2	DEPRECIACIÓN	109
13.3	FLUJO DE CAJA E INDICADORES FINANCIEROS	110
13.4	APALANCAMIENTO FINANCIERO	112

14	EVALUACIÓN DE RIESGOS.	113
	14.1 IDENTIFICACIÓN Y VALORACIÓN DE RIESGOS	113
	14.2 OCURRENCIA Y FRECUENCIA DE LOS RIESGOS	116
15	CONCLUSIONES	122
	REFERENCIAS	124
	ANEXOS	132

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Esquema metodológico	29
Tabla 2. DOFA	35
Tabla 3. Agenda regulatoria de la CREG 2020	55
Tabla 4. Composición química típica del gas natural	59
Tabla 5. Especificaciones del RUT del gas natural	59
Tabla 6. Ventas de gas natural en 2019 de Efigas	65
Tabla 7. Descripción de los campos de la ronda de Ecopetrol en 2016	68
Tabla 8. Clasificación de campos.	69
Tabla 9. Oferta de gas del proyecto	70
Tabla 10. Proyección de demanda nacional	71
Tabla 11. Conversión de consumo de Efigas a energía	71
Tabla 12. Proyección de demanda del proyecto (MBTUD)	72
Tabla 13. Precio promedio ponderado de gas natural en mercado secundario	73
Tabla 14. Proyección del precio del Henry Hub	74
Tabla 15. Proyección del precio de venta del gas natural	74
Tabla 16. Costos de inversión inicial	87
Tabla 17. Costos de operación y mantenimiento	88
Tabla 18. Personal	89
Tabla 19. Descomposición del salario mínimo mensual legal vigente	90
Tabla 20. Funciones por área para el proyecto	93
Tabla 21. Regulación general	94
Tabla 22. Resumen de la regulación ambiental	100
Tabla 23. Variables del cálculo del WACC	106
Tabla 24. Fuentes de información utilizadas por la CREG para el WACC	107
Tabla 25. Valores de las variables para cálculo del WACC	108
Tabla 26. Períodos de depreciación	109
Tabla 27. Flujo de caja del proyecto en términos corrientes	110
Tabla 28. Flujo de caja del inversionista en términos corrientes	110

Tabla 29. Análisis de situaciones de riesgo	114
Tabla 30. Cálculo del valor esperado del riesgo	114
Tabla 31. Impactos asociados con los riesgos	115
Tabla 32. Matriz de probabilidades en el tiempo	115
Tabla 33. Probabilidades de ocurrencia %	121

LISTA DE GRÁFICAS

Gráfica 1. Curva de demanda y oferta de gas natural	12
Gráfica 2. Origen del gas natural	23
Gráfica 3. Demanda de gas natural en Colombia por sector	40
Gráfica 4. Abastecimiento de gas en Colombia.	41
Gráfica 5. Matriz energética en Colombia	43
Gráfica 6. Crecimiento de los sectores económicos del PIB en 2018 y 2019	47
Gráfica 7. Energía no regulada y consumo de gas en el Eje Cafetero	49
Gráfica 8. Inflación anual del consumidor en el Eje Cafetero	50
Gráfica 9. Objetivo de desarrollo sostenible 7 en Efigas	54
Gráfica 10. Estructura del sector del gas natural en Colombia	54
Gráfica 11. Declaración de producción de gas natural	61
Gráfica 12. Sistema Nacional de Transporte (SNT)	63
Gráfica 13. Oferta de la ronda de campos en 2016 de Ecopetrol	67
Gráfica 14. Proyección de precio del Henry Hub	74
Gráfica 15. Localización del campo Cristalina	77
Gráfica 16. Esquema general de un pozo de producción	78
Gráfica 17. Tubería de acero para conducción de hidrocarburos	79
Gráfica 18. Tanques de hidrocarburos	79
Gráfica 19. Tea o antorcha de gas	80
Gráfica 20. Bomba y reguladores de gas	81
Gráfica 21. Esquema del tratamiento general del gas natural	83
Gráfica 22. Sistema de distribución proyectado y SNT	84
Gráfica 23. Direccionamiento estratégico de Efigas	91
Gráfica 24. Organigrama de Efigas	92
Gráfica 25. Fórmula del cálculo de regalías	98
Gráfica 26. Probabilidad de ocurrencia total de los riesgos	116
Gráfica 27. Impacto real total de los riesgos	117
Gráfica 28. Valor esperado por materialización de los riesgos	117

Gráfica 29. Valor presente neto total de los riesgos . . .	118
Gráfica 30. Variación porcentual por cada riesgo . . .	119
Gráfica 31. Frecuencias de ocurrencia de los riesgos . . .	120

LISTA DE ANEXOS

Anexo 1. Flujo de caja del proyecto en términos corrientes (pesos).	132
Anexo 2. Flujo de caja del inversionista en términos corrientes (pesos)	133

SIGLAS

Sigla	Definición
ACTI	Actividades de investigación y desarrollo, innovación y capacitación
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos
ANLA	Agencia Nacional de Licencias Ambientales
BAUE	Beneficio anual unitario equivalente
BBVA	Banco Bilbao Vizcaya Argentaria
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
BMC	Bolsa Mercantil de Colombia
BP	British Petroleum (antes)
CAS	Corporación Autónoma de Santander
CAUE	Costo anual unitario equivalente
Cepal	Comisión Económica para América Latina y el Caribe
CNO-Gas	Consejo Nacional de Operación de Gas Natural
Conpes	Consejo Nacional de Política Económica y Social
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
CTI	Ciencia, tecnología e innovación
CU	Costo unitario de gas
DANE	Departamento Administrativo Nacional de Estadística
D.B.O.M.	<i>Design, build, operate, maintain</i>
DNP	Departamento Nacional de Planeación
DOFA	Debilidades, oportunidades, fortalezas y amenazas
DTF	Depósito a término fijo
EDS GNV	Estación de servicio de gas natural vehicular
EIA	<i>Energy Information Administration</i>
EOR	<i>Enhanced oil recovery</i> o recuperación mejorada de petróleo
FMI	Fondo Monetario Internacional
GLP	Gas licuado del petróleo

GNL	Gas natural licuado
GPC	Giga pies cúbicos
Ilpes	Instituto Latinoamericano de Planificación Económica y Social
IPC	Índice de precios al consumidor
MBTUD	<i>Mega british thermal units per day</i>
MM m³	Millones de metros cúbicos
MPCD	Mega pies cúbicos por día
OCyT	Observatorio Colombiano de Ciencia y Tecnología
ODS	Objetivos de desarrollo sostenible
Onudi	Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial
PERT	<i>Program evaluation and review technique</i>
Pestel	Político, económico, sociocultural, tecnológico, ecológico y legal
PIB	Producto interno bruto
PP	Producción potencial
PPAA	Procesos permanentes de asignación de áreas
PPII	Proyectos piloto de investigación integral
RBC	Relación entre beneficio y costo
RSE	Responsabilidad social empresarial
RUT	Reglamento único de transporte de gas natural
SNT	Sistema Nacional de Transporte
TGI	Transportadora de Gas Internacional
TIO	Tasa de interés de oportunidad
TIR	Tasa interna de retorno
TRM	Tasa representativa del mercado
Unido	United Nations Industrial Development Organization
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética
USD	<i>United States dollars</i>
VPN	Valor presente neto
WACC	Costo promedio ponderado de capital

RESUMEN

La presente investigación analizó la prefactibilidad para un proyecto de aprovechamiento de un campo menor de gas natural en Colombia, con el propósito de aumentar la rentabilidad de comercialización en Efigas S. A. E. S. P. La idea nació de la oportunidad que ofrece la flexibilidad regulatoria y comercial para estas fuentes de producción y la necesidad de diversificar las fuentes de abastecimiento para atención de la demanda. Para cumplir el objetivo se utilizó la metodología de la Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial (Onudi, 1978; 1982) de formulación de proyectos, que incluye estudios de viabilidad y análisis financiero y de riesgo para la toma de decisiones informada sobre la inversión.

Palabras clave: gas natural, campos menores, gerencia de proyectos, formulación de proyectos, estudios de viabilidad, prefactibilidad.

ABSTRACT

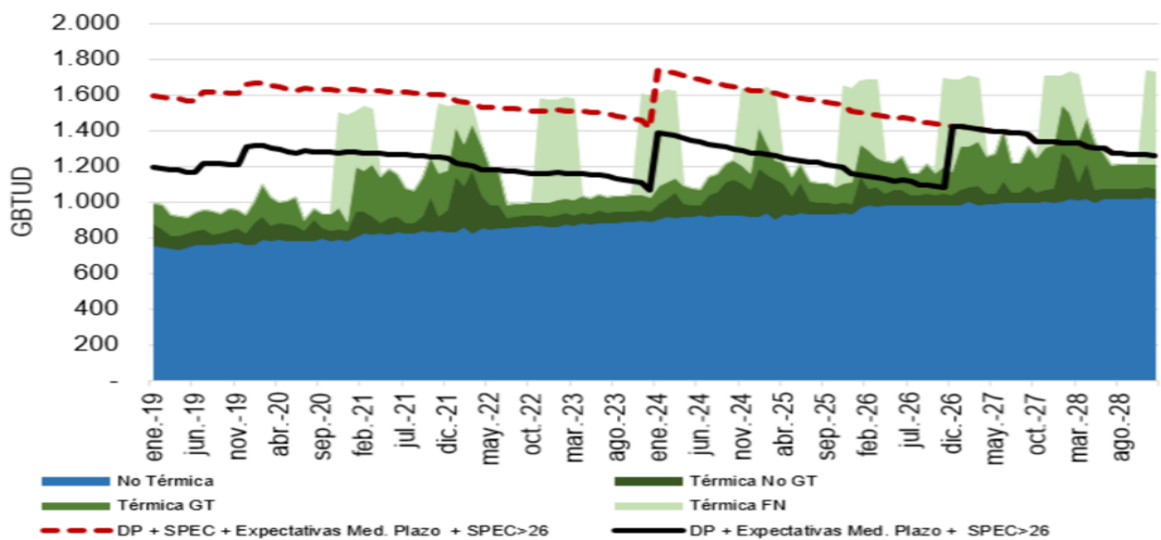
The present investigation analyzes the feasibility for a project to take advantage of a minor natural gas field in Colombia, with the purpose of increasing the profitability of commercialization at Efigas S.A. ESP. The idea is born from the opportunity offered by regulatory and commercial flexibility for these production sources and the need to diversify supply sources to meet demand. To fulfill the objective, the UNIDO (1978; 1982) project formulation methodology is used, which includes feasibility studies, financial and risk analysis for informed investment decision-making.

1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El gas natural en el mundo experimenta en la actualidad el mayor incremento de producción entre todos los combustibles fósiles (un 7% proyectado entre 2018 y 2020), impulsado por el continuo desarrollo de gas de esquisto que se encuentra atrapado en sedimentos de roca (EIA, 2019). Esto ha impulsado el aumento del consumo en todos los sectores, en especial en la industria y la generación de energía eléctrica, que han aprovechado su competitividad para generar reducciones de costo en sus procesos.

En Colombia el escenario de producción mostró unos niveles de reservas probadas de 3.149 giga pies cúbicos en 2019, con una vida útil de 8,1 años, y es indispensable garantizar el suministro ininterrumpido del recurso, ante lo que se cuenta con diversas alternativas de difícil aplicación, dados los recursos financieros limitados y los tiempos de implementación demandados (ANH, 2020). En UPME (2020) se presentó una curva de oferta y demanda de gas con algún déficit a partir de 2024 visible en la gráfica 1, en la que el mejor escenario con incorporación de nuevas corrientes e importación de gas, se aseguraría el abastecimiento en los próximos diez años.

Gráfica 1. Curva de demanda y oferta de gas natural



Fuente: UPME (2020, p. 45)

En esta vía, los estudios realizados, tanto por entes regulatorios como por empresas públicas y privadas, se han basado en el diseño de modelos que permitan priorizar alternativas en torno al aseguramiento del abastecimiento, la disminución de tarifas y la reducción de emisiones en la generación de energía, en lo primordial en la evaluación de fuentes energéticas y la selección de tecnologías para el suministro.

Los estudios en campos menores, objetivo de este proyecto, se revisaron como una de las alternativas de suministro por empresas de todo el sector energético. Los esquemas comunes de aprovechamiento han estado a cargo de consorcios del sector energético con el fin de aprovechar los conocimientos que cada empresa tiene en los componentes de la cadena de valor.

A partir del trabajo realizado en Efigas S. A. E. S. P., distribuidora de gas natural en el Eje Cafetero, se tuvo la posibilidad de acceder a información de base para lograr un acercamiento teórico a un modelo de prefactibilidad que permita evaluar una oportunidad de negocio para asegurar el abastecimiento en el mediano plazo de la demanda, disminuir la dependencia de los grandes productores y comercializadores de gas y generar nuevo conocimiento sobre los campos menores de producción.

2 JUSTIFICACIÓN

La actualidad del gas natural en Colombia tiene varios frentes de trabajo que lo muestran como un sector dinámico, sostenible y con gran prospectiva para el desarrollo económico y social. La exploración y la explotación de nuevos yacimientos se encuentra en actividad constante, se buscan socios para desarrollar campos inactivos, se tienen proyectos de expansión del Sistema Nacional de Transporte (SNT), se planea la construcción de la planta de regasificación del Pacífico, está pendiente la compra de gas a Venezuela y se considera al gas natural un energético de transición a energías más limpias.

Con esta visión del largo plazo, lo que queda es trabajar en algunas limitaciones del presente, como son las restricciones operativas de los gasoductos y la dependencia de pocas fuentes de suministro nacional de gas natural, en las que los oferentes tienen una posición de poder de negociación y establecen condiciones comerciales que encarecen los productos y, por ende, las tarifas al usuario final, lo que resta competitividad.

En la actualidad se buscan opciones para asegurar el abastecimiento de gas natural con nuevas fuentes de suministro y generar mayor rentabilidad por comercialización de gas natural para Efigas S. A. E. S. P. mediante el análisis de la viabilidad de invertir en el aprovechamiento de campos menores (aquellos cuyo potencial de producción es igual o inferior a 30 millones de pies cúbicos por día), que poseen ventajas regulatorias y comerciales frente a los campos mayores del país.

Para lograrlo, se analizó la viabilidad de explotación de un campo menor de gas natural y se estudiaron escenarios de comercialización rentable por medio del desarrollo de una metodología que permita tomar la mejor decisión de inversión para la empresa, además de ayudar a Efigas S. A. E. S. P. a conocer y definir las variables de decisión para desarrollar nuevos negocios, acorde con lo establecido en la planeación estratégica, y ofrecer a la demanda la oportunidad de disfrutar los beneficios del gas natural con mayor competitividad y sostenibilidad en el tiempo.

3 OBJETIVO GENERAL

Evaluar la prefactibilidad de invertir en el aprovechamiento de un campo menor de gas natural en Colombia, con el propósito de aumentar la rentabilidad y contribuir al aseguramiento del abastecimiento de la demanda de Efigas S. A. E. S. P.

4 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Analizar el entorno del sector de gas natural en Colombia.
- Identificar la demanda y la oferta del proyecto y demás variables de mercado.
- Definir los requerimientos técnicos, organizacionales, ambientales y legales necesarios para el desarrollo del proyecto.
- Establecer la estructura financiera y económica del proyecto.
- Analizar los riesgos asociados con el tema de estudio.

5 MARCO CONCEPTUAL

A continuación se exponen los conceptos y las relaciones fundamentales de formulación de proyectos y gas natural, y se presenta a Efigas como empresa objetivo para el desarrollo del estudio.

5.1 SOBRE FORMULACIÓN DE PROYECTOS

El desarrollo teórico sobre formulación de proyectos ha tenido muchos avances y han aparecido herramientas metodológicas cada vez más especializadas para responder a los enfoques de la investigación. Entre ellas se encontraron como relevantes las siguientes:

- **Enfoque de marco lógico:** herramienta para facilitar el proceso de conceptualización, diseño y ejecución de proyectos mediante objetivos (Cepal, 2015). Considera que la ejecución de un proyecto es consecuencia de un conjunto de acontecimientos con relación causal interna.

- **Metodología del BPIN:** el Banco Nacional de Programas y Proyectos de Inversión consolida el registro de los programas y proyectos de inversión que solicitan recursos del presupuesto general de la Nación en Colombia. Lo coordina el Departamento Nacional de Planeación (DNP) y ha diseñado 28 metodologías entre generales y sectoriales para formulación de proyectos (DNP, 2014).

- **Metodología del BID:** el Banco Interamericano de Desarrollo brinda financiamiento al sector público mediante operaciones con garantía soberana. La metodología define las estrategias con el país miembro prestatario, identifica las iniciativas prioritarias, desarrolla un perfil de proyecto, evalúa la elegibilidad y redacta la propuesta de desarrollo de operaciones (BID, 2020).

- **Metodología del Ilpes:** el Instituto Latinoamericano y del Caribe de Planificación Económica Social es un organismo permanente con identidad propia, que forma parte de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (Cepal). Utiliza la base del marco lógico para crear guías de formulación de proyectos del sector público (Cepal, 2019).
- **Caso de negocio:** es una forma de asesoramiento para quienes toman decisiones ejecutivas. Es un argumento sustentado para una propuesta de proyecto, una política o un programa que requiere una inversión de recursos, que a menudo incluye un compromiso financiero (Chaouki, 2008).
- **Plan de negocio:** es una recopilación escrita de las acciones, los recursos empleados y los resultados esperados de un negocio, organizados de tal manera que se anticipe el logro de los objetivos propuestos. Contiene el mapa de ruta en la operación y los indicadores de progreso a través del tiempo (Arias Montoya *et al.*, 2008).
- **Manual para la preparación de proyectos industriales de la Onudi:** tiene un enfoque práctico y su propósito es presentar los diferentes estudios de viabilidad en un contexto similar a fin de hacerlos más comparables (Onudi, 1982).

Al tener en cuenta la cantidad y la calidad de la información necesaria para la realización de la investigación, el nivel del presente proyecto se catalogó como prefactibilidad por el uso de fuentes primarias, como son los cálculos de la oferta y la demanda, la escogencia general de las facilidades requeridas para el procesamiento del gas natural y la experiencia recogida de expertos del sector para analizar las variables de mayor impacto en el aprovechamiento de un campo menor de gas.

Se ubica en el sector secundario de la economía puesto que implica la transformación de materia prima en productos terminados (gas crudo en gas procesado) y también en el sector terciario, por estar orientado a generar servicios para los consumidores (Morales Castro y Morales Castro, 2009).

La referencia para el desarrollo de esta investigación fue la Onudi, agencia especializada que promueve el desarrollo industrial, que diseñó una metodología para la preparación de proyectos como instrumento para mejorar la planificación y la formulación estructurada de las ideas que aportan a la reducción de la pobreza, la globalización inclusiva y la sostenibilidad ambiental.

La estructura de esta metodología se basa en el ciclo de desarrollo de tres fases de un proyecto: preinversión, inversión y operacional, las que, desarrolladas de manera ordenada y completa llevan a cumplir el objetivo de agregar valor con resultados, productos y servicios.

El presente trabajo de grado de maestría se centró en los procesos de preinversión y, en forma específica, en los estudios de viabilidad, que contienen una descripción del proceso de optimización, una justificación de las hipótesis y las soluciones escogidas y una definición del alcance del proyecto (Onudi, 1978).

El resultado que se espera con la aplicación de esta metodología es ofrecer las herramientas necesarias para la toma de decisión de invertir o no en el proyecto de aprovechamiento de un campo menor de gas en Colombia por parte de Efigas S. A. E. S. P., si se toma por proyecto la propuesta de efectuar una inversión para crear, ampliar o desarrollar ciertas instalaciones a fin de aumentar la producción de bienes o servicios en un conglomerado social durante determinado período (Onudi, 1982).

Para que el resultado fuese satisfactorio se analizaron los componentes básicos, los impactos, las limitaciones y los riesgos; se inició con el estudio del entorno, que sirvió para situar la empresa y el proyecto que se evaluó en cuanto a su posible implementación y que fue fundamental para determinar el impacto de las variables controlables y no controlables, así como para definir las distintas opciones mediante las que es posible emprender la inversión. Tan importante como identificar y dimensionar las fuerzas del

entorno que influyen o afectan el comportamiento del proyecto, la empresa o, incluso, el sector industrial al que pertenece es definir las opciones estratégicas de la decisión en un contexto dinámico (Sapag Chain, 2011).

Luego de tener clara la ambientación del proyecto, se elaboraron los estudios específicos que fundamentaron la toma de decisiones. Si se sigue de nuevo lo definido por el autor citado, fueron:

- **Estudio de mercado:** presenta las relaciones entre los agentes económicos del mercado y la forma de interpretar y predecir sus comportamientos.
- **Estudio técnico:** busca determinar si es posible, desde los puntos de vista físico o material, “hacer” un proyecto, por lo general con ayuda de expertos en el área correspondiente.
- **Estudio legal:** se refiere a determinar la inexistencia de trabas legales o la falta de normas internas para la instalación y la operación del proyecto.
- **Estudio ambiental:** busca determinar el impacto sobre las variables del entorno ambiental, como, por ejemplo, contaminación, residuos, paisaje, fauna, flora, etc.
- **Estudio económico:** busca definir, mediante la comparación de los beneficios y los costos estimados, si es rentable la inversión que demanda su implementación.
- **Estudio financiero:** busca identificar con precisión el monto de inversión y los flujos de efectivo que producirá el proyecto (Morales Castro y Morales Castro, 2009).

Una vez finalizados los estudios de viabilidad, se procedió al análisis financiero y de riesgos. El propósito del estudio financiero consiste en elaborar información financiera que proporcione datos acerca de la cantidad de inversión, ingresos, gastos, utilidad de la

operación del proyecto de inversión, nivel de inventarios requeridos, capital de trabajo, depreciaciones, amortizaciones, sueldos, etc., a fin de identificar con precisión el monto de inversión y los flujos de efectivo que producirá el proyecto (Morales Castro y Morales Castro, 2009).

En cuanto al estudio de riesgos, en él se establece que existe una gran cantidad de eventos que están sujetos a que se lleven a cabo o no de la manera prevista en el proceso de formulación del proyecto. Los eventos se pueden presentar en todos los estudios que integran un proyecto de inversión y pueden comprometer su éxito.

5.2 SOBRE EL PROCESO DE INVESTIGACIÓN

A continuación se relacionan los métodos del proceso de investigación científica que en la actualidad se reconocen con frecuencia (Bernal Torres, 2010):

- **Método deductivo:** consiste en tomar conclusiones generales para obtener explicaciones particulares. Inicia con el análisis de postulados y principios de aplicación universal y de comprobada validez, para aplicarlos a soluciones particulares.
- **Método inductivo:** utiliza el razonamiento para obtener conclusiones que parten de hechos particulares aceptados como válidos, para llegar a conclusiones cuya aplicación sea de carácter general. El método se inicia con un estudio individual de los hechos y se formulan conclusiones universales, que se postulan como leyes, principios o fundamentos de una teoría.
- **Método inductivo-deductivo:** este método de inferencia se basa en la lógica y estudia hechos particulares, es deductivo en un sentido (parte de lo general a lo particular) e inductivo en sentido contrario (va de lo particular a lo general).

- **Método hipotético-deductivo:** consiste en un procedimiento que parte de unas aseveraciones en calidad de hipótesis y busca refutarlas o falsearlas con el fin de deducir de ellas conclusiones que deben confrontarse con los hechos.

- **Método analítico:** este proceso cognoscitivo consiste en descomponer un objeto de estudio por medio de la separación cada una de las partes del todo para estudiarlas en forma individual.

- **Método sintético:** integra los componentes dispersos de un objeto de estudio para estudiarlos en su totalidad.

- **Método analítico-sintético:** estudia los hechos, a partir de la descomposición del objeto de estudio en cada una de sus partes, para estudiarlas en forma individual (análisis) y luego se integran para estudiarlas de manera holística e integral (síntesis).

- **Método histórico-comparativo:** procedimiento de investigación y esclarecimiento de los fenómenos culturales que consiste en establecer la semejanza de dichos fenómenos para inferir una conclusión acerca de su parentesco genético, es decir, de su origen común.

- **Método cuantitativo o tradicional:** se fundamenta en la medición de las características de los fenómenos sociales, lo que supone derivar, de un marco conceptual pertinente al problema analizado, una serie de postulados que expresen relaciones entre las variables estudiadas en forma deductiva. Este método tiende a generalizar y a normalizar resultados.

- **Método cualitativo o no tradicional:** se orienta a profundizar casos específicos y no a generalizar. Su preocupación no es, de manera prioritaria, medir, sino cualificar y describir el fenómeno social a partir de rasgos determinantes, según sean percibidos por los elementos mismos que están en la situación estudiada.

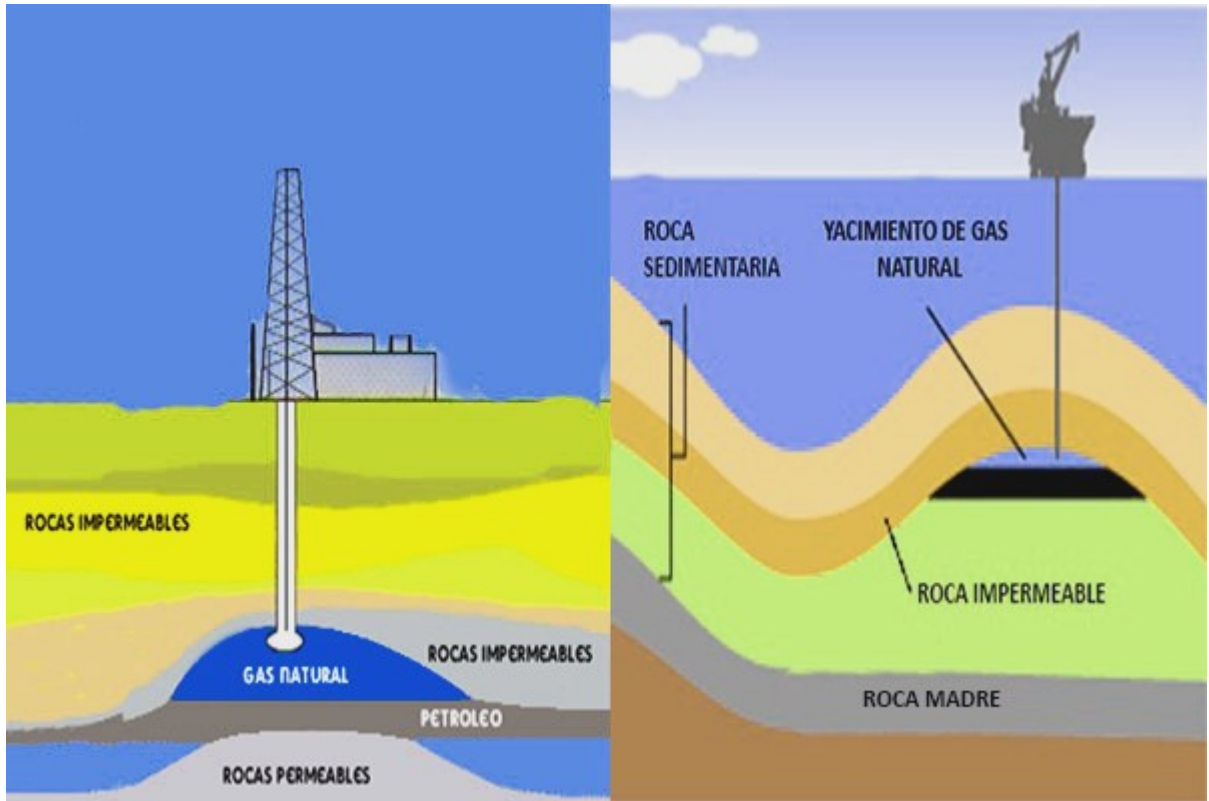
5.3 SOBRE EL GAS NATURAL

Para contextualizar en sus inicios el proyecto desarrollado, a continuación se presentan algunas definiciones generales del servicio de gas natural encontradas en documentos de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (2016):

- **Gas natural o gas:** es una mezcla de hidrocarburos livianos, en lo primordial constituida por metano, que se encuentra en los yacimientos en forma libre o asociada con el petróleo.
- **Campo de producción:** área geográfica delimitada en la que se lleva a cabo la perforación de pozos para la explotación de yacimientos de hidrocarburos.
- **Campo menor:** campo productor de hidrocarburos cuyo potencial de producción (PP) es igual o inferior a 30 millones de pies cúbicos diarios (MPCD).
- **Potencial de producción de gas natural de un campo determinado (PP):** pronóstico de las cantidades de gas natural que pueden producirse en el día en promedio mensual en cada campo o puestas en un punto de entrada al SNT para atender los requerimientos de la demanda, una vez descontadas las cantidades de gas natural requeridas para la operación.

El gas natural se encuentra, al igual que el petróleo, en yacimientos en el subsuelo y su origen se puede observar en la gráfica 2. Puede estar asociado (gas mezclado con crudo) o libre. Las propiedades del gas, tales como composición, gravedad específica, peso molecular promedio y poder calorífico, varían de un yacimiento a otro. Si el contenido de hidrocarburos de orden superior al metano es alto, se le denomina gas rico, y de lo contrario se conoce como gas seco. Las principales impurezas que puede contener la mezcla son vapor de agua, gas carbónico, nitrógeno, sulfuro de hidrógeno y helio, entre otros (Ecopetrol, 2016).

Gráfica 2. Origen del gas natural



Fuente: Calderas Gas (2018)

5.4 SOBRE EFIGAS

Efigas es una empresa colombiana con presencia en tres departamentos del país: Caldas, Quindío y Risaralda. Por 22 años se ha dedicado, en lo fundamental, al negocio de la distribución y la comercialización de gas natural para llevar soluciones energéticas a los hogares colombianos, a la industria y al comercio.

La prestación de un servicio confiable y seguro con los más altos estándares de calidad la ha hecho merecedora del reconocimiento como una de las mejores empresas de servicios públicos de la región del Eje Cafetero.

Su historia comenzó en 1995, con la política nacional de masificación del gas natural cuando el Ministerio de Minas y Energía otorgó concesiones exclusivas para la prestación del servicio público en diferentes zonas del país, proceso en el que se crearon las empresas Gases del Quindío, Gas de Risaralda y Gas Natural del Centro para la prestación del servicio en los correspondientes departamentos.

En diciembre de 1997, las tres empresas iniciaron el suministro de gas natural a los primeros usuarios en los municipios de Balboa, La Tebaida y Villamaría. En marzo de 2009, los accionistas dieron paso a la fusión de las tres empresas mediante la creación de una nueva compañía fortalecida, conocida como Efigas, la cual a la fecha brinda calidad de vida en 32 poblaciones del Eje Cafetero (Efigas, 2020c).



Su misión es contribuir al mejoramiento de la calidad de vida y competitividad de nuestros clientes, y al desarrollo sostenible de las comunidades donde operamos, con un modelo integral de negocios asociado a energía, servicios y financiación, orientado por la excelencia en la gestión (Efigas, 2019).

6 METODOLOGÍA

Para cumplir el propósito de la investigación se utilizaron diferentes técnicas de recolección y análisis de información, que permitieron de manera sistemática abordar los temas de formulación de proyectos, investigación y estudios de viabilidad. En este apartado se describen los aspectos operativos requeridos para el estudio.

6.1 MÉTODO DE INVESTIGACIÓN

El método utilizado fue analítico, debido a la descomposición efectuada del proyecto de aprovechamiento del campo menor como objeto de estudio. Fue una investigación

cualitativa en cuanto reunió la experiencia de expertos en el sector de gas natural para describir los rasgos determinantes del proyecto y profundizar en los escenarios por evaluar, con el fin de permitir conceptuar sobre la realidad con base en información confiable. Fue también cuantitativa por los cálculos y las proyecciones sobre las variables del estudio de mercado y su relación con la capacidad de generación de ingresos y costos. Por último, fue descriptiva por identificar características, hechos y situaciones particulares del objeto de estudio, sin buscar dar explicación a un fenómeno.

Se utilizaron fuentes de recolección de información primarias, como la comunicación directa con expertos en el tema de estudio, y secundarias, con la utilización de libros, revistas, documentos y medios de interés para soportar los análisis realizados.

Las técnicas empleadas y que de mejor modo se adecuaron al objetivo general, al tomar como base lo descrito por Bernal Torres (2010), fueron:

- **Entrevista:** contacto directo con personas del sector y experiencia en proyectos similares de interés para el estudio. Se utilizó un cuestionario flexible, que permitió obtener información abierta útil para desarrollar los objetivos.
- **Análisis de documentos:** se utilizó para analizar material impreso y digital disponible sobre el sector del gas natural, los campos de producción en Colombia y las variables de entorno.
- **Internet:** fuente de información actualizada con opiniones, artículos y páginas oficiales de instituciones relacionadas con los temas de estudio.

6.1.1 Muestreo

La muestra escogida fue de tipo no probabilístico o también llamada dirigida y por conveniencia (Hernández Sampieri *et al.*, 2014), debido a que las características

específicas del campo menor de gas natural estudiado no permitieron que las conclusiones se generalizasen a toda la población de campos existentes, por no ser un estudio estadísticamente representativo. Una desventaja de esta modalidad es que no se puede calcular el nivel de confianza de la estimación y como ventaja se tuvo la posibilidad de identificar el relacionamiento de las variables para ser investigadas si se requiere evaluar con posterioridad un objeto similar.

Al tener acceso a documentación específica sobre el campo de gas de estudio y la participación de expertos de empresas relacionadas con el sector, se logró tener una información concluyente sobre las variables que afectan el proyecto y su incidencia en la toma de una decisión de inversión.

6.1.2 Entrevistas

El estudio se llevó a cabo con la aplicación de entrevistas semiestructuradas y abiertas, fundamentadas en una guía general de contenido, que permitió un relativo grado de flexibilidad en formato, orden y términos usados y ayudó a manejar la recolección de información sobre la experiencia específica de los participantes.

Por ser un tema tan complejo, que recoge conocimientos de una cadena completa de valor, como es la del gas natural, se utilizó una entrevista con características cualitativas. Se inició con preguntas generales sobre el mercado de gas y las posibilidades comerciales de los campos menores, para luego profundizar con la solicitud de ejemplos y experiencias específicos usados.

Se acudió a un grupo de enfoque, definido como la reunión de grupos pequeños o medianos de tres a diez personas para conversar sobre un tema (Hernández Sampieri *et al.*, 2014). Los seleccionados fueron profesionales del sector de gas natural con experiencia en procesos de planeación, ejecución de procesos de comercialización de gas natural y formulación de proyectos de abastecimiento de gas natural.

A continuación se relacionan los participantes en el estudio:

- Directora de Comercialización de Gas de Efigas. Gestión en negociaciones de gas.
- Jefe de Operación y Mantenimiento de Efigas. Experto en gas natural.
- Directora de Comercialización de Gases del Caribe. Administra campos menores.
- Profesional del Departamento de Desarrollo de Negocios de Gas de Ecopetrol. Gestión de campos menores para su comercialización.

Los cuestionamientos comerciales planteados que sirvieron de base para las entrevistas fueron:

1. ¿Cuál es el clima en el sector frente a proyectos de campos menores?
2. ¿Cómo cabría el proyecto en la visión de la empresa?
3. ¿Cuál tipo de participación tuvo en proyectos similares?
4. ¿Cuáles variables principales se deben tener en cuenta para la formulación del proyecto?
5. ¿Cuáles esquemas comerciales se podrían evaluar?
6. ¿Cuál tipo de socios o aliados se encuentran para estos proyectos?
7. ¿Se espera mucha competencia por los campos que salgan a subasta?

8. ¿Cuál tipo de riesgos ve en el proyecto y cómo impactan?
9. ¿Frente a la oferta de otras fuentes se puede esperar buen margen y competitividad?
10. ¿Cuál tipo de contratos de comercialización sería más adecuado utilizar?
11. Según los tipos de demanda, ¿hacia dónde debería apuntar la oferta de que se disponga?

En cuanto a los cuestionamientos a expertos técnicos, se tuvieron:

12. ¿Cuáles inversiones sería necesario efectuar para un campo que ya fue productivo?
13. ¿Cuáles gastos tendría que aumentar la empresa por operación y mantenimiento?
14. En suministros, ¿qué se requiere nuevo o para aumentar de lo existente?
15. ¿Cuál tipo de variables es importante cuidar en la contratación con el aliado?
16. ¿Cuál personal técnico se requiere para el proyecto y cuáles es el tipo de gastos relacionados?
17. ¿Cuál proceso de auditoría o interventoría sería más factible de usar?
18. ¿Se pueden crear unidades constructivas para el tratamiento de inversiones?

El análisis de los datos cualitativos recogidos sucedió, en la práctica, en paralelo con la utilización de las técnicas de recolección y no cumplió una uniformidad estricta, sino que se le fue dando estructura según el contexto, con la mira de buscar como resultado la síntesis y la aplicación al objeto de estudio (Hernández Sampieri *et al.*, 2014).

En cuanto a los datos cuantitativos, se utilizaron datos históricos y proyecciones para aplicarlos a las variables de mercado como precio, demanda y oferta.

6.2 ESQUEMA METODOLÓGICO

A continuación se presenta el esquema metodológico empleado para llevar a cabo la recolección, el procesamiento y el análisis de información necesaria para el estudio:

Tabla 1. Esquema metodológico

Tema	Descripción
Estudio del entorno	Se inició con una descripción del entorno del proyecto mediante la utilización de la herramienta DOFA (debilidades, oportunidades, fortalezas y amenazas), con conclusiones propias basadas en el conocimiento propio y el análisis de documentos del sector
Análisis sectorial	Con un análisis documental de información del Ministerio de Minas y Energía, la Agencia Nacional de Hidrocarburos, la Unidad de Planeación Minero Energética e indicadores presentados por Naturgas se presentó un resumen del estado actual del sector en Colombia, con cifras que permitieron entender la matriz energética del país, los puntos de vista sobre el futuro del gas natural, las ventajas, las desventajas y los temas principales para su desarrollo.
Entorno tecnológico	Con cifras del Observatorio de Ciencia y Tecnología, conclusiones de la Misión de Sabios promovida por el Gobierno nacional y conceptos de expertos se pudo comprender la magnitud y fuerza que se le está dando al sector a partir de la inversión para convertirlo en una base de desarrollo para el país. El estudio de costos efectuado por la UPME presenta información de la estandarización de tecnologías en el sector.

Entorno económico	Un análisis de las cifras y los indicadores de crecimiento nacional, al igual que las estadísticas y las proyecciones de entidades reconocidas, como el Banco de la República, BBVA y Ministerio de Hacienda y Crédito Público, señalan los puntos clave de la economía en el país y la región en la que se desarrolla el proyecto.
Entorno sociocultural	Estadísticas del DANE sobre las poblaciones en las que se desarrolla el proyecto dieron cuenta del tamaño del entorno afectado y los requerimientos sociales que se deben abordar en su ejecución.
Entorno político-legal	Un estudio de los documentos del direccionamiento estratégico de la empresa mostró la afinidad que tiene el proyecto con el Plan Nacional de Desarrollo y los objetivos de desarrollo sostenible. Además, la estructura sólida de funcionamiento del sector y su visión normativa hacia el futuro.
Entorno ambiental	Estadísticas analizadas de emisiones realizadas en el sector y conclusiones surgidas de la agenda de desarrollo sostenible de las Naciones Unidas ofrecieron un panorama de lo que como sociedad se espera de los proyectos de energía.
Estudio de mercado	<p>El estudio inició con una descripción del producto principal del proyecto, que es el gas natural, y también de su cadena de valor; mediante utilización de información de la Comisión de Regulación de Energía y Gas y del Ministerio de Minas y Energía se establecieron los requerimientos que debe cumplir para poder ser distribuido. Se acudió a las conclusiones de la encuesta aplicada a expertos, se establecieron escenarios para los esquemas de comercialización que de mejor manera se adaptan al proyecto y se definieron algunos de los supuestos empleados para definir el alcance.</p> <p>En cuanto a la oferta, se escogió el campo menor de estudio basado en lo referente a características que debe cumplir para poder ser aprovechado, en el sentido comercial, por Efigas y se proyectó un</p>

	<p>escenario medio de producción de diez años con base en información disponible para que pudiera ser sensibilizado.</p> <p>La proyección de la demanda para el proyecto se calculó a partir de información actual de consumo en Efigas y por medio del uso en el futuro, como variable, de la tasa promedio de crecimiento proyectada por la Unidad de Planeación Minero Energética.</p> <p>La formación del precio se obtuvo con base en los históricos presentados en el mercado secundario de gas en los últimos tres años y para la proyección se utilizó el indicador de precio internacional Henry Hub.</p>
Estudio técnico	<p>Se hizo un estudio de localización y descripción del proceso con fundamento en información técnica tomada de resoluciones de la Agencia Nacional de Licencias Ambientales y de Ecopetrol y de un desarrollo propio de cómo sería la ingeniería, con base en los resultados del estudio de mercado. También se descompusieron las inversiones en facilidades, equipos y personal necesarios para la ejecución del proyecto.</p>
Estudio organizacional	<p>Con un estudio documental del direccionamiento estratégico de la empresa, el conocimiento propio de la estructura empresarial y los requerimientos funcionales, se desarrolló un esquema organizacional para el funcionamiento del proyecto en Efigas.</p>
Estudio legal	<p>A partir del estudio de la regulación y la normatividad del sector de servicios públicos y luego, en forma más específica, del gas natural como objeto de estudio, se relacionaron los lineamientos que deben tenerse en cuenta para el desarrollo del proyecto. Se describieron los posibles esquemas de contratación y de regalías que aplicarían con información tomada de la Comisión de Regulación de Energía y Gas y la Agencia Nacional de Hidrocarburos.</p>

Estudio ambiental	Se elaboró una relación de la regulación ambiental aplicable al proyecto y una caracterización del ambiente del campo de producción escogido, con base en documentos de la Agencia Nacional de Licencias Ambientales.
Estudio financiero	Se reunieron las conclusiones de los estudios anteriores y se diseñaron los flujos de caja para los escenarios estudiados. Se presentan indicadores de WACC, apalancamiento, tasa interna de retorno, valor presente neto, tasa de interés de oportunidad, costos anuales equivalentes y relación entre beneficio y costo.
Evaluación de riesgo	Mediante la herramienta Pestel se identificaron y se clasificaron los riesgos que pueden afectar el proyecto, se calculó su valor esperado y se aplica una modelación PERT para establecer conclusiones sobre el manejo de este aspecto del proyecto. Se sensibilizaron los resultados para relacionar una función de riesgos con ayuda de la herramienta @Risk.

Fuente: elaboración propia

6.3 METODOLOGÍA DE LA ONUDI

La metodología escogida para desarrollar este estudio fue la propuesta por la Onudi (1978; 1982), debido al énfasis que ofrece en el proceso de planeación y su aplicación directa y comprobada en los emprendimientos de tipo industrial, que incluyen componentes humanos, técnicos, ambientales, sociales y económicos particulares y permiten explicar los supuestos en su mayoría operativos. Además, es un estándar con reconocimiento internacional, regulado, acertado y confiable, que permite evaluar proyectos en forma organizada.

El manual Onudi (1978), creado para la evaluación de proyectos industriales, explica su uso, en lo primordial sobre la rentabilidad de un proyecto desde el punto de vista de la

empresa y del país en su conjunto, y proporciona un procedimiento paulatino para evaluar la repercusión financiera y económica de una propuesta de inversión.

La idea fue utilizar como referencia los tipos de estudios de viabilidad propuestos en esta metodología para lograr responder sobre la prefactibilidad del proyecto de aprovechamiento comercial de un campo menor de gas por parte de Efigas.

Para obtener la información primaria y secundaria requerida, se inició con un análisis documental en lo referente a mercado mayorista, tecnología, regulación y sector del gas en Colombia, se participó en reuniones y conferencias en temas de abastecimiento de gas y se aplicaron entrevistas abiertas con expertos que aportaron claridad sobre estructuras de negocio, proyecciones, infraestructura, políticas y variables que contribuyeron a resolver el cuestionamiento de la investigación.

En el estudio de mercado se concluyó sobre el modelo de negocio que de mejor modo se adaptó a la empresa y permitió cumplir el objetivo de la investigación. Se caracterizaron el producto, entendido como el gas natural que se comercializa y la cadena necesaria para entregarlo al usuario final, la oferta, calculada como una proyección de la capacidad de producción estimada de un campo menor en diferentes escenarios de participación de la empresa, y la demanda, con el uso de datos históricos y crecimiento esperado del consumo para los mercados de influencia. Se detallaron los escenarios de precios del producto para el futuro y el canal de distribución.

El estudio técnico definió un acercamiento teórico sobre las inversiones en equipos y facilidades requeridas para la producción de gas natural, con base en análisis documental y entrevista con un experto en operación y mantenimiento de gas.

En el estudio legal se analizó el impacto de las normas principales que afectan el proyecto, con inclusión de políticas del sector e internas y la regulación tarifaria.

El estudio administrativo analizó la capacidad operativa actual de Efigas y los requerimientos marginales del proyecto; la información se recogió de la documentación interna relacionada con la estructura organizacional y los recursos documentales disponibles.

En el estudio económico se trabajó sobre los beneficios y los costos del proyecto y por medio de la valoración de los ingresos por ventas de gas se estimaron las inversiones que se requieren para la implementación, con fundamento en precios actuales y proyecciones de variables macroeconómicas.

El estudio ambiental incluyó la descripción de los impactos del proyecto en los recursos físicos presentes por lo general en los proyectos de la cadena de gas natural. La base fueron estudios medioambientales de proyectos de hidrocarburos ya existentes y resoluciones de las autoridades ambientales entregadas al complejo de producción.

La parte final de los estudios enfatizó en los análisis financieros y de riesgos del proyecto, en los que se construyeron y sensibilizaron los flujos de caja, y se diseñó un modelo con indicadores que sirvieron para la toma de decisiones de inversión.

7 DESARROLLO

En este capítulo se despliega la metodología de la Onudi para la formulación de proyectos y los estudios necesarios para establecer una prefactibilidad de éxito en su ejecución y su operación. Se hizo énfasis en el proceso de planeación, con el fin de evaluar en forma organizada las variables que incidieron en la toma de decisión sobre la conveniencia de la inversión.

7.1 ESTUDIO DEL ENTORNO

El entorno indica las varias situaciones que afectan en forma directa o indirecta la decisión sobre la viabilidad del proyecto y que deben tenerse en cuenta, puesto que pueden convertirse en algún momento en un riesgo del negocio. Se utilizó para ello un análisis DOFA, que incluyó debilidades, oportunidades, fortalezas y amenazas. Las conclusiones fueron las siguientes:

Tabla 2. DOFA

Situación	Descripción	Categoría en la DOFA
Oposición de la comunidad	Los proyectos del sector de hidrocarburos se ven por algunas comunidades como negativos para su salud, su ambiente, su economía y su desarrollo	Amenaza
Manejo de máquinas y equipos	La experiencia de la empresa en el manejo de maquinaria y equipos de gas es una fortaleza, así como las alianzas con proveedores y contratistas, que son sólidas	Fortaleza
Competencia en participación de campos menores	Existen más empresas en búsqueda de oportunidades de negocio similares, por lo que se requiere competir por la participación en un campo menor	Amenaza
Cambios negativos en la regulación tarifaria	Los esquemas tarifarios se revisan con periodicidad (cada cinco años en teoría) y pueden traer mayores cargas económicas u operativas a las empresas del sector o a los usuarios	Amenaza
Cambios positivos en la	La actualización de esquemas tarifarios puede traer beneficios a las empresas del sector (por ejemplo:	Oportunidad

regulación tarifaria	cambio de esquema de transporte de tramos a estampilla nacional)	
Buena calidad del producto	Si los productos encontrados son de buena calidad, su tratamiento puede reducir en costos o encontrar subproductos que aumenten las opciones de ingresos	Oportunidad
Prioridades en planeación estratégica	La empresa Efigas tiene una planeación estratégica adecuada para el desarrollo de proyectos y nuevos negocios. La prioridad actual da cabida a este tipo de propuestas	Fortaleza
Existencia de áreas de responsabilidad social empresarial (RSE) y ambiental	Las áreas de RSE y ambiental dan fortaleza a la ejecución de los planes sociales, consultas, previas, mantenimiento de licencias, etc.	Fortaleza
Limitación en integración vertical	La legislación nacional limita la integración vertical en la cadena del gas natural, por lo que se requiere una figura de alianza para participar en la producción del campo de gas	Amenaza
Fenómeno de El Niño	En épocas de sequía en el país, conocidas como fenómeno de El Niño, se generan oportunidades de mayores márgenes en negociaciones con plantas térmicas que generen con gas natural	Oportunidad
Fuentes de financiación	La solidez financiera de la empresa le permite acceder con relativa facilidad al apalancamiento con instituciones financieras o con socios estratégicos	Fortaleza

Desarrollo de otros energéticos	Las nuevas tecnologías para cubrir las demandas energéticas en el mundo pueden traer la Amenaza obsolescencia en el uso de hidrocarburos	
Estudios existentes de campos menores disponibles para explotación	Los campos que salen a rondas de negociación ya cuentan con estudios técnicos y proyecciones de producción de mayor exactitud	Oportunidad
El gas natural como energético de transición	La matriz energética del país se encuentra en transformación para reducir el uso de hidrocarburos y aumentar las energías renovables. El gas se considera energético de transición, por lo que se tiene buena prospectiva para su uso	Oportunidad
Múltiples campos menores para explorar	Ecopetrol y la ANH preparan la "liga B" de campos, que son prospectos de petróleo y gas que por su tamaño les permitirán a empresas medianas participar en su explotación	Oportunidad
Disponibilidad de capacidad en el Sistema Nacional de Transporte	La empresa transportadora TGI tiene en la actualidad capacidad de transporte para la venta en toda la ruta de muchos de los campos menores disponibles	Oportunidad
Múltiples aliados con experiencia	La historia del gas en el país y la trayectoria de Efigas permiten contar con empresas de la cadena: contratistas y proveedores con experiencia para suscribir alianzas	Fortaleza

Decisiones internas complejas	Efigas cuenta como su principal accionista a Gases del Caribe, que pertenece al Grupo Promigas. Los protocolos de decisión sobre proyectos pueden ser complejos	Debilidad
Recursos limitados para inversión	La empresa se encuentra en estudio de varios proyectos a la vez, por lo que se compite por recursos y prioridad	Debilidad
Contratos de gas de diferentes plazos	La contratación de suministro y transporte se efectúa tanto en el corto como en el largo plazo, por lo que se abren ventanas de manera permanente para introducir el gas disponible del campo menor	Fortaleza

Fuente: elaboración propia

7.2 ANÁLISIS SECTORIAL

Es la base fundamental del proyecto, puesto que establece las variables internas y externas que afectan a Efigas y al sector de hidrocarburos en Colombia y que permiten desarrollar el proyecto para aprovechar una oportunidad y una fortaleza. En términos genéricos, el entorno es el conjunto de factores económicos, políticos y socioculturales que ejercen una determinada influencia con respecto a un ente específico, que puede ser el individuo o la familia, la empresa o un sector económico, la región o la nación (Zarur Ramos, 2004).

El Ministerio de Minas y Energía (s.f.) identificó el principio del sector para la década de los cincuenta en Colombia, cuando hubo algunos usos esporádicos y aislados del gas natural, pero fue a mediados de los años setenta cuando comenzó su verdadero desarrollo gracias al gas descubierto en La Guajira y que entró en funcionamiento en 1977.

Luego de un largo período de bajo crecimiento, en 1986 se inició el programa “Gas para el cambio”, que permitió ampliar el consumo de gas en las ciudades, hacer la interconexión nacional y tener nuevos hallazgos.

En 1993, el Gobierno Nacional decidió que Ecopetrol liderara la interconexión nacional, para lo que dos años después comenzaron las conexiones entre los principales yacimientos y los centros de consumo, mediante la construcción de más de 2.000 km de gasoductos que pasaron por el Departamento de La Guajira, el centro y suroccidente del país y los Llanos Orientales.

Durante los años noventa, el Gobierno Nacional definió, en los documentos Conpes, denominados el Plan de Gas y el Programa para la Masificación del Consumo de Gas, las acciones necesarias para promover una matriz de consumo de energía más eficiente y conveniente para el país, mediante la sustitución de recursos energéticos de alto costo por gas natural y GLP (gas propano) en los sectores industrial, comercial, residencial y termoeléctrico.

Con posterioridad, en el año 1994 se expidió la ley 142 (Congreso de Colombia, 1994), que definió el marco legal para la prestación de los servicios públicos domiciliarios, ámbito en el que se definió el gas combustible (gas natural y GLP) como un servicio público y se creó la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) como la entidad encargada de desarrollar el marco regulatorio y normativo para las actividades asociadas con el transporte, la distribución y la comercialización del gas natural.

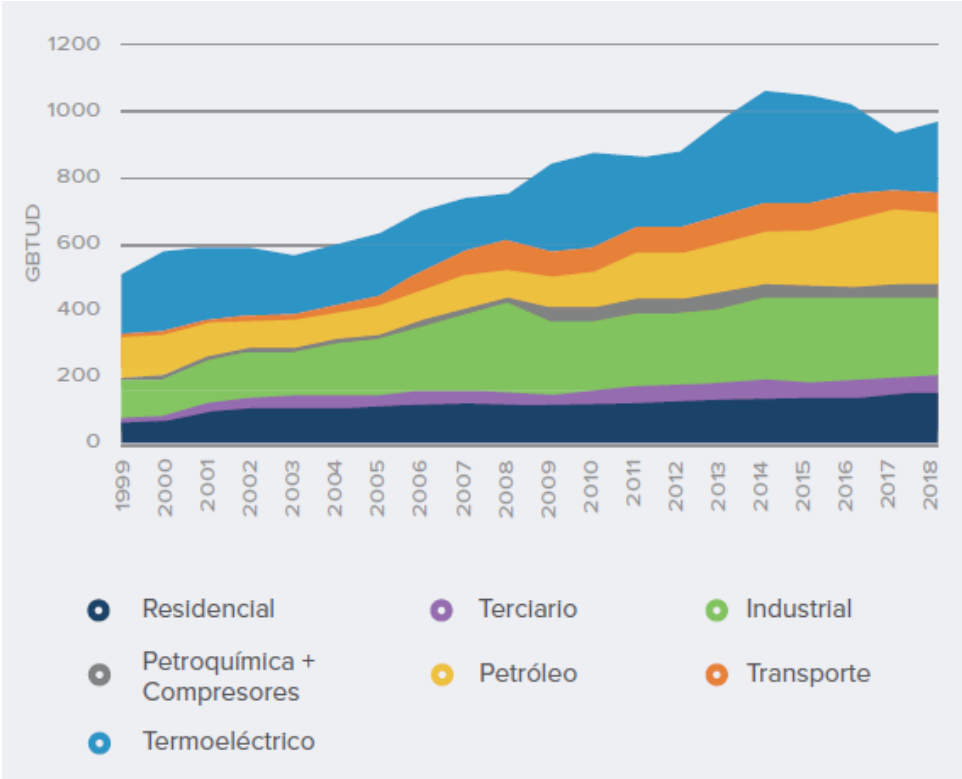
Entre 1997 y 1998 se otorgaron concesiones de áreas de distribución exclusiva de gas para extender la cobertura del servicio en los departamentos de Quindío, Caldas, Risaralda, Valle y Tolima.

El Gobierno Nacional, interesado en promover el desarrollo de este energético en todo el país y de masificar su uso, estableció en el 2003 las “Estrategias para la dinamización y

consolidación del gas natural en Colombia”, en las que se formularon algunas estrategias y recomendaciones para lograr el mencionado objetivo.

Todas estas estrategias han rendido sus frutos y la madurez del sector muestra un crecimiento considerable de la demanda en todos los sectores, que se puede ver en la gráfica 3.

Gráfica 3. Demanda de gas natural en Colombia por sector



Fuente: Naturgas (2020b, p. 23)

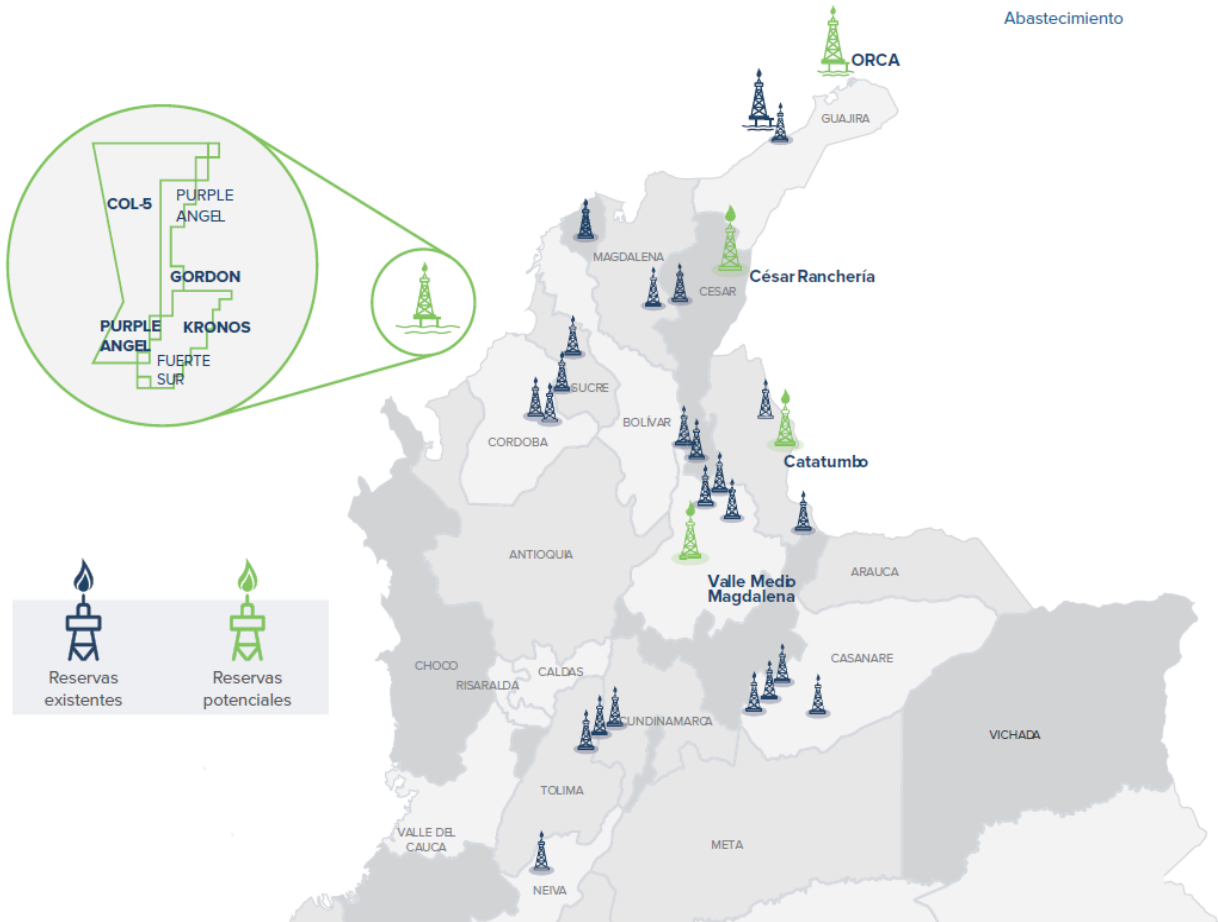
Además, durante 2019 la producción de gas llegó a los 391 giga pies cúbicos, un 1,3% más que en 2018, cuando esta cifra alcanzó los 386 giga pies cúbicos. (ANH, 2020).

Se tiene un potencial de entre 7 y 30 tera pies cúbicos en el mar Caribe; de entre 4 y 24 teras en yacimientos no convencionales en el valle medio del Magdalena, Cesar y

Catatumbo, y de entre 3 y 10 teras en el Piedemonte (Naturgas, 2020). Estas reservas se clasifican como existentes si se encuentran probadas y en disposición comercial, y potenciales si requieren mayores estudios para conocer las cantidades disponibles y su viabilización comercial.

Los principales pozos productores se pueden identificar en la gráfica 4, presentada a continuación:

Gráfica 4. Abastecimiento de gas en Colombia



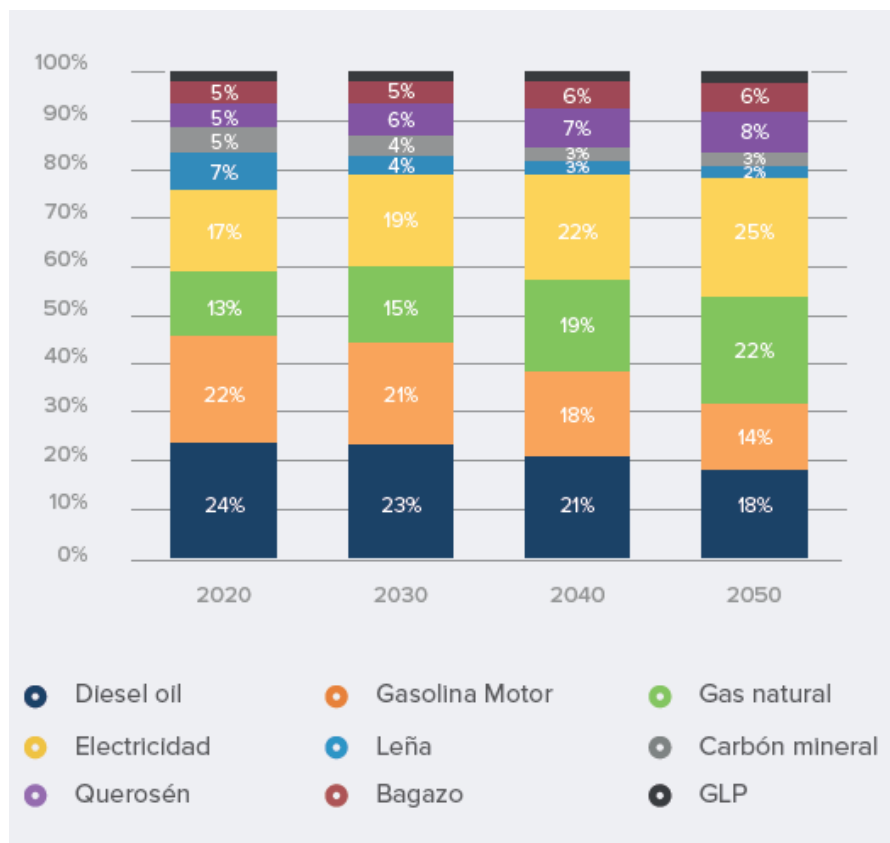
Fuente: Naturgas (2020, p. 11)

Por su parte, la proyección global de energía señala puntos importantes a favor del gas natural para el futuro (bp, 2019):

- La transición a un sistema de bajo carbono continúa, con la energía renovable y el gas natural en aumento en importancia relativa frente al petróleo y el carbón.
- En el escenario de base, las renovables y el gas natural representan casi el 85% del crecimiento en energía primaria, con un incremento en su importancia relativa frente a todas las demás fuentes de energía.
- El consumo de gas natural, con un promedio anual del 1,7%, crece mucho más rápido que el petróleo o el carbón, sobrepasando al carbón para convertirse en la segunda fuente de energía más grande y convergiendo al final hacia el petróleo.
- La producción global de gas es liderada por los Estados Unidos y el medio oriente (Catar e Irán), que juntos representan casi el 50% del crecimiento en producción de gas según el informe.

Para el caso de Colombia, su matriz energética está proyectada con un crecimiento fuerte de la energía eléctrica y mayor aporte del gas natural, lo que desplaza participación del carbón mineral, la gasolina de motor y el diésel. (Naturgas, 2020). La gráfica 5 muestra la participación proyectada de cada energético:

Gráfica 5. Matriz energética en Colombia



Fuente: Naturgas (2020, p. 8)

La demanda de electricidad y gas natural superaría la de los combustibles líquidos. Actualmente, 48% de los energéticos que consume el país es de combustibles líquidos, mientras que el gas natural y la energía eléctrica representan 30%. Según las proyecciones, en 2050 se invertiría esta participación: la demanda de gas y energía eléctrica sería de 46%, mientras que la de combustibles líquidos sería de 36% (UPME, 2020).

Otros conclusiones sobre la proyección del gas natural en Colombia que muestran la importancia dicho combustible en la estructura energética del país son (UPME, 2019b):

Del lado de la demanda, la evolución del sector eléctrico se da con una expansión con gas natural, mayor participación de renovables y la desaceleración del uso de carbón. Los problemas en calidad de aire empiezan a requerir mayores esfuerzos en el uso de energías limpias, se necesita el gas para la recuperación mejorada de petróleo (EOR en inglés) y la calidad de combustibles está como foco de estudio.

Desde el punto de vista de oferta, hay perspectivas de desarrollo de recursos existentes en el corto plazo que se deben concretar; las opciones de mediano y largo plazo, como los procesos permanentes de asignación de áreas (PPAA), la exploración costa afuera (*offshore* en inglés) y los yacimientos no convencionales están en marcha, así como una nueva infraestructura de regasificación en el Pacífico.

Para el desarrollo de mercado e infraestructura de transporte, las obras del plan de abastecimiento, junto con las actualizaciones metodológicas tarifarias que se estudian en la CREG, viabilizan transacciones en el futuro en todo el país.

También existen situaciones por resolver en el sector de hidrocarburos, como la dominancia de Ecopetrol en todos los eslabones de la cadena, los precios distorsionados al consumidor final de combustibles líquidos y la baja inversión en tecnología propia. En cuanto al gas natural, los principales problemas son su estructura de mercado, concentrada en suministro y en transporte, las reglas de formación de precios y los incentivos para transar diversos productos en toda la cadena, que generan distorsiones y han frenado la penetración del gas natural (Misión Internacional de Sabios, 2019).

7.3 ENTORNO TECNOLÓGICO

La misión de sabios en su documento Colombia hacia una sociedad del conocimiento (2019) establece que con ayuda de un modelo sencillo de la evolución del esfuerzo público y privado de financiación, la senda de inversiones en I+D seguiría dos fases: la Fase 1 ('capital público paciente') se caracteriza por un esfuerzo alto del sector público y

la Fase 2 ('despegue de I+D privado') por un repunte de la inversión privada. Al final de la Fase 1 en 2023 se podría llegar a un 0.8 % de inversión total en I+D como porcentaje del PIB, y al final de la Fase 2 se podría llegar a un 1.2 % de inversión total en I+D como porcentaje del PIB. (Misión Internacional de Sabios, 2019, p. 18).

El presupuesto para Colciencias en 2019 fue de \$356 mil millones y en 2020 de \$392 mil millones. No obstante, el Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022 contempló inversiones por \$21,2 billones para fortalecer el sector de la ciencia, la tecnología y la innovación.

Las cifras oficiales de inversión en actividades de investigación y desarrollo, innovación y capacitación (ACTI) evidenciaron que desde 2011 este indicador comenzó a incrementarse y el año con mayor inversión fue 2013, en el que la cifra fue 0,75% como porcentaje del PIB debido a la inclusión de recursos de ciencia, tecnología e innovación (CTI) en el sistema general de regalías y en los siguientes años la cantidades comenzaron a disminuir. Fue así como el último dato reportado para 2018 de la inversión en ACTI fue del 0,61% como porcentaje del PIB. Los sectores que más aportan a este indicador son las empresas (51,94% de la inversión en ACTI) y el sector público, como presupuesto general de la nación y regalías (22,34% de la inversión en dicho rubro) (Observatorio Colombiano de Ciencia y Tecnología, 2018).

Según lo expresado por Luis Miguel Morelli, presidente de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) (Norma descongelará US\$500 millones en inversión petrolera, 2020), pronto saldrá un acuerdo con el que se descongelará la operación de varios bloques petroleros en el país, algunos con presencia de gas natural y que suman más de US\$500 millones en inversiones, lo que traerá nueva tecnología a la industria y generará oportunidades con beneficios sobre todo económicos, pero también ambientales, operativos y administrativos para los inversionistas.

En el horizonte del proyecto, la tecnología jugará un papel fundamental, puesto que, si existen avances significativos, sobre todo en producción, que sean eficientes en cuanto

al costo, pueden generar un margen adicional a la comercialización del energético o una mayor competitividad frente a otros energéticos, como GLP y carbón.

La producción tradicional de gas natural tiene en el futuro un competidor fuerte, como es el gas natural licuado (GNL), que permite convertir el gas natural al estado líquido, con lo que ocupa alrededor de 600 veces menos espacio y puede transportarse por todo el mundo. Para el caso de Colombia, se relaciona con el trabajo actual que hace la planta de regasificación de Cartagena y el proyecto de una segunda planta en el Pacífico (Buenaventura, por ahora), que pueden servir al abastecimiento de la demanda o como confiabilidad del sistema eléctrico.

Existen entidades en Colombia, como la ANH, el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural (CNO-Gas), universidades públicas y privadas y centros de investigación, que mantienen un esfuerzo constante en mejorar desde el punto de vista tecnológico el sector, aunque se esté en un momento de transición energética, la economía del país aún dependerá de los hidrocarburos para mantener el desarrollo de las próximas décadas.

En entrevista de Fatih Birol, director de la Agencia Internacional de Energía, con la revista *Portafolio* expresó sobre la transición energética:

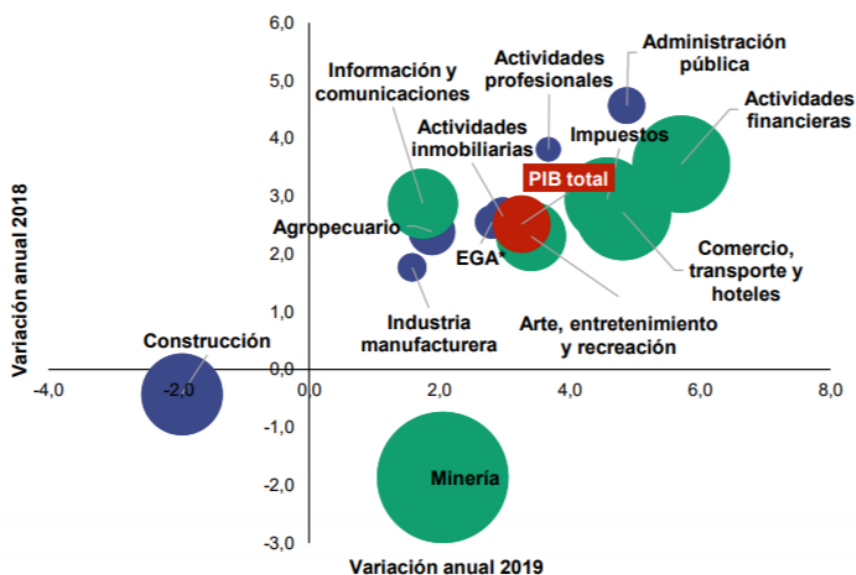
Pienso que las compañías dedicadas a la producción de hidrocarburos tienen muchas tareas por delante a la hora de reducir emisiones de gases de efecto invernadero. No hay duda de que seguiremos usando petróleo y gas natural durante muchos años, incluso si nos atenemos a los acuerdos de París, ese será el caso ('Seguiremos usando petróleo y gas natural durante muchos años', 2020).

7.4 ENTORNO ECONÓMICO

El Ministerio de Hacienda y Crédito Público presentó el 26 de junio de 2020 el marco fiscal de mediano plazo 2020, en el que resaltó: "Colombia presentó el mayor crecimiento

económico de la región en 2019 y fue una de las pocas economías en mostrar aceleración a nivel mundial, presentando un crecimiento positivo en 11 de los 12 sectores” (Ministerio de Hacienda y Crédito Público, 2020, p. 3):

Gráfica 6. Crecimiento de los sectores económicos del PIB en 2018 y 2019



Fuente: Ministerio de Hacienda y Crédito Público (2020, p. 3)

La economía colombiana se aceleró, con un crecimiento del 3,3%, lo que demuestra que tiene fundamentales sólidos. La aceleración se vio interrumpida por la pandemia del COVID-19, que llevará a que la economía se contraiga 5,5% en 2020. Gracias a los bienes fundamentales, se espera una recuperación rápida, con un crecimiento de 6,6% en 2021.

El déficit fiscal del Gobierno Nacional Central para 2019 fue 2,5%. Como se expuso en los planes financieros de 2020 y 2021, el déficit fiscal se incrementará a 8,2% del PIB en 2020, para luego caer a 5,1% del PIB en 2021.

Los puntos clave para Colombia en este momento son (BBVA Research, 2020):

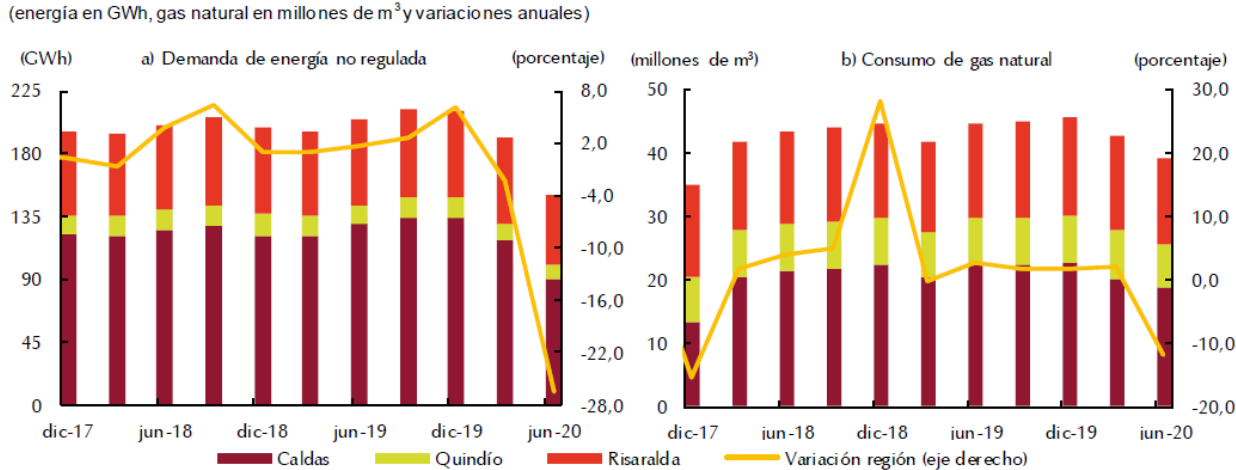
- El fuerte impacto del COVID-19 sobre el crecimiento global propicia una reacción sin precedentes de la política pública.
- Los efectos sobre la economía colombiana dependen tanto del avance de la crisis sanitaria como de las respuestas de política.
- Los efectos sectoriales serán diferenciales en la etapa del confinamiento y en el período de recuperación.
- El consumo privado y la inversión responderán con fuertes caídas en 2020, para después recuperarse en forma gradual.
- La prioridad de las medidas para enfrentar la situación es proteger el empleo y procurar el bienestar de los colombianos.

El Fondo Monetario Internacional (FMI) actualizó la proyección del PIB de Colombia para 2020 y ahora espera una caída del 7,8%, cuando antes veía un descenso del 2,4%. Para 2021, proyectó que la economía colombiana crecerá a 4% (FMI prevé una caída del 7,8% de la economía de Colombia en 2020, 2020).

Durante el segundo trimestre, la industria del Eje Cafetero mostró un fuerte retroceso, explicado por los cierres parciales y totales en las líneas de producción como consecuencia del confinamiento por la pandemia del COVID-19. Por su parte, el comercio interno tuvo un balance negativo en el volumen de las ventas, con un comportamiento levemente mejor al del total nacional. La tasa de desempleo ascendió en las tres ciudades capitales a valores históricos altos, mientras que la inflación mostró desaceleración en Manizales y Armenia, ciudades en las que se ubicó en el rango meta del Banco de la República (2020a).

En servicios públicos, durante el segundo trimestre de 2020 en el Eje Cafetero se reportó una disminución en el consumo de energía eléctrica no regulada del 26,5%, de acuerdo con los datos del Banco de La República (2020), tomados a su vez de la Unidad de Planeación Minero Energética del Ministerio de Minas y Energía (gráfico 7). Este comportamiento se explicó por la contracción en el consumo en cada uno de los departamentos de la región, probablemente ocasionada por las medidas del Gobierno Nacional en el marco de la crisis sanitaria producida por la pandemia del COVID-19, en las que algunas industrias y comercios estuvieron cerrados de manera parcial o total. Caldas tuvo la mayor caída, con -30,2%, seguido por Quindío, con -28,1%, y Risaralda, con -18,1%. De manera similar, según reporte de Efigas (2020c), el consumo de gas en el Eje Cafetero durante el período de análisis presentó una baja de 11,7%, debida al menor valor en el consumo en los tres departamentos, en lo esencial del uso comercial y el industrial; por el contrario, el uso residencial tuvo un incremento de 8,1%.

Gráfica 7. Energía no regulada y consumo de gas en el Eje Cafetero



Fuente: Banco de la República, 2020a, p. 8

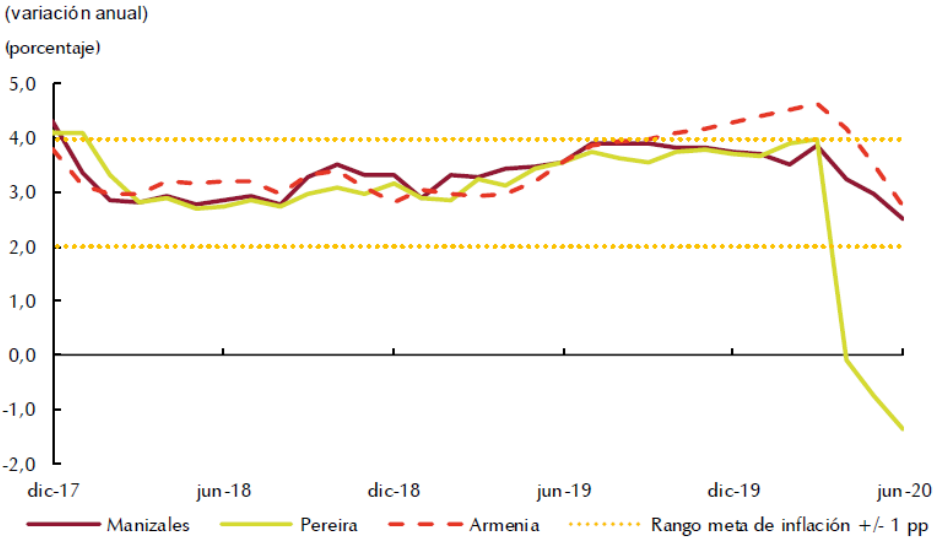
La Junta Directiva del Banco de la República determinó mantener la tasa de intervención de 4,25% en el cierre del primer semestre del año 2019, que se encuentra vigente desde

el 30 de abril de 2018. En lo corrido del año el peso colombiano ha presentado una revaluación del 1,4% frente al dólar estadounidense.

La tasa representativa del mercado es uno de los indicadores más delicados para el sector de gas puesto que las negociaciones de suministro y transporte se efectúan en precios en dólares. La proyección planteada por analistas locales estableció para 2021 una TRM de \$3.656 (Banco de la República, 2020b), que se consideró constante para la proyección de este estudio.

La inflación de doce meses del índice de precios al consumidor (IPC) en junio de 2020 publicada por el DANE (2020) mostró variación negativa para Pereira, ciudad que incluso llegó a registrar la única caída de la muestra en el país, con -1,37%. Por su parte, la inflación en Armenia y Manizales tuvo desaceleración, con resultados de 2,74% y 2,51%, en su orden (gráfica 8), y se ubicó en los lugares octavo y décimo, en su orden, entre los territorios de Colombia con mayor variación, ambas por encima del resultado total nacional, pero dentro del rango meta del Banco de la República (2020b).

Gráfica 8. Inflación anual al consumidor en el Eje Cafetero



Fuente: Banco de la República, 2020a, p. 25

En cuanto al mercado laboral, durante el segundo trimestre de 2020, de acuerdo con información de la gran encuesta integrada de hogares del DANE, el desempleo en Armenia reportó un aumento en su tasa al ubicarse en 33,5%, y registrar la mayor tasa de desempleo del Eje Cafetero y la cuarta en el país, seguida en la región por Manizales, con 25,6%, y Pereira, con 24,9%, con lo que se situó por encima del promedio del total nacional. En las tres ciudades, el aumento en el desempleo se debió a que la tasa de ocupación (demanda laboral) cayó con un mayor ritmo que la tasa general de participación (oferta laboral); cabe resaltar que para todas las ciudades de la región se reportaron tasas de desempleo históricamente altas, así como tasas de ocupación bajas en relación con los registros disponibles, efecto en gran medida de los impactos del COVID-19, tanto por las restricciones sectoriales decretadas por el Gobierno Nacional para la contención de la pandemia como de los efectos de ella en la actividad económica. El incremento en el desempleo en la región no fue incluso mayor debido a que bajó la cantidad de la población activa y gran parte pasó a la inactiva (Banco de la República, 2020b).

7.5 ENTORNO SOCIOCULTURAL

El sector del gas natural en Colombia ha sido base de desarrollo social y económico, lo que le ha permitido al país diversificar la producción de energía con un producto de alta contribución medioambiental y elevado valor económico.

Desde el punto de vista social, el aporte que se busca con el uso del gas natural es mejorar a la vez la economía y la salud pública, al disminuir el consumo del petróleo, la leña y el carbón como energéticos principales para residencias, comercios e industria.

El presente proyecto abordó dos zonas del país diferentes: por un lado, el emplazamiento de la producción está en la zona de Norte de Santander, en el área del valle medio del

Magdalena y, por otra parte, la demanda se ubica en el Eje Cafetero, departamentos de Caldas, Quindío y Risaralda.

El departamento de Norte de Santander tiene gran importancia para el país debido a que es un puerto seco; su mayor característica es la relación de intercambio en los tres sectores de la economía regional y nacional (la extracción de materias primas, la manufactura y los servicios) por su ubicación geográfica estratégica en la zona de frontera con la hermana República Bolivariana de Venezuela y algunas islas del Caribe (Gobernación de Norte de Santander, web)

Según el censo de 2018, su población era de 1.346.806 personas y 479.794 unidades de vivienda, ubicadas un 79,3% en cabeceras municipales y 20,7% en zona rural; la proporción de mujeres y hombres era de 50,5% y 49,5%, en su orden. (DANE, 2018)

El Eje Cafetero, también llamado Triángulo del Café, es una región topográfica de Colombia, comprendida en su extensión por los departamentos de Caldas, Risaralda, Quindío, la región nororiental del departamento de Valle del Cauca, toda la región del suroeste de Antioquia y el noroccidente del Tolima.

Los departamentos de Caldas, Quindío y Risaralda en su conjunto tenían una población censada en 2018 de 2.272.709 personas que, comparada con cifras de 1985, representó un aumento de 16,9% y una desviación frente a la proyección de -10,4%. Otros datos indican que existen 914.463 unidades de vivienda, ubicadas un 77,1% en cabeceras municipales, un 7,1% en centros poblados y un 15,8% en zonas rurales dispersas; la proporción de mujeres y hombres era de 51,2% y 48,8%, en su orden (DANE, 2018).

En cuanto al acceso al servicio de gas natural conectado a red pública, el indicador nacional muestra un avance muy positivo, al pasar de 40,4% en 1985 a 66,8% en 2018. Según cifras operativas, Efigas en el Eje Cafetero atiende con gas natural a 571.117 usuarios residenciales, 10.635 establecimientos comerciales, 248 industrias y 47

estaciones de gas natural vehicular (con corte en agosto de 2019) en 32 municipios de la región, con una cobertura de servicio cercana al 82%. Los usuarios residenciales pertenecían en el 52% a estratos bajos (1 y 2), el 40% a medios (3 y 4) y el 8% a altos (5 y 6).

La idea de masificar el servicio se mantiene y hace que se aúnen esfuerzos para llevar el gas domiciliario a nuevas poblaciones, comercios e industrias, con el fin de convertirlo en un motor de desarrollo y para resaltar sus beneficios como un elemento seguro, limpio, de fácil manejo y que con su mayor poder calórico acorta los procesos de cocción y los hace más económicos.

7.6 ENTORNO POLÍTICO-LEGAL

El Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022 incluyó el pacto IX por los recursos minero-energéticos para el crecimiento sostenible y la expansión de oportunidades, con lo que se espera que la industria jalone nuevas cadenas productivas, genere bienes y servicios con mayor valor agregado, aumente los ingresos y fortalezca el empleo y el incremento en la productividad (DNP, 2019).

Este pacto permitirá avanzar en el cumplimiento de los siguientes objetivos de desarrollo sostenible (ODS; ONU, 2015): ODS 7: energía asequible y no contaminante, ODS 8: trabajo decente y desarrollo económico, ODS 10: reducción de las desigualdades, ODS 12: producción y consumo responsable, ODS 13: acción por el clima, ODS 15: vida de ecosistemas terrestres, ODS 16: paz, justicia e instituciones sólidas y ODS 17: alianza para lograr los objetivos.

En Efigas, el direccionamiento estratégico incluye las acciones relevantes asociadas con los objetivos de desarrollo y con las metas nacionales y en él se resaltó su planteamiento sobre energía:

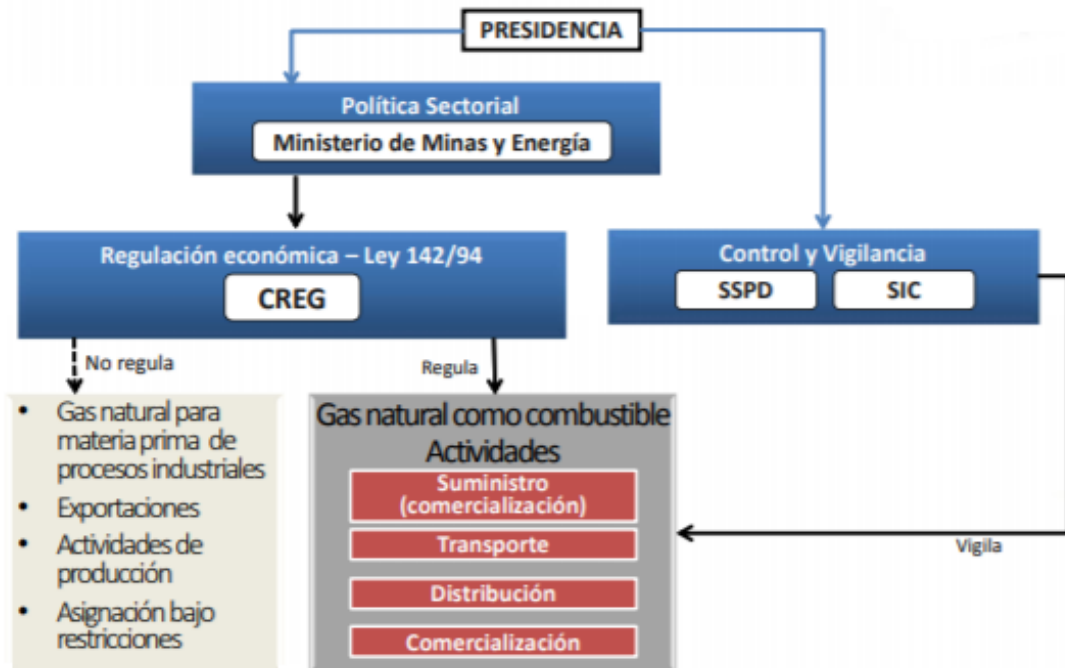
Gráfica 9. Objetivo de desarrollo sostenible 7 en Efigas

<p>7. Energía asequible y no contaminante</p>	<p>Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos.</p> <p>7.1 Garantizar el acceso universal a servicios de energía asequibles, confiables y modernos.</p> <p>7.2 Aumentar sustancialmente el porcentaje de la energía renovable en conjunto de fuentes de energía.</p> <p>7.3 Duplicar la tasa mundial de mejora de la eficiencia energética.</p>	<p>1. Trabajo en la ampliación de la infraestructura de gas natural para la saturación en zona urbana y extensión en la zona rural, reconociendo el gas natural como un combustible accesible y de transición en el marco del cuidado medioambiental. (Ver en Gestión social).</p> <p>2. Creación del Grupo de investigación PIENSA, con una línea clara en desarrollo de soluciones integrales en el uso de energías eficientes y renovables. (Ver en Gestión económica).</p>
--	---	--

Fuente: Efigas (2020b, p. 38)

Para lograr estos objetivos, la empresa, en el sector del gas natural, les aporta a actores que trabajan en forma coordinada para generar una regulación, unas acciones y un control adecuados para la prestación eficiente de los servicios públicos, de modo que se genere productividad. A continuación se presenta su estructura general:

Gráfica 10. Estructura del sector del gas natural en Colombia



Fuente: Tomado de www.creg.gov.co

La primera línea de gestión e inicio de todo el trabajo es la regulación, en la que la CREG es la encargada de llevar una agenda acorde con las necesidades cambiantes del sector. Se identificaron los aspectos que generan mayor inquietud y que se requieren para mejorar la actuación de toda la cadena:

Tabla 3. Agenda regulatoria de la CREG en 2020

Área de regulación	Tema de agenda
Comercialización	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ajustes a la comercialización de capacidad de suministro ▪ Metodología de remuneración de comercialización de gas ▪ Metodología del CU (costo unitario) de gas
Transporte	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ajustes a la comercialización de capacidad de transporte ▪ Metodología de remuneración de transporte de gas ▪ Plan de abastecimiento de gas ▪ Servicios de la planta de regasificación del Pacífico
Distribución	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Aprobación de cargos de distribución de gas ▪ Confiabilidad en distribución

Fuente: elaboración propia con base en CREG (2020)

El cumplimiento de estos propósitos es necesario para que estar a la par de los avances organizacionales, tecnológicos y necesidades de los usuarios. No se puede continuar con regulación rezagada para el sector.

Por otra parte, en un tema de relevancia actual, la Asociación Colombiana de Gas Natural (Naturgas) vio con preocupación la decisión del Consejo de Estado de mantener las medidas cautelares que mantienen suspendidos el decreto 3004, del 26 de diciembre de 2013, y la resolución 90341 del Ministerio de Minas y Energía, del 27 de marzo de 2014, que establecieron los criterios y los procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales (Naturgas, 2020). Orlando Cabrales Segovia, presidente de Naturgas, manifestó al respecto:

Respetamos la decisión, pero lamentamos que el país aún no pueda avanzar en el aprovechamiento de los recursos naturales que se encuentran en los yacimientos no convencionales. De esto depende que podamos seguir llevándole un gas natural a precios competitivos a 9.5 millones de hogares, comercios e industrias en 741 municipios del país.

La única puerta abierta para seguir avanzando en el conocimiento de los yacimientos no convencionales son los proyectos piloto de investigación integral (PPII) de *fracking*, que buscan conocer los efectos que tendría en el país en términos ambientales, sociales y de salud esta técnica.

7.7 ENTORNO AMBIENTAL

Con el aumento de la población y la aparición de nuevas tecnologías se presenta un desafío mundial para suplir las necesidades de energía que mantengan o mejoren la calidad de vida de las personas. Para que sea sostenible se requiere un trabajo constante en minimizar los impactos negativos en el medio ambiente.

El informe de Shell (2019) mostró como hoy en día la generación de energía es responsable de dos tercios de las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero. Según la Agencia Internacional de Energía (AIE), el petróleo (32%), el gas natural (21%) y el carbón (29 %) representan en conjunto el 82 % de la combinación energética mundial.

Con lo anterior en mente, el trabajo efectuado por la ONU (2015) para establecer los ODS constituye un llamamiento universal a la acción para poner fin a la pobreza, proteger el planeta y mejorar las vidas y las perspectivas de las personas en todo el mundo. En 2015, todos los estados miembros aprobaron 17 objetivos como parte de la agenda 2030 para el desarrollo sostenible, en la que se estableció un plan para alcanzar los objetivos en 15 años.

El objetivo número 7, llamado 'Energía asequible y no contaminante', muestra puntos destacables relacionados con la energía y el medio ambiente:

- El 13% de la población mundial aún no tiene acceso a servicios modernos de electricidad.
- 3.000 millones de personas dependen de la madera, el carbón, el carbón vegetal o los desechos de origen animal para cocinar y calentar la comida.
- La energía es el factor que contribuye, en lo fundamental, al cambio climático y representa alrededor del 60% de todas las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero.
- La contaminación del aire en locales cerrados debido al uso de combustibles para la energía doméstica causó 4,3 millones de muertes en 2012 y seis de cada diez de ellas fueron mujeres y niñas.
- En 2015, el 17,5% del consumo final de energía fue de energías renovables.

Como en la actualidad la toma de conciencia mundial es mayor que años atrás, los procesos de mitigación y eliminación de riesgos ambientales aumentan y mejoran. La protección del medio ambiente ya se incluye como parte fundamental de los contratos de explotación de los hidrocarburos en general y se monitorea, tanto por el Estado como por la comunidad, que, además, ahora tiene notables conocimientos sobre estos temas.

Otro asunto para resaltar es el proceso de conciliación del proyecto de ley que reforma el Sistema General de Regalías y busca destinar, por primera vez, un porcentaje de estos recursos al fortalecimiento de la capacidad institucional del Sistema Nacional Ambiental, así como a la implementación de la política ambiental del país. Al respecto, el ministro de Ambiente y Desarrollo Sostenible, Ricardo Lozano, destacó lo siguiente:

El Ministerio de Ambiente celebra el trabajo conjunto entre el Gobierno Nacional y el Congreso de la República en beneficiar al Sistema Nacional Ambiental con asignaciones específicas provenientes del Sistema General de Regalías, que nos permitirán seguir avanzando en la protección de nuestras áreas ambientales estratégicas y en la lucha decidida contra la deforestación, entre otras.

8 ESTUDIO DE MERCADO

El objetivo de este estudio fue recopilar y analizar información sobre las características del producto y servicio por ofrecer, la necesidad que satisfará y cómo se presentará a la demanda final para que sea bien recibido. Este conocimiento proporcionó perspectivas importantes, que fueron la base para los demás estudios.

8.1 PRODUCTO O SERVICIO

En el presente proyecto se entendió como producto, tanto el bien en sí, que es el gas natural, como el servicio completo de la cadena de servicios que permiten llevarlo desde su sitio de producción hasta la ubicación del usuario final.

8.1.1 Gas natural

El gas natural es un combustible que se encuentra en grandes cantidades en yacimientos subterráneos, formados hace millones de años por descomposición de materia orgánica, por lo que es natural (Efigas, 2020d). Es una mezcla de hidrocarburos livianos en estado gaseoso cuya composición típica es:

Tabla 4. Composición química típica del gas natural

Constituyente	Fórmula química	Composición volumen (porcentaje)
Metano	CH ₄	81,86
Etano	C ₂ H ₆	11,61
Propano	C ₃ H ₈	1,92
I-butano	C ₄ H ₁₀	0,23
N-butano	C ₄ H ₁₀	0,22
Nitrógeno	N ₂	0,90
Dióxido de carbono	CO ₂	3,18

Fuente: elaboración propia con base en vanti (s.f.)

Para poder ser entregado a usuarios finales, el gas debe cumplir ciertas condiciones técnicas de calidad, señaladas en el reglamento único de transporte de gas natural (RUT) (CREG, 1999; 2007):

Tabla 5. Especificaciones del RUT del gas natural

Especificaciones	Sistema internacional	Sistema inglés
Máximo poder calorífico bruto (GHV)	42,8 MJ/m ³	1,150 BTU/pie ³
Mínimo poder calorífico bruto (GHV)	35,4 MJ/m ³	950 BTU/ft ³
Contenido líquido	Libre de líquidos	Libre de líquidos
Contenido total de H₂S máximo	6 mg/m ³	0,25 grano/100PCS
Contenido total de azufre máximo	23 mg/m ³	1,0 grano/100PCS
Contenido de CO₂ máximo % por volumen	2%	2%
Contenido de N₂ máximo % por volumen	3	3
Contenido de inertes máximo % por volumen	5%	5%

Contenido de oxígeno máximo % por volumen	0,1%	0,1%
Contenido de agua máximo	97 mg/m ³	6,0 lb/MPCS
Temperatura de entrega máxima	49 °C	120°F
Temperatura de entrega mínima	7,2 °C	45 °F
Contenido máximo de polvos y material en suspensión	1,6 mg/m ³	0,7 grano/1000 pc

Fuente: elaboración propia con base en CREG, 1999; 2007)

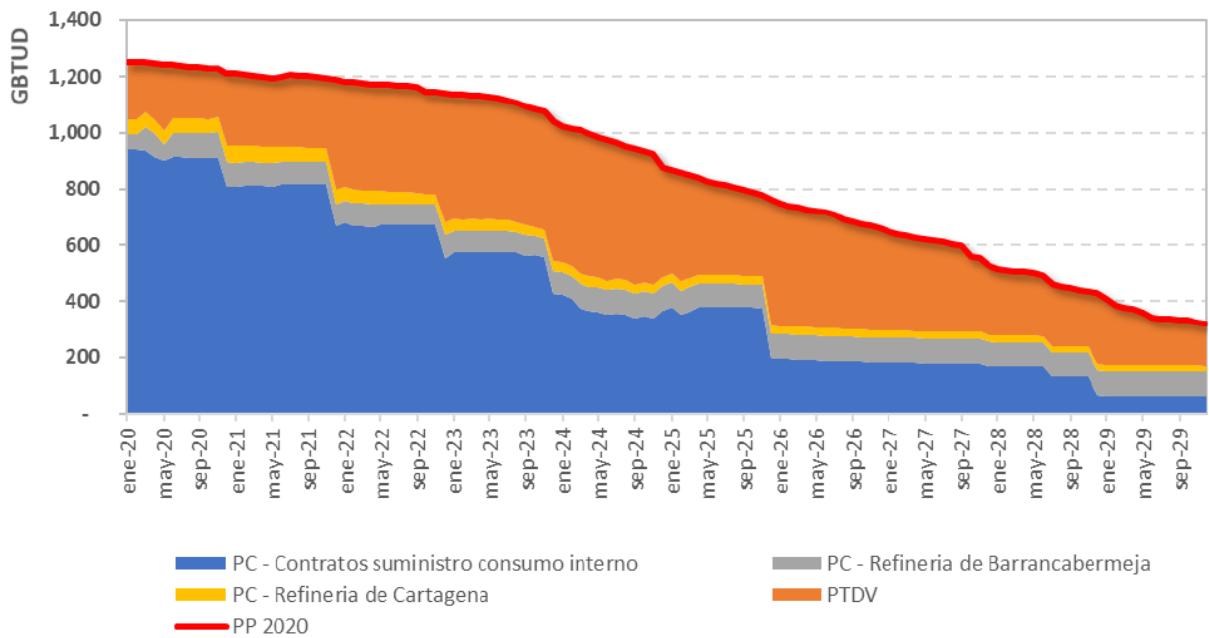
La cadena de valor del gas natural necesaria para la entrega al usuario final comprende cuatro etapas (CREG, 1999; 2007). En cada eslabón existen empresas que se convierten en competidores para el proyecto, debido a la posibilidad de participar en la explotación de los campos menores de gas, si se tienen en cuenta las restricciones de integración vertical, el uso final del gas (consumo propio, venta a usuarios finales o venta a otras empresas) y la inversión requerida.

8.1.2 Producción

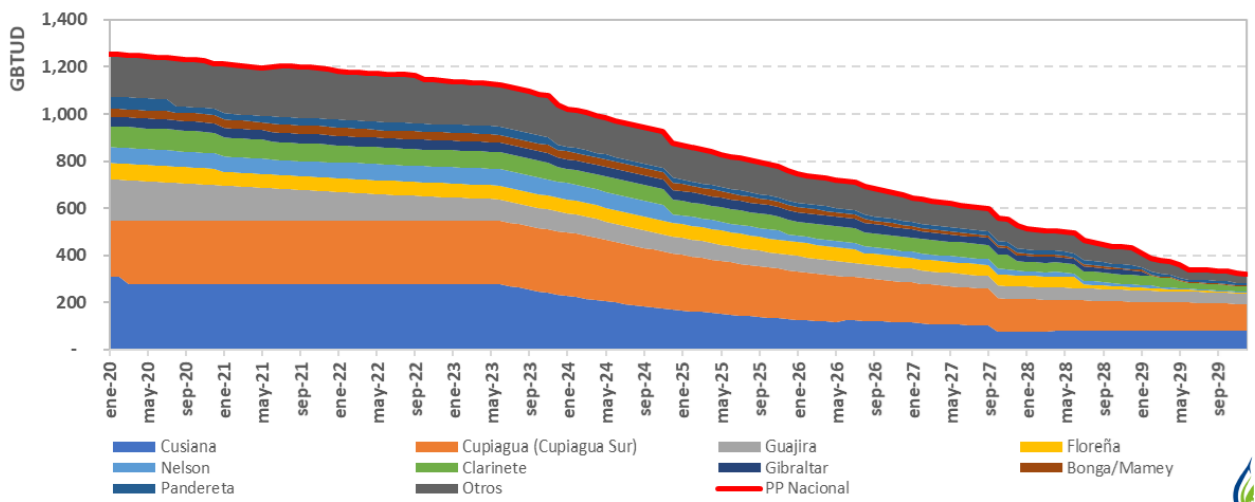
Es la obtención del gas natural extraído de los yacimientos, ya sea combinado con petróleo (gas asociado) o solo gas (gas libre).

El Ministerio de Minas y Energía publicó la declaración de producción de gas natural en Colombia para el período 2020-2029, en la que se nota un decrecimiento de las fuentes actuales de producción y un escenario de mediano plazo en el que se requerirá la inclusión de nuevas fuentes de abastecimiento (Ministerio de Minas y Energía, 2019).

Gráfica 11. Declaración de producción de gas natural



Fuente: BMC (2020a, p. 6)



Fuente: BMC (2020a, p. 8)

Las ofertas de otras tecnologías, como el gas natural licuado (GNL), la explotación de yacimientos no convencionales y la exploración y la explotación de campos menores de gas son alternativas, que integradas, pueden cubrir las necesidades energéticas del país en materia de gas natural.

En el caso del gas, las reservas probadas del país cayeron en un 16,7%, al pasar de 3.782 giga pies cúbicos en 2018 a 3.149 giga pies cúbicos en 2019 (ANH, 2020).

Durante 2019, la producción de gas llegó a los 391 giga pies cúbicos, un 1,3% más que en 2018, cuando la cifra alcanzó los 386 giga pies cúbicos. Por cada giga pie cúbico producido en 2019 se dejaron de incorporar 0,62 en las reservas. En consecuencia, la vida media útil se redujo de 9,8 a 8 años.

Según explicó Armando Zamora, presidente de la ANH (2020),

Además de un aumento en el consumo, durante 2019 no se registraron nuevas incorporaciones en materia de gas. Este informe de reservas también se vio afectado negativamente porque algunas empresas aplazaron sus procesos de evaluación, previo a eventuales declaraciones de comercialidad”.

El 60% de las reservas probadas de gas se encuentran en el Casanare (1.894 Gpc). Le siguen La Guajira, con un 15% (486 Gpc), y Córdoba, con 10% (301 Gpc). Los campos que concentran la mayor parte de estas reservas son: Cusiana (599 Gpc), Cupiagua (593 Gpc) y Pauto (572 Gpc).

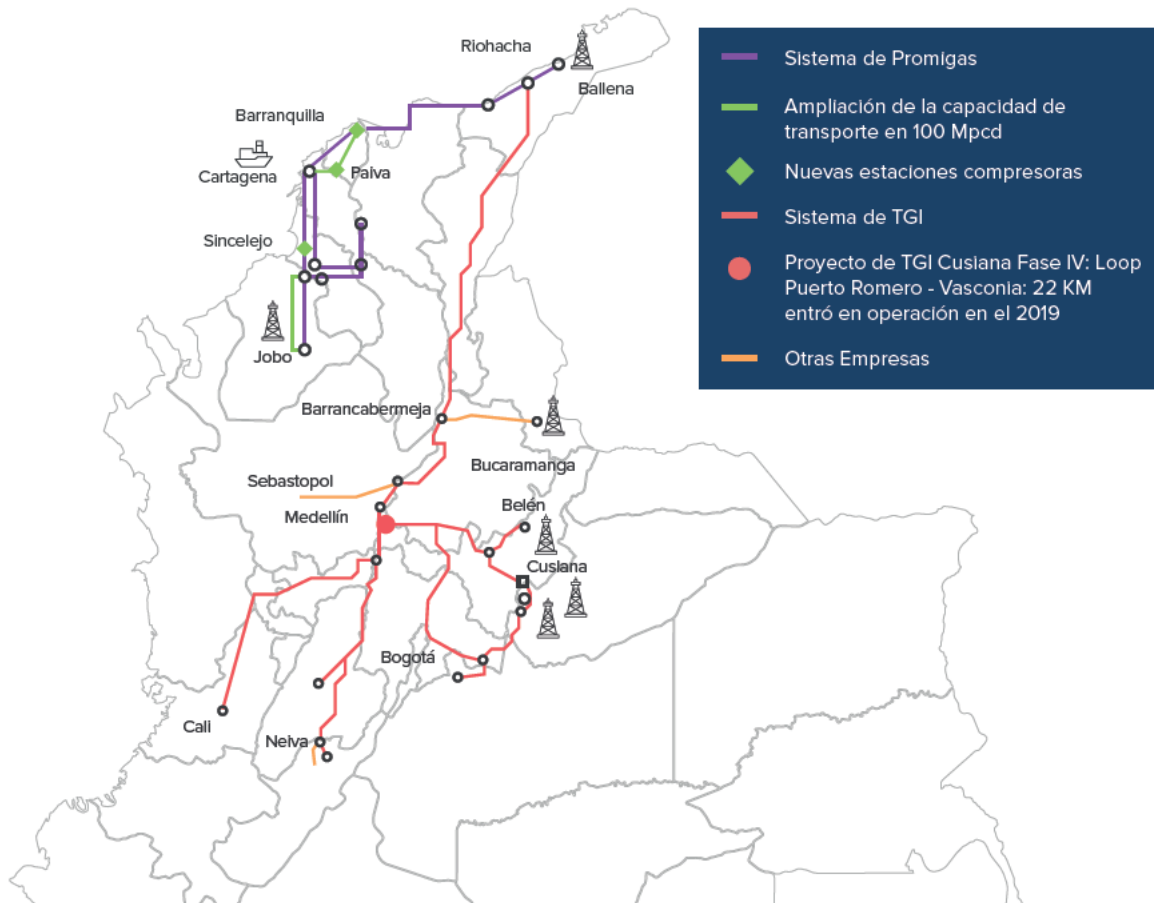
Entre 2018 y 2019, la inversión extranjera directa por cuenta de la industria petrolera aumentó en un 11%, al pasar de 2.540 millones de dólares a 2.818 millones de dólares. De igual forma, se incrementaron la producción, tanto de crudo como de gas, la actividad sísmica y la perforación de pozos exploratorios.

8.1.3 Transporte

Es la conducción del gas natural a través de tuberías de acero y de alta presión, desde los campos de generación hasta la entrada de las ciudades (*city gates*) y grandes consumidores.

En este punto el transportador con el que se contrató la capacidad es la Transportadora de Gas Internacional (TGI), que cuenta con una red de gasoductos de 4.000 kilómetros, conformada por un sistema de tres gasoductos principales a los que se conectan ramales regionales que llegan hasta los municipios donde están los *city gates* (gráfica 12).

Gráfica 12. Sistema Nacional de Transporte (SNT)



Fuente: Naturgas (2020, p. 18)

Como supuesto se utilizaron los costos de transporte de la pareja de cargos 100-0, incluidos los impuestos, publicada por TGI (2020a). Estos costos son similares a los que tiene en la actualidad contratados Efigas para el abastecimiento de la demanda (TGI, 2020a).

8.1.4 Distribución

Es la conducción del gas natural a través de tuberías de baja presión, en su mayoría polietileno, desde la entrada de las ciudades hasta los usuarios finales (residenciales, comerciales e industriales, entre otros).

En 2019 Efigas reportó una cobertura de mercado en la zona de influencia del 84,17%, con una red de polietileno y acero que se extiende por 5.892 km (Efigas, 2020b), con la que se podrán soportar la oferta y la demanda del proyecto.

Se cuenta con 20 *city gates* o entradas de puerta de ciudad, que permiten la atención de toda la demanda presente y la proyección futura.

Fuera de la conexión de 28.023 nuevos usuarios en la zona de influencia, en la que se gestiona la construcción de las redes internas, se dinamizó la realización de las revisiones técnicas reglamentarias de gas a 70.631 clientes y la atención de 23.707 servicios adicionales.

8.1.5 Comercialización

Es la actividad de comprar grandes cantidades de gas natural a los productores para venderlas a los usuarios o a otras empresas del sector. Así mismo, contempla las actividades relacionadas con la medición del consumo, la facturación del servicio y, en general, la atención del cliente.

El modelo de negocio de Efigas llega a 62 poblaciones, distribuidas en 32 municipios de los tres departamentos del Eje Cafetero y cuenta con 591. 871 usuarios. Las ventas logradas en 2019 por gas fueron de 215 millones de metros cúbicos de gas natural (Efigas, 2020b).

Tabla 6. Ventas de gas natural en 2019 de Efigas

Mercado	Ventas (miles de millones de m³) 2019	Variación porcentual de 2019 versus 2018
Residencial	83,41	1%
Comercial	25,38	5%
Industrial	68,07	1%
Estaciones de servicio (EDS) de gas natural vehicular (GNV)	38,06	-6%
Total	214,91	0%

Fuente: Efigas, 2020

8.2 ESQUEMAS DE COMERCIALIZACIÓN

Para la comercialización del gas natural de un campo menor, Efigas puede tomar una decisión sobre varias alternativas de participación que sirvieron de escenarios para el proyecto.

Los campos menores de gas en Colombia que se encuentran inactivos, pero con potencial de producción y que se estudiaron en la investigación, pertenecen en su mayoría a la Agencia Nacional de Hidrocarburos o a Ecopetrol y se ofrecen a inversionistas por medio de subastas de áreas.

8.2.1 Escenario 1. Comercializador único del campo

Este esquema no requiere que Efigas haga inversiones directas en la producción de gas, sino que se firmaría un contrato de asociación con un productor para comercializar todo el gas producido en exclusiva y se pagaría un precio de gas convenido por toda la producción en boca de pozo.

8.2.2 Escenario 2. Asociación con un productor

En este esquema se plantea hacer una inyección de capital por parte de Efigas en asociación con una empresa productora que se encargue de construir y operar las facilidades, en un esquema D.B.O.M. (*desing, build, operate, maintain*).

Aquí se pagaría una prima a la empresa productora para que se encargue de todos los procesos necesarios, desde la extracción hasta la puesta del gas en condiciones técnicas en un punto de entrada al Sistema Nacional de Transporte. Efigas se encargaría de contratar el transporte del gas y de la comercialización a los usuarios finales en el mercado secundario.

8.2.3 Escenario 3. Productor y comercializador

Esta opción prevé la inversión directa por parte de Efigas como productor y comercializador único de un campo menor, realizando todas las actividades de la cadena.

Este esquema desde el punto de vista teórico, se descartaría debido a que las inversiones requeridas son muy altas, los riesgos técnicos de la extracción de hidrocarburos son considerables, la empresa no tiene experiencia en este negocio particular, no existe interés de los accionistas para convertirse en productores y, además, la regulación puede jugar un papel importante, puesto que sería una integración vertical completa, que es bastante restringida y vigilada por los entes de control.

8.3 OFERTA

La oferta del proyecto a usuarios finales depende de la producción de gas que se pueda lograr. Para ello, se hizo el proceso de escogencia de un campo menor inactivo a partir de la última oferta que estuvo disponible por parte de Ecopetrol (2016).

Se estudió en forma específica la última ronda de campos, efectuada en 2016, en la que ofertaron 20 activos de producción agrupados en 17 oportunidades de negocio localizadas en cinco zonas geográficas del país: Catatumbo, valles medio y superior del Magdalena, Llanos Orientales y Putumayo (gráfica 13 y tabla 7).

Gráfica 13. Oferta de la ronda de campos en 2016 de Ecopetrol



Fuente: Ecopetrol (2016, p. 4)

Tabla 7. Descripción de los campos de la ronda de Ecopetrol en 2016

#	Cuenca	Nombre Campo	Departamento	Municipio	PP gas (kpcd)	Producto
1	Catatumbo	Río de Oro y Puerto Barco	Norte de Santander	Tibú	0	Petróleo
2	Catatumbo	Petrólea y Carbonera La Silla	Norte de Santander	Tibú	0	Petróleo
3	Catatumbo	Río Zulia	Norte de Santander	Cucutá	0	Petróleo
4	Valle medio del Magdalena	Lebrija	Cesar	Aguachica	0	Petróleo
4	Valle medio del Magdalena	Barrancalebrija	Cesar	Aguachica	0	Petróleo
5	Valle medio del Magdalena	Cristalina	Santander	Puerto Wilches	620	Petróleo y gas
5	Valle medio del Magdalena	Pavas Cáchira	Norte de Santander	Sabana de Torres	0	Petróleo
6	Valle medio del Magdalena	Garzas	Santander	Puerto Wilches	213	Petróleo y gas
7	Valle medio del Magdalena	Sogamoso	Santander	Puerto Wilches	0	Petróleo
8	Valle medio del Magdalena	La Rompida	Antioquia	Yondó	0	Petróleo
9	Valle superior del Magdalena	Caguán	Huila	Neiva	0	Petróleo
10	Valle superior del Magdalena	Santa Clara y Palermo	Huila	Neiva	1000	Petróleo y gas
11	Valle superior del Magdalena	Hobo	Huila	Neiva	678	Petróleo y gas
12	Putumayo	Santana	Putumayo	Mocoa	0	Petróleo
13	Putumayo	Nororient	Putumayo	Puerto Asís	321	Petróleo y gas
14	Putumayo	Nancy-Maxine-Burdine	Putumayo	Puerto Asís	0	Petróleo
15	Llanos	Tambaqui	Meta	San Martín	0	Petróleo
16	Llanos	Valdivia-Almagro	Meta	Puerto López	0	Petróleo
17	Llanos	Camao	Meta	San Martín	0	Petróleo

Fuente: elaboración propia

Estos campos están inactivos en la actualidad debido a que su capacidad de producción es relativamente baja y no es de interés estratégico para Ecopetrol, lo que da cabida a la participación de empresas medianas que, con utilidades menores, quieran tomar el riesgo de inversión.

La ventaja para este acercamiento es la existencia de estudios de reservas y un montaje para la extracción del producto. Los activos ofrecidos tienen potencial de desarrollo en petróleo, gas y algunos subproductos; varios de ellos se encuentran localizados cerca de facilidades de transporte y logística, lo que los convierte en un atractivo más para un inversionista. Además, se cuenta con licencias ambientales aprobadas, que ahorran tiempo, esfuerzo y reducen el riesgo de inversión.

La escogencia del campo de estudio se llevó a cabo al tomar tres variables de gran importancia para hacer viable el proyecto:

- Existencia comprobada de gas natural (potencial comprobado de gas): con las fichas de información de cada campo se identificaron los productos disponibles, fuesen petróleo solo o asociado con gas natural y otros subproductos.
- Conexión al Sistema Nacional de Transporte (conexión actual al SNT): se compararon por observación los mapas de localización de campos y del SNT para establecer su cercanía potencial de los pozos a un punto de conexión de transporte.
- Logística hacia zona de influencia de Efigas (logística de transporte): la zona de influencia de Efigas limita los campos del país de los que puede recibir el gas, debido a que el flujo del SNT va de norte a sur del territorio nacional y, en el sentido técnico, no se puede recibir gas del sur.

Al aplicar los filtros señalados, el Campo Cristalina, ubicado en el valle medio del Magdalena, fue el que cumplió las condiciones requeridas y se convirtió en la decisión óptima para la localización y la ingeniería del proyecto:

Tabla 8. Clasificación de campos

Número campo	Nombre del campo	Potencial de gas	Conexión actual al SNT	Logística de transporte
1	Río de Oro y Puerto Barco	NO	NO	NO
2	Petróleas y Carbonera La Silla	NO	NO	NO
3	Río Zulia	NO	NO	NO
4	Lebrija	NO	NO	NO
4	Barrancalebrija	NO	NO	NO
5	Cristalina	SÍ	SÍ	SÍ
5	Pavas Cáchira	NO	NO	NO
6	Garzas	SÍ	SÍ	NO
7	Sogamoso	NO	NO	NO
8	La Rompida	NO	NO	NO

9	Caguán	NO	NO	NO
10	Santa Clara y Palermo	SÍ	NO	NO
11	Hobo	SÍ	NO	NO
12	Santana	NO	NO	NO
13	Nororiente	SI	NO	NO
14	Nancy-Maxine-Burdine	NO	NO	NO
15	Tambaqui	NO	NO	NO
16	Valdivia-Almagro	NO	NO	NO
17	Camoa	NO	NO	NO

Fuente: elaboración propia

El escenario planteado para la oferta fue de tamaño medio, en el que la producción de gas natural esperada para el campo menor corresponde a 8.571 MBTUD durante los primeros cinco años de producción, equivalente al 25% del límite de energía para que sea clasificado como campo menor (30 MPCD o 34.350 MBTUD), para más tarde entrar en decaimiento del 1% anual hasta el final del horizonte de proyección.

Tabla 9. Oferta de gas del proyecto (MBTUD)

Escenario	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Medio	8.571	8.571	8.571	8.571	8.571	8.486	8.400	8.314	8.229	8.143
Var. %	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-1,0%	-2,0%	-3,0%	-4,0%	-5,0%

Fuente: elaboración propia

8.4 DEMANDA

El gas natural beneficia a 9,5 millones de familias, comercios e industrias en 682 municipios, cuya proyección de demanda nacional (tabla 10) estableció para el escenario medio de consumo los siguientes datos (UPME, 2019b):

Tabla 10. Proyección de demanda nacional

Año	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Demanda (GBTUD)	961	987	1.180	1.172	1.046	1.159
Año	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Demanda (GBTUD)	1.197	1.236	1.307	1.327	1.321	1.422

Fuente: elaboración propia

Se tuvo como base para la proyección la demanda anual del proyecto (tabla 11) el consumo presentado por Efigas en 2019 (Efigas, 2020d), de la manera siguiente:

Tabla 11. Conversión de consumo de Efigas a energía

Mercado	Miles de millones de m³	MBTUD
Residencial	83,41	9.223
Comercial	25,38	2.806
Industrial regulado	68,07	7.527
EDS de GNV	38,06	4.208
Total	214,91	23.765

Fuente: elaboración propia

Para convertir millones de metros cúbicos a unidades de energía (MBTUD) se utilizó la siguiente fórmula:

$$\text{MBTUD} = \text{millones de m}^3 * 1.000.000 / \text{factor de m}^3 \text{ a MBTU/número de días del año}$$

$$\text{MBTUD} = \text{millones de m}^3 * 1.000.000 / 24,78 / 365$$

En la que:

Factor de m³ a MBTU = 1.000.000 / (poder calorífico * 1.000 * número de pies cúbicos en un m³)

Factor de m³ a MBTU = 1.000.000 / (1,1429 * 1000 * 35,31467)

Factor de m³ a MBTU = 24,78

El poder calorífico utilizado correspondió al punto de medición Mariquita en el Sistema Nacional de Transporte (TGI, s.f.). Este punto es paso de todo el gas que se recibe en el Eje Cafetero.

La tasa promedio de crecimiento anual de la demanda en Colombia proyectada por la UPME (2019b) en el período 2019-2033 fue del 2,98%, que sirvió como variación aplicada al histórico de la demanda propia en el proyecto.

Tabla 12. Proyección de demanda del proyecto (MBTUD)

Escenario	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Residencial	9.781	10.072	10.373	10.682	11.000	11.328	11.665	12.013	12.371	12.740
Comercial	2.976	3.065	3.156	3.250	3.347	3.447	3.550	3.655	3.764	3.876
Industrial regulado	7.982	8.220	8.465	8.717	8.977	9.245	9.520	9.804	10.096	10.397
Total	20.739	21.357	21.994	22.649	23.324	24.019	24.735	25.472	26.231	27.013
Var%	2,98%	2,98%	2,98%	2,98%	2,98%	2,98%	2,98%	2,98%	2,98%	2,98%

Fuente: elaboración propia

Al hacer el balance entre oferta y demanda se observó que la producción proyectada en el escenario medio no alcanza a cubrir toda la demanda proyectada, por lo que se asegura toda la venta del producto.

8.5 PRECIO

Los comercializadores de gas en Colombia participan en el mercado mayorista de gas natural, en el que ejercen el papel de compradores en los procesos de comercialización del mercado primario y como compradores y vendedores en el mercado secundario.

La formación de precios obedece a un movimiento de oferta y demanda abierta, con referencia a precios internacionales y a las señales de producción de largo plazo.

La información del mercado secundario mostró el siguiente comportamiento histórico de precio promedio ponderado por cantidades de la energía (tabla 13) (BMC, 2020a):

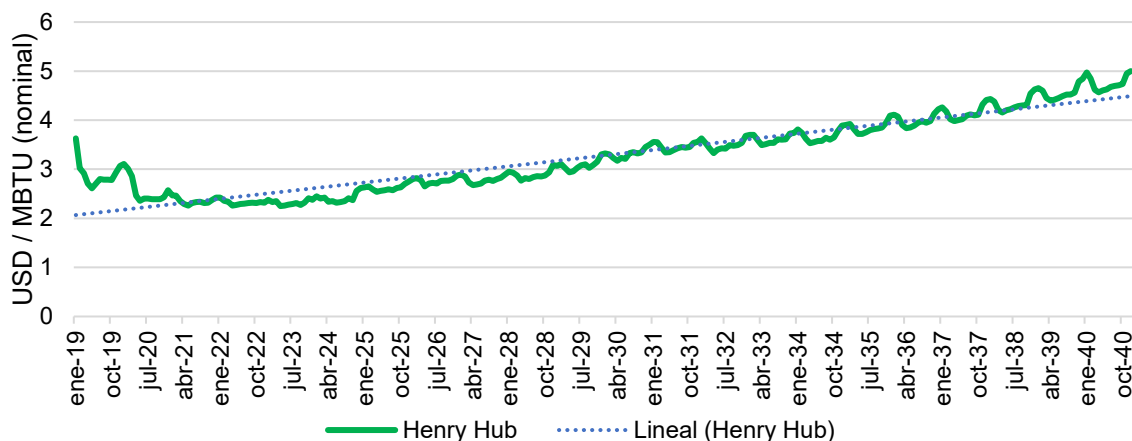
Tabla 13. Precio promedio ponderado de gas natural en mercado secundario

Precio (USD/MBTU)	2017	2018	2019
Mercado secundario	2,99	4,24	5,08
Var porcentual		41,8%	19,8%

Fuente: elaboración propia

Se puede observar como en los últimos años el precio promedio de negociación del gas natural ha aumentado en proporción elevada. Para la proyección en el horizonte del proyecto se utilizó variación porcentual anual proyectada del Henry Hub (gráfica 14 y tabla 14), que es el indicador internacional de referencia para el gas natural y que ofrece mayor estabilidad en el futuro, además de un pronóstico más conservador del crecimiento.

Gráfica 14. Proyección de precio del Henry Hub



Fuente: elaboración propia

Tabla 14. Proyección del precio del Henry Hub

USD/MBTU	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Henry Hub	2,35	2,32	2,32	2,41	2,62	2,76	2,78	2,88	3,07	3,31
Variación porcentual		-1,5%	0,0%	3,9%	8,6%	5,6%	0,7%	3,6%	6,6%	7,8%

Fuente: UPME (2020)

Se utilizó el precio de 2019 como base del año cero y el indicador del precio del Henry Hub como variante de proyección y se obtuvo el precio de venta por cada año (tabla 15).

Tabla 15. Proyección del precio de venta del gas natural

Precio	Año	Año	Año	Año	Año	Año	Año	Año	Año	Año
USD/MBTU	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Venta	5,01	4,93	4,93	5,13	5,57	5,88	5,92	6,13	6,54	7,05

Fuente: elaboración propia

Este precio es un estimado puesto que existen situaciones variables en el mercado secundario que pueden variar el comportamiento, como son:

- **Fenómeno de El Niño:** cuando existen temporadas de calor por varios meses atribuidos a este hecho particular, la generación de energía eléctrica hidráulica se estresa por la reducción de los embalses y hace que los precios en bolsa para energía aumenten y que puedan salir despachadas las plantas térmicas que funcionan con gas, con mejores precios, que pueden negociarse en el mercado secundario.
- **Señal de escasez en la producción de gas:** cada año la CREG y el gestor del mercado llevan a cabo el proceso de comercialización de gas natural, cuya primera fase corresponde a la presentación por parte de los productores que venden en el mercado primario de las cantidades potenciales de producción para la venta. Si la proyección de oferta es baja, los precios de la demanda aumentan y, en consecuencia, lo mismo sucede con los precios del mercado secundario.
- **Volatilidad de los precios:** aunque se puede observar una estabilidad en el precio del Henry Hub, la estabilidad de la oferta y la demanda y algunos fenómenos de especulación hacen que en el país se presenten variaciones puntuales en períodos interanuales, que pueden modificar los resultados.

Los estados de resultados de Efigas en el período de 2019 mostraron resultados que sirven de referencia para los márgenes esperados en el negocio de comercialización de gas natural en millones de pesos (Efigas, 2020a):

Ingresos por venta y distribución de gas natural	\$190.633
Costo de compra de gas natural	\$118.792
Margen de gas	\$71.841

Lo anterior ofreció una referencia de margen de 37,7%, que sirvió de indicador para establecer los precios de venta al usuario final, dependiendo de los escenarios de precio de producción que se plantearon.

9 ESTUDIO TÉCNICO

La base técnica de la presente investigación se centró en el procesamiento del gas natural del campo menor Cristalina y los requerimientos para llevarlo a cumplir las especificaciones de calidad establecidas en el Reglamento Único de Transporte que rige en Colombia.

Por ser un caso empírico, se trata con supuestos técnicos basados en información histórica existente de producción y la información dispuesta por Ecopetrol, que es el dueño actual del 100% del campo Cristalina y sus facilidades aledañas.

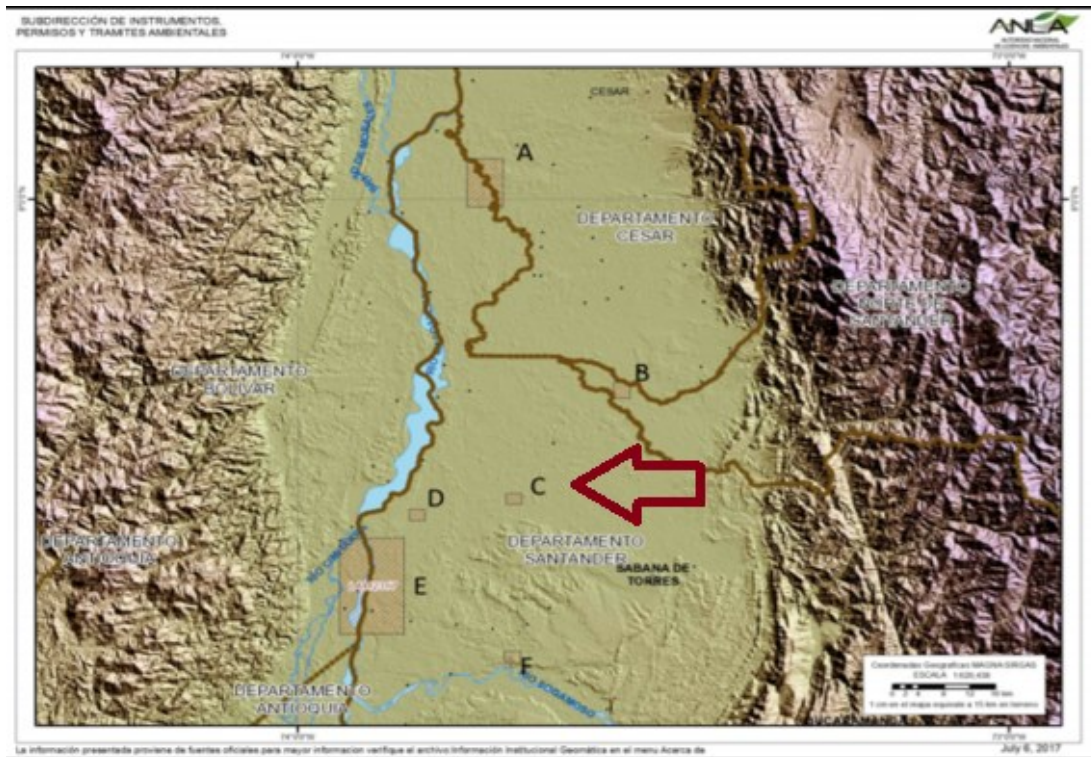
9.1 LOCALIZACIÓN

El proyecto de producción de gas natural estudiado se desarrolla en la cuenca del valle medio del Magdalena, que fue la primera del país en producir petróleo y gas, con abundantes indicaciones de la existencia de hidrocarburos, que se remontan a la época de la Conquista. El primer pozo, Infantas-1, perforado en 1916, fue productor comercial (UPME, 1997b), y siguió el descubrimiento de varios campos más, entre los que se encuentra Cristalinas. La cuenca alcanza una extensión de 28.000 km², con unas reservas probables estimadas de 1.100 giga pies cúbicos.

El campo menor Cristalina se encuentra ubicado en el extremo noroccidental del país, en un enclave del río Magdalena entre los departamentos de Bolívar, Santander, Cesar y Norte de Santander; de manera más específica, en inmediaciones de los municipios de Puerto Wilches y Sabana de Torres, en Norte de Santander, en las veredas Birmania, Caño Peruétano y La Cristalina. El campo tiene un área de 493,22 hectáreas (gráfica 15).

Se accede por vía terrestre en la ruta Bogotá-Barranca-Agua Clara (vía a la costa atlántica)-campo Cristalina o por vía aérea (Bogotá-Barrancabermeja) y finaliza por tierra.

Gráfica 15. Localización del campo Cristalina



Fuente: ANLA (2018)

9.2 INGENIERÍA DEL PROYECTO

Ecopetrol posee el 100% de la participación en el convenio de explotación suscrito con la ANH para el bloque Magdalena Medio. Inició su producción en 1959 y alcanzó su pico máximo en 1965, con 1.580 barriles de petróleo al día (equivalentes a 9.164 MBTUD) y presenta oportunidades de crecimiento a través de la implementación de proyectos de trabajos de *workover* (mantenimiento de pozos, reacondicionamiento, limpieza de arena, estimulación de pozos) y perforación de desarrollo para petróleo y gas natural).

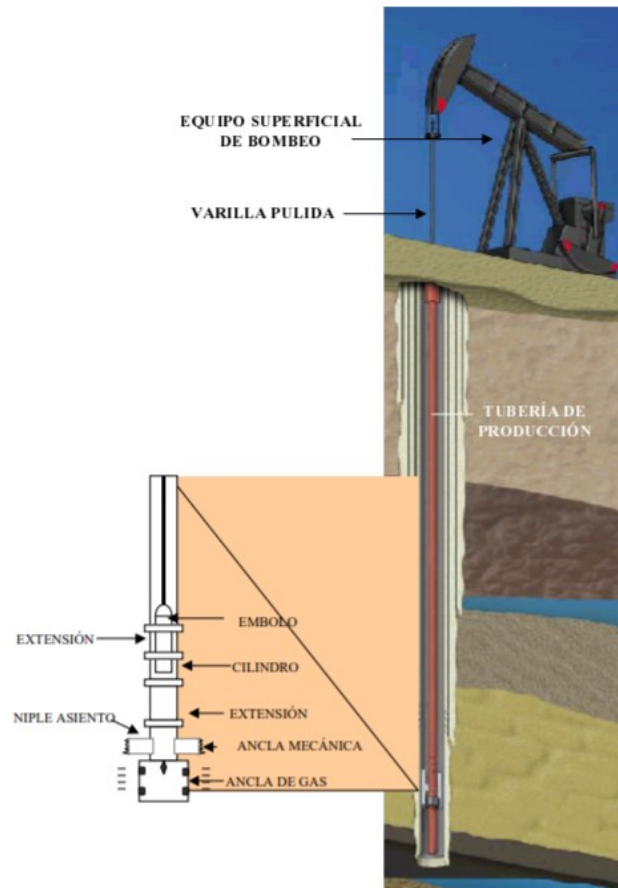
El campo está compuesto por infraestructura para recolección, separación y almacenamiento de crudo, agua y gas y cuenta con una estación de recolección denominada Cristalina. Los productos extraídos se envían hacia la isla VI del campo Yariguí-Cantagallo, de propiedad de Ecopetrol, en el que pueden tratarse.

9.2.1 Puesta a punto del sistema de producción

En el campo La Cristalina se requiere efectuar tareas de puesta a punto y mantenimiento de las facilidades y los equipos existentes para la extracción del gas natural producido.

En este caso, se necesita un reacondicionamiento para los pozos existentes para aprovechar en forma correcta la energía del yacimiento, así como eliminar problemas mecánicos que puedan tener en su producción o en la inyección. Se requiere incluir en el programa de intervención los sistemas de perforación, inyección, bombeo y conducción de gas. El esquema se puede observar a continuación (gráfica 16):

Gráfica 16. Esquema general de un pozo de producción



Fuente: Oilproduction (s.f.)

Gráfica 17. Tubería de acero para conducción de hidrocarburos



Fuente: Oil Business Services (2015)

Los tanques de almacenamiento requieren lavado y desinfección, además de verificación mecánica de los decantadores, los controles, las válvulas y la estructura.

Gráfica 18. Tanques de hidrocarburos



Fuente: Oil Business Services (2015)

La tea o antorcha para quemado es la que permite la disposición de gas cuando se necesita aliviar presiones, realizar mantenimientos o liberar altas concentraciones de gases secundarios. Es necesaria la limpieza de la tubería.

Gráfica 19. Tea o antorcha de gas



Fuente: Bolsa Mercantil de Colombia (2020c)

Para las bombas de gas se requiere un mantenimiento de válvulas, medidores y actuadores.

Gráfica 20. Bomba y reguladores de gas



Fuente: Oil Business Services (2015)

9.2.2 Tratamiento del gas

Luego de lo anterior los gases se conducen por la tubería ya existente a la isla VI de Ecopetrol, en la que se tratan para llevarlos a condiciones de comercialización.

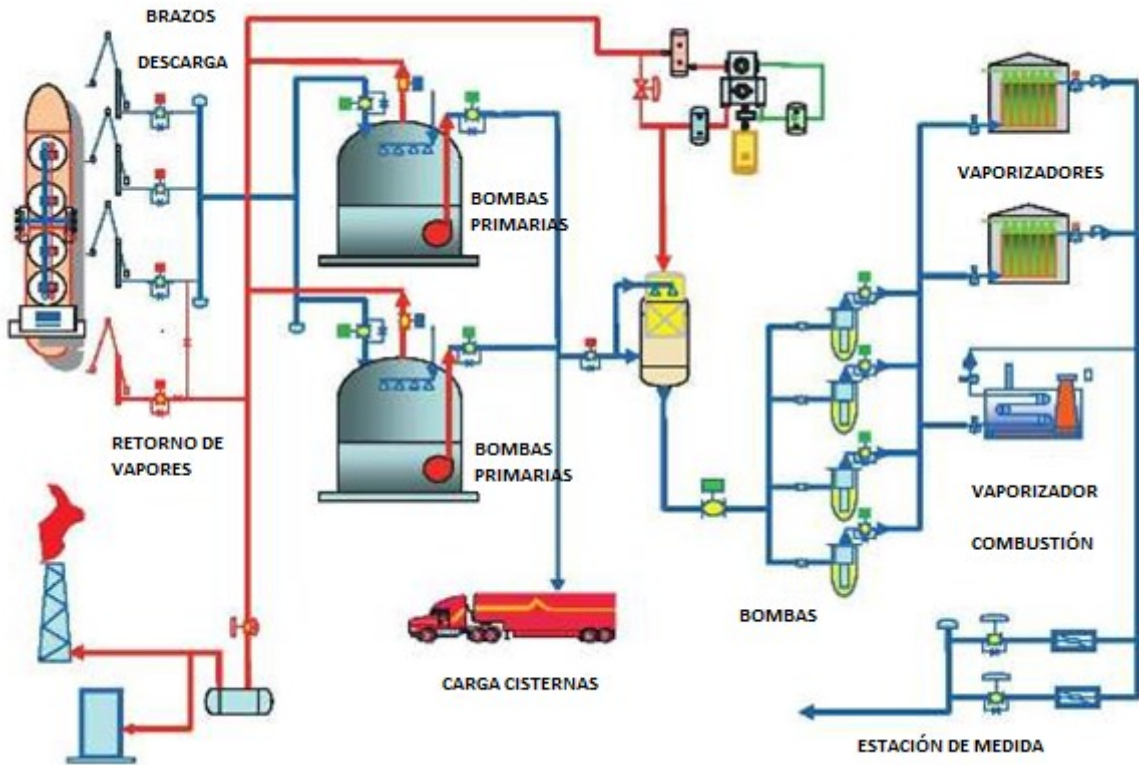
El gas natural se encuentra, al igual que el petróleo, en yacimientos en el subsuelo. Puede estar asociado (gas mezclado con crudo) o libre. Las propiedades del gas son: composición, gravedad específica, peso molecular promedio y poder calorífico y varían de un yacimiento a otro (Ecopetrol, 2016).

Después de extraer el gas, es necesario procesarlo antes de su uso final. Para cada yacimiento, la composición del gas natural es única, por lo que el tratamiento

implementado en cada campo de producción puede ser diferente, pero por lo general se efectúan las operaciones de:

- **Separación inicial:** si se requiere, el gas, el petróleo y el agua se separan en una sola operación, en la que se aprovechan las diferencias de densidad entre ellos.
- **Filtrado:** por medio de filtros se retira el material sólido contenido en el gas.
- **Endulzamiento:** se remueven el dióxido de carbono, que produce corrosión y taponamientos por solidificación, y el ácido sulfhídrico, que es tóxico en muy alto grado.
- **Deshidratación:** se retira el vapor de agua en exceso, que puede formar hidratos de metano sólidos en los gasoductos.
- **Extracción de hidrocarburos pesados:** se retiran hidrocarburos líquidos como el etano, el propano, el GLP y la gasolina natural.
- **Compresión:** para que el gas pueda transportarse por gasoductos, su presión debe incrementarse por medio de compresores.

Gráfica 21. Esquema del tratamiento general del gas natural



Fuente: Unión Fenosa Gas (2013)

9.2.3 Conexión al Sistema Nacional de Transporte

Como el campo no está conectado en forma directa al Sistema Nacional de Transporte, es necesaria la construcción de un sistema de distribución desde la isla VI hasta un punto de entrada en el gasoducto de TGI.

Como supuesto, se calculó una distancia por carretera entre la isla VI de Ecopetrol y el punto más cercano del sistema de transporte de TGI, que es Puerto Wilches (gráfica 22). En total, es una distancia de 6,4 km entre el punto de salida del sistema de tratamiento de gas hasta la conexión al SNT que requieren una tubería de cuatro pulgadas en polietileno, una estación de regulación y medición y una conexión a transporte.

Gráfica 22. Sistema de distribución proyectado (arriba) y SNT (abajo)



Fuentes: Google Maps y TGI (2020b)

9.3 INVERSIONES REQUERIDAS

Para el cálculo de las inversiones requeridas en el campo Cristalina se utilizaron como base las conclusiones del estudio realizado para la UPME y el Consorcio ACI-SANIG (2016) y se extrapolaron los resultados al tamaño y las particularidades del presente proyecto.

Los costos indicativos de inversión y gastos de administración, operación y mantenimiento - AOM presentados en el presente estudio se definieron a partir de costos de referencia de proyectos ejecutados, de información obtenida de publicaciones especializadas, mediante entrevistas con empresas de la industria de petróleo y gas y de consultas con expertos (UPME y ACI-SANIG, 2016).

9.3.1 Infraestructura de producción de gas natural

Estas facilidades incluyen los equipos y los procesos necesarios para la perforación, la explotación y el desarrollo de los campos, así como lograr una entrega del gas natural extraído con las especificaciones técnicas requeridas que permiten la producción comercial del gas natural, con el fin de asegurar el control y la seguridad y el monitoreo permanentes del campo (UPME y ACI-SANIG, 2016).

- **Etapas de adquirir o inversión inicial**

Los rubros principales para considerar en la estructura de costos de este sistema durante la etapa de inversión fueron:

- **Costos de administración:** este costo global incluye los costos y los gastos iniciales de prefactibilidad y factibilidad, los estudios, las ingenierías conceptuales,

básicas y de detalle, la gerencia de proyecto, las interventorías durante la etapa de adquisición y las obras y los demás gastos administrativos iniciales.

– **Costos de terrenos y trámites:** estos costos globales incluyen los costos y los gastos generados por trámites locales nacionales y regionales para las obras y los montajes. Por otra parte, comprende los costos de compra de terrenos para la instalación de las distintas facilidades y los pagos de servidumbres para el paso de las líneas de flujo u oleoductos.

– **Costos de estudios y licencias ambientales:** estos costos globales incluyen los costos de estudios y de trámites para la obtención de las licencias ambientales requeridas para la construcción y la posterior operación y mantenimiento de las facilidades del presente numeral.

– **Costos de procura:** estos costos globales incluyen los costos de compra o adquisición de los materiales, los equipos y la maquinaria principal requerida para la construcción, el montaje y la puesta en marcha de las facilidades descritas. Así mismo, comprende los costos de colocar dichos materiales, equipos y maquinaria en su lugar de instalación final, con inclusión de fletes, impuestos y tasas.

– **Costos de construcción:** estos costos globales incluyen los costos de las obras de construcción, montaje y puesta en marcha de las facilidades, con inclusión de contratistas de obra, equipos de montaje, materiales consumibles y servicios profesionales que se requieran para la total construcción, las comisiones y la puesta en marcha.

Estas inversiones se efectúan en el año cero del proyecto y se requieren para iniciar la fase productiva. Se supuso que en dicho año quedarán funcionales.

Tabla 16. Costos de inversión inicial

Facilidades de superficie (bombeo mecánico)	Valor
Costos de administración	\$77.104.593
Costos de terrenos y trámites	\$192.761.484
Costos de estudios y licencias ambientales	\$96.380.742
Costos de construcción y de procura de tubería y equipo	\$2.004.719.431
Total	\$2.370.966.250

Facilidades de producción para 5.000 KPCD	Valor
Costos de administración	\$109.680.000
Costos de terrenos y trámites	\$182.800.000
Costos de estudios y licencias ambientales	\$109.680.000
Costos de construcción y de procura de tubería y equipo	\$2.376.400.000
Total	\$2.778.560.000

▪ **Etapas de utilizar y mantener (operación y mantenimiento)**

Los rubros principales para considerar en la estructura de costos de este sistema durante la etapa de operación y mantenimiento fueron:

- **Costos de respaldo:** estos costos globales incluyen los costos administrativos de personal, licencias de *software*, impuestos, servicios públicos y servicios industriales para la operación y el mantenimiento de las facilidades.
- **Costos de repuestos y reinversiones:** estos costos globales incluyen los costos de inventarios de repuestos y materiales para el mantenimiento de las facilidades y las reinversiones requeridas en equipos e infraestructura para asegurar la continuidad en la operación de las facilidades.

- **Costos por paradas planeadas y no planeadas:** estos costos globales incluyen los costos por paradas de producción para la ejecución de actividades de mantenimiento planeadas o por reparaciones no planeadas durante la operación de las facilidades.

Estas inversiones se efectúan desde el año 1 y hasta el año 10 del proyecto. Se requieren para mantener la producción del campo menor de gas. Se presentan en pesos en su valor presente neto y se utilizó como tasa de descuento la tasa de interés de oportunidad de 14,81%.

Tabla 16. Costos de operación y mantenimiento

Facilidades de perforación	Valor presente neto
Servicio de taladro 500 HP con capacidad de 3.000 pies	\$358.437.964.422

Facilidades de producción para 5.000 KPCD	Valor presente neto
Costos de respaldo	\$582.045.701
Costos de repuestos y reinversiones	\$2.910.228.506
Costos por paradas planeadas y no planeadas	\$2.328.182.805
Servicios especializados	\$582.045.701
Servicio de tratamiento de gas	\$24.279.818.442
Total	\$ 30.682.321.156

9.3.2 Inversiones en personal

Como supuesto se tomó que el personal existente en Efigas podrá incluir, como parte de sus responsabilidades, las requeridas por el proyecto y por ello se incluyeron tanto los cargos existentes como los nuevos requeridos (tabla 19).

Tabla 18. Personal

Cargo	Nuevo SÍ/NO	Cantidad / ocupación	Número salarios	Inversión año (COP)
Ingeniero jefe	SÍ	0,2	1 (integral)	27.387.454
Supervisor de operación	SÍ	2	5	165.219.720
Supervisor de mantenimiento	SÍ	1	5	82.609.860
Supervisor ambiental	SÍ	1	5	82.609.860
Operario	SÍ	10	2	355.124.160
Profesional de Planeación	NO	0,2	5	16.521.972
Auxiliar administrativo	SÍ	0,2	2	7.102.483
Auxiliar de cartera y contabilidad	NO	0,2	2	7.102.483
Profesional de comercialización	NO	0,2	5	16.521.972

Fuente: elaboración propia

Para el salario del ingeniero se tomó el salario integral en Colombia en 2020, que es igual a la suma de diez salarios mínimos mensuales legales vigentes más el factor prestacional y una ocupación del 20% de su tiempo para el proyecto. El valor anual varió según una proyección de IPC de 3,6%, igual al aumento en 2019 y 2020.

El salario integral en Colombia en 2020 será de \$11.411.439, cifra que corresponde a la suma de diez salarios mínimos mensuales legales vigentes, más un 30% de carga prestacional, equivalente a tres salarios mínimos mensuales legales vigentes, tal cual lo estipulan la ley 50 de 1990 y el artículo 132 del Código Sustantivo del Trabajo (CST) (empleo, 2019).

Para los demás cargos se utilizó como base el salario mínimo mensual legal vigente en Colombia en 2020 y se tuvo en cuenta que para operarios y auxiliares se incluye auxilio de transporte. En Colombia en 2020 se descompuso así:

Tabla 19. Descomposición del salario mínimo mensual legal vigente

Variable	Valor
Salario mínimo	\$877.803
Auxilio de transporte	\$102.854
Vacaciones	\$36.604
Prima	\$73.120
Cesantías	\$73.120
Intereses sobre las cesantías	\$8.778
Cotización de salud	\$74.613
Cotización de pensión	\$105.336
ARL	\$4.564
Parafiscales	\$79.002
Dotación	\$43.890
Total	\$1.479.684

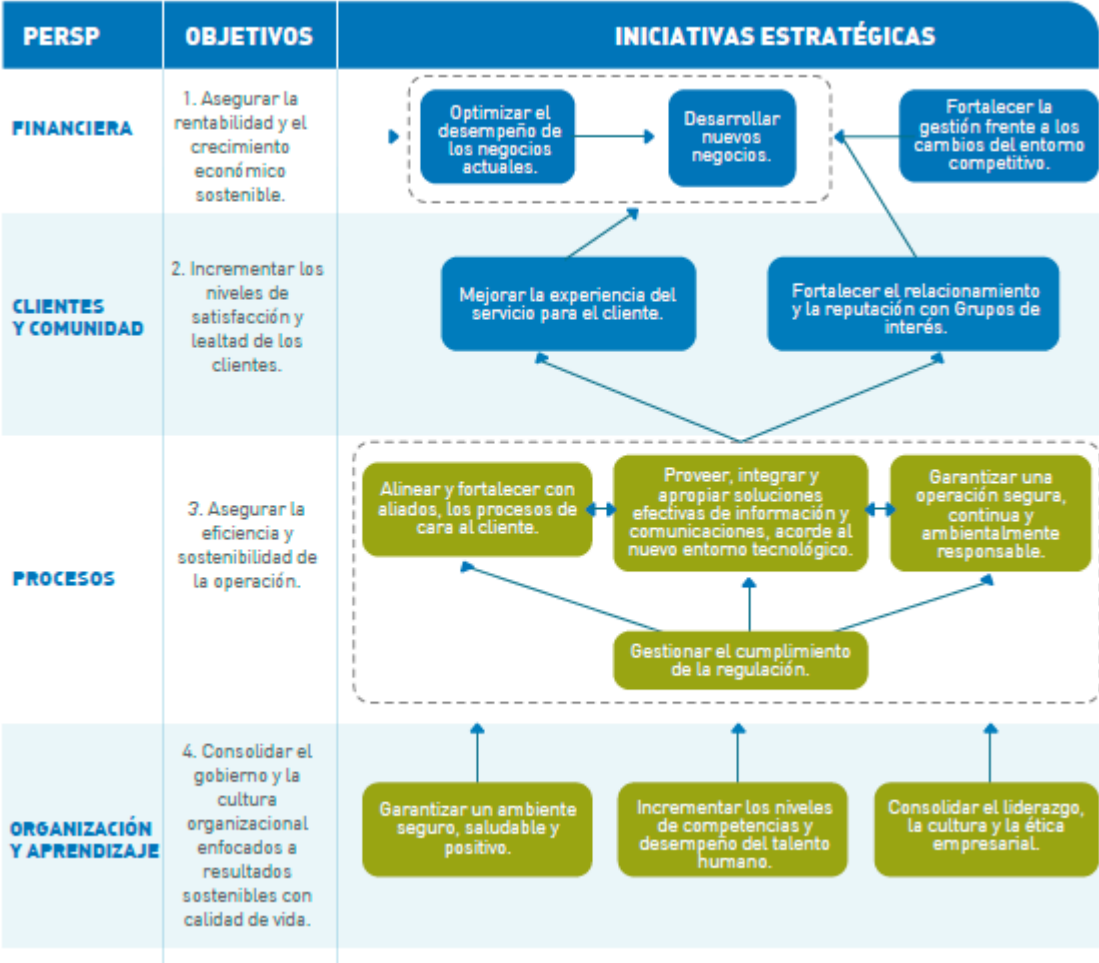
Fuente: López B. (2019)

10 ESTUDIO ORGANIZACIONAL

El proyecto de aprovechamiento de un campo menor se está destinado a la empresa Efigas, que está constituida como una sociedad anónima y además como empresa de servicios públicos. En su razón social se encuentran entre otros, los siguientes objetos que permiten la realización del proyecto: 1. Prestación del servicio público de distribución de gas natural o gas propano, 2. Comercialización a partir de la producción y el transporte, y 3. Extraer, almacenar, transformar, tratar, transportar y distribuir gases combustibles.

Los elementos que cobijan la iniciativa están expresados en el direccionamiento de la empresa y, en forma específica, en la perspectiva financiera de su mapa estratégico:

Gráfica 23. Direccionamiento estratégico de Efigas

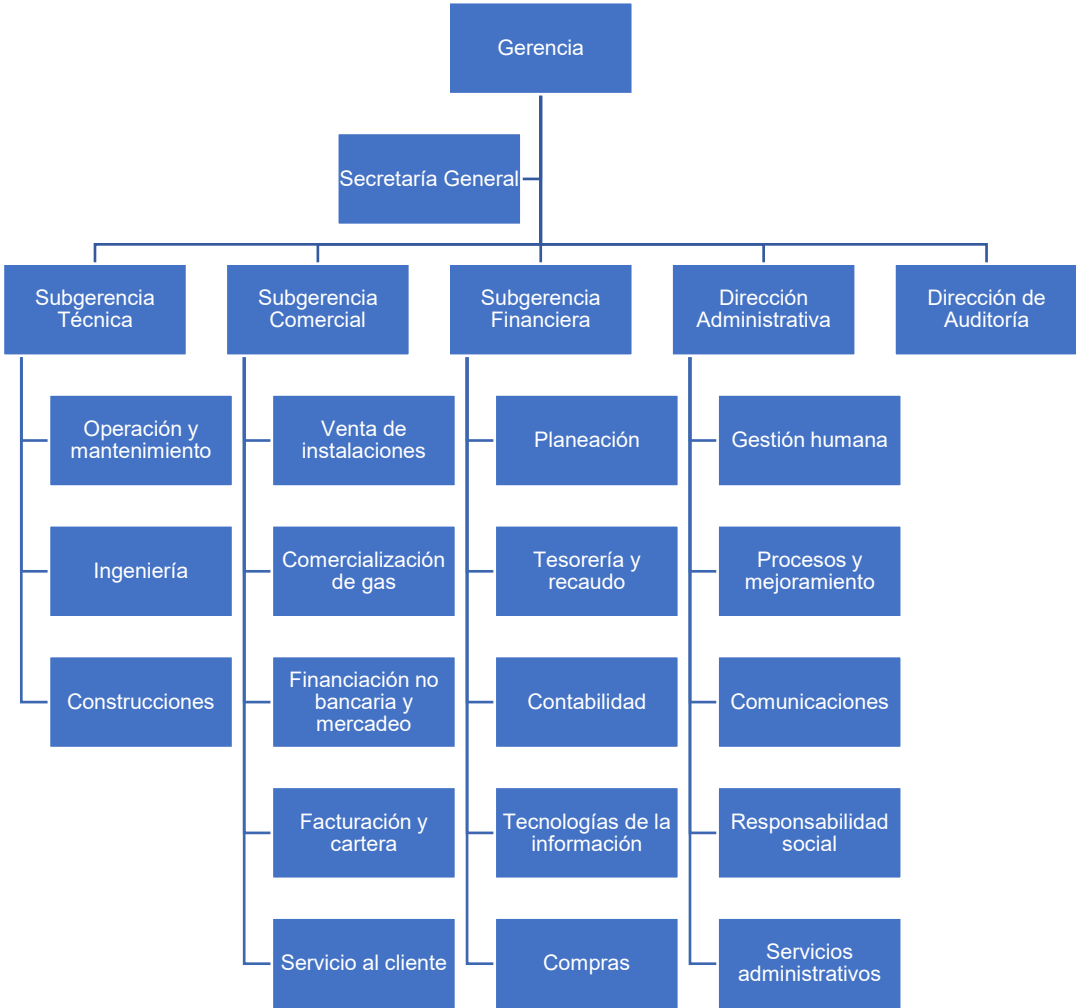


Fuente: Efigas (2019)

La Junta Directiva y el gerente de la organización representan los cargos ejecutivos con responsabilidades principales en relación con la aprobación y la actualización del propósito, los valores o las declaraciones, estrategias, las políticas y los objetivos relativos a los impactos y las gestiones en cuestiones económicas, ambientales y sociales, quienes, a su vez, rinden cuentas de manera directa ante la Asamblea de Accionistas como órgano superior de gobierno.

La empresa cuenta con un organigrama vertical, que está estructurado para mantener la propuesta de valor de su modelo integral de negocios asociados con distribución y comercialización de gas, construcción de redes, servicios adicionales y financiación no bancaria (Efigas, 2019).

Gráfica 24. Organigrama de Efigas



Fuente: elaboración propia

Esta estructura permite la absorción casi marginal del proyecto de campos menores, aunque se requiere la creación de algunos nuevos cargos, relacionados, junto con su

inversión, en el estudio técnico. Las responsabilidades de cada área frente al proyecto se resumen a continuación:

Tabla 20. Funciones por área para el proyecto

Área	Funciones
Planeación	Evaluación de la viabilidad del proyecto, proyecciones de escenarios y seguimiento preoperativo y operativo
Ingeniería	Diseños técnicos de equipos y facilidades, control ambiental y gestión de permisos de construcción
Construcciones	Montaje de facilidades y equipos y construcción de redes
Operación y mantenimiento	Producción y control de operaciones y mantenimiento de redes y equipos
Compras	Manejo de almacenes de insumos y consecución de proveedores de equipo y materiales
Comercialización de gas	Comercialización del gas natural en el mercado mayorista
Dirección administrativa	Selección y entrenamiento de personal, provisión de recursos de trabajo, salud y seguridad en el trabajo, atención a usuarios, vigilancia y suministros
Contabilidad	Responsables de libros contables y estados financieros y registro de ingresos, costos y gastos del proyecto
Cartera	Control de cuentas por cobrar a clientes
Tesorería	Manejo de recaudos por venta de servicios y manejo de instrumentos financieros de apalancamiento
Auditoría	Control de riesgos del negocio, seguimiento a indicadores y gestión de resultados

Secretaría general

Apoyo legal en todas las fases del proceso, pólizas y contratación del proyecto

Fuente: elaboración propia

11 ESTUDIO LEGAL

A continuación se relacionan las normas más relevantes relacionadas con el tema de investigación y la descripción de su impacto:

Tabla 21. Regulación general

Ley 142 de 1994 (Congreso de Colombia, 1994)
Dictó los lineamientos de los servicios públicos domiciliarios y las empresas que realicen actividades en acueducto, alcantarillado, aseo, energía eléctrica, distribución de gas combustible, telefonía fija pública básica conmutada y telefonía local móvil rural
Ley 99 de 1993 (Congreso de Colombia, 1993)
Creó el Ministerio del Medio Ambiente, se reordenó el sector público encargado de la gestión y la conservación del medio ambiente y los recursos naturales renovables y se organizó el Sistema Nacional Ambiental (SINA)
Decreto 1056 de 1953
Código de petróleos: reglamentó las disposiciones relativas a “las mezclas naturales de hidrocarburos que se encuentran en la tierra, cualquiera que sea el estado físico de aquéllas, y que componen el petróleo crudo, lo acompañan o se derivan de él”.
Decreto. 2100 de 2011 (Presidencia de la República, 2011)
Estableció reglas de abastecimiento de gas y confiabilidad del servicio: demanda esencial, reservas de gas y mecanismos de comercialización, exportaciones e importaciones de gas. En el artículo 12 se estableció, como excepción en los mecanismos y los procedimientos de comercialización a los campos menores, lo que

quiere decir que s son libres de diseñar sus propios contratos sin reconocer las reglas generales de comercialización mayorista
Decreto 2345 de 2015 (Presidencia de la República, 2015)
Contiene lineamientos orientados a aumentar la confiabilidad y la seguridad de abastecimiento de gas natural, de manera específica a temas de demanda esencial, prioridad en abastecimiento y plan de abastecimiento de gas natural
Resolución de la CREG 114 de 2017
Ajustó y compiló aspectos relacionados con la comercialización del mercado mayorista de gas natural. En ella se dio libertad a los productores y los comercializadores para comercializar gas natural mediante negociaciones directas, en cualquier momento del año
Resolución de la CREG 033 de 2018
Estableció medidas regulatorias en relación con la definición y la aplicación de los gasoductos de conexión. Los productores y comercializadores que produzcan gas natural en campos menores podrán conectarse de manera directa a los sistemas de distribución y no requieren solicitar aprobación a la empresa transportadora que se encuentre en el área de influencia
Circular de la CREG 103 de 2018
Documentó las condiciones, las motivaciones y los elementos de análisis para revisar los límites de integración vertical y los de participación de mercado en las actividades que conforman las cadenas de valor de los servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible

Fuente: elaboración propia

La regulación para el aprovechamiento de gas natural proveniente de campos menores de producción da una libertad casi absoluta en cuanto a los aspectos comerciales, lo que facilita para Efigas la comercialización de las capacidades y crear productos más flexibles en períodos de entrega y precio, tanto para la venta a terceros como en la atención de la demanda propia que complementen el gas contratado en el mercado primario mayorista.

11.1 ESQUEMA DE CONTRATACIÓN

El esquema de mercado mayorista de gas natural en Colombia funciona en un entorno de precios libres, que se transan en un mercado primario y uno secundario, por medio de contratos que garantizan las condiciones de entrega del producto. La resolución de la CREG 114 de 2017 estableció las condiciones comerciales y las definiciones.

En el mercado primario los productores y comercializadores de gas natural y los comercializadores de gas importado pueden ofrecer gas natural. También es el mercado en el que los transportadores de gas natural pueden ofrecer su capacidad de transporte.

En el mercado secundario los participantes en el mercado con derechos de suministro de gas o con capacidad disponible secundaria pueden negociar sus derechos contractuales. Los productores y los comercializadores de gas natural, los comercializadores de gas importado y los transportadores pueden participar como compradores en este mercado.

El modelo de negocio planteado para el presente proyecto incluyó la comercialización de gas natural proveniente de un campo menor de gas natural, que, por sus características, se comercializa en el mercado secundario según las siguientes modalidades de contratos:

1. **Contrato firme o que garantiza firmeza:** un agente garantiza el servicio de suministro de una cantidad máxima de gas natural o de capacidad máxima de transporte, sin interrupciones, durante un período determinado, excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas.
2. **Contrato de suministro con firmeza condicionada:** 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.

3. **Contrato de opción de compra de gas:** 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. El comprador pagará una prima por el derecho a tomar hasta la cantidad máxima de gas y un precio de suministro en el momento de la entrega del gas.

4. **Contrato de opción de compra de gas contra exportaciones:** 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.

5. **Contrato de opción de compra de transporte:** 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.

6. **Contrato de suministro de contingencia:** un participante en el mercado garantiza el suministro de una cantidad máxima de gas natural desde una fuente alterna de suministro, sin interrupciones, cuando otro participante en el mercado que suministra o transporta gas natural se enfrenta a un evento que le impide la prestación del servicio.

7. **Contrato de transporte de contingencia:** un transportador garantiza el transporte de una cantidad máxima de gas natural contratada mediante un contrato de suministro de contingencia.

8. **Contrato con interrupciones:** 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.

Su duración puede ser: intradiario, diaria, semanal, mensual, trimestral, anual o multianual y debe tener un punto estándar de entrega en el Sistema Nacional de Transporte. Las negociaciones se pueden efectuar de manera directa entre las partes o a través de plataformas para comercialización.

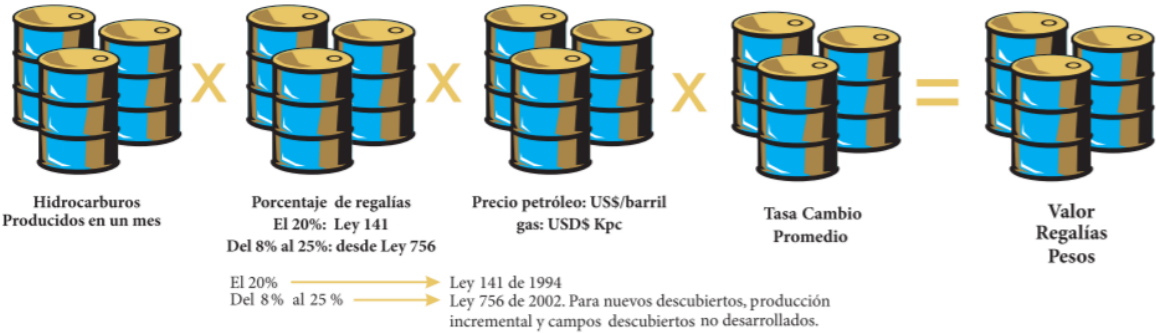
11.2 REGALÍAS

La ANH es la entidad encargada de recaudar las regalías que corresponden al Estado por la producción de hidrocarburos y su giro a las entidades con derecho a ellas.

Las regalías son la contraprestación económica a favor del Estado por la explotación de recursos no renovables, como petróleo y gas, que se les otorgan a departamentos y municipios en cuyo territorio se adelantan explotaciones y a los puertos por los que se transportan dichos recursos (ANH, 2020).

Para la explotación del campo menor Cristalina aplica el régimen de regalía del 20% establecido por la ley 141 de 1994, con opción de trámite de regalía variable para los proyectos incrementales, según la ley 756 de 2002. Para el cálculo se utiliza la siguiente fórmula:

Gráfica 25. Fórmula del cálculo de regalías



Fuente: DNP, 2007, p. 19)

Las regalías por la explotación de gas se obtienen de aplicar el siguiente porcentaje sobre las regalías equivalentes por la explotación de crudo y, dependiendo de la profundidad, se aplica el 80% hasta una profundidad de 1.000 pies y el 60% para profundidad mayor a 1.000 pies.

Un barril de petróleo equivale a 5.700 pies cúbicos de gas.

12 ESTUDIO AMBIENTAL

La ley 99 de 1993 determinó que la ejecución de obras y actividades de la industria del petróleo debía contar con una planificación ambiental adecuada y para aquellas susceptibles de causar deterioro grave a los recursos naturales renovables o al medio ambiente, o modificaciones notorias al paisaje, estableció como requisito la licencia ambiental previa, otorgada por el Ministerio del Medio Ambiente (UPME, 1997a). La reglamentación se estableció en el decreto 2041 de 2014.

Con posterioridad, el decreto 1076 de 2015 o decreto único reglamentario del sector de ambiente y desarrollo sostenible entregó la competencia de otorgar o negar la licencia ambiental para proyectos de hidrocarburos a la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) e identificó con claridad la perforación, la explotación, el transporte y la conducción de hidrocarburos como actividades a las que se les exige dicho requisito y se excluyeron las actividades relacionadas con la distribución de gas natural de uso domiciliario, comercial o industrial.

El presente proyecto se localiza en el campo de producción Cristalina, que se encuentra inactivo en el momento, pero ha tenido una actividad anterior, para la que se resume a continuación la normatividad aplicable:

Tabla 22. Resumen de la regulación ambiental

Resolución 0211 de 2003 del Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible
Estableció medidas ambientales a Ecopetrol S. A. para las actividades actuales en los campos Cantagallo-Yariguí, Sogamoso, Garzas, Cristalina, Pavas-Cáchira, Barranca-Lebrija y Totuma. Modificada por las resoluciones 0110 de 2005, 2132 de 2005, 0496 de 2010, 1226 de 2010 y 1316 de 2014
Resolución 1015 de 2003 del Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible
Resolvió recurso de reposición interpuesto por Ecopetrol contra la resolución 0211 de 2003
Resolución 0653 de 2007 del Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible
Autorizó la cesión parcial de las medidas de manejo ambiental a Emerald Energy PLC
Oficio 4120-E1-107533 de 2010 de Ecopetrol
Ecopetrol S. A. hizo entrega del plan de manejo ambiental integral
Autos 2145, del 12 de julio de 2012, 3011, del 21 de septiembre de 2012, 1719, del 7 de junio de 2013, y 3246, del 16 de octubre de 2012, de la ANLA
Actuaciones frente a disposiciones ambientales del proyecto

Fuente: elaboración propia

La explotación de campos petroleros y de gas requiere solicitar y obtener con anticipación la licencia ambiental global contemplada en las normas vigentes para esta actividad, que autoriza todas las obras o las actividades relacionadas con la explotación e incluye los permisos requeridos para el uso y el aprovechamiento de los recursos. Sin embargo, es necesario que para el desarrollo de cada una de las obras o actividades se presente un plan de manejo ambiental.

El campo Cristalina, objeto de estudio, cuenta para su operación y su mantenimiento con plan de manejo ambiental como instrumento de control y seguimiento ambiental establecido a favor de Ecopetrol S. A. a través de la resolución 211 de 2003, compartida con los campos Cantagallo-Yariguí, Sogamoso, Garzas, Cristalina, Pavas-Cáchira y Barranca-Lebrija. Su última modificación se dio a través de la resolución 1316 de 2014.

El campo cuenta con permiso de concesión de aguas superficiales, otorgado a través de la resolución DGL No. 1165 de 2011, y de vertimiento de agua residual doméstica, renovado mediante la resolución DGL No. 1099 de 2015, expedidas por la Corporación Autónoma Regional de Santander (CAS).

Como parte del ejercicio de investigación, se describen a continuación los elementos ambientales generales para tener en cuenta en la planeación del proyecto de aprovechamiento del campo menor de estudio.

El medio físico describe las áreas directa e indirecta, en las que se tuvieron en cuenta los componentes abióticos, bióticos y socioeconómicos y la influencia que sobre ellos puede tener el proyecto.

El documento de la resolución 1316 de 2014 de la Agencia Nacional de Licencias Ambientales resume información del plan de manejo ambiental y ofrece una descripción precisa de las características ecológicas del área ocupada por el campo Cristalina.

- **Área de influencia:** incluye la línea de flujo que sale de la estación Cristalina en dirección a la isla VI en Puerto Wilches, en la que limita con el caño Peruetano, que, a su vez, establece la divisoria municipal entre Sabana de Torres y Puerto Wilches. La mayor parte del territorio es plano, con algunas ondulaciones, orillales bajos, terrazas, pantanos y ciénagas. Es un sector descrito como llanura aluvial o valle de inundación, es decir, es un fondo plano que contiene un cauce que puede inundarse ante una eventual crecida de las aguas.

- **Economía:** la actividad económica de la zona es, en lo fundamental, agrícola y gira alrededor del cultivo de la palma de aceite, el maíz, la yuca y el plátano, al igual que la porcicultura, la avicultura y las especies menores, que cumplen una importante función social, tanto para la economía como para la subsistencia de la población.

- **Uso del suelo:** mayor predominancia para la ganadería, manejada como pastoreo extensivo, con un total del 62,02% del área total del campo, distribuido en cinco unidades de suelo. Como segundo uso más representativo se encuentra el forestal, con un 12,45%, distribuido en tres unidades de suelo. El resto del campo se destina a usos agropecuarios, agroforestales, cuerpos de agua y zonas pantanosas.

- **Clima:** el área de estudio presenta altas temperaturas, con sus variaciones durante todo el año, que oscilan entre 27,1°C y 30,1°C; el período con mayor temperatura es el reportado durante los meses de enero, febrero y marzo y el de menor temperatura entre los meses de septiembre, octubre y diciembre; son inversamente proporcionales, junto con la presión atmosférica, a la topografía y a la elevación del terreno (a mayor altura o elevación, menor temperatura y presión atmosférica). La precipitación del área presenta un comportamiento bimodal: dos épocas de lluvias o mayores precipitaciones entre los meses de abril y junio y entre septiembre y noviembre. Los demás meses son temporadas secas.

- **Calidad del aire:** el área de estudio presenta una alta intervención de la industria petrolera. Las actividades generadoras de emisiones están asociadas con las industrias petrolera, de extracción de palma y de generación de energía; a su vez, con las actividades de cocción de alimentos, quema de residuos a cielo abierto, combustión de vehículos, paso de vehículos, quema de vegetación, transporte fluvial y operación de calentadores industriales.

- **Ruido:** el área se caracteriza por tener una alta intervención de la industria petrolera y se identificó que las fuentes generadoras de ruido se relacionan con el desarrollo de actividades en las etapas de perforación y de explotación. Las principales fuentes son motobombas, motores de vehículos y máquinas, reproducción de radio y televisión, ruido de electrodomésticos y ruidos naturales.

- **Ecosistemas sensibles:** según concepto de la Corporación Autónoma de Santander (CAS), expresado en la resolución antes mencionada, se estableció que la zona de influencia del proyecto se encuentra cerca de la reserva forestal de la ley 2 de 1959 del río Magdalena, pero no presenta interceptación de sus límites, así como tampoco de otras áreas protegidas declaradas. Se tiene identificada la presencia de dos zonas de vida, correspondientes a bosque húmedo tropical y bosque húmedo premontano.
- **Fauna:** con el estudio existente para el área de influencia directa del campo Cristalina se identificaron 103 especies de aves, 18 de mamíferos, 10 de anfibios y 18 de reptiles.

El conclusión, en lo referente al impacto del proyecto, el medio más afectado es el físico o abiótico, debido a la adecuación y al manejo de zonas de disposición de material sobrante de excavación, lo que altera las aguas superficiales y características del suelo, y, además, con el incremento del tráfico vehicular se modifica la calidad del aire.

También se da un cambio en las características fisicoquímicas de las aguas superficiales, debido a la generación y la disposición de residuos domésticos e industriales y materiales sobrantes de excavación.

13 ESTUDIO FINANCIERO

El estudio de viabilidad es un instrumento que ayuda al promotor de proyectos a adoptar decisiones sobre las propuestas de inversión que está considerando. Para facilitar esta decisión, los costos de inversión y de producción se han de organizar en forma clara, de modo que se tenga en cuenta que la rentabilidad de un proyecto dependerá en definitiva de la magnitud y de la estructura de los costos de inversión y de producción y de su oportunidad (Onudi, 1978).

En cuanto a su horizonte, la cantidad de materias primas existentes determina el horizonte de duración del proyecto de inversión. A medida que su disponibilidad es mayor y permanente, la duración de un proyecto de explotación de ellas y su transformación durará más (Morales Castro y Morales Castro, 2009).

Los campos de gas natural determinan su duración de acuerdo con los estudios técnicos especializados, que permiten determinar sus reservas probadas, probables y posibles para proyectar más tarde la viabilidad técnica y su producción. El rango de su duración es relativo y no puede ser determinado con exactitud en un estudio de prefactibilidad, por lo que se tomó en consideración la vida útil de los equipos para establecer el horizonte de tiempo.

Para este proyecto específico se espera que, en los diez años que se establecieron como horizonte, las facilidades y las inversiones se puedan recuperar por medio de la utilidad, de tal modo que se cumplan los objetivos de la empresa para el proyecto y se cierre con éxito el flujo de la inversión.

En el estudio se hizo un análisis de las relaciones entre productos y servicios con las relaciones entre ingresos y egresos. Su finalidad fue la de convertir a unidades homogéneas de dinero todos los flujos del proyecto y evaluar indicadores operativos y financieros que permitieran la toma de decisión sobre la viabilidad de la inversión.

Para el modelo se utilizaron los siguientes supuestos:

- Variación porcentual anual del IPC: 2,5%
- Variación porcentual anual del IPP: 1,1%
- Tasa representativa del mercado (TRM): \$3.656
- Tasa de impuestos: 33,0%
- Pareja de cargos de transporte: 100% fija y 0% variable
- Depreciación: lineal
- Poder calorífico de la oferta: 1,1429 BTU/PC
- Factor de m³ a MBTU: 24,7770
- WACC: aplicable a distribución de gas
- Variación del capital de trabajo: 5% del capex

13.1 COSTO PROMEDIO PONDERADO DE CAPITAL (WACC)

En CREG (2012) se describen las variables para determinar el cálculo del WACC de distribución:

Tabla 23. Variables de cálculo del WACC

Nombre	Variable	Descripción
Beta	β_u o β_l	Parámetro que representa el riesgo de una industria en relación con el mercado en el que se desarrolla. Desapalancado (β_u) y apalancado (β_l)
Ajuste del beta	A	Ajuste en el beta para reconocer las diferencias en las metodologías de remuneración, según Alexander <i>et al.</i> , 2013, p. 29, entre una regulación de incentivos de alto poder y otra de bajo poder para el sector de gas
Inflación local	Inf_c	Inflación en Colombia
Inflación externa	Inf_{EU}	Inflación en Estados Unidos
Costo de deuda	r_d	Costo de la deuda
Costo de capital propio (equity)	r_c	Cálculo del costo del capital propio
Tasa libre de riesgo	r_f	Tasa asociada con un activo libre de riesgo
Rendimiento del mercado	r_m	Tasa que muestra el rendimiento del mercado
Prima de riesgo de mercado	$r_m - r_f$	Prima de riesgo de mercado
Riesgo de país	r_p	Tasa adicional que reconoce el riesgo de país
Tasa de impuesto	τ	Tasa de impuesto de renta a cargo de los agentes
Participación de la deuda	w_d	Proporción de la deuda frente al total de activos (40%)
Participación del capital propio	w_c	Proporción del capital propio frente al total de activos (60%)

El costo promedio ponderado de capital ($WACC_{d,i}$) después de impuestos se calculó con la siguiente fórmula:

$$WACC_{d,i} = w_d r_d * (1 - \tau) + w_e r_e$$

El WACC antes de impuestos se obtuvo con la siguiente fórmula:

$$WACC_{a,i} = w_d r_d + w_e r_e / (1 - \tau)$$

Y el WACC en términos reales se calculó con la siguiente fórmula:

$$WACC_{real,a,i} = (WACC_{a,i} - Inf_{EU}) / (1 + Inf_{EU})$$

Las fuentes y los períodos de información utilizados por la CREG para el desarrollo del cálculo se exponen en el documento ‘Criterios generales para la Remuneración de la actividad de Distribución de gas combustible por Redes de tubería’ (CREG, 2012):

Tabla 24. Fuentes de información utilizadas por la CREG para el WACC

Variable	Fuentes utilizadas por la CREG	Período
β_u	Morningstar (Ibbotson) SIC 4924	Mediana de los últimos cuatro trimestres
A	Alexander <i>et al.</i> , 2013, p. 29	
Inf_c	DANE (2020)	Últimos 60 meses
Inf_{eu}	The Livingston survey Federal Reserve Bank of Philadelphia. Consumer price index long-term outlook	Encuesta más reciente publicada
r_d	Superintendencia Financiera de Colombia (promedio de la tasas de crédito preferencial de los establecimientos bancarios); Banco de la República (tasas de crédito preferencial, agrupadas en plazos)	60 meses

r_f	Reserva Federal de los Estados Unidos. Bonos de 20 años	60 meses
$r_m - r_f$	Morningstar (Ibbotson), Reserva Federal de Estados Unidos y cálculos de la CREG	Desde 1926
r_p	JP Morgan: <i>spread</i> de los bonos de la república estimado con base en el EMBI plus de Colombia	60 meses
τ	Estatuto tributario	Actual
	Tarifa de impuesto de renta	

Fuente: elaboración propia con base en CREG (2012)

De acuerdo con la metodología anterior, se obtuvo que el resultado del WACC real antes de impuestos para la actividad de distribución fue de 14,81%.

Tabla 25. Valores de las variables para cálculo del WACC

Variable	Valor
Inflación en USD	2,50%
Tasa de impuestos	33%
Deuda	40%
Capital propio	60%
Costo real	6,53%
Costo nominal	9,19%
Costo después de impuestos	6,16%
Tasa libre de riesgo	4,07%
Beta (SIC 4924)	0,33
Ajuste de beta	0,64
Prima de riesgo de mercado	6,61%
Prima riesgo país	2,29%
Beta desapalancado	0,97
Beta apalancado	1,4
Prima de riesgo del negocio	9,28%

Costo del capital después de impuestos	15,64%
Costo del capital antes de impuestos	23,34%
WACC en USD después de impuestos	11,85%
WACC en USD antes de impuestos	17,68%
WACC real en Colombia antes de impuestos	14,81%

13.2 DEPRECIACIÓN

La depreciación se calculó con base en el método de depreciación lineal sobre las vidas útiles estimadas de cada parte de las propiedades, los gasoductos, la planta y el equipo, puesto que reflejaron con mayor exactitud el patrón de consumo esperado de los beneficios económicos futuros relacionados con el proyecto.

Tabla 26. Períodos de depreciación

Descripción	Años
Terrenos	No aplica
Gasoductos, plantas y redes	50
Equipo y herramientas	10
Equipo de computación y comunicación	5
Flota y equipo de transporte	5

Fuente: elaboración propia

Se supuso que todos los activos en general, con excepción de los vehículos, los equipos y las herramienta, se utilizarán en la totalidad de la vida útil económica; por lo tanto, el valor residual en el horizonte del proyecto será exactamente el valor del bien menos la depreciación acumulada. Para los vehículos y los equipos de computación y de comunicación se estableció que se cambiarán cada cinco años, con un valor residual de 20%. Los terrenos no se deprecian. Se supuso para los pozos que su vida útil restante sería de diez años, igual al horizonte del proyecto.

13.3 FLUJO DE CAJA E INDICADORES FINANCIEROS

Un flujo de caja es el resultado de restar los egresos de los ingresos en un período determinado. Existen dos clases de flujo de caja: el del proyecto y el del inversionista (Gómez Salazar y Díez Benjumea, 2015). Para este proyecto se utilizaron los flujos de caja en términos corrientes, es decir, afectados por la inflación.

Tabla 27. Flujo de caja del proyecto en términos corrientes (millones de pesos)

Concepto	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Total ingresos	0	75.958	75.333	75.541	77.961	83.202	86.116	85.916	87.613	91.380	96.608
Total egresos	1.153	74.929	75.784	76.649	77.525	78.413	79.313	80.224	81.147	82.083	83.031
Utilidad bruta	-1.153	1.029	-451	-1.108	436	4.789	6.803	5.692	6.465	9.297	13.577
Utilidad antes impuestos	-1.153	591	-889	-1.546	-2	4.351	6.365	5.254	6.027	8.859	12.701
Utilidad neta	-773	396	-596	-1.036	-2	2.915	4.265	3.520	4.038	5.936	8.509
Flujo de caja	-5.291	1.075	86	-352	685	3.604	4.957	4.215	4.736	6.636	9.651

Fuente: elaboración propia

Tabla 28. Flujo de caja del inversionista en términos corrientes (millones de pesos)

Concepto	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Total ingresos	0	75.958	75.333	75.541	77.961	83.202	86.116	85.916	87.613	91.380	96.608
Total egresos	1.153	74.929	75.784	76.649	77.525	78.413	79.313	80.224	81.147	82.083	83.031
Utilidad bruta	-1.153	1.029	-451	-1.108	436	4.789	6.803	5.692	6.465	9.297	13.577
Utilidad antes impuestos	-1.153	741	-739	-1.397	147	4.500	6.515	5.403	6.177	9.009	12.850
Utilidad neta	-773	496	-495	-936	99	3.015	4.365	3.620	4.138	6.036	8.610
Flujo de caja	-3.539	1.175	186	-252	785	3.705	5.057	4.315	4.836	6.736	7.999

Fuente: elaboración propia

El detalle de los flujos de caja se puede observar en los anexos 1 y 2.

Ahora, como criterios de decisión de inversión, se detallan los indicadores resultantes del análisis de los flujos de caja. La idea fue evaluar la rentabilidad, la liquidez y el riesgo del proyecto.

- TIO: tasa interna de oportunidad. Es la tasa de interés mínima a la que el inversionista está dispuesta a ganar en el proyecto. Se utilizó para determinar los demás indicadores financieros del proyecto.

Para este caso se empleó el 14,81%, que corresponde al WACC del servicio de distribución de gas natural en Colombia. La calcula CREG y se usó como referencia para el cálculo de los beneficios y de rentabilidad de este eslabón de la cadena del gas.

- VPN: valor presente neto. Es el método empleado con mayor frecuencia para la evaluación de proyectos y mide la rentabilidad deseada después de recuperar toda la inversión (Gómez Salazar y Díez Benjumea, 2015). El objetivo fue maximizar las utilidades.

VPN del flujo de caja del proyecto	\$7.354.233.448
VPN del flujo de caja del inversionista	\$9.172.592.608

Lo anterior señaló que el proyecto es viable y genera ganancias para el inversionista, por encima de lo esperado en el momento cero de la evaluación del proyecto. Se cubre la exigencia del servicio de la deuda y se genera más efectivo, que beneficia a los accionistas, si se toma en cuenta una tasa de descuento conocida y constante que, en el caso del sector del gas natural, se conoce y es relativamente constante en el tiempo.

- TIR: tasa interna de retorno. Se define como la tasa de interés que hace el VPN igual a cero. Para aceptar o rechazar el proyecto de inversión, se compara con una tasa mínima aceptable de rendimiento o costo de oportunidad del inversionista (Gómez Salazar y Díez Benjumea, 2015).

TIR del flujo de caja del proyecto	31%
TIR del flujo de caja del inversionista	41%

En este caso, la TIR fue positiva e indicó que el proyecto genera una rentabilidad positiva y que las inversiones realizadas en toda la vida útil económica del proyecto generan ganancias considerables para los inversionistas, lo que conduce, además, a flujos de efectivo que pueden ser reinvertidos en el proyecto u destinarse a otros objetivos.

- CAUE: costo anual unitario equivalente. Consiste en convertir todos los ingresos y egresos en una serie uniforme de pagos (Gómez Salazar y Díez Benjumea, 2015).

CAUE del flujo de caja del proyecto	\$2.184.021.111
CAUE del flujo de caja del inversionista	\$2.724.027.738

Al ser positivos, significa que los ingresos son mayores que los egresos y puede realizarse el proyecto. En este caso, el CAUE se convierte en BAUE, beneficio anual unitario equivalente.

- RBC: relación entre beneficio y costo. Este indicador resulta del cociente entre los valores presentes de todos los ingresos y todos los egresos descontados con la tasa de interés de oportunidad del inversionista (Gómez Salazar y Díez Benjumea, 2015).

RBC del flujo de caja del proyecto	1,02
RBC del flujo de caja del inversionista	1,02

Como la RBC fue mayor que 1, ello quiere decir que, en valor presente, los ingresos son mayores que los egresos, lo que implicó que el proyecto sea atractivo para los inversionistas.

13.4 APALANCAMIENTO FINANCIERO

Para la financiación del proyecto se estimó, en un escenario de inversionista, la utilización de un crédito de tipo bala (*bullet*), en el que cada mes se pagan intereses y la amortización

de capital es total al final del vencimiento. Este esquema permitirá una estabilidad en el gasto financiero y el aprovechamiento del flujo de caja para pagar el capital cuando el proyecto esté maduro.

Se pactó una tasa basada en la DTF (la tasa para depósitos a término fijo, calculada a partir del promedio ponderado semanal por monto de las tasas promedios de captación diarias de los certificados de depósitos a término de 90 días), a la que se le sumó un spread o puntos porcentuales. En este caso se supuso una DTF de 4,53% (junio de 2020) + cuatro puntos porcentuales, es decir, 8,53%.

14 EVALUACIÓN DE RIESGOS

Para dar un mayor grado de certeza a las decisiones de inversión, fue necesario analizar los riesgos inherentes al negocio y al proyecto. El objetivo fue poder generar una adecuada administración de los riesgos que permita hacer control y seguimiento (Gómez Salazar y Díez Benjumea, 2015).

14.1 IDENTIFICACIÓN Y VALORACIÓN DE RIESGOS

Se utilizó la herramienta Pestel y se identificaron los riesgos que podrían afectar el proyecto. Se relacionan a continuación los más relevantes junto con su descripción, su posible impacto, su probabilidad y su valor esperado.

Tabla 29. Análisis de situaciones de riesgo

#	Situación	Descripción	Rubro en el análisis Pestel	Impacto	Probabilidad
1	Atentados a infraestructura	El accionar de grupos armados por fuera de la ley en los proyectos de producción de gas no son tan continuos, pero existe el riesgo	Social	Alto	Baja
2	Riesgo de demanda	La elasticidad de la demanda de gas natural es variable según el tipo de usuario, desde un usuario regulado con alta elasticidad hasta un usuario industrial de baja elasticidad	Económico	Medio	Alta
3	Pérdida de competitividad	El gas natural como energético mantiene una competencia con otros productos como gasolina, GLP, energía eléctrica y otras tecnologías	Económico	Medio	Media
4	Mala calidad del producto	Si las características químicas del producto no cumplen características de poder calorífico, composición, etc., o no puede ser tratado por procesos económicamente viables, puede terminar el proyecto	Tecnológico	Bajo	Baja
5	Afectaciones a los recursos naturales	Se tiene experiencia en el desarrollo de planes de mitigación de riesgo y manejo ambiental	Ecológico	Medio	Media
6	Subestimación de la producción	La producción por encima de las proyecciones puede traer oportunidad de nuevos negocios y aumento del margen del proyecto	Económico	Bajo	Alta
7	Variación de precios del gas	Las negociaciones de largo plazo con proveedores han presentado incrementos sustanciales en los últimos años, por lo que los campos menores mejoran su viabilidad	Económico	Alto	Alta
8	Oposición de la comunidad	Los proyectos del sector de hidrocarburos los ven algunas comunidades como negativos para su salud, su ambiente, su economía y su desarrollo	Social	Alto	Baja
9	Cambios en la regulación tarifaria	Los esquemas tarifarios se revisan en forma periódica (cada cinco años en teoría) y pueden traer mayores cargas a las empresas del sector o a los usuarios	Legal	Medio	Baja
10	Variación de tasas para financiación	Las tasas de interés proyectadas pueden tener una variación a la alza que afecte las proyecciones de gasto financiero	Económico	Alto	Baja
11	Volatilidad de la tasa de cambio	El mercado del gas natural en sus eslabones de producción y transporte se negocia en dólares por unidad de energía o de volumen	Económico	Medio	Media

Fuente: elaboración propia

Tabla 30. Cálculo del valor esperado del riesgo

#	Situación	Probabilidad	Valor millones de pesos	Fórmula de cálculo
1	Atentados a infraestructura	0,5%	587	Pérdida de margen por cinco días al año
2	Riesgo de demanda	2,5%	1.290	Pérdida o ganancia de un margen estimado por variación del 3% de la demanda en un año
3	Pérdida de competitividad	1%	860	Afectación del 2% del margen por migración de demanda
4	Mala calidad del producto	0,2%	1.175	Pérdida de margen por diez días al año por no entregar gas en condiciones RUT
5	Afectaciones a los recursos naturales	1%	952	Pago por actividades en desafectación igual al 10% de ingresos de un mes
6	Subestimación de la producción	2%	1.075	Variación del 2,5% del margen por subestimación
7	Variación de precios del gas	2%	860	2% en variación del precio
8	Oposición de la comunidad	0,5%	587	Pérdida de margen por cinco días al año por paradas de producción
9	Cambios en la regulación tarifaria	0,2%	860	Pérdida de 2% del margen por regulación negativa
10	Variación de tasas para financiación	0,2%	430	Pérdida de 1% del margen por subida de tasas
11	Volatilidad de la tasa de cambio	1%	581	Pérdida anual por variación de la TRM en \$100

Fuente: elaboración propia

Mediante la utilización como herramienta del software @Risk, se incluyen los valores de probabilidad y valoración de los efectos de riesgos identificados para establecer los impactos máximos, mínimos y medios que pueden tener los riesgos, dependiendo de la función probabilística escogida.

Tabla 31. Impactos asociados con los riesgos

	Pi	Binomial	15%	Medio	15%	Xi	Pi*Xi	Binomial* Triangular
Evento	Probabilidad por año	¿Ocurre ?	Impacto si ocurre Mínimo (millones de pesos)	Impacto si ocurre (millones de pesos)	Impacto si ocurre Max (millones de pesos)	Impacto probable	Impacto medio (millones de pesos)	Impacto real muestral (millones de pesos)
Atentados a infraestructura	0,5%	0	499	587	675	587	2,94	0
Riesgo de demanda	2,5%	0	1096	1.290	1483	1.290	32,25	0
Pérdida de competitividad	1,0%	0	731	860	989	860	8,60	0
Mala calidad del producto	0,2%	0	998	1.175	1351	1.175	2,35	0
Afectaciones a los recursos naturales	1,0%	0	809	952	1095	952	9,52	0
Subestimación de la producción	2,0%	0	914	1.075	1236	1.075	21,50	0
Variación de precios del gas	2,0%	0	731	860	989	860	17,20	0
Oposición de la comunidad	0,5%	0	499	587	675	587	2,94	0
Cambios negativos en la regulación tarifaria	0,2%	0	731	860	989	860	1,72	0
Variación de tasas para financiación	0,2%	0	365	430	494	430	0,86	0
Volatilidad de la tasa de cambio	1,0%	0	494	581	668	581	5,81	0
Totales		0,00	7.868	9.257	10.646	9.257	105,69	0,00

Fuente: elaboración propia con @Risk

Luego de identificados los valores posibles para la ocurrencia de los riesgos, se proyectaron los porcentajes de probabilidad durante el horizonte de tiempo analizado y se asignaron las variaciones que, según la experiencia, podrían tener dichas variables.

Tabla 32. Matriz de probabilidades en el tiempo

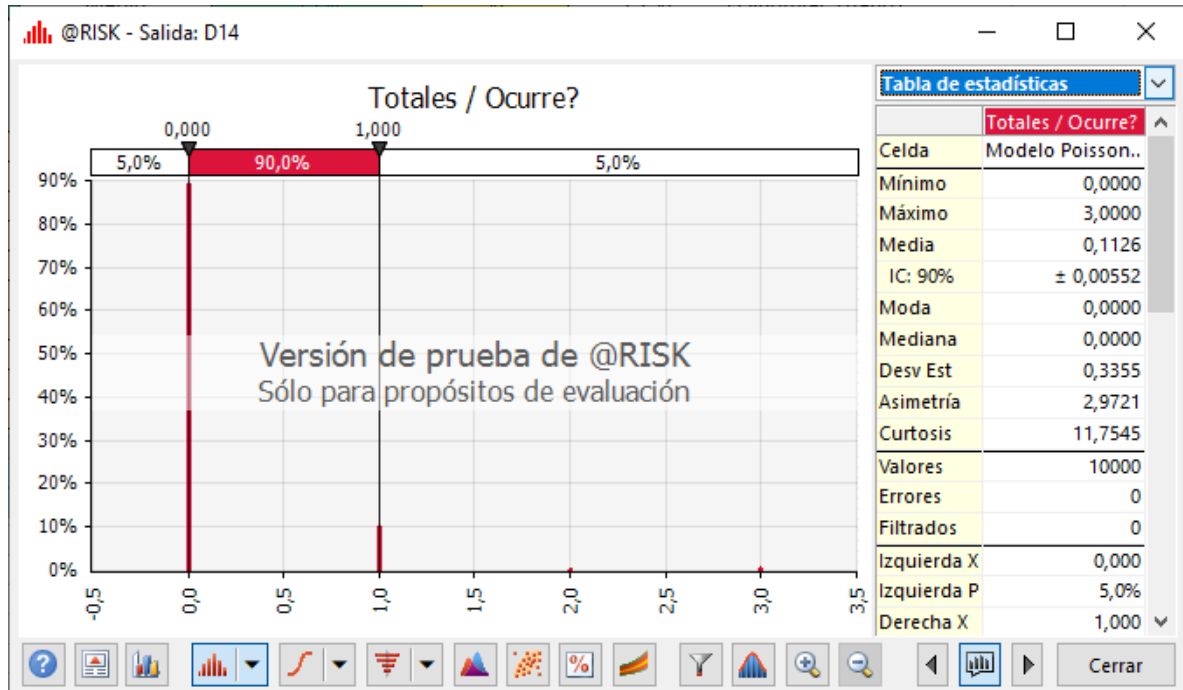
Periodo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Atentados a infraestructura	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%
Riesgo de demanda	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%
Pérdida de competitividad	1,00%	1,00%	1,10%	1,10%	1,20%	1,20%	1,30%	1,30%	1,40%	1,40%
Mala calidad del producto	0,20%	0,20%	0,20%	0,20%	0,20%	0,20%	0,20%	0,20%	0,20%	0,20%
Afectaciones a los recursos naturales	1,00%	1,00%	1,10%	1,10%	1,20%	1,20%	1,30%	1,30%	1,40%	1,40%
Subestimación de la producción	2,00%	2,10%	2,20%	2,30%	2,40%	2,50%	2,60%	2,70%	2,80%	2,90%
Variación de precios del gas	2,00%	2,10%	2,20%	2,30%	2,40%	2,50%	2,60%	2,70%	2,80%	2,90%
Oposición de la comunidad	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%
Cambios negativos en la regulación tarifaria	0,20%	0,20%	0,20%	0,20%	0,20%	0,20%	0,20%	0,20%	0,20%	0,20%
Variación de tasas para financiación	0,20%	0,20%	0,20%	0,20%	0,20%	0,20%	0,20%	0,20%	0,20%	0,20%
Volatilidad de la tasa de cambio	1,00%	1,00%	1,20%	1,20%	1,40%	1,40%	1,60%	1,60%	1,80%	1,80%

Fuente: elaboración propia con @Risk

14.2 OCURRENCIA Y FRECUENCIA DE LOS RIESGOS

Con apoyo en la herramienta @Risk se corrió la simulación con 10.000 iteraciones, de modo que permitiera extraer conclusiones sobre la ocurrencia de cada uno de los riesgos en el período del proyecto según la valoración antes dada.

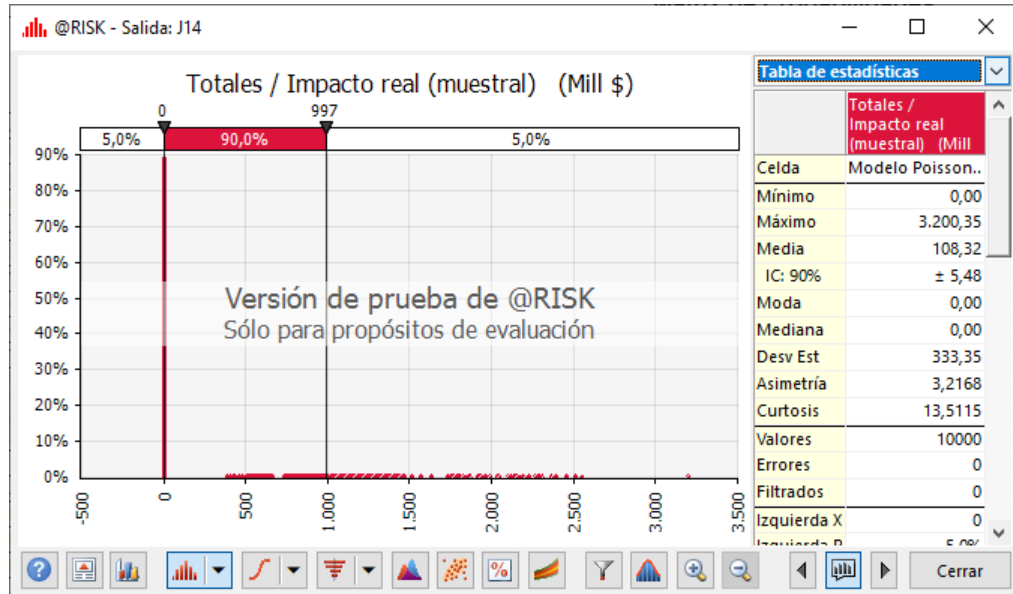
Gráfica 26. Probabilidad de ocurrencia total de los riesgos



Fuente: elaboración propia con @Risk

Los resultados indicaron que hubo un 90% de confiabilidad de que los riesgos del proyecto no se materialicen durante el período de observación y un 10% de que se materialice por lo menos uno de ellos.

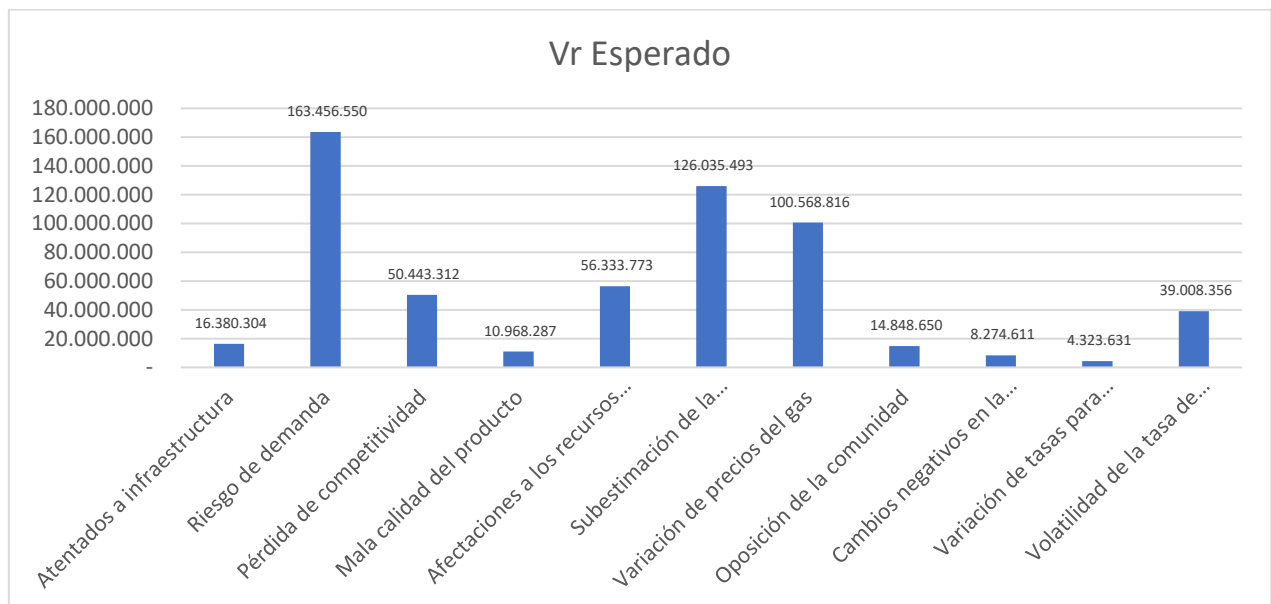
Gráfica 27. Impacto real total de los riesgos



Fuente: elaboración propia con @Risk

Si la totalidad de los riesgos se llegare a materializar, su impacto real total sobre el proyecto sería un máximo aproximado de \$3.200 millones, con un 90% de confiabilidad.

Gráfica 28. Valor esperado por materialización de los riesgos

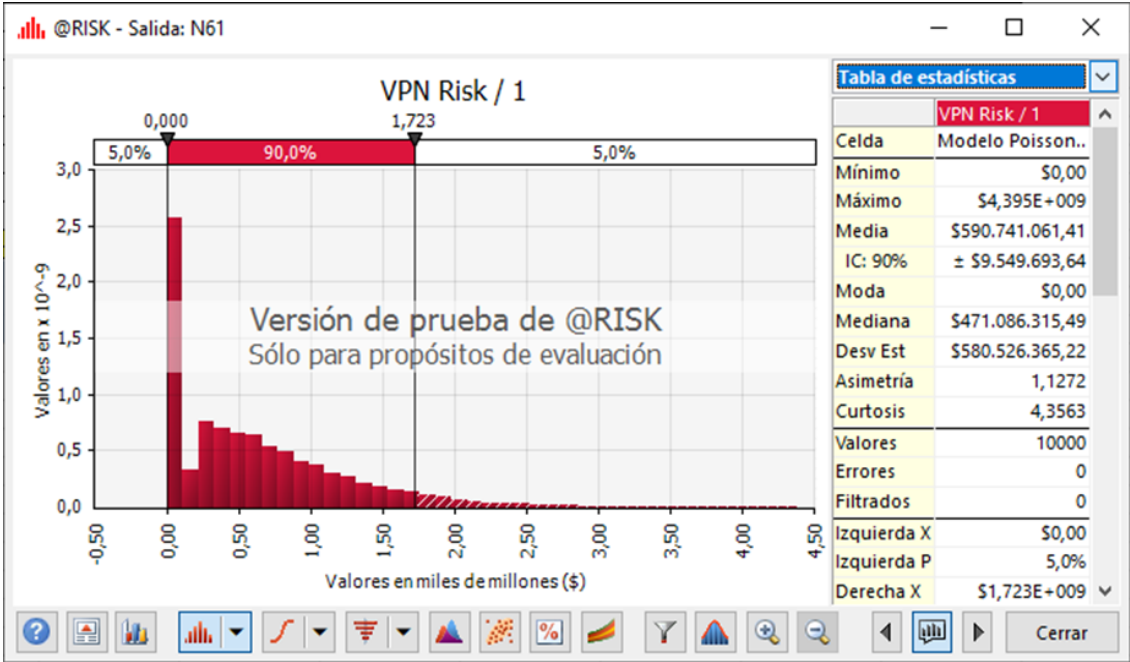


Fuente: elaboración propia con @Risk

Si se utiliza como variable el valor esperado de cada riesgo, se encontró que el riesgo de demanda fue el más costoso, con alrededor \$164 millones de pesos, cantidad entendida como la afectación en el volumen de la demanda debida a la alta o la baja flexibilidad de los usuarios. Si se analizan los mercados, los usuarios regulados tienen una mayor flexibilidad, puesto que por lo general no tienen un energético de sustitución al que puedan acudir en cualquier momento y, además, el total de la factura promedio es manejable para la mayoría de los hogares, los comercios y las industrias pequeñas.

Por otro lado está el mercado no regulado, que por lo general tiene un plan B en caso de que el gas natural presente escasez o que su competitividad sea superada por otro energético sustituto, lo que hace que su elasticidad y, por tanto, el riesgo de demanda suba.

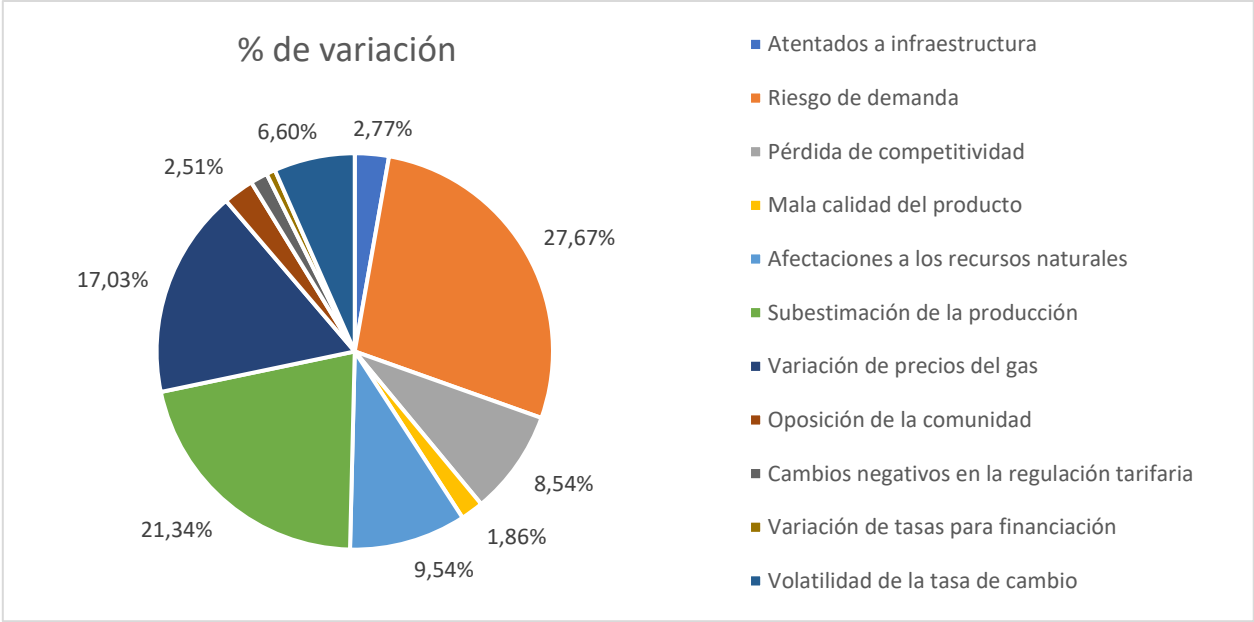
Gráfica 29. Valor presente neto total de los riesgos



Fuente: elaboración propia con @Risk

El valor presente neto del total de los riesgos, si se utiliza como tasa de descuento el interés de oportunidad, valorado en 14,81%, fue de \$4.395 millones de pesos.

Gráfica 30. Variación porcentual por cada riesgo

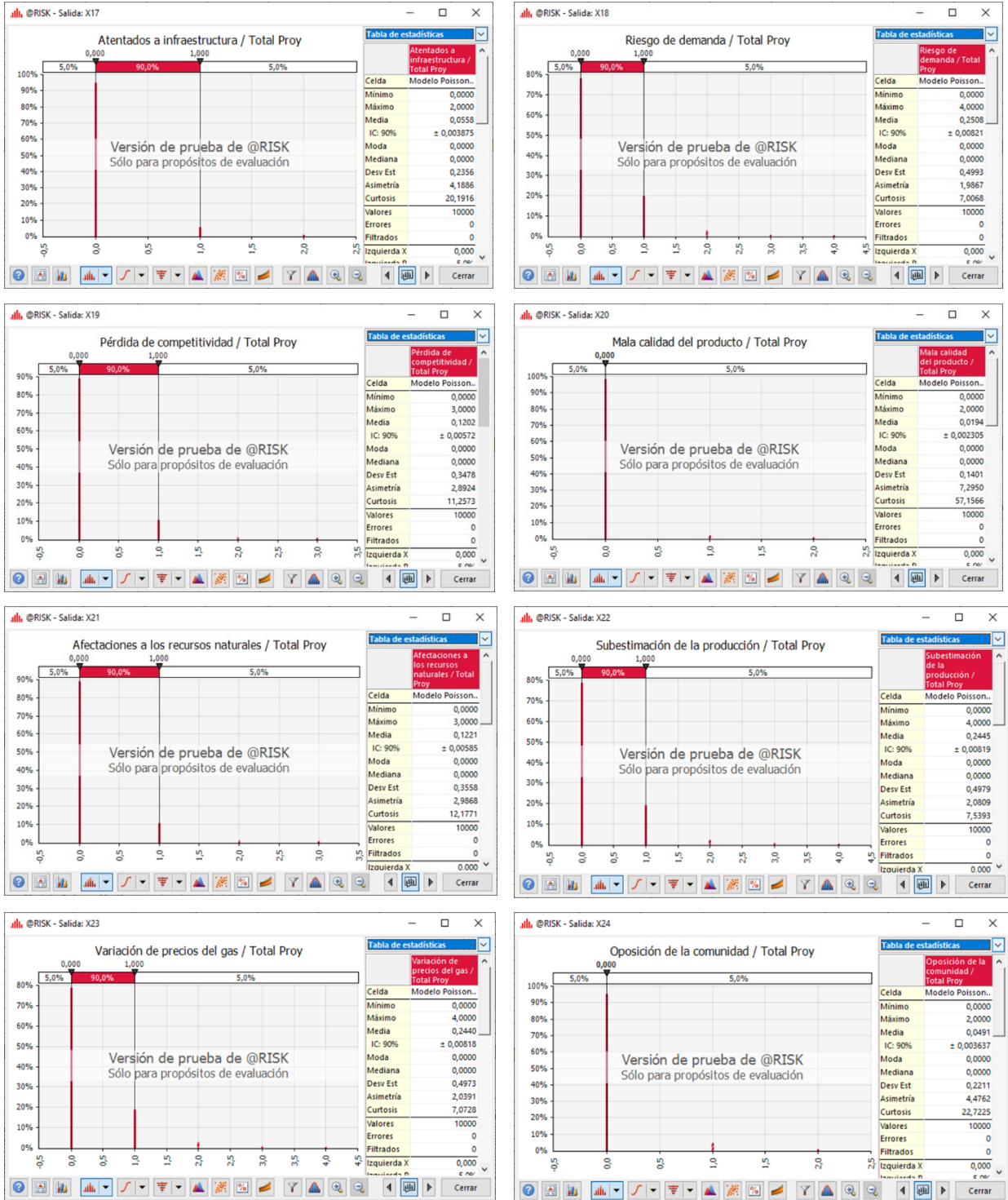


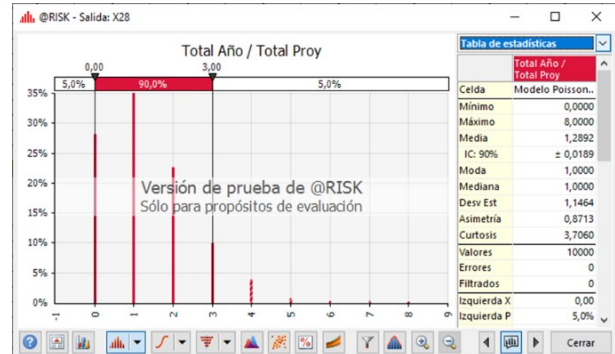
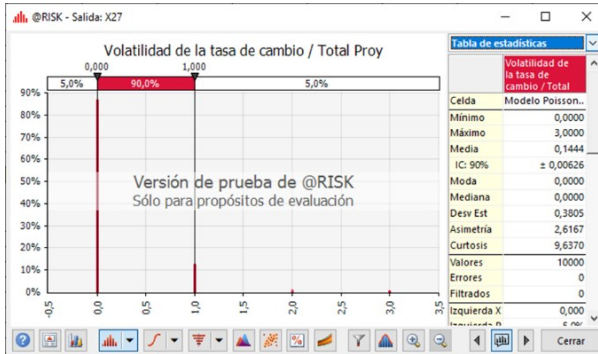
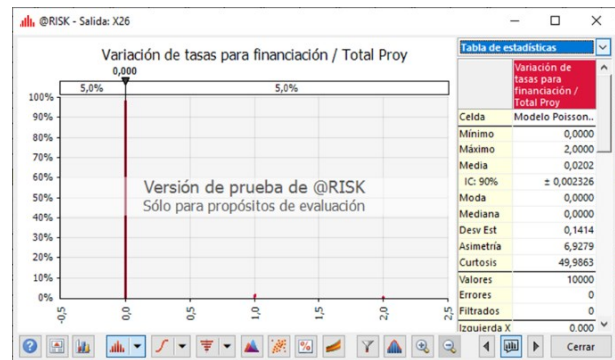
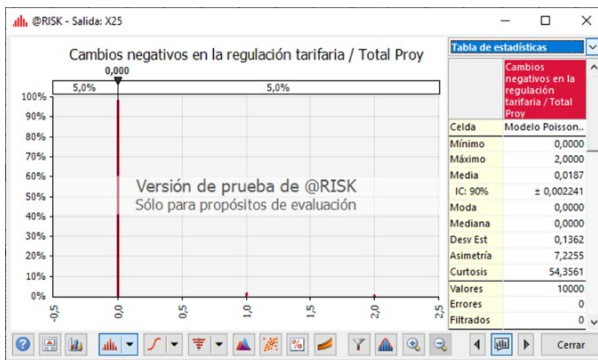
Fuente: elaboración propia con @Risk

En cuanto a la variación por cada riesgo, se mostró cómo el mayor peso de la valoración se concentró en el riesgo de demanda, la subestimación de la producción, la pérdida de infraestructura y la variación de los precios del gas, que, en conjunto, representaron un \$66,04% de la variación total de los riesgos.

En lo referente al detalle de frecuencias, a continuación se presentan los resultados de cada riesgo y el total de ellos. Todos en su probabilidad mayor mostraron que los riesgos no se materializarían, es decir, que habría cero eventos durante el horizonte del proyecto.

Gráfica 31. Frecuencias de ocurrencia de los riesgos





Fuente: elaboración propia con @Risk

El total mostró las siguientes probabilidades aproximadas de ocurrencia de los riesgos:

Tabla 33. Probabilidades de ocurrencia %

Número de eventos	Probabilidad (porcentaje aproximado)
0	28%
1	35%
2	23%
3	10%
4	4%
5 o más	Inferior a 1%

Fuente: elaboración propia

15 CONCLUSIONES

- La inversión en un campo menor es una opción válida para disminuir la incertidumbre del suministro para la demanda de Efigas y puede traer beneficios considerables, tanto a sus clientes como a la empresa.
- Las políticas y la visión de la empresa son indispensables para adelantar cualquier gestión por delante de una prefactibilidad puesto que cualquier estudio de profundidad que se realice requiere muchos recursos que no serán reembolsados. Por eso, el riesgo de trabajar con un aliado productor de gas natural es la opción más viable.
- El modelo iniciado en este estudio es apto para ser adaptado y aplicado en cualquier campo menor de estudio. Con el diseño de análisis de sensibilidad al margen en cada eslabón de la cadena se puede tener un producto competitivo.
- El estudio técnico, en especial el potencial de producción del campo y su línea de decaimiento esperado, deben estudiarse más a fondo en una etapa de factibilidad. La limitación en la fase de prefactibilidad son los altos costos para adquirir las bases de datos técnicas de cada campo (50.000 dólares para la ronda de Ecopetrol 2016).
- La política nacional respecto al futuro de la matriz energética del país da cabida a proyectos como el analizado, en el que se buscó aumentar la participación de combustibles con mayor aporte ambiental, seguridad y confiabilidad de abastecimiento.
- Un tema en el futuro del que se debe estar pendiente es del proceso de creación de la liga B por parte de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, con la que se ofertan campos menores con potencial de gas y petróleo para la participación de empresas medianas que quieran invertir en infraestructura existente y realizar explotación de hidrocarburos según su capacidad.

- Las variables macroeconómicas, como IPC, IPP y TRM, juegan un papel importante en cuanto a la volatilidad de los precios de producción y la venta del gas natural, por lo que es necesario realizar un esfuerzo adicional en el control y la proyección de sus comportamientos.
- Los estudios de factibilidad, como esfuerzo posterior para la toma definitiva de la decisión de inversión, deben ser un empeño estructurado en Efigas, que parta, en opinión del autor, de la dirección del área de Planeación.

REFERENCIAS

- Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) (2020, 30 de abril). *Comunicado de prensa. Reservas probadas de petróleo y gas*. ANH. <http://www.anh.gov.co/Lists/Noticias/VisorNoticias.aspx?ID=479>
- Alexander, I., Mayer, C., & Weed, H. (2013, 21 de junio). *Regulatory structure and risk in infrastructure firms: an international comparison*. World Bank Group. <https://elibrary.worldbank.org/doi/abs/10.1596/1813-9450-1698>
- Arias Montoya, L., Portilla de Arias, L. M., y Acevedo Lozada, C. A. (2008). Propuesta metodológica para la elaboración de planes de negocios. *Scientia et Technica*, 3(40), 132-135. <https://doi.org/10.22517/23447214.3081>
- Asociación Colombiana de Gas Natural (Naturgas) (2020). *Indicadores 2020*. Naturgas. <https://www.naturgas.com.co/sala-de-prensa>
- Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) (2018, 9 de julio). *Auto N° 03714 por el cual se ordena el inicio de un procedimiento sancionatorio ambiental*. ANLA. http://portal.anla.gov.co/sites/default/files/auto_3714_09072018_ct_3211.pdf
- Banco Interamericano de Desarrollo (BID) (2020). *Ciclo del proyecto*. BID. <https://www.iadb.org/es/how-projects-are-made/how-projects-are-made>
- Banco de la República (2020a). *Boletín económico regional: Eje Cafetero, II trimestre de 2020*. Banco de la República. <https://www.banrep.gov.co/es/boletin-economico-regional-eje-cafetero-ii-trimestre-2020#gsc.tab=0>
- Banco de la República (2020b). *Proyecciones macroeconómicas de analistas locales y extranjeros*. Banco de la República. <https://www.banrep.gov.co/es/proyecciones-macroeconomicas-analistas-locales-y-extranjeros>
- BBVA Research (2020, 29 de abril de 2020). *Situación Colombia. Segundo trimestre 2020*. BBVA Research. <https://www.bbvarsearch.com/publicaciones/situacion-colombia-segundo-trimestre-2020/>
- Bernal Torres, C. A. (2010). *Metodología de la investigación. Administración, economía, humanidades y ciencias sociales*, 3ª ed. Pearson Colombia.

- bp (2020, 14 de septiembre). *Energy outlook 2020*. bp.
<https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/energy-outlook.html>
- Bolsa Mercantil de Colombia (BMC) (2020a). *Alcance. Declaración de producción de gas natural 2020-2029*. BMC. <http://www.bmcbec.com.co/informes/informes-de-mercado/>
- Bolsa Mercantil de Colombia (BMC) (2020c). *Informe de divulgación anual 2019*. BMC.
http://www.bmcbec.com.co/informes/informes-de-mercado/#pos_1877
- Calderas Gas (2018, 20 de diciembre). Gas natural. ¿Qué es, cómo se produce?
<https://www.calderasbaratasgas.com/blog/como-se-produce-gas-natural>
- Chaouki, M. (2008). Introducción al caso de negocios. En *Taller sobre el Desarrollo de un Caso de Negocio para la Implantación de los Sistemas CNS/AT*.
https://www.icao.int/SAM/Documents/2008/CNS.ATMSYS/SIP2008_NE10.pdf
- Comisión Económica para América Latina y el Caribe (Cepal) (2015). *Metodología del marco lógico para la planificación, el seguimiento y la evaluación de proyectos y programas*. Cepal.
https://www.cepal.org/ilpes/noticias/paginas/9/37779/marco_logico_y_ev_proyectos.pdf
- Comisión Económica para América Latina y el Caribe (Cepal) (2019). *Marco lógico para la formulación de proyectos de desarrollo*. Cepal.
<https://www.cepal.org/es/cursos/marco-logico-la-formulacion-proyectos-desarrollo-0>
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (1999, 3 de diciembre). *Resolución CREG 071 de 1999. Reglamento único de transporte de gas natural (RUT)*. CREG.
<http://apolo.CREG.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/216d73e5d623a9c40525785a007a6334?OpenDocument>
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (2007, 21 de junio). *Resolución CREG 054 de 2007*. Por la cual se complementan las especificaciones de calidad del gas natural inyectado al Sistema Nacional de Transporte. CREG.
<http://apolo.CREG.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/8cdd3bcfeb0a1adc0525785a007a6f37?OpenDocument>

- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (2012, 2 de agosto). *Criterios generales para la remuneración de la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería*. CREG. [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/3547f0ddf6f4639205257aa0007ae09a/\\$FILE/D-050-12%20DISTRIBUCI%C3%93N%20DE%20GAS.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/3547f0ddf6f4639205257aa0007ae09a/$FILE/D-050-12%20DISTRIBUCI%C3%93N%20DE%20GAS.pdf)
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (2017, 14 de agosto). *Resolución 114 de 2017*. Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural. CREG. <http://apolo.CREG.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/85c415a6b92296ab0525818f00035dfd?OpenDocument>
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (2018a, 21 de diciembre). *Circular CREG 103 de 2018*. Documento de límites de integración vertical y participación de mercado para las actividades de las cadenas de valor de los servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible. CREG. <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/9548e4f02d52edab0525836a007acb38?OpenDocument>
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (2018b, 20 de marzo). *Resolución 033 de 2018*. Por la cual se establecen medidas regulatorias en relación con la definición y aplicación del gasoducto de conexión. CREG. <http://apolo.CREG.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/df3c059f9a7fdbd6052582830069b750?OpenDocument>
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (2020). *Agenda regulatoria 2020. Documento CREG-129-2019*. CREG. <https://www.CREG.gov.co/ley-de-transparencia/6-planeacion/61-politicas-lineamientos-y-manuales/c-planes-estrategicos-sectoriales-e-institucionales/agenda-regulatoria/agenda-regulatoria-2020>
- Congreso de Colombia (1993, 22 de diciembre). *Ley 99 de 1993. Régimen de medio ambiente y recursos naturales renovables*. Congreso de Colombia. http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley_0099_1993.html

- Congreso de Colombia (1994, 11 de julio). *Ley 142 de 1994. Régimen de los servicios públicos domiciliarios*. Congreso de Colombia. http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley_0142_1994.html
- Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE) (2018). *Censos y demografía*. DANE. <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/demografia-y-poblacion/censo-nacional-de-poblacion-y-vivenda-2018/cuantos-somos>
- Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE) (2020). *Boletín técnico. Índice de precios al consumidor (IPC). Mayo 2020*. DANE. https://www.dane.gov.co/files/investigaciones/boletines/ipc/bol_ipc_may20.pdf
- Departamento Nacional de Planeación (DNP) (2007). *Actualización de la cartilla "Las regalías en Colombia"*. DNP. https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Prensa/Publicaciones/Cartilla_las_regal%C3%ADas_en_colombia2008.pdf
- Departamento Nacional de Planeación (DNP) (2014, 25 de julio). *Banco de programas y proyectos de inversión nacional*. DNP. <https://www.dnp.gov.co/politicas-de-estado/banco-de-programas-y-proyectos-de-inversion-nacional/Paginas/banco-de-programas-y-proyectos-de-inversion-nacional.aspx>
- Ecopetrol (2016, 1 de junio). *Ronda campos Ecopetrol 2016*. Ecopetrol. www.ecopetrol/rondacampos2016
- Efigas (2019, 6 de junio). *Direccionamiento estratégico. Documento interno PL AG 52, Versión 7*. Efigas.
- Efigas (2020a). *Estados financieros por el período terminado el 31 de diciembre y el 30 de junio de 2019 con informe del revisor fiscal*. Efigas.
- Efigas (2020b). *Informe de sostenibilidad 2019*. Efigas. <https://www.efigas.com.co/Portals/0/Pdf/informes%20sostenibilidad/Informe%20de%20Sostenibilidad%202019.pdf?ver=2020-05-20-134748-757×tamp=1590002025754>
- Efigas (2020c). *Nuestra historia*. Efigas. <https://www.efigas.com.co/Conocenos/Nuestra-Historia>. Efigas.

- empleo (2019, 26 de diciembre). Este es el salario integral para los colombianos. empleo. <https://www.empleo.com/co/noticias/noticias-laborales/este-es-el-salario-integral-para-los-colombianos-en-el-2020-5994#:~:text=El%20salario%20integral%20corresponde%20a,como%20factor%20de%20carga%20prestacional.&text=El%20salario%20integral%20en%20Colombia%20en%202020%20ser%C3%A1%20de%20%2411.411>.
- Energy Information Administration (EIA) (2019). *Annual energy outlook 2019*. EIA. <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/>
- FMI prevé una caída del 7,8% de la economía de Colombia en 2020 (2020, 26 de junio). Dinero. <https://www.dinero.com/empresas/confidencias-on-line/articulo/fmi-recorto-proyeccion-de-crecimiento-de-colombia-para-2020/290836>
- Gómez Salazar, E. A., y Díez Benjumea, J. M. (2015). *Evaluación financiera de proyectos*, 2ª ed. Los autores.
- Hernández Sampieri, R., Fernández Collado, C., y Baptista Lucio, M. del P. (2014). *Metodología de la investigación*, 6ª ed. McGraw-Hill.
- López B., J. E. (2019, 27 de diciembre). Un empleado de salario mínimo vale \$1.479.684 para su empresa cada mes. *La República*. <https://www.larepublica.co/economia/un-empleado-de-salario-minimo-vale-1479684-para-su-empresa-cada-mes-2947773>
- Ministerio de Hacienda y Crédito Público (2020, 26 de junio). *Marco fiscal de mediano plazo 2020*. Ministerio de Hacienda y Crédito Público. https://www.minhacienda.gov.co/webcenter/portal/SaladePrensa/pages_DetalleNoticia?documentId=WCC_CLUSTER-135533
- Ministerio de Minas y Energía (s.f.). *Gas natural*. Ministerio de Minas y Energía. <https://www.minenergia.gov.co/gas-natural1>
- Misión Internacional de Sabios (2019). *Colombia hacia una sociedad del conocimiento. Versión preliminar*. Ministerio de Ciencias. https://minciencias.gov.co/mision_sabios
- Morales Castro, A., y Morales Castro, J. A. (2009). *Proyectos de inversión. Evaluación y formulación*. McGraw-Hill.

- Norma descongelará US\$500 millones en inversión petrolera (2020, 12 de febrero). Portafolio. <https://www.portafolio.co/economia/norma-descongelara-us-500-millones-en-inversion-petrolera-538048>
- Observatorio Colombiano de Ciencia y Tecnología (2018). *Informe anual de indicadores de ciencia y tecnología 2018*. Observatorio Colombiano de Ciencia y Tecnología. <https://www.ocyt.org.co/proyectos-y-productos/informe-anual-de-indicadores-de-ciencia-y-tecnologia-2018/>
- Oil Business Services (2015, 10 de febrero). *Ecopetrol-PIA Central Isla VI (Puerto Wilches)*. Oil Business Services. <https://obs.com.co/project/ecopetrol-pia-central-isla-vi-puerto-wilches/>
- Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial (ONUDI) (1978). *Manual para la preparación de estudios de viabilidad industrial*. ONUDI. <http://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&db=cat05411a&AN=sin.1719749&lang=es&site=eds-live&scope=site>
- Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial (ONUDI) (1982). *Manual para la evaluación de proyectos industriales*. ONUDI. [https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwjXnuj87f3hAhUtxVkkHSzcDOQQFjAAegQIABAC&url=http%3A%2F%2Fopen.unido.org%2Fapi%2Fdocuments%2F4788157%2Fdownload%2FMANUAL%2520PARA%2520LA%2520EVALUACION%2520DE%2520PROYECTOS%2520INDUSTRIALES%2520\(09985s.es\)&usg=AOvVaw3i4Xd9bqF7arjWDEOdXY48](https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwjXnuj87f3hAhUtxVkkHSzcDOQQFjAAegQIABAC&url=http%3A%2F%2Fopen.unido.org%2Fapi%2Fdocuments%2F4788157%2Fdownload%2FMANUAL%2520PARA%2520LA%2520EVALUACION%2520DE%2520PROYECTOS%2520INDUSTRIALES%2520(09985s.es)&usg=AOvVaw3i4Xd9bqF7arjWDEOdXY48)
- Presidencia de la República (2011, 15 de junio). *Decreto 2100 de 2011*. Presidencia de la República. <https://www.suin-juriscal.gov.co/viewDocument.asp?id=1399597>
- Presidencia de la República (2015, 3 de diciembre). *Decreto 2345 de 2015*. Presidencia de la República. <https://www.minenergia.gov.co/documents/10180/23517/36878-Decreto-2345-3Dic2015.pdf/93354d4e-a9cc-4b91-9450-495c4b13c796>
- Sapag Chain, N. (2011). *Proyectos de inversión: formulación y evaluación*. Pearson Educación.

- 'Seguiremos usando petróleo y gas natural durante muchos años'. (2020, 23 de enero). *Portafolio*. <https://www.portafolio.co/economia/seguiremos-usando-petroleo-y-gas-natural-durante-muchos-anos-53739>
- Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) (2016). *Glosario de términos técnicos de los servicios públicos de energía y gas*. SSPD. <https://www.superservicios.gov.co/sites/default/archivos/archivos%20varios/glosariodeterminostecnicosdelosserviciospublicosdeenergiaygas2016.pdf>
- Transportadora de Gas Internacional (TGI) (2020b). *Boletín electrónico de operaciones. Mapas distritos de TGI*. TGI. <https://beo.tgi.com.co/Blog/Distritos#gsc.tab=0>
- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) (1997a). *Guía ambiental para el desarrollo de campos petroleros*. UPME. https://www1.upme.gov.co/siame/Guiasambientales/Desarrollo_campos_petroleros.pdf
- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) (1997b). *La cadena del gas natural en Colombia*. UPME. file:///C:/Users/jvelez/Downloads/UPME_057_la%20cadena%20el%20gas%20natural%20en%20Col..pdf
- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) (2019b). *Proyección de gas natural en Colombia 2019-2033 con revisión de diciembre 2019*. UPME. http://www.sipg.gov.co/Portals/0/Demanda/Proyeccion_Demanda_GN_Dic_2019.pdf
- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) (2020, enero). *Estudio técnico para el plan de abastecimiento de gas natural*. UPME. https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/Plan_Gas_PPT_UPME.pdf
- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y Consorcio ACI-Sanig (2016). *Determinación de los costos indicativos de inversión, operación, mantenimiento, tanto fijos como variables, para la construcción y funcionamiento de infraestructura de producción, importación, refinación, procesamiento, exportación, transporte y almacenamiento de hidrocarburos en el país*. UPME. <http://upme-dspace.metabiblioteca.com.co/handle/001/1229>

Unión Fenosa Gas (2013, junio). *La cadena del gas (III). Regasificación*. Unión Fenosa Gas.

https://www.unionfenosagas.com/es/Newsletter/NoticiaNewsletter/5110d2ad-61bc-e211-9d1b-00505681001b?p=NL_JUNIO_2013

vanti (s.f.). *¿Qué es?* vanti.

<https://www.grupovanti.com/co/hogar/el+gas+natural/1297102453941/que+es.html>

Zarur Ramos, A. L. (2004). *Entorno económico: elementos teóricos y metodológicos para el análisis*. Editorial Universidad Autónoma de Bucaramanga.

https://books.google.com.co/books/about/ENTORNO_ECONOMICO_ELEMENTOS_TEORICOS_Y_M.html?id=gYV_yAWBFkgC&redir_esc=y

ANEXOS

Anexo 1. Flujo caja del proyecto en términos corrientes (pesos)

Item	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Venta de suministro de gas	0	57.262.199.474	56.430.843.179	56.430.843.179	58.641.034.306	63.669.726.045	66.596.090.270	66.350.748.713	68.033.941.056	71.790.252.123	76.570.956.362
Venta de transporte de gas	0	18.696.219.599	18.901.878.015	19.109.798.673	19.320.006.458	19.532.526.529	19.549.910.478	19.565.313.438	19.578.689.723	19.589.992.885	19.599.175.694
(+) Ingresos operativos	0	75.958.419.074	75.332.721.194	75.540.641.852	77.961.040.764	83.202.252.574	86.116.000.748	85.916.062.150	87.612.630.780	91.380.245.008	96.170.132.055
Venta de activos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	438.111.943
(+) Ingresos no operativos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	438.111.943
(=) TOTAL DE INGRESOS	0	75.958.419.074	75.332.721.194	75.540.641.852	77.961.040.764	83.202.252.574	86.116.000.748	85.916.062.150	87.612.630.780	91.380.245.008	96.608.243.998
Costos fijos	1.153.045.299	908.099.283	948.225.876	990.361.112	1.034.611.962	1.081.091.321	1.129.918.338	1.181.218.780	1.235.125.403	1.291.778.351	1.351.325.581
Costos variables	0	74.021.056.547	74.835.288.169	75.658.476.339	76.490.719.579	77.332.117.494	78.182.770.787	79.042.761.205	79.912.251.859	80.791.286.630	81.679.990.782
(-) Costos totales	1.153.045.299	74.925.155.831	75.783.514.046	76.648.837.451	77.525.331.541	78.413.208.815	79.312.689.125	80.224.000.045	81.147.377.262	82.083.064.980	83.031.316.363
(=) TOTAL DE EGRESOS	1.153.045.299	74.925.155.831	75.783.514.046	76.648.837.451	77.525.331.541	78.413.208.815	79.312.689.125	80.224.000.045	81.147.377.262	82.083.064.980	83.031.316.363
(=) UTILIDAD BRUTA	-1.153.045.299	1.029.263.243	-450.792.852	-1.108.195.599	435.709.223	4.789.043.759	6.803.311.623	5.692.062.105	6.465.253.518	9.297.180.027	13.576.927.635
(-) Depreciación	0	438.111.943	438.111.943	438.111.943	438.111.943	438.111.943	438.111.943	438.111.943	438.111.943	438.111.943	438.111.943
(-) Amortización de diferidos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(-) Valor en libros de activos vendidos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	438.111.943
(=) UAI	-1.153.045.299	591.151.300	-888.904.795	-1.546.307.542	-2.402.720	4.350.931.816	6.365.199.680	5.253.950.162	6.027.141.575	8.859.068.084	12.700.703.749
(=) UAI	-1.153.045.299	591.151.300	-888.904.795	-1.546.307.542	-2.402.720	4.350.931.816	6.365.199.680	5.253.950.162	6.027.141.575	8.859.068.084	12.700.703.749
(-) Impuestos	-380.504.949	195.079.929	-293.338.582	-510.281.489	-792.898	1.435.807.499	2.100.515.895	1.733.803.553	1.988.956.720	2.923.492.468	4.191.232.237
(=) UTILIDAD NETA	-772.540.351	396.071.371	-595.566.213	-1.036.026.053	-1.609.822	2.915.124.317	4.264.683.786	3.520.146.608	4.038.184.855	5.935.575.616	8.509.471.512
(+) Depreciación	0	438.111.943	438.111.943	438.111.943	438.111.943	438.111.943	438.111.943	438.111.943	438.111.943	438.111.943	438.111.943
(+) Amortización de diferidos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(+) Valor en libros activos vendidos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	438.111.943
(-) Inversión en activos fijos	4.756.680.915	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(+) (-) Variación en capital de trabajo	237.834.046	240.450.220	243.095.173	245.769.220	248.472.681	251.205.880	253.969.145	256.762.806	259.587.197	262.442.656	265.329.525
(+) Recuperación en capital de trabajo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(=) FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO	-5.291.387.219	1.074.633.534	85.640.903	-352.144.891	684.974.802	3.604.442.140	4.956.764.874	4.215.021.357	4.735.883.995	6.636.130.215	9.661.024.923

Fuente: elaboración propia

Indicador	Valor
TIO	14,81%
TIR	31%
VPN	\$7.354.233.448
BAUE	\$2.184.021.111
RBC	1,02

Fuente: elaboración propia

Anexo 2. Flujo de caja del inversionista en términos corrientes (pesos)

Item	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Venta de suministro de gas	0	57.262.199.474	56.430.843.179	56.430.843.179	58.641.034.306	63.669.726.045	66.566.090.270	66.350.748.713	68.033.941.056	71.790.252.123	76.570.956.362
Venta de transporte de gas	0	18.696.219.599	18.901.878.015	19.109.798.673	19.320.006.458	19.532.526.529	19.549.910.478	19.565.313.438	19.578.689.723	19.589.992.885	19.599.175.694
(+) Ingresos operativos	0	75.958.419.074	75.332.721.194	75.540.641.852	77.961.040.764	83.202.252.574	86.116.000.748	85.916.062.150	87.612.630.780	91.380.245.008	96.170.132.055
Venta de activos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	438.111.943
(+) Ingresos no operativos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	438.111.943
(=) TOTAL DE INGRESOS	0	75.958.419.074	75.332.721.194	75.540.641.852	77.961.040.764	83.202.252.574	86.116.000.748	85.916.062.150	87.612.630.780	91.380.245.008	96.608.243.998
Costos fijos	1.153.045.299	808.099.283	948.225.876	990.361.112	1.034.611.962	1.081.091.321	1.129.918.338	1.181.218.780	1.235.125.403	1.291.778.351	1.351.325.581
Costos variables	0	74.021.056.547	74.835.268.169	75.658.476.339	76.490.719.579	77.332.117.494	78.182.770.787	79.042.781.265	79.912.251.859	80.791.286.630	81.679.990.782
(-) Costos totales	1.153.045.299	74.929.156.831	75.783.514.046	76.648.837.451	77.525.331.541	78.413.208.815	79.312.689.125	80.224.000.045	81.147.377.262	82.083.064.980	83.031.316.363
(=) TOTAL DE EGRESOS	1.153.045.299	74.929.156.831	75.783.514.046	76.648.837.451	77.525.331.541	78.413.208.815	79.312.689.125	80.224.000.045	81.147.377.262	82.083.064.980	83.031.316.363
(=) UTILIDAD BRUTA	-1.153.045.299	1.029.263.243	-450.792.852	-1.108.195.599	435.709.223	4.789.043.759	6.803.311.623	5.692.062.105	6.465.253.518	9.297.180.027	13.576.927.635
(-) Depreciación	0	438.111.943	438.111.943	438.111.943	438.111.943	438.111.943	438.111.943	438.111.943	438.111.943	438.111.943	438.111.943
(-) Amortización de diferidos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(-) Valor en libros de activos vendidos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(=) UAI	-1.153.045.299	591.151.300	-888.904.795	-1.546.307.542	-2.402.720	4.350.931.816	6.365.199.680	5.253.950.162	6.027.141.575	8.859.068.084	12.700.703.749
(+) Gastos financieros	0	149.483.795	149.483.795	149.483.795	149.483.795	149.483.795	149.483.795	149.483.795	149.483.795	149.483.795	149.483.795
(=) UAI	-1.153.045.299	740.635.095	-739.421.000	-1.396.823.747	147.081.075	4.500.415.611	6.514.683.475	5.403.433.957	6.176.625.370	9.008.551.879	12.850.187.544
(-) Impuestos	-380.504.949	244.409.581	-244.008.930	-460.951.837	48.536.755	1.485.137.152	2.149.845.547	1.783.133.206	2.038.286.372	2.972.822.120	4.240.561.890
(=) UTILIDAD NETA	-772.540.351	496.225.514	-495.412.070	-935.871.911	98.544.320	3.015.278.459	4.364.837.928	3.620.300.751	4.138.338.998	6.035.729.759	8.609.625.655
(+) Depreciación	0	438.111.943	438.111.943	438.111.943	438.111.943	438.111.943	438.111.943	438.111.943	438.111.943	438.111.943	438.111.943
(+) Amortización de diferidos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(+) Valor en libros activos vendidos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(+) Ingresos por préstamos	1.752.447.772	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(-) Amortización a capital	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.752.447.772
(-) Inversión en activos fijos	4.756.680.915	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(+) (-) Variación en capital de trabajo	237.834.046	240.450.220	243.095.173	245.769.220	248.472.681	251.205.880	253.969.145	256.762.806	259.587.197	262.442.656	265.329.525
(+) Recuperación en capital de trabajo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(=) FLUJO DE CAJA DEL INVERSIONISTA	-3.538.939.447	1.174.787.677	185.795.046	-251.990.748	785.128.944	3.704.596.283	5.056.919.017	4.315.175.500	4.836.038.137	6.736.284.358	7.998.731.293

Fuente: elaboración propia

Indicador	Valor
TIO	14,81%
TIR	41%
VPN	\$9.172.592.608
BAUE	\$2.724.027.738
RBC	1,02

Fuente: elaboración propia