



**Universidad Nacional Autónoma de México**  
**Programa de Posgrado en Ciencias de la**  
**Administración**  
**Facultad de Química**

**Evaluación Técnica Económica del Proyecto**  
**“Los Ramones Fase I”**

**T E S I S**

**QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:**  
**MAESTRA EN ADMINISTRACIÓN/**  
**ADMINISTRACIÓN INDUSTRIAL**

**PRESENTA: ING. GILMA IVONNE CORTES ARAIZA**

**Director de Tesis:**

M.A.I. Arturo R. Valles Terrazas

**Programa de Posgrado en Ciencias de la Administración**

**Ciudad Universitaria, Cd.Mx., octubre 2018**



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

**JURADO ASIGNADO:**

**PRESIDENTE:**      **Profesor:** M.A.I. Arturo R. Valles Terrazas

**VOCAL:**              **Profesor:** M. en A. Francisco Rangel Rodríguez

**SECRETARIO:**      **Profesor:** Dr. Raúl Valdivieso Martínez

**1er SUPLENTE:**      **Profesor:** M.I. Alfonso González González

**2do SUPLENTE:**      **Profesor:** I.Q Francisco Nieto Colín

**ASESOR DEL TEMA:**

M.A.I. Arturo R. Valles Terrazas

---

**SUSTENTANTE:**

Ing. Gilma Ivonne Cortes Araiza

---

## **DEDICATORIAS**

A mi madre y padre por todo su apoyo a lo largo de mi vida y de mi carrera sin ellos nada de esto hubiera sido posible. Gracias por enseñarme a dar siempre lo mejor de mí y por no permitirme darme por vencida.

A mis hermanos por apoyarme en cada paso, por ser mi motor para lograr las metas que me propongo y para superarme a mí misma.

A mi amado esposo por ser mi amigo, compañero, cómplice e inspiración. Su apoyo y amor incondicional me dio la fortaleza para terminar este trabajo de tesis. Gracias por obligarme a terminar lo que comencé.

A Iván por apoyarme a lo largo de la maestría y por apoyarme a terminarla.

A mis amigos por hacer de la maestría una experiencia inolvidable y por su invaluable amistad.

A mis maestros por todas las experiencias y conocimientos brindados a lo largo de la maestría.

A mi amiga Paola Vázquez por toda la amistad que me ha brindado y por su apoyo durante la realización de la misma

## **AGRADECIMIENTOS**

A mi alma mater la Facultad de Química de la UNAM por permitir realizarme una vez más como profesional, así como en el ámbito personal.

A mi asesor el Mtro. Arturo R. Valles Terrazas por todo el apoyo, compromiso y orientación que me proporcionó durante la elaboración de este trabajo de tesis, así como durante la maestría.

A mis sinodales por todo su apoyo y orientación en la revisión y perfeccionamiento de este trabajo.

A Gasoductos de Chihuahua por darme las facilidades para la elaboración de este trabajo de tesis, así como para la realización de mi maestría.

A mi jefe Emmanuel Silva por darme las facilidades para terminar este trabajo.



## INDICE

<b>LISTA DE TABLAS</b> .....	<b>7</b>
<b>LISTA DE FIGURAS</b> .....	<b>9</b>
<b>GLOSARIO</b> .....	<b>11</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>14</b>
<b>OBJETIVOS</b> .....	<b>16</b>
OBJETIVO GENERAL .....	16
OBJETIVOS PARTICULARES .....	16
<b>HIPÓTESIS</b> .....	<b>17</b>
<b>METODOLOGÍA</b> .....	<b>18</b>
<b>CAPITULO I</b> .....	<b>19</b>
<b>“MARCO TEÓRICO”</b> .....	<b>19</b>
1.1 INTRODUCCIÓN .....	19
1.2 FORMACIÓN DEL GAS NATURAL.....	19
1.3 EXPLORACIÓN, PERFORACIÓN, EJECUCIÓN Y PRODUCCIÓN .....	20
1.3.1 EXPLORACIÓN .....	21
1.3.2 PERFORACIÓN Y TERMINACIÓN .....	21
1.3.3 PRODUCCIÓN.....	23
1.4 COMPOSICIÓN Y PROPIEDADES DEL GAS NATURAL .....	24
1.5 RECOLECCIÓN Y TRATAMIENTO .....	25
1.5.1 TRATAMIENTO.....	27
1.6 TRANSPORTE .....	32
1.6.1 DESCRIPCIÓN DE UNA ESTACIÓN DE COMPRESIÓN .....	34
1.6.2 CONSTRUCCIÓN DE TUBERÍAS.....	35
1.7 ALMACENAMIENTO .....	35
1.7.1 FUNCIONAMIENTO DEL ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO .....	36
1.7.2 FUNCIONAMIENTO DEL ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL LICUADO .....	36
1.8 GAS NATURAL PARA LA INDUSTRIA.....	37
1.8.1 GAS NATURAL EN LA INDUSTRIA.....	38
1.8.2 GAS NATURAL PARA LA GENERACIÓN ELÉCTRICA.....	39
1.8.3 CENTRAL DE CICLO COMBINADO DE GAS.....	40
1.8.4 FUNCIONAMIENTO DE UNA INSTALACIÓN DE CICLO COMBINADO.....	40
1.8.5 VENTAJAS AMBIENTALES DE LAS CENTRALES DE CICLO COMBINADO DE GAS NATURAL.....	40
1.9 PROYECTO LOS RAMONES FASE I .....	42
1.10 CÓMO EVALUAR UN PROYECTO DE INVERSIÓN .....	44
1.10.1 DEFINICIÓN DE UN PROYECTO DE INVERSIÓN.....	44
1.10.2 VALOR PRESENTE NETO.....	45
1.10.3 VAN (VALOR ACTUAL NETO).....	46



1.10.4 TASA INTERNA DE RETORNO .....	47
1.11 CLASIFICACIÓN DE LOS COSTOS.....	48
1.13 DEPRECIACIÓN.....	51
1.14 COSTO PROMEDIO PONDERADO DEL CAPITAL (WAAC).....	52
1.14.1. DEFINICIÓN.....	52
1.15 DIRECTIVA DE TARIFAS.....	53
1.15.1 El Plan de Negocios y el Requerimiento de Ingresos.....	54
1.15.2 Modelo de Fijación de Precios en el Mercado de Gas Natural (CAPM).....	57
<b>CAPITULO II.....</b>	<b>61</b>
<b>“ANÁLISIS TÉCNICO” .....</b>	<b>61</b>
2.1 INTRODUCCIÓN .....	61
2.2 CARACTERISTICAS FÍSICAS Y PROPIEDADES QUIMICAS DEL GAS A SER TRANSPORTADO.....	63
2.3 PARÁMETROS DE DISEÑO DEL SISTEMA .....	64
2.4 ESCENARIOS OPERATIVOS DE TRANSPORTE .....	66
2.5 DIAGRAMA DE LAS ESTACIONES DE COMPRESIÓN.....	67
2.6 CONSIDERACIONES PARA EL DISEÑO .....	69
2.7 MODELO HIDRAULICO.....	70
2.8 REALIZACIÓN DE ANÁLISIS HIDRÁULICO .....	71
2.8.1 DESARROLLO DE LA SIMULACIÓN.....	71
2.8.2 PANTALLA DE LA SIMULACIÓN.....	76
2.9 RESULTADOS ANÁLISIS TÉCNICO CON DISEÑO GDC .....	78
2.10 PROPUESTA DE DISEÑO .....	80
2.11 ANÁLISIS DE RESULTADOS .....	81
<b>CAPITULO III.....</b>	<b>82</b>
<b>“ANÁLISIS ECÓNOMICO” .....</b>	<b>82</b>
3.1 MARCO DE REFERENCIA.....	82
3.2 PROCEDIMIENTO PARA REALIZACION DE ANÁLISIS ECÓNOMICO.....	82
3.2.1 CONSIDERACIONES PARA LA REALIZACIÓN DEL ANÁLISIS ECÓNOMICO.....	82
3.2.2 METODOLOGÍA.....	82
3.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS .....	99
<b>CAPITULO IV .....</b>	<b>101</b>
<b>“ANÁLISIS COMPARATIVO DEL IMPACTO DEL PROYECTO LOS RAMONES EN MÉXICO” 101</b>	
5.0 LA INDUSTRIA EN MÉXICO .....	101
5.1 REFORMA ENERGÉTICA.....	101
5.2 FORTALECIMIENTO INSTITUCIONAL .....	102
5.3 OFERTA NACIONAL DE GAS NATURAL .....	103
5.3.1 RESERVAS DE GAS NATURAL.....	103
5.3.2 PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL .....	105
5.4 DEMANDA DE GAS NATURAL.....	109
5.5 INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE, DISTRIBUCIÓN Y ALMACENAMIENTO.....	111
5.7 PRECIO DE GAS NATURAL.....	114



5.7.1 Henry Hub .....	116
5.8 MERCADO ACTUAL DE GAS NATURAL .....	117
5.8.1 ROL DEL CENAGAS .....	117
5.8.3 PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL .....	118
5.8.3.1 RESERVAS DE GAS NATURAL .....	118
5.8.3.2 PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL .....	121
5.8.4 DEMANDA NACIONAL .....	122
5.8.5 PUNTOS DE IMPORTACIÓN DE GAS NATURAL .....	128
5.8.6 INFRAESTRUCTURA DE GAS NATURAL .....	130
5.8.7 PRECIO GAS NATURAL .....	133
5.8.8 TARIFA SISTRANGAS .....	136
5.8.8.1 TARIFA GdN .....	137
5.8.8.2 COMPARATIVO CON TARIFA CALCULADA EN ANÁLISIS ECONÓMICO .....	138
<b>CAPITULO V .....</b>	<b>140</b>
<b>“CONCLUSIONES” .....</b>	<b>140</b>
<b>CAPITULO VI .....</b>	<b>143</b>
<b>“BIBLIOGRAFÍA” .....</b>	<b>143</b>



## LISTA DE TABLAS

<b>Tabla 1</b> Propiedades y composición del gas natural	Pág. 24
<b>Tabla 2</b> Obtención de gas natural a partir de hidrocarburos	Pág. 31
<b>Tabla 3</b> Aplicaciones de gas natural	Pág. 37
<b>Tabla 4</b> Número estimado de compresores por estación	Pág. 63
<b>Tabla 5</b> Composición Gas Natural	Pág. 64
<b>Tabla 6</b> Propiedades del Gas Natural	Pág. 64
<b>Tabla 7</b> Condiciones Operativas Proyecto Los Ramones Fase I	Pág. 65
<b>Tabla 8</b> Parámetros considerados para el diseño	Pág. 69
<b>Tabla 9</b> Resultados cálculos hidráulicos	Pág. 70
<b>Tabla 10</b> Balance de Masa para la E.C. Frontera	Pág. 78
<b>Tabla 11</b> Balance de Masa para la E.C. Ramones	Pág. 79
<b>Tabla 12</b> Listado de conceptos diferenciados entre fijos y variables	Pág. 88
<b>Tabla 13</b> Flujo de Efectivo proyectado a 30 años	Pág. 89
<b>Tabla 14</b> Cálculo de depreciación anual por 30 años	Pág. 90
<b>Tabla 15</b> Cálculo de depreciación acumulada por 30 años	Pág. 90
<b>Tabla 16</b> Activo Fijo Neto	Pág. 91
<b>Tabla 17</b> Costos de operación, mantenimiento y administración proyectados a 30 años	Pág. 91
<b>Tabla 18</b> Cálculo de AFUDC	Pág. 92
<b>Tabla 19</b> Calculo de Beta Apalancada	Pág. 93
<b>Tabla 20</b> Calculo de tasa WACC	Pág. 93
<b>Tabla 21</b> Calculo de Capital de Trabajo	Pág. 94
<b>Tabla 22</b> Base de Activos	Pág. 94
<b>Tabla 23</b> Ingreso requerido nivelado	Pág. 95
<b>Tabla 24</b> Calculo de Costos Fijos y Variables	Pág. 95
<b>Tabla 25</b> Flujo neto de efectivo capital total y ajuste para el ingreso requerido nivelado	Pág. 96
<b>Tabla 26</b> Capacidad y Volumen	Pág. 96
<b>Tabla 27</b> Determinación de capacidad	Pág. 96



<b>Tabla 28</b> Calculo de tarifas	Pág. 97
<b>Tabla 29</b> Costos afectados por inflación	Pág. 97
<b>Tabla 30</b> Requerimiento de Ingresos Nivelado Ajustado y Tarifas	Pág. 97
<b>Tabla 31</b> Flujo neto de efectivo capital total del Ingreso requerido	Pág. 98
<b>Tabla 32</b> Extracción de gas natural por región 2003-2013 (MMPCD)	Pág. 106
<b>Tabla 33</b> Producción de gas seco y gas directo de campos 2003-2013 (MMPCD)	Pág. 108
<b>Tabla 34</b> Producción de gas natural año 2013	Pág. 108
<b>Tabla 35</b> Permisos de transporte de acceso abierto de gas natural 2014	Pág. 111
<b>Tabla 36</b> Producción de gas seco por activo y por región	Pág. 122
<b>Tabla 37</b> Producción de gas seco por CPG	Pág. 122
<b>Tabla 38</b> Demanda Nacional de Gas Natural por Región y Estado (MMPCD)	Pág. 123
<b>Tabla 39</b> Demanda de Gas Natural por usuario en SISTRANGAS Zona Norte	Pág. 124
<b>Tabla 40</b> Demanda de Gas Natural por usuario en SISTRANGAS Zona Golfo	Pág. 125
<b>Tabla 41</b> Demanda de Gas Natural por usuario en SISTRANGAS Zona Centro	Pág. 127
<b>Tabla 42</b> Demanda de Gas Natural por usuario en SISTRANGAS Zona Sur	Pág. 128
<b>Tabla 43</b> Permisos de almacenamiento de GNL, 2015	Pág. 133
<b>Tabla 44</b> Estampilla de transporte del SISTRANGÁS	Pág. 137
<b>Tabla 45</b> Tarifa GdN	Pág. 137



## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1.</b> Formación de gas natural	Pág. 20
<b>Figura 2.</b> Fracturación Hidráulica	Pág. 23
<b>Figura 3.</b> Sistema de entrega de gas natural	Pág. 26
<b>Figura 4.</b> Etapas de procesamiento del gas natural	Pág. 27
<b>Figura 5.</b> Proceso de remoción de condensados	Pág. 28
<b>Figura 6.</b> Endulzamiento con aminas	Pág. 28
<b>Figura 7.</b> Proceso de recuperación de azufre	Pág. 29
<b>Figura 8.</b> Proceso de remoción de nitrógeno	Pág. 30
<b>Figura 9.</b> Esquema de una Estación de Compresión	Pág. 34
<b>Figura 10.</b> Proceso de obtención de gas natural	Pág. 37
<b>Figura 11.</b> Central de Ciclo Combinado	Pág. 42
<b>Figura 12.</b> Esquema gráfico del sistema de transporte de gas	Pág. 44
<b>Figura 13.</b> Ubicación geográfica del Proyecto Los Ramones	Pág. 62
<b>Figura 14.</b> Estación de Compresión Frontera	Pág. 67
<b>Figura 15.</b> Estación de Compresión Ramones	Pág. 68
<b>Figura 16.</b> Introducción al simulador de listado de componentes	Pág. 71
<b>Figura 17.</b> Primera corriente de proceso a las condiciones	Pág. 72
<b>Figura 18.a</b> Cálculo de primer segmento de tubería	Pág. 72
<b>Figura 18.b</b> Cálculo de primer segmento de tubería	Pág. 73
<b>Figura 19.</b> Introducción de curvas a turbocompresor C-0121	Pág. 74
<b>Figura 20.</b> Introducción de curvas a turbocompresor C-0221	Pág. 75
<b>Figura 21.</b> Simulación Hidráulica para flujo máximo	Pág. 76
<b>Figura 22.</b> Simulación Hidráulica para flujo mínimo	Pág. 77
<b>Figura 23.</b> Simulación Hidráulica para escenario alterno	Pág. 80
<b>Figura 24.</b> Nuevo modelo de la industria del gas natural	Pág. 102
<b>Figura 25.</b> Nuevo diseño institucional	Pág. 103
<b>Figura 26.</b> Reservas remanentes totales de gas natural por categoría (MMPCD)	Pág. 105



<b>Figura 27.</b> Producción de gas natural asociado y no asociado (MMPCD)	Pág. 107
<b>Figura 28.</b> Demanda regional de gas natural 2013 (MMPCD)	Pág. 110
<b>Figura 29.</b> Infraestructura de gas natural, 2013	Pág. 113
<b>Figura 30.</b> Precios de referencia (Venta de Primera Mano en Reynosa) de Gas Natural, 2010-2013	Pág. 114
<b>Figura 31.</b> Precios de gas natural a usuarios finales “Zona de Distribución A”	Pág. 116
<b>Figura 32.</b> Precio de gas natural (Henry Hub) Período 1997-2013	Pág. 118
<b>Figura 33.</b> Reservas 1P (Probadas) Terrestres	Pág. 119
<b>Figura 34.</b> Reservas 1P (Probadas) Aguas Someras	Pág. 120
<b>Figura 35.</b> Reservas 1P (Probadas) Aguas Profundas	Pág. 120
<b>Figura 36.</b> Reservas Remanentes Totales de gas natural	Pág. 121
<b>Figura 37.</b> Puntos de Importación de Gas Natural en México	Pág. 129
<b>Figura 38.</b> Flujo de Importación de Gas Natural en México	Pág. 130
<b>Figura 39.</b> Infraestructura actual de gas natural	Pág. 132
<b>Figura 40.</b> Precio de gas natural (Henry Hub) Período 2013-2018	Pág. 136
<b>Figura 41.</b> Zonas tarifarias del SISTRANGAS	Pág. 136



## GLOSARIO

1. **Ajuste por Balanceo:** A fin de mantener el SISTRANGAS "balanceado" (en condiciones operativas óptimas) se inyecta Gas Natural Regasificado. Esto tiene un beneficio en el servicio que se brinda a los Usuarios, por lo que el costo de este gas adicional se les traslada mediante un ajuste trimestral a la Tarifa del SISTRANGAS.
2. **Alerta crítica:** Una situación en la que la escasez de gas natural obliga al gerente del sistema a tomar medidas especiales, como la extracción de inventarios de emergencia o interrupciones a ciertos usuarios de gas natural.
3. **BTU:** British Thermal Unit
4. **Cargo por Capacidad:** La porción de la tarifa, denominada en pesos por unidad, basada en la capacidad reservada por el Usuario para satisfacer su demanda en un periodo determinado.
5. **Cargo por Uso:** La porción de la tarifa, definida en pesos por unidad, basada en la prestación del servicio que refleja el uso del sistema de acuerdo con la cantidad de gas conducida o almacenada a cuenta del Usuario.
6. **CENAGAS:** Centro Nacional de Control del Gas Natural.
7. **CFE:** Comisión Federal de Electricidad.
8. **CRE:** Comisión Reguladora de Energía.
9. **CNH:** Comisión Nacional de Hidrocarburos.
10. **Costo de Oportunidad:** Equivale a una tasa de rendimiento que un accionista podría obtener en inversiones comparables fuera de dicha empresa. Normalmente este valor se evalúa contra la tasa interna de retorno de un proyecto.
11. **Condiciones Base:** Condiciones bajo las que se mide el gas natural correspondientes a la presión absoluta de 98,07 kPa y temperatura de 293,15 K.
12. **Condiciones Estándar:** Condiciones bajo las que se mide el gas natural correspondientes a la presión absoluta de 101,325 kPa y temperatura de 288,15 K.
13. **DCS:** Sistema de Control Distribuido.
14. **DDV:** Derechos de Vía
15. **D.N:** Diámetro Nominal.
16. **EBIT:** Earnings Before Interest and Taxes
17. **EPE:** Empresa Productiva del Estado.
18. **EMRyC:** Estación de Medición Regulación y Control.
19. **Fracking:** Es una técnica que permite mejorar la extracción de gas y de petróleo del subsuelo. Para ello, se inyecta a presión algún material en ese



suelo, de modo que las fracturas que ya existen en las rocas del interior de la tierra aumenten y liberen el gas o el petróleo, que saldrá hacia el exterior.

20. **GdC:** Gasoductos de Chihuahua
21. **GdN:** Gasoductos del Noreste
22. **GNL:** Gas Natural Licuado.
23. **Gas L.P:** Gas Licuado de Petróleo.
24. **HP:** Caballos de Fuerza.
25. **Índice de Wobbe:** Este índice consiste en un cociente entre el Poder Calorífico Superior y la raíz cuadrada de la densidad relativa del gas. Este índice se controla para asegurar la combustión satisfactoria en un gas dentro de un quemador o similar.
26. **IVA:** Impuesto sobre el valor añadido.
27. **MMPCD:** millones de pies cúbicos por día a condiciones base.
28. **MMPCSD:** millones de pies cúbicos por día a condiciones estándar.
29. **MPOP:** Máxima Presión de Operación Permisible.
30. **OMA:** Costos de Operación, Mantenimiento y Administrativos.
31. **PGPB:** Pemex Gas y Petroquímica Básica.
32. **psi:** Libra por pulgada cuadrada
33. **psig:** Libra por pulgada cuadrada manométrica.
34. **ROE (Return on equity):** Rentabilidad financiera, son los beneficios económicos conseguidos a partir de las inversiones hechas y los recursos propios.
35. **Servicio en Base Firme:** El servicio de Transporte en base firme consiste en la recepción de la Cantidad Confirmada de Gas Natural en el Punto de Recepción más la cantidad que corresponda al Cargo por Gas Natural Combustible, hasta la Cantidad Máxima Diaria especificada en el Contrato, y en la entrega de la Cantidad Confirmada en los Puntos de Entrega estipulados en dicho Contrato, descontando la cantidad que corresponda al Gas Natural Combustible.
36. **Servicio en Base Interrumpible:** En el servicio de Transporte en base interrumpible, el Usuario no requerirá reservar capacidad en el Sistema, sin embargo, no se asegura al Usuario la disponibilidad y el uso de capacidad del mismo, y los Pedidos respectivos pueden ser objeto de reducciones o suspensiones sin responsabilidad para el CENAGAS.
37. **SCADA:** Supervisión, Control y Adquisición de Datos.
38. **SENER:** Secretaría de Energía
39. **SISTRANGAS:** Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado.
40. **SNG:** Sistema Nacional de Hidrocarburos.
41. **Trampa de diablos:** Las trampas lanzadoras y receptoras de diablos son recipientes a presión utilizados para introducir y remover diablos, esferas y



herramientas de inspección dentro de la tubería para lograr su limpieza (ductos).

42. **TIR:** Tasa Interna de Retorno
43. **TMCA:** Tasa media de crecimiento anual
44. **VAN:** Valor Actual Neto del Proyecto
45. **VPN:** Valor Presente Neto
46. **Venta de Primera Mano o VPM:** Primera enajenación, en territorio nacional, que realice Petróleos Mexicanos, sus organismos subsidiarios, divisiones o filiales, y cualquier otra empresa productiva del Estado, o una Persona Moral, por cuenta y orden del Estado, a un tercero o entre ellos. Dicha venta podrá realizarse a la salida de las plantas de procesamiento, los ductos de internación y los puntos de inyección de producto importado, en términos de la legislación y regulación vigente aplicable.
47. **WAAC:** Costo Promedio Ponderado de Capital



## INTRODUCCIÓN

El objetivo del presente trabajo de tesis es el evaluar la viabilidad técnica y económica del proyecto Los Ramones Fase I el cual se encuentra actualmente en operación comercial y que forma parte del SISTRANGAS gestionado por el CENAGAS.

El presente trabajo busca mostrar si el diseño de ingeniería realizado para este proyecto fue el más óptimo desde el punto de vista técnico (diseño de estaciones de compresión, cantidad de tubería adquirida, determinación del diámetro del gasoducto, etc.) considerando los costos asociados a la construcción y desarrollo de dicha infraestructura los cuales impactan en una tarifa de transporte la cual es pagada por los usuarios del sistema.

Asimismo, este escrito busca comparar los beneficios sistémicos esperados de la entrada en operación de este gasoducto contra su operación actual, dichos beneficios se deberán ver reflejados no sólo en una disminución del déficit de molécula a nivel nacional sino también en mejores tarifas de transporte, así como en la diversificación de fuentes de suministro y cobertura nacional de gas natural.

Derivado de la complejidad del Proyecto los Ramones el cual se construyó y diseñó en tres fases; (i) Los Ramones Fase I (116 km), (ii) Los Ramones Norte (452 km) y (iii) Los Ramones Sur (291 km). Se definió que como parte de este proyecto de tesis sólo se trabajaría con el sistema Los Ramones Fase I.

A continuación, se presenta una breve descripción de los capítulos que forman parte de este trabajo escrito:

- I. **Capítulo 1 “Marco Teórico”:** Se presenta una breve descripción del gas natural, su obtención, acondicionamiento para remoción de contaminantes, así como la infraestructura necesaria para medirlo, comprimirlo y enviarlo a los distintos centros de consumo y distribución.  
De igual manera se da una explicación resumida del Proyecto Los Ramones. Adicionalmente se presentan las herramientas para realizar la evaluación de un Proyecto de Inversión.
- II. **Capítulo 2 Análisis Técnico:** En este capítulo se detalla el procedimiento mediante el cual se realizó el análisis técnico del proyecto, tomando en consideración el diseño de las estaciones de compresión y del ducto, así



como los cálculos hidráulicos de los mismos para la simulación de los distintos escenarios de flujo.

- III. **Capítulo 3 “Análisis Económico”:** En esta sección se muestra la metodología utilizada para la realización del análisis económico mediante la metodología tarifaria de la CRE.
- IV. **Capítulo 4 “Análisis Comparativo del Impacto del Proyecto Los Ramones en México”:** En esta sección se realiza un comparativo de los beneficios que proporcionó la entrada en operación del gasoducto Los Ramones contra lo preconcebido por la SENER.
- V. **Conclusiones:** Se presentan las conclusiones del proyecto de tesis

En los capítulos 2 y 3 se incluyen los análisis de resultados y las conclusiones derivadas de los distintos análisis realizados.



## **OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL**

1. Mediante el desarrollo de un proyecto de tesis evaluar la factibilidad técnica y económica de desarrollar el proyecto "Los Ramones Fase I" el cual permitirá transportar gas natural a través de gasoductos cubriendo así la creciente demanda de este combustible en la zona centro del país.

### **OBJETIVOS PARTICULARES**

1. Analizar la sensibilidad de costos derivados de la construcción de un ducto de 48" de D.N. con las características operativas y técnicas del gasoducto Los Ramones.
2. Realizar una comparativa entre el impacto del Proyecto Los Ramones de acuerdo con lo pronosticado por SENER contra los beneficios operativos actuales.
3. Aplicar las herramientas, conocimientos y experiencias adquiridas durante la maestría para desarrollar un proyecto de tesis que permita enriquecer mi perfil profesional, así como mejorar mis aptitudes en el entorno laboral.



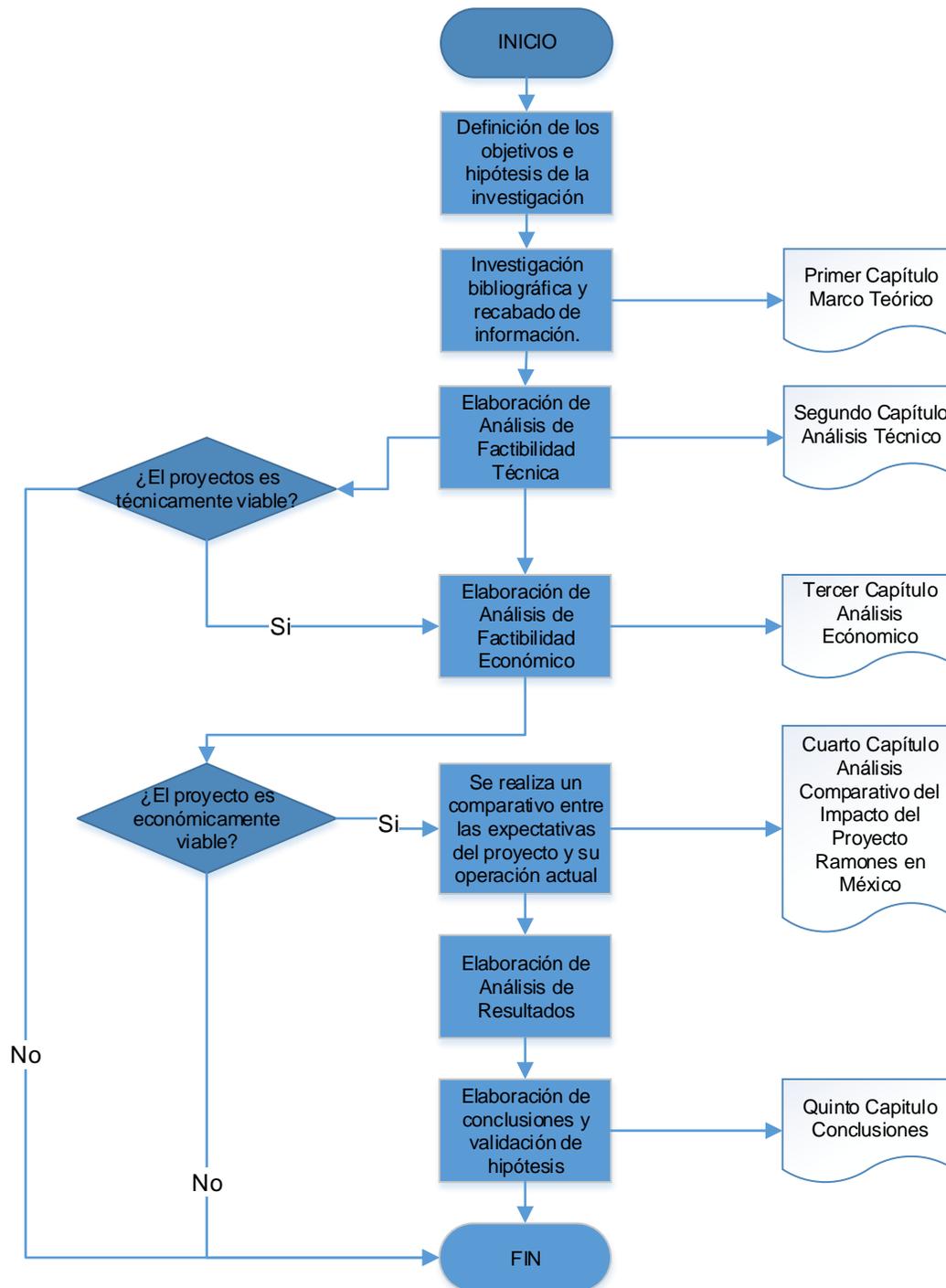
## HIPÓTESIS

El siguiente trabajo de tesis se basa en las siguientes hipótesis.

- a) El proyecto Los Ramones Fase I es técnicamente viable considerando dos estaciones de compresión EC Frontera y EC Ramones y un gasoducto de 48" de diámetro nominal. Dicha hipótesis será demostrada mediante la modelación hidráulica en el software Aspen-Hysys observando caídas de presión y potencia de las estaciones de compresión.
- b) El proyecto Los Ramones Fase I es económicamente viable considerando la inversión inicial y el ingreso requerido, esto será demostrado mediante el cálculo del VPN y TIR con la metodología tarifaria de la CRE.



# METODOLOGÍA





# CAPITULO I

## “MARCO TEÓRICO”

### 1.1 INTRODUCCIÓN

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos simples que se encuentra en estado gaseoso, en condiciones ambientales normales de presión y temperatura.

El gas natural comercial está compuesto aproximadamente en un 95% de metano ( $\text{CH}_4$ ), que es la molécula más simple de los hidrocarburos.

Además, puede contener pequeñas cantidades de etano, propano y otros hidrocarburos más pesados, también se pueden encontrar trazas de nitrógeno, bióxido de carbono, ácido sulfhídrico y agua.

Como medida de seguridad, en la regulación se estipula que los distribuidores deberán adicionar un odorizante al gas natural para que se pueda percibir su presencia en caso de posibles fugas durante su manejo y distribución al consumidor final.

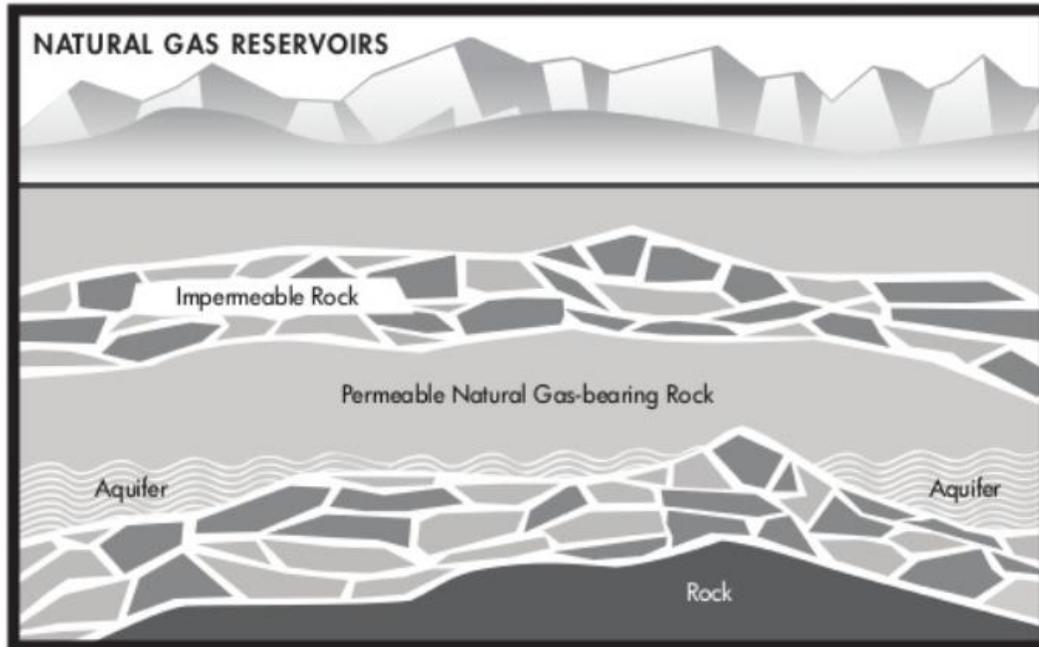
### 1.2 FORMACIÓN DEL GAS NATURAL

Existen diversas teorías que tratan de explicar el desarrollo del gas natural, la más ampliamente aceptada asegura que el gas natural y el petróleo crudo son el resultado de las descomposiciones de plantas y animales enterradas bajo la superficie de la tierra. El material orgánico típicamente se oxida al descomponerse. Después de millones de años, arena, barro y otros sedimentos junto con estas plantas y animales, son compactados a roca. Capa sobre capa de material cubre esta roca, el peso de la tierra junto con los cambios de temperatura de la misma transformaron la materia orgánica en petróleo y gas. Por millones de años la presión de la tierra empujó esta sustancia hacia arriba a través de material permeable hasta que alcanzó una capa de roca impermeable en donde quedó atrapado.

El gas natural acumulado en estas reservas puede ser encontrado entre 3,000 y 25,000 ft (7,620 m) debajo de la superficie de la tierra. Convencionalmente las reservas de gas natural son trampas geológicas en donde las rocas impermeables atrapan el gas que es colectado de los poros de las rocas permeables. En el transcurso del tiempo el gas migra hasta la capa impermeable a través de las grietas de la roca porque el gas es menos denso que otros materiales en la roca. Cuando el agua está presente en la formación, el gas más ligero desplaza al agua al fondo de la capa permeable. Convencionalmente el gas natural es típicamente encontrado en camas de arenisca y roca carbonatada. Las reservas pueden contener sólo gas natural, conocido como gas no asociado y puede contener ambos gas y petróleo, en cuyo caso es conocido como asociado. Los pozos perforan estas reservas de



gas natural que fluyen hacia arriba desde la condición de más alta presión en la reserva enterrada a la condición de más baja presión a la cabeza del pozo (la parte superior de la superficie del pozo). La ilustración debajo muestra la formación del gas natural:



**Figura 1.** Formación del gas natural

El gas natural también se acumula en otros tipos de formaciones dando como resultado el gas no convencional. El gas en estas formaciones incluye:

- **Tight sand gas:** Formado a partir de arenisca y carbonato con baja permeabilidad que previene que el gas fluya naturalmente.
- **Coalbed Methane (CBM):** Formado en depósitos de carbono y principalmente adjunto a partículas sólidas en lugar de ocupar los poros de la roca.
- **Shale gas:** Formado con granos finos de roca con baja permeabilidad y absorbido a través de partículas de arcilla o retenidos con poros minúsculos y microfracturas.
- **Methane hydrates:** Atrapado en agua con hielo cristalizado como sustancia.

### 1.3 EXPLORACIÓN, PERFORACIÓN, EJECUCIÓN Y PRODUCCIÓN

El proceso de encontrar gas natural y extraerlo del suelo es hecho de tres formas: exploración (es encontrar el gas natural y tomar la decisión de extraerlo), extracción y terminación (extracción del pozo, equipamiento de producción para el gas natural)



y producción (extracción del gas y después su procesamiento de tal forma que sea de buena calidad para su utilización).

### **1.3.1 EXPLORACIÓN**

Los geólogos utilizan la sismología para encontrar reservas de gas natural. La sismología permite que los científicos estudien las capas inferiores de la superficie de la tierra sin siquiera perforar dentro de ellas. La sismología brinda a los científicos una visión de las propiedades de las capas de la tierra como profundidad y anchura. Esto permite determinar dónde se puede encontrar el crudo y el gas atrapado. Ondas intensas de sonido creadas por explosivos o vibraciones fuertes son utilizadas por el área geológica a ser estudiada. Sensores en la superficie de la tierra registran cómo estas ondas son reflejadas hacia la superficie de la roca. La interpretación de estas señales nos da una idea de cómo se puede ver la formación.

El método más preciso para encontrar una reserva potencial es explorar los pozos. Así como el pozo es perforado, haciendo pruebas que permitan a los geólogos elaborar un mapa de la superficie de las formaciones. Una serie de pozos de exploración permite a los geólogos ganar una foto de cómo el gas se encuentra dentro de una cierta área. Desafortunadamente, la exploración de los pozos puede ser cara.

Recientes avances en la tecnología de la exploración han tenido suficiente impacto en la reducción de costos mejorando así los métodos para encontrar reservas de gas natural. En 1990, se extendió el uso de la sismología 3-D. Esta tecnología permite a los científicos crear mapas a detalle tridimensionales que pueden predecir la existencia de reservas de petróleo y gas natural en una locación específica.

### **1.3.2 PERFORACIÓN Y TERMINACIÓN**

Una vez que se tiene suficiente evidencia que indique la existencia de reservas de gas natural, una decisión debe ser tomada junto con la evaluación económica de las reservas para ver si es rentable junto con la perforación del pozo. Pero antes de cualquier perforación se debe ver que no se violen permisos ambientales. Una vez que se tenga eso, se explora el pozo a ser perforado, pero no siempre se tiene la seguridad de que el gas natural se encuentre ahí. De hecho, el 38% de los pozos explorados están secos, implicando que no se tiene gas natural que extraer.

La ubicación del pozo a explorar depende de las características físicas de la reserva y la superficie del terreno, la disponibilidad de la tubería, y también del aspecto legal, regulatorio y de permisos. La perforación en sí misma es realizada usando un metal rotante que atraviesa el suelo (conocido como perforación rotatoria). La perforación mar adentro usa una tecnología similar, pero es más complicada porque la plataforma debe ser construida de tal forma que sujete el anillo de perforación. Una

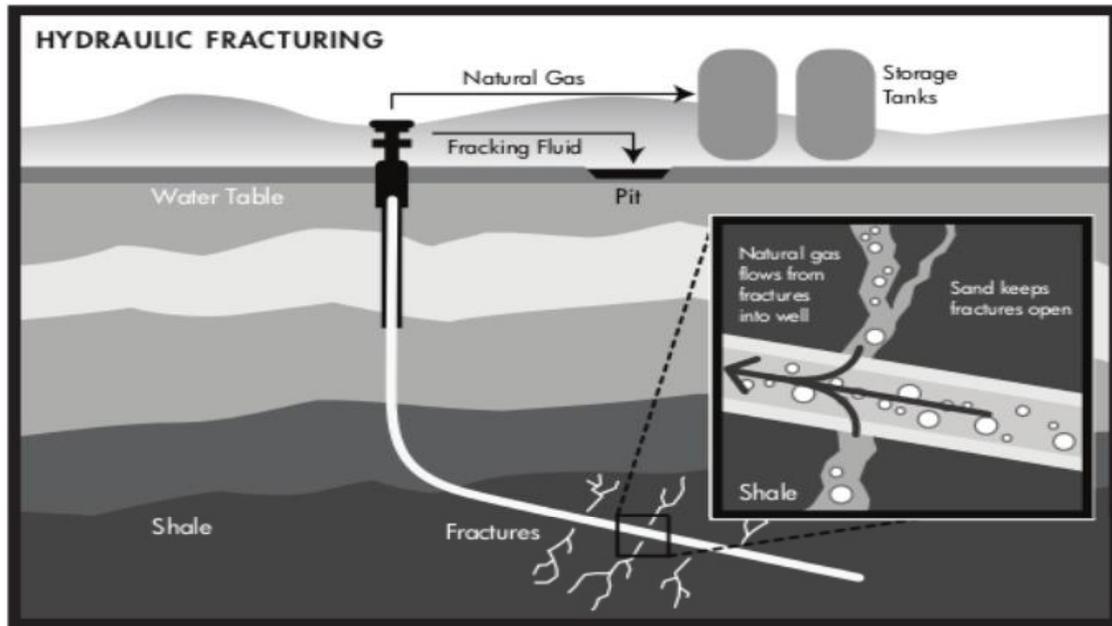


vez que la perforación llega a hacer contacto con el gas natural se puede estimar la productividad del nuevo pozo.

Recientes adelantos en perforaciones direccionadas y horizontales en los pozos han permitido la producción de algunas formaciones que previamente eran imposibles económicamente. Los pozos horizontales pasan a través de más de una reserva, logrando un incremento en las tasas de producción. Los pozos multilaterales permiten que muchas reservas sean perforadas a través del taladro del mismo pozo. Estas técnicas reducen la superficie de la huella tal que con una perforación lateral se pueden reemplazar de 10 a 15 perforaciones verticales de pozo. Esto puede ser en especial útil en ambientes o áreas sensibles donde el acceso es limitado.

Una vez que se determine que un recurso existe, el siguiente paso es preparar el pozo de tal forma que el gas pueda fluir libremente a la superficie. Este proceso es conocido como terminación del pozo. Primero, una carcasa de acero es unida al hoyo para prevenir un colapso y mantener el fluido fluyendo a través del pozo con el taladro y a través de otras formaciones. Esto es especialmente importante para prevenir la contaminación de agua fresca. Después, la carcasa es perforada cerca de la formación de gas. A continuación, la tubería es introducida dentro de la carcasa y se adjunta a la boca del pozo. La boca del pozo consiste en una serie de válvulas que en la superficie del pozo regulan la presión del gas y previenen fugas. Si la reserva de gas tiene suficiente presión y permeabilidad, el gas natural fluye naturalmente hacia la superficie debido a la presión diferencial. En algunos casos, los tratamientos son usados para incrementar las tasas de producción de gas natural.

Un ejemplo de tratamiento de pozo es la fracturación hidráulica, también conocida como "fracking". El proceso de fracturar inicia con la perforación del pozo. Primero el pozo es perforado verticalmente y una vez que se llega a la profundidad deseada el pozo es perforado horizontalmente. Después de que la tubería fue insertada en el pozo y cementada ahí, se hacen perforaciones en la tubería, en el cemento y en las secciones donde el gas fluye. En este caso es deseable utilizar un dispositivo llamado arma perfecta.



**Figura 2.** Fracturación hidráulica

Después una mezcla de fluidos incluyendo agua y químicos aditivos son bombeados al pozo a alta presión. Los fluidos fluyen a través de la tubería y fuera de la perforación. La alta presión de los fluidos causa fracturas en la roca. Adicional al fluido, material sólido como arena o perlas es inyectado para señalar las grietas abiertas. Cuando el fluido es bombeado de vuelta al pozo, el gas fluye hacia la tubería desde la fractura efectuada y conducido hacia la boca del pozo.

Esta forma de perforación tiene como desventajas el que no es ecológicamente amigable ya que utiliza grandes volúmenes de agua, además de que no en todos los lugares se tiene acceso a la misma y la disposición que se hace del agua utilizada en este proceso no siempre está apegada a la normatividad ambiental.

### **1.3.3 PRODUCCIÓN**

Una vez que el pozo es terminado, el equipo es instalado para medir el flujo de gas. Posteriormente después se monitorean las tasas de flujo y la presión para evaluar la efectividad del terminado. Se usa también la <sup>1</sup>información para predecir las futuras tasas de producción y la cantidad de gas que puede ser recuperada del pozo.

Después de que el flujo de gas natural ha sido establecido, el siguiente paso en la producción es instalar la tubería para mover el gas de una ubicación individual a una instalación de consumo. En estas instalaciones, el condensado y el agua son

---

<sup>1</sup> Bob Shively and John Ferrare, Understanding Today's Natural Gas Business: Energydynamics, 2011, Pág. 1 to 30.



separadas del gas. Los condensados son como un aceite de hidrocarburos que está en vapor o en estado gaseoso a la presión y temperatura de las reservas, pero es líquido en la superficie a la temperatura y presión exterior.

El condensado es un elemento rico en hidrocarburos y tiene una comercialización separada. La última producción funciona como medición del gas de producto como bases de la composición individual entre participantes y dueños. Con estas instalaciones, el gas entra en el acopio de la tubería y es movido a los sitios de producción <sup>(1)</sup>.

#### 1.4 COMPOSICIÓN Y PROPIEDADES DEL GAS NATURAL

La NOM-001-SECRE-2010 establece los requisitos que son aceptables respecto de la composición típica del gas natural a transportarse y es la siguiente<sup>2</sup>:

**Tabla 1.** Propiedades y composición del gas natural

Propiedad	Unidades	Zona Sur			Resto del país
		Hasta el 31 de diciembre de 2010	Del 1 de enero de 2011 al 31 de diciembre 2012	A partir del 1 de enero de 2013	
Metano (CH <sub>4</sub> )-Min.	%vol	NA	NA	83	84
Oxígeno (O <sub>2</sub> )-Max.	%vol	0.20	0.20	0.20	0.20
Bióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> )-Max.	%vol	3.00	3.00	3.00	3.00
Nitrógeno (N <sub>2</sub> )-Max.	%vol	9.00	8.00	6.00	4.00
Nitrógeno Variación Máxima Diaria	%vol	±1.5	±1.5	±1.5	±1.5
Total de inertes (CO <sub>2</sub> Y N <sub>2</sub> ) – Máx.	%vol	9.00	8.00	6.00	4.00
Etano -Máx	%vol	14	12	11	11
Temperatura de rocío de hidrocarburos-Máx	K (°C)	NA	271.15 (-2) <sup>(1)</sup>	271.15 (-2)	271.15 (-2) <sup>(1)</sup>
Humedad (H <sub>2</sub> O)-Max	mg/m <sup>3</sup>	110.00	110.00	110.00	110.00

<sup>2</sup> Consultada de NOM-001-SECRE-2010

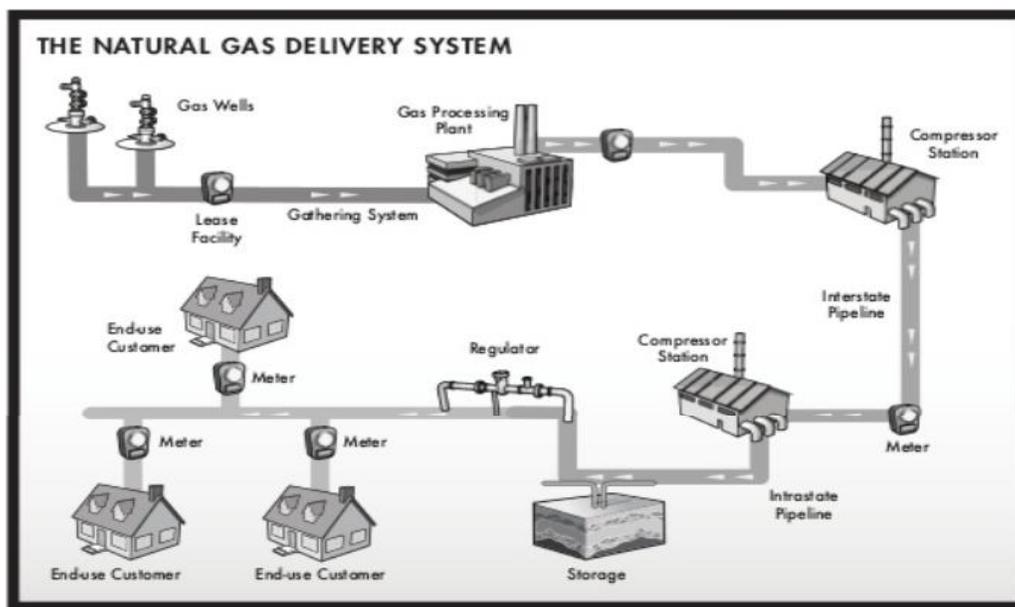


Propiedad	Unidades	Zona Sur			Resto del país
		Hasta el 31 de diciembre de 2010	Del 1 de enero de 2011 al 31 de diciembre 2012	A partir del 1 de enero de 2013	
Poder calorífico superior Min.	MJ/m <sup>3</sup>	35.3	36.3	36.8	37.3
Poder calorífico superior Max.	MJ/m <sup>3</sup>	43.6	43.6	43.6	43.6
Índice de Wobbe - Min	MJ/m <sup>3</sup>	45.2	46.2	47.3	48.2
Índice de Wobbe - Max	MJ/m <sup>3</sup>	53.2	53.2	53.2	53.2
Índice de Wobbe-Variación máxima diaria	mg/m <sup>3</sup>	±5	±5	±5	±5
Ácido Sulfhídrico (H <sub>2</sub> S)-Máx.	mg/m <sup>3</sup>	6.00	6.00	6.00	6.00
Azufre total (S)-Max.	mg/m <sup>3</sup>	150	150	150	150

(1) En los ductos de transporte y de distribución que reciben gas natural del SNG aplicará el límite máximo de 271,15 K (-2°C) a partir del 1 de julio de 2011.

### 1.5 RECOLECCIÓN Y TRATAMIENTO

Después de que es sacado del pozo, el gas es comprimido para ser transportado desde las instalaciones de producción y entregado a los transportistas para su distribución en los centros de consumo o bien para su tratamiento en plantas de proceso (p.e. industria petroquímica). En éstas el gas es medido para ser pagado por el usuario. Desde las instalaciones de extracción, el gas es transportado a través de tuberías a un llamado sistema de recolección. Un sistema de recolección típico puede unir muchos puntos individuales de otros productores o múltiples campos a través de cientos de miles de líneas de recolección. Los sistemas de recolección utilizan tuberías de diámetros relativamente bajos como sistemas de transmisión cuando hay pequeñas cantidades de gas a transportar. La presión de operación para un sistema de recolección puede variar considerablemente dependiendo de la presión del gas producido desde los pozos. Si es necesario, se utilizarán los compresores para dar la presión necesaria para la entrada a las tuberías de transporte.



**Figura 3.** Sistema de entrega de gas natural

El gas crudo de varias instalaciones de productores es transportado a través de sistemas de recolección a instalaciones de procesamiento donde es separado en gases flamables y líquidos (metano/gas natural, etano, propano, butano y pentano) y gases no flamables (dióxido de carbono y nitrógeno). También impurezas como vapor de agua, azufre y sólidos como arena son removidas si las cantidades de estos materiales superan los estándares de la tubería. El gas natural líquido (etano, propano, butano y pentano), llamado comúnmente como Gas Licuado, genera subproductos valiosos del proceso y en algunas ocasiones son de mayor valor que el gas natural. Otros subproductos como el azufre y el dióxido de carbono pueden ser procesados y vendidos. Las instalaciones de proceso son usualmente localizadas en el sistema de recolección de tal forma que el gas es procesado y limpiado como prioridad antes de entrar a la línea de transmisión. Menos frecuentemente, el gas es procesado directamente en la cabeza del pozo. También puede ser reprocesado en la línea de tubería principal para extracción futura de gas licuado. Si el gas contiene cantidades significativas de condensado (gas que se convierte a líquido después de ser expuesto a presión atmosférica), el condensado es removido antes en el flujo de proceso y es vendido como el petróleo crudo<sup>3</sup>.

<sup>3</sup> Bob Shively and John Ferrare, Understanding Today's Natural Gas Business: Energydynamics, 2011, Pág. 1 to 30.

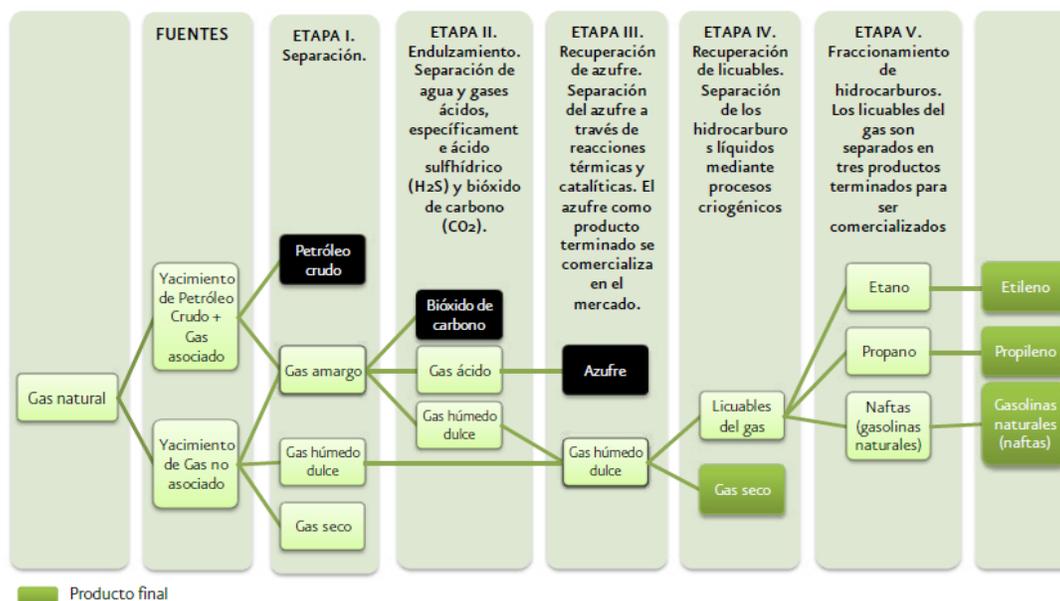


Figura 4. Etapas de procesamiento del gas natural

### 1.5.1 TRATAMIENTO

#### Etapa 1 – Eliminación de Condensados y Agua

Los condensados son llamados también gasolina natural, porque se componen de hidrocarburos cuyo punto de ebullición está en el rango de la gasolina.

Su composición puede ser:

- H<sub>2</sub>S
- Mercaptanos
- CO<sub>2</sub>
- Alcanos (de entre 2 y 12 átomos de carbono)
- Ciclohexano (C<sub>6</sub>H<sub>12</sub>)
- Aromáticos (benceno, tolueno, xileno, etilbenceno)

Los condensados se envían usualmente a una refinería de petróleo y el agua se desecha.

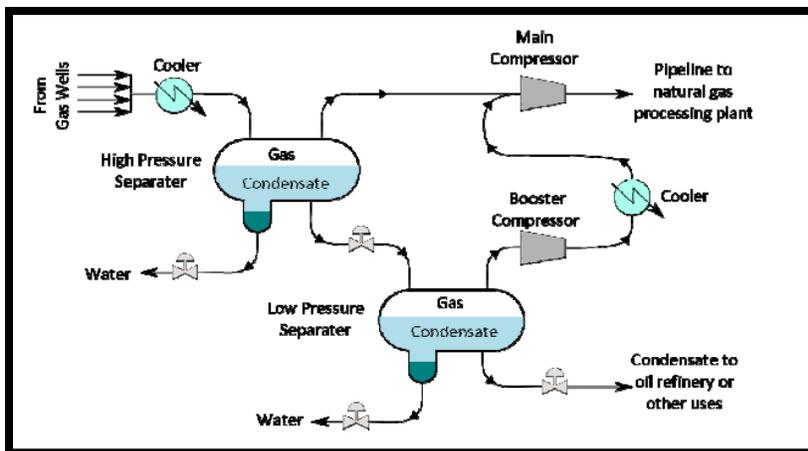


Figura 5. Proceso de remoción de condensados

## Etapa 2 – Endulzamiento

El proceso de endulzamiento de gas consiste en remover los contaminantes, H<sub>2</sub>S (ácido sulfhídrico) y CO<sub>2</sub> (bióxido de carbono) del gas húmedo amargo recibido de los pozos productores. Este proceso consiste en la absorción selectiva de los contaminantes, mediante una solución acuosa, a base de una formulación de amina, la cual circula en un circuito cerrado donde es regenerada para su continua utilización<sup>4</sup>.

Existen varios procesos:

- Tratamiento de gas con aminas
- Proceso Benfield
- Unidad PSA
- Los productos de este proceso son gas dulce húmedo y gases ácidos

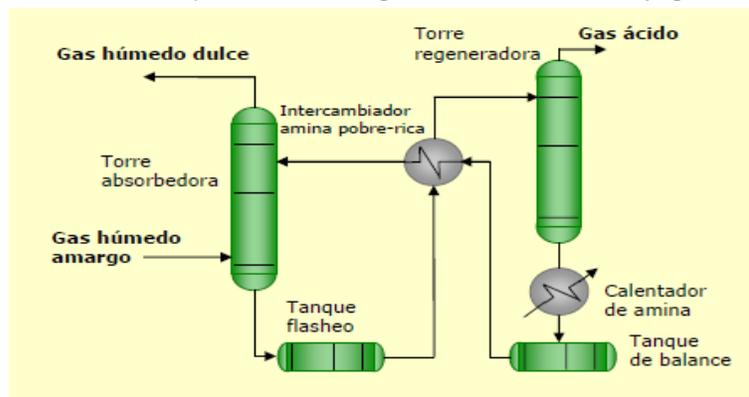


Figura 6. Endulzamiento con aminas

<sup>4</sup> Información obtenida de <http://www.gas.pemex.com.mx/NR/rdonlyres/05E98E6D-E390-4A3D-AAC7-5E170558FA20/0/PROCESOSINDUSTRIALESnoviembre06.pdf>, consultada el día 25 de abril del 2016.

### Etapa 3 – Recuperación del azufre

El gas ácido compuesto de  $H_2S$  proveniente del proceso de endulzamiento se envía a una unidad de recuperación de azufre. En esta unidad alrededor de 90 a 97% del  $H_2S$  contenido en el gas es convertido en azufre elemental o en ácido sulfúrico usando los siguientes métodos:

- El proceso Claus es el más común para recuperar azufre.
- El proceso de contacto y el proceso WPA se utilizan para recuperar ácido sulfúrico.

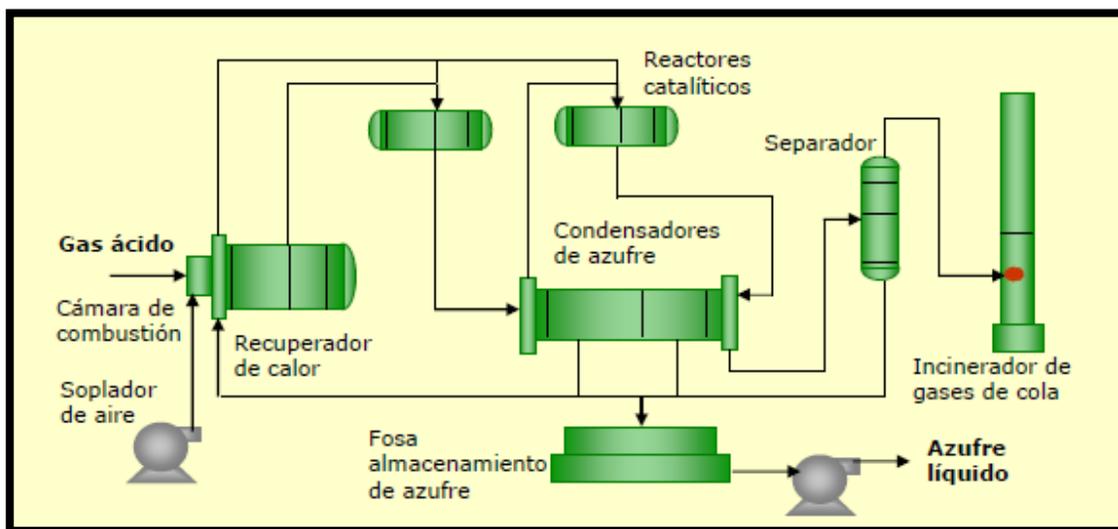


Figura 7. Proceso de recuperación de azufre

### Limpieza del gas de residual

El gas producto de la unidad recuperadora de azufre contiene de 3 a 10% de  $H_2S$ . Existen varios procesos que continúan la recuperación de azufre y envían el resto de vuelta a la unidad recuperadora de azufre. Se utilizan los siguientes métodos:

- Proceso Scot
- Proceso Clauspol

Estos dos procesos son derivados del Proceso Claus y ayudan a recuperar más azufre.

### Incinerador

El gas producto de los procesos de limpieza anteriores aún contiene entre 0.3 y 1% de  $H_2S$ . Se envía a una unidad incineradora para convertirlo en  $SO_2$  que es menos contaminante. Este incinerador es indispensable en toda planta de endulzamiento.

### Etapa 4 – Deshidratación

Se remueve el vapor de agua mediante alguno de los siguientes procesos:



- Unidad de glicol – Contiene un líquido desecante que absorbe el agua por contacto, usualmente trietilen-glicol.
- Unidad PSA – Se utiliza un absorbente sólido como la zeolita, que es un silicato de aluminio.

### Remoción de mercurio

La remoción del mercurio se lleva a cabo mediante:

- Carbón activado
- Tamiz molecular - Es un material que contiene poros pequeños de tamaño preciso y uniforme usado como agente absorbente. Funciona como un filtro pero opera a nivel molecular atrapando el mercurio, que es venenoso y perjudicial para las tuberías de aluminio.

### Etapa 5 – Eliminación de nitrógeno

Existen tres métodos básicos para remover el nitrógeno del gas natural:

- Destilación criogénica
- Absorción
- Separación por membranas

El más común es la destilación criogénica.

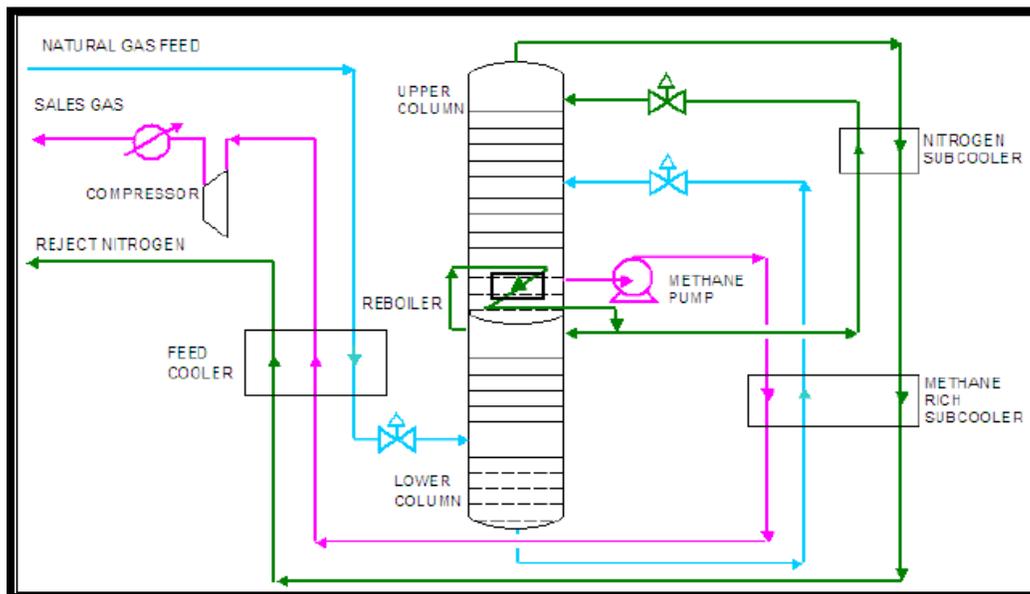


Figura 8. Proceso de remoción de nitrógeno

### Etapa 5 – Recuperación de los líquidos del GN

Se utiliza otra destilación criogénica para obtener:



- Etano
- Propano
- Isobutano
- n-Butano
- Pentanos

### Separación criogénica

El proceso criogénico recibe gas dulce húmedo de las plantas endulzadoras de gas y en algunos casos directamente de los campos productores, el cual entra a una sección de deshidratado, donde se remueve el agua casi en su totalidad, posteriormente es enfriado por corrientes frías del proceso y por un sistema de refrigeración mecánica externo.

Mediante el enfriamiento y la alta presión del gas es posible la condensación de los hidrocarburos pesados (etano, propano, butano, etc.), los cuales son separados y enviados a rectificación en la torre desmetanizadora.

El gas obtenido en la separación pasa a un turboexpansor, donde se provoca una diferencial de presión (expansión) súbita, enfriando aún más esta corriente, la cual se alimenta en la parte superior de la torre desmetanizadora.

El producto principal de esta planta es el gas residual (gas natural, básicamente metano, listo para su comercialización), el cual es inyectado al Sistema Nacional de Ductos para su distribución y, en algunos lugares se usa como bombeo neumático. No menos importante es el producto denominado líquidos del gas natural, el cual es una corriente en estado líquido constituida por hidrocarburos licuables, esta corriente constituye la carga de las plantas fraccionadoras.

**Tabla 2.** Obtención de gas natural a partir de hidrocarburos

Componente	Temp. Ebullición (°C)	Producto
Neopentano	36.07	Líquido Gas Natural (NGL)
Isopentano	27.85	
n-Butano	-0.5	Gas L.P
Isobutano	-11.72	
Propano	-42.04	
Etano	-88.6	Gas Natural Licuado (LNG)



Metano	-161.49	
--------	---------	--

Este proceso tiene como característica que se requiere utilizar muy bajas temperaturas para lograr separar los hidrocarburos.<sup>5</sup>

## 1.6 TRANSPORTE

Los sistemas de transmisión son responsables de mover grandes cantidades de gas por largas distancias (de los puntos de suministro a las regiones de consumo). El sistema de transmisión es típicamente operado a presiones entre 600 y 1200 psi (libras por pulgada cuadrada). Los componentes claves para los sistemas de transmisión incluyen a la tubería, estaciones de compresión, válvulas, protecciones por sobrepresión, equipos de monitoreo y equipos de medición. El volumen de gas que una tubería puede transportar es determinado por el diámetro de la tubería, la máxima presión de operación “Maximum Allowable Operating Pressure” (MAOP) de la clasificación de la ruta de la tubería, la localización de las estaciones de compresión, la cantidad de gas a comprimir por cada estación y las condiciones ambientales como temperatura y elevación.

Las líneas de transmisión son típicamente de diámetros entre 24” a 36” de diámetro y construido en espesores de 0.25 in a 0.75 in en acero al carbón, normalmente de alta resistencia a la cedencia (X-52, X-60 o mayores, dependiendo del análisis técnico económico). Líneas paralelas a la tubería principal pueden ser construidas en diámetros menores de 6” a 16” de diámetro de tubería para proveer el servicio para usuarios finales. Tiene que ser recubierta para reducir los efectos de la corrosión al ir enterrada, en derechos de vía especiales para reducir el riesgo de fugas. Un ejemplo de recubrimiento utilizado es el FBE por sus siglas en inglés (epóxico aplicado por fusión), además de existir sistemas de protección catódica.

El gas entra a un sistema de transmisión y para ello debe ser re-presurizado para que coincida con la máxima presión del sistema. Esto es logrado con la utilización de compresores, que se encuentran localizados en las estaciones de compresión. Una estación de compresión típica es aquella en la que uno o más compresores centrífugos son usados para comprimir el gas. Cuando se comprime el gas éste aumenta su presión forzándolo de esta manera a entrar en la tubería y que el gas pueda viajar hasta el final de la tubería. Un compresor centrífugo es accionado a través de un impulsor que puede ser una turbina a gas o motor eléctrico. También pueden ser accionados por gas natural.

---

<sup>5</sup> Información obtenida de <http://www.gas.pemex.com.mx/NR/rdonlyres/05E98E6D-E390-4A3D-AAC7-5E170558FA20/0/PROCESOSINDUSTRIALESnoviembre06.pdf>, consultada el día 25 de abril del 2016.



Además de esto, la tecnología en las estaciones de compresión incluye depuradores (scrubbers) y filtros (que son utilizados para captar los líquidos y partículas sólidas que se han condensado fuera de la corriente de gas durante el transporte), pruebas monitoreadas por medio del sistema SCADA y bypass de tubería y válvulas que permiten mover el gas alrededor de la estación si la compresión no es requerida. Las estaciones de compresión están generalmente localizadas entre 50 y 100 millas de tubería alejadas una de las otras. También las estaciones de compresión y ductos cuentan con los sistemas de detección de fugas y paro por emergencia para mantener la seguridad e integridad del sistema.

Para que el gas se mueva, éste tiene que ir de la sección de más alta presión a la de baja presión. A medida que el gas se desplaza por la tubería, la presión cae debido a la fricción con las paredes de la misma. Cuando la presión es muy baja como para mantener una tasa de flujo efectiva, más compresión es necesaria para forzar a las moléculas de gas a estar juntas, una vez más impulsándolas a través de la línea de transmisión. Este proceso es repetido una y otra vez hasta que el gas alcanza el sistema de distribución o al usuario final. Como el gas que se encuentra a más alta presión se mueve más rápido y ocupa menos espacio, las compañías de ductos prefieren incrementar la capacidad del sistema agregando compresión en vez de dejar flujo libre a lo largo de la tubería.

Es importante para las compañías operadoras de los ductos saber cuánto gas se encuentra en el sistema, así como cuánto gas es entregado a los puntos de entrega aguas abajo. Para asegurar esto, estaciones de medición son instaladas en varias ubicaciones, típicamente en donde el gas entra o deja el sistema. Los medidores de gas miden el volumen de gas transportado (MCF) sin embargo el gas se acostumbra a ser vendido en base al contenido de energía (Btu). Se utilizan calorímetros en varias ubicaciones del sistema para determinar el poder calorífico del gas (la cantidad de Btus por mcf) y conocer la energía entregada.

Una estación de medición también incluye un regulador de presión que asegura que el gas que entra y sale del sistema lo haga con un rango específico de presión. Esto es importante para la operación segura del sistema de transmisión así como de los sistemas de distribución conectados al mismo.

Es también importante para las compañías operadoras del ducto monitorear todos los kilómetros de tubería instalados y los sistemas de compresión. Los Sistemas de Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA) monitorean automáticamente la operación del sistema. Información como flujos volumétricos, presiones y temperaturas es transmitida a través de una gran variedad de dispositivos de comunicación al cuarto de control de la tubería, pudiendo éste estar ubicado a miles



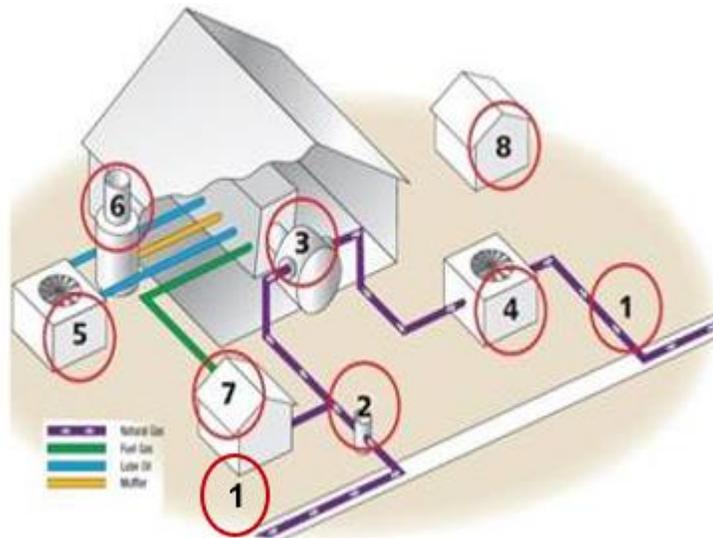
de kilómetros lejos de ahí. Desde este cuarto el personal de control es capaz de monitorear y controlar muchas de las operaciones de la tubería.

Una forma en la que se regula el flujo de gas a través de la tubería es usando válvulas de seccionamiento en la línea principal. Estas válvulas, que son instaladas de 5 a 20 millas una de la otra, permiten que la tubería quede aislada en un evento de emergencia, si se necesita dar mantenimiento a la misma o restringir el flujo basado en la operación o en las necesidades del mercado. Esto dependerá de la clase de localización de la tubería de acuerdo con la NOM-007-SECRE-2010, apartado 7.36. De igual manera si el sistema sufre alguna fuga, el sistema SCADA permite reportar esta situación al Cuarto de Control del gasoducto. De esta forma el operador en el Cuarto de Control puede cerrar las válvulas en ambos lados de la ruptura para aislar el tramo en donde se localiza la ruptura.

### 1.6.1 DESCRIPCIÓN DE UNA ESTACIÓN DE COMPRESIÓN

Se procede a detallar cada uno de los elementos que aparecen numerados en la figura 9:

1. Zona de recepción de una tubería: es la conexión entre los gasoductos y la estación de compresión.
2. Separadores y depuradores: eliminan los residuos líquidos o sólidos que pudieran acompañar al gas que entra en la estación de compresión.
3. Compresores: se describirán con más detenimiento a continuación.
4. Unidades de enfriamiento: en la estación de compresión se produce un aumento de la temperatura del gas como consecuencia del aumento de la presión, por tanto es necesario un enfriamiento del gas antes de devolverlo a la red.
5. Sistema de lubricación por aceite: destinado a proteger, lubricar y enfriar todas las partes móviles de los compresores de la estación.



**Figura 9.** Esquema de una Estación de Compresión



6. Silenciadores: amortiguan el sonido de los compresores para que se adapten a las leyes vigentes.
7. Sistema de combustible: procesa el gas que entra a la planta para que sirva como combustible para la misma. Se considera un autoconsumo.
8. Generadores de emergencia: se activarán en el caso de que haya una suspensión del suministro eléctrico para garantizar la continuidad de la operación de la estación.

### **1.6.2 CONSTRUCCIÓN DE TUBERÍAS**

Las tuberías de acero son usadas para el transporte de gas natural y son construidas de dos maneras. Para las tuberías más largas que son predominantemente usadas en los sistemas de transmisión, un molino manufactura una placa de acero que adquiere una forma cilíndrica. Una costura es soldada y probada utilizando ultrasonido o equipo radiológico para resistir la presión más allá de lo que está diseñado. Para las líneas más pequeñas de tubería típicamente usadas en recolección o sistemas de distribución, en el centro generador de tubería sin costura el molino produce una barra cilíndrica de acero que es perforada para crear un hoyo a través del cual el gas fluirá. Este procedimiento es utilizado para crear tubería con diámetros en un rango de 0.5" a 24". Independientemente de las técnicas usadas para crear la tubería, toda la línea de la tubería es recubierta externamente para protegerla contra la corrosión y otros daños.

### **1.7 ALMACENAMIENTO**

El gas natural es almacenado debido a que la demanda y precios del gas varía con el tiempo, porque es más eficiente el producirlo y almacenarlo que el transportarlo a un nivel relativamente constante y no de acuerdo con la demanda específica en cualquier momento. Como el mercado tiene picos de demanda inclusive la capacidad de transporte es inadecuada para cubrir el consumo más alto. El almacenamiento a largo plazo está disponible a través de instalaciones bajo tierra. El almacenamiento a corto plazo es casi siempre logrado a través del empaque de la línea o en instalaciones sobre la tierra.

Las instalaciones de almacenamiento bajo tierra pueden estar localizadas en cualquiera de las áreas de producción (almacenamiento lado producción) o cerca de las entradas de la ciudad (almacenamiento del área de mercado). Los almacenamientos de largo plazo son desarrollados a través de la inyección de gas al interior de la formación subterránea cuando no es requerido por el mercado, y subsecuentemente empatándolo con la demanda. La mayor parte de los almacenamientos de gas están bajo tierra y comúnmente son yacimientos agotados de gas natural. Los yacimientos agotados son comunes, esto derivado de que se ha comprobado que ese tipo de almacenamiento es bastante eficiente.



En las áreas donde el almacenamiento subterráneo no se encuentra disponible, se utilizan almacenamientos de gas natural licuado y plantas de propano-aire para proporcionar las necesidades de estos picos de demanda. El gas natural licuado es almacenado a una presión cercana a la atmosférica en tanques con doble pared muy similares a grandes termos. Cuando se presentan picos de suministro, el gas es re-gasificado a través de un proceso que lo convierte a fase gaseosa y después inyectado al ducto de gas natural. Un sistema de propano-aire tiene la ventaja en el hecho de que el propano cuando se combina con la mezcla exacta de aire se quema de igual manera que el gas natural. En el sistema de propano-aire, el propano es almacenado en tanques. Cuando los picos de suministro son requeridos, el propano es calentado a su punto de vaporización en un vaporizador, mezclado con aire para crear la correcta característica de quemado, presurizado a la presión de la línea e inyectado al sistema de distribución.

### **1.7.1 FUNCIONAMIENTO DEL ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO**

El gas natural en la superficie es presurizado de tal forma que pueda ser inyectado al almacenamiento subterráneo. Si se utiliza una reserva, el gas podrá ocupar la misma formación geológica que ocupaba antes de ser producido. A medida que el gas es inyectado, la presión al interior de la reserva incrementa. Cuando es momento de empatar el gas, el operador abre la válvula para permitir que el gas fluya a la superficie. La presión acumulada actúa del mismo modo que un gas recién descubierto, empujando el gas hacia la menor presión en la superficie.

Una cierta cantidad de gas “colchón” es requerido para que el gas empate con las instalaciones de almacenamiento. Este gas no es empatado durante el proceso, pero permanece en la reserva para proveer la presión suficiente para que el gas de empate fluya. El gas de trabajo, en contraste con el gas colchón, es el gas que es inyectado y empatado o circulado durante el ciclo de almacenamiento.

En México no hay almacenamiento mayor, se consume el que está en el sistema, además de que no se cuenta con una política adecuada de almacenamiento. En países como USA u otros se almacena en domos salinos, cuevas presurizadas o en tanques.

### **1.7.2 FUNCIONAMIENTO DEL ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL LICUADO**

Una alternativa a la entrega por ductos es convertir el gas a líquido y transportarlo en tanques en barcos. El gas natural puede ser convertido a líquido a través del enfriamiento por debajo de los  $-260^{\circ}\text{F}$  ( $-162^{\circ}\text{C}$ ). Después de esta conversión, el volumen es reducido por un factor de 610, haciendo más práctico el transportarlo a



través de tanques. Grandes volúmenes de gas licuado pueden ser movidos a través de grandes distancias donde el uso de ductos no sería posible.

La cadena de entrega de gas natural licuado consiste en la producción de gas, licuefacción y procesamiento del gas, transporte y regasificación. Después de que el gas es producido, es transportado a través de la tubería a la instalación de licuefacción del gas en donde se enfría el gas para convertirlo a líquido. De igual manera en ese lugar también se realizan todos los procesos necesarios. Después de la licuefacción, el gas natural es bombeado a los tanques donde es almacenado hasta que se requiere. El gas natural licuado es subsecuentemente regasificado a través del calentamiento y puede ser transportado a través de ductos. Después de la regasificación, el gas natural tiene propiedades similares a otros gases en el sistema de tuberías<sup>6</sup>.

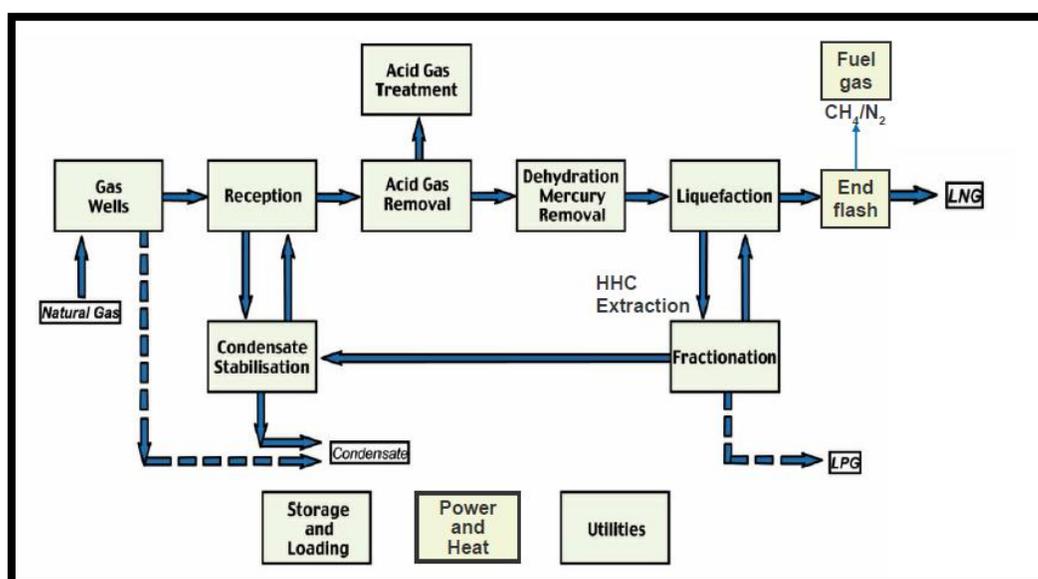


Figura 10. Proceso de obtención de gas natural

## 1.8 GAS NATURAL PARA LA INDUSTRIA

Tabla 3. Aplicaciones de gas natural

Sector	Aplicaciones/Procesos
Industrial	Generación de vapor
	Industria de alimentos
	Secado

<sup>6</sup> Bob Shively and John Ferrare, Understanding Today's Natural Gas Business: Energydynamics, 2011, Pág. 33 to 41.



	Cocción de productos cerámicos
	Fundición de metales
	Tratamientos térmicos
	Temple y recocido de metales
	Generación eléctrica
	Producción de petroquímicos
	Sistema de calefacción
	Hornos de fusión
<b>Comercio y Servicio</b>	Calefacción central
	Aire acondicionado
	Cocción/preparación de alimentos
	Agua caliente
<b>Energía</b>	Cogeneración eléctrica
	Centrales térmicas
<b>Residencial</b>	Cocina
	Calefacción
	Agua caliente
	Aire acondicionado

### 1.8.1 GAS NATURAL EN LA INDUSTRIA

#### **CERÁMICA**

El gas natural ofrece a la industria cerámica ventajas cuyo provecho viene determinado por el tipo de producto de que se trate y el equipo usado. En la fabricación de azulejos, porcelana, gres o refractarios, su utilización se traduce en un importante aumento de la producción, la mejora en la calidad de los productos y la optimización en la economía de la empresa.

El gas natural disminuye la formación de manchas y decoloraciones de los artículos durante la cocción y secado; mejorando la calidad de los productos.

#### **METALURGIA**

El gas natural tiene un gran número de aplicaciones en este sector de la industria; sus características lo hacen apto para todos los procesos de calentamiento de metales, tanto en la fusión como en el recalentamiento y tratamientos térmicos.

#### **VIDRIO**



El gas natural se utiliza en la industria del vidrio, infusión, feeders, arcas de recogido y decoración, máquinas automáticas, etc. El estudio conjunto de las propiedades fisicoquímicas del gas natural y de las condiciones de funcionamiento que requiere el perfecto calentamiento del horno de fusión de cristal, ha permitido la construcción de quemadores para gas natural con características de la llama que le permiten obtener la luminosidad y la radiación necesarias para conseguir una óptima penetración y transmisión de la energía desprendida en la masa de cristal.

## **TEXTIL**

Además de los beneficios que reporta a la industria textil el uso del gas natural como combustible en las calderas de vapor, son múltiples los procesos donde el gas encuentra aplicaciones tan específicas que lo convierten en prácticamente imprescindible: aplicaciones de acción directa de la llama (chamuscado de hilos, chamuscado de tejidos); aplicaciones de calentamiento por contacto (abrasado, calandrado); aplicaciones de calentamiento por radiación (pre-secado, polimerización); aplicaciones de calentamiento directo por convección en secadores, en sustitución del tradicional sistema de calentamiento mediante fluidos intermedios, con el consiguiente ahorro energético (entre el 20 y el 30%); la posibilidad de calentamiento directo de los baños líquidos mediante tubos sumergidos o por combustión sumergida.

## **QUÍMICA**

El gas natural encuentra uno de los campos más amplios de utilización en la industria química. El gas natural como fuente de energía, tanto para la producción de vapor como para el calentamiento de las unidades de craqueo y reformado permite una perfecta regulación de la temperatura; por el ajuste de la relación aire-gas y la uniformidad de composición del gas natural, presenta una nula corrosión de los haces tubulares gracias a la ausencia de impurezas, y facilita la posibilidad de utilización del gas natural con mezcla variable de otros gases residuales disponibles en la industria gracias a la versatilidad de los quemadores.

El metano, etano y recientemente el pentano constituyen la materia base en procesos fundamentales de la petroquímica, tan importantes como por ejemplo la producción de hidrógeno, de metanol, de amoníaco, de acetileno, de ácido cianhídrico, etc. Todos estos fabricados se consideran punto de partida para la obtención de una amplia gama de productos comerciales.

### **1.8.2 GAS NATURAL PARA LA GENERACIÓN ELÉCTRICA**

El gas natural se ha constituido en el combustible más económico para la generación de electricidad, ofrece las mejores oportunidades en términos de economía, aumento de rendimiento y reducción del impacto ambiental.



Estas ventajas pueden conseguirse tanto en las grandes centrales termoeléctricas, así como en las pequeñas.

### **1.8.3 CENTRAL DE CICLO COMBINADO DE GAS**

Las centrales térmicas convencionales emplean turbinas de vapor para accionar los alternadores que generan electricidad. Las centrales denominadas de Ciclo Combinado utilizan, además de la turbina de vapor, una turbina de gas en la cabecera del proceso. Ello permite alcanzar rendimientos eléctricos próximos al 60%, cuando en una central térmica convencional este rendimiento se sitúa alrededor del 37%.

Con esta técnica, a partir de una única fuente de energía, se obtiene electricidad en dos etapas: mediante la turbina de gas se generan, aproximadamente, dos tercios de la energía eléctrica producida, mientras que a través de la turbina de vapor se genera el tercio restante.

### **1.8.4 FUNCIONAMIENTO DE UNA INSTALACIÓN DE CICLO COMBINADO**

La primera etapa del ciclo corresponde a la turbina de gas, el gas natural es inyectado en el combustor conjuntamente con el aire de combustión, el cual ha sido previamente filtrado y comprimido en el compresor interno de la propia turbina. En el combustor tiene lugar el proceso de combustión a alta presión. La energía de los gases de combustión, al expandirse sobre los álabes de la turbina, hace girar el eje principal que, acoplado al generador, transforma la energía mecánica en eléctrica.

Los gases de escape de la turbina a una temperatura de unos 600°C circulan a través de una caldera, donde se recupera la mayor parte del calor que contienen, en forma de vapor recalentado. Este vapor se expande en la turbina de vapor que, acoplada a su vez a un alternador, constituye la segunda etapa de la generación eléctrica. El vapor expandido a baja presión a la salida de la turbina de vapor pasa a un condensador donde el agua de nuevo en fase líquida es introducida a la caldera para cerrar el ciclo.

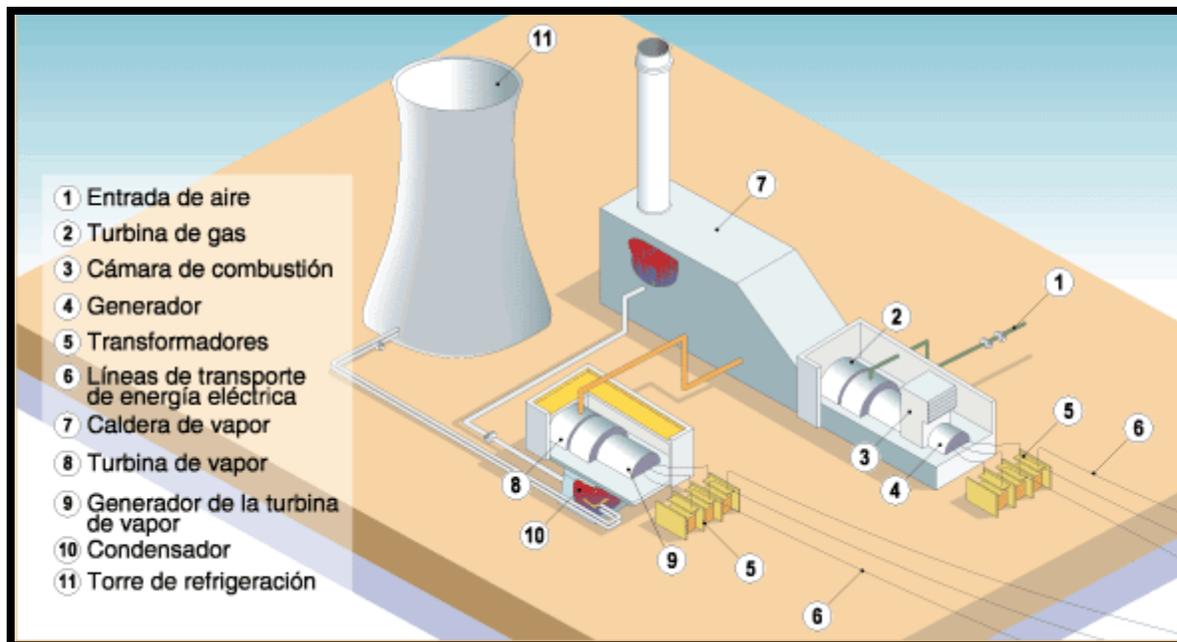
### **1.8.5 VENTAJAS AMBIENTALES DE LAS CENTRALES DE CICLO COMBINADO DE GAS NATURAL**

- **Menor consumo de energía:** La tecnología empleada en las Centrales de Ciclo Combinado de gas natural permite aumentar su rendimiento en comparación con las centrales térmicas convencionales, reduciendo el consumo de combustible por kWh producido. Prácticamente, el 60% de la energía introducida en el sistema se transforma realmente en energía eléctrica. En las centrales térmicas tradicionales esta eficiencia es sólo de un 37%, como ya hemos comentado.



- **Menor contaminación atmosférica:** Además de reducirse las emisiones debido a la mayor eficiencia energética del ciclo, el gas natural es un combustible más limpio que el carbón o el petróleo y sus derivados. Al utilizar gas natural, se emiten menos gases contaminantes a la atmósfera, como son el dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), principal causante del cambio climático, y los óxidos de nitrógeno ( $\text{NO}_x$ ) y de azufre ( $\text{SO}_2$ ). En la tabla adjunta se señalan las emisiones típicas que se producen en las centrales térmicas según la tecnología empleada y los combustibles utilizados. Como puede observarse, en las Centrales de Ciclo Combinado de gas natural, además de no emitirse óxidos de azufre ni partículas sólidas, las emisiones de dióxido de carbono se reducen en más de un 60% y las de óxidos de nitrógeno en más del 80% con relación a las centrales térmicas convencionales. La unidad adoptada para cuantificar las emisiones es el g/kWh.
- **Menor consumo de agua:** Las Centrales de Ciclo Combinado sólo requieren, para la condensación del vapor, un tercio del agua necesaria en las centrales térmicas convencionales.
- **Menor ocupación del suelo:** Una Central de Ciclo Combinado de gas natural ocupa del orden de dos tercios menos superficie que centrales de otras tecnologías a igualdad de potencia eléctrica, ya que no requiere parque de almacenamiento de carbón ni depósitos para almacenamiento de combustibles líquidos.
- **Transporte de energía primaria:** La energía primaria requerida para la generación de electricidad en el caso de las centrales de gas natural se suministra a través de un gasoducto enterrado, por lo que se evita el impacto derivado de la circulación de camiones o trenes para el aprovisionamiento de carbón o combustóleo.
- **Menor transporte de electricidad:** Las Centrales de Ciclo Combinado pueden ubicarse cerca de los puntos de consumo final de electricidad, acortando las líneas de tendido eléctrico, con lo que se reducen las inevitables pérdidas de electricidad en dichas líneas disminuyendo, a la vez, el impacto visual.
- **Flexibilidad de operación y mantenimiento:** Estas centrales poseen mayor flexibilidad de operación a distintos regímenes de carga, reduciendo los tiempos de arranque. Requieren también menor frecuencia de mantenimiento. En consecuencia, existe una mayor disponibilidad de uso de la planta.
- **Disponibilidad y garantía de suministro:** El gas natural es un combustible muy abundante y sus yacimientos están repartidos en un gran número de países.

En otro orden de consideraciones, pero de gran importancia práctica, las inversiones iniciales requeridas en las Centrales de Ciclo Combinado son aproximadamente la mitad de las inversiones necesarias para las centrales térmicas convencionales, con lo que se reducen los costos financieros y los costos de la electricidad producida<sup>7</sup>.



**Figura 11.** Central de Ciclo Combinado

### 1.9 PROYECTO LOS RAMONES FASE I

El sistema de transporte Los Ramones surge de la necesidad de satisfacer la futura demanda de gas natural en la región centro del país.

El proyecto consiste en el Sistema de Transporte de Gas Natural Frontera-Los Ramones, por medio de ducto de tubería longitudinal de especificación API 5L, grado X-70, con una presión de diseño de 1250 psig y con estaciones de compresión a base de compresores tipo centrífugos que permiten llevar el gas desde la Frontera de los Estados Unidos de América (EUA) en el Río Bravo, en las cercanías del Municipio de Camargo, Tamaulipas donde se encuentra la Estación de Compresión Frontera, hasta el Municipio de Los Ramones, Nuevo León donde se encuentra la Estación de Compresión Los Ramones.

El Sistema “Los Ramones Fase I” a partir de diciembre del año 2015 en adelante transportará hasta 2,100 MMPCD (referidos a condiciones PEMEX a 20°C y 1

7

<http://www.fundaciongasnaturalfenosa.org/SiteCollectionDocuments/Publicaciones/Fichas%20Pedag%C3%B3gicas/A2/Ficha%20A2.pdf>, consultada el día 24 de octubre del 2015 a las 18:00.



kg/cm<sup>2</sup> abs) de Gas Natural y lo distribuirá al Sistema Nacional de Gasoductos a través de los ductos existentes propiedad de PEMEX de 36” de D.N hacia Monterrey y de 42” de D.N hacia la Estación de Compresión Los Indios y al Centro Occidente del País a través del proyecto “Sistema de Transporte de Gas Natural Los Ramones Fase II” que consiste en un ducto de 42” de D.N.

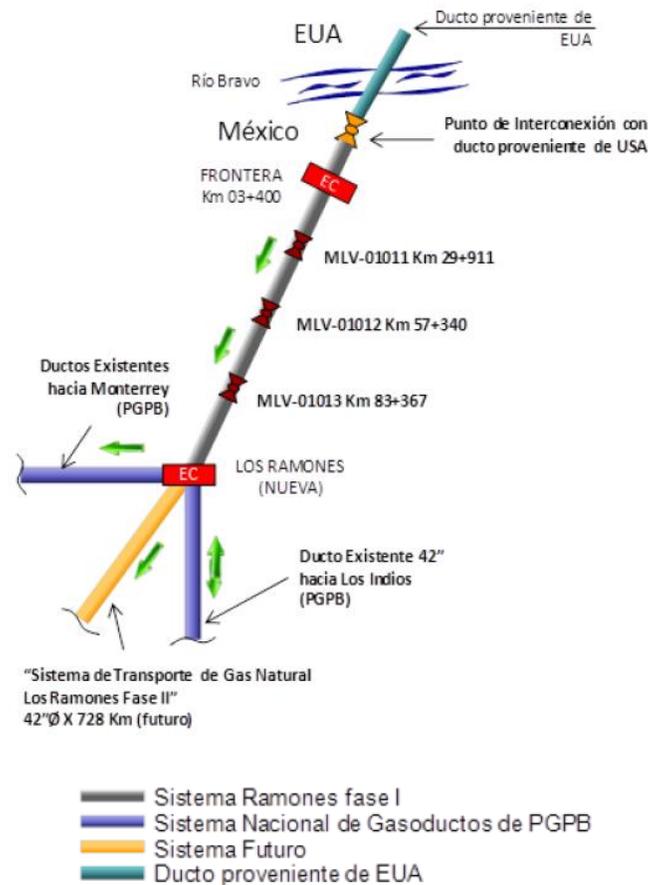
El Sistema “Los Ramones Fase I” tendrá una longitud aproximada de 116.4 Km y será construido con tubería de 48” de D.N. La infraestructura principal del sistema a lo largo de la trayectoria contará con:

- 2 Estaciones de Compresión (Frontera y Los Ramones Nueva) las cuales contarán con 4 estaciones de regulación y medición (1 ubicada en la E.C. Frontera y la 3 en la E.C. Los Ramones) y 2 trampas de recepción de diablos (1 ubicada en la E.C. Frontera y 1 en la E.C. Los Ramones) y 1 de envío de diablos en la E.C. Frontera.
- 3 válvulas de seccionamiento (MLV)
- 1 Cuarto de Control Principal y 1 Cuarto de Control de Contingencia

Asimismo, se hace mención de que todos los patines de medición de Gas Natural instalados en el Sistema de Transporte “Los Ramones Fase I” son de transferencia de custodia.

Un esquema general del todo el proyecto incluyendo la trayectoria de los diferentes segmentos del ducto de 48”, así como de las estaciones de compresión, válvulas de seccionamiento y el cuarto de control principal (SCADA), se muestran en la figura No. 12.

Todas las instalaciones fueron diseñadas para una vida de útil de 25 años.



**Figura 12.** Esquema gráfico del sistema de transporte de gas natural

## 1.10 CÓMO EVALUAR UN PROYECTO DE INVERSIÓN

### 1.10.1 DEFINICIÓN DE UN PROYECTO DE INVERSIÓN

Un proyecto de inversión es la cantidad de recursos materiales, humanos y tecnológicos que se requiere para la producción y/o distribución de un producto, con el fin de satisfacer una determinada necesidad humana.

De acuerdo con Besley hay que tomar en cuenta los siguientes aspectos para elaborar un proyecto de inversión:

- Lograr una mayor penetración en el mercado
- Incorporación de nuevos productos o servicios en un mercado
- Oportunidades de exportación
- Oportunidades de sustitución de importación
- Cambios a la producción para mejorar calidad y disminuir costo
- Mejoras a la infraestructura para mejorar la competitividad (zonas industriales, red ferroviaria, red carretera, disponibilidad, costos energéticos y telecomunicaciones, acceso a ferrocarriles y puertos marítimos).



- Obras de beneficio social

### 1.10.2 VALOR PRESENTE NETO

El Valor Presente neto es un método de evaluación de proyectos de inversión que consiste en determinar el valor presente de los flujos de fondos del negocio, usando la tasa de descuento acorde al rendimiento mínimo esperado, la cual puede ser mayor a la tasa WACC.

Para calcular el Valor Presente Neto, la inversión requerida inicial debe considerarse con signo negativo desde el periodo cero, de manera que un resultado positivo significará rendimientos superiores a la tasa de descuento utilizada; por el contrario, un resultado negativo indicará que el rendimiento estará por debajo de la tasa de descuento demostrando así que el proyecto no es viable.

En el proceso de los flujos de fondos, las cantidades que signifiquen inversión deberán mostrarse con signo negativo, en tanto que la generación de fondos debe tener signos positivos; esto se debe a que una inversión es una salida de flujos y la generación son entradas.

Se calcula de la siguiente manera:

$$VPN = S_0 + \sum \frac{S_t}{(1+i)^n} \dots (1)$$

Donde:

VPN= Valor Presente Neto

S<sub>0</sub>= Inversión Inicial

S<sub>t</sub>= Flujo de efectivo neto del periodo

N= Número de períodos de vida del proyecto

i= Tasa de Recuperación Mínima Atractiva (TREMA)

Ejemplo:

$$VPN = -\$100,000 + \frac{\$40,000}{(1+0.25)} + \frac{40,000}{(1+0.25)^2} + \frac{40,000}{(1+0.25)^3} + \frac{40,000}{(1+0.25)^4} + \frac{40,000}{(1+0.25)^5}$$

$$VPN = \$14,125$$



Debido a que el valor es positivo significa que los flujos de ingresos son mayores a los de egresos, de manera que va a tener un rendimiento y consecuentemente si se llevaría a cabo el proyecto.

Aunque el VPN es el indicador por excelencia, no mide la eficiencia de la inversión; un proyecto que tenga VPN positivo puede requerir una inmensa inversión lo que evidenciaría tanto su baja eficiencia como su riesgo. Por ello, normalmente el VPN va acompañado por la medición de otros criterios<sup>8</sup>.

### 1.10.3 VAN (VALOR ACTUAL NETO)

El Valor Actual Neto de un proyecto es el valor actual/presente de los flujos de efectivo netos de una propuesta, entendiéndose por flujos de efectivo netos la diferencia entre los ingresos periódicos y los egresos periódicos. Para actualizar esos flujos netos se utiliza una tasa de descuento denominada tasa de expectativa o alternativa/oportunidad, que es una medida de la rentabilidad mínima exigida por el proyecto que permite recuperar la inversión, cubrir los costos y obtener beneficios. Para su cálculo se utiliza la siguiente ecuación:

$$VAN = -I + \sum_{n=1}^N \frac{Q_n}{(1+r)^n}$$

Donde:

VAN: Valor Actual Neto

I: Inversión Inicial

Q<sub>n</sub>: Flujo de caja del año n

r: tasa de interés

n: número de años de inversión

#### **Criterio de aceptación**

Si el Valor Actual Neto de un proyecto independiente es mayor o igual a 0 el proyecto se acepta, caso contrario se rechaza. Para el caso de proyectos mutuamente excluyentes, donde se debe optar por uno u otro, debe elegirse el que presente el VAN mayor.

Un VAN negativo no implica necesariamente que no se estén obteniendo beneficios, sino que evidencia alguna de estas situaciones: que no se están obteniendo beneficios o que estos no alcanzan a cubrir las expectativas del proyecto.

---

<sup>8</sup> Carlos Andrés Núñez Viverosa, Gabriel José Gallego Hidalgo y Guillermo Buenaventura Vera, Diseño metodológico de la evaluación de proyectos energéticos bajo incertidumbre en precios: caso de cogeneración de energía en una empresa en Cali, 22 de marzo 2013.



Lamentablemente el VAN no nos aclara con precisión en cuál de estas situaciones no se encontraron, beneficios inexistentes o beneficios insuficientes, solamente nos indica que el proyecto debe rechazarse.

En conclusión, se puede afirmar que el Valor Actual Neto, por la consistencia de sus supuestos, es el criterio que debe utilizarse para el análisis y evaluación de proyectos, ya sean independientes o mutuamente excluyentes<sup>9</sup>.

#### 1.10.4 TASA INTERNA DE RETORNO

Tasa interna de retorno (TIR): mide la rentabilidad de los fondos que permanecen dentro del proyecto; es la tasa de interés que genera el capital invertido en él y que aún no se ha recuperado (Buenaventura, 2007). La factibilidad a partir del análisis de la TIR la determina su mayor valor respecto de la tasa de oportunidad ( $i^*$ ). Esta tasa de oportunidad  $i^*$  representa la rentabilidad mínima exigida al proyecto durante su vida; es el costo de capital para la empresa, es decir, es el costo que debe retribuir a sus fuentes de financiación (pasivo y patrimonio) de donde se obtiene el capital para la empresa que desarrolla el proyecto. Esta tasa se calcula como WACC y es determinada para cada compañía, o cada negocio, en particular<sup>10</sup>.

Si  $TIR > i^*$ , el proyecto resulta factible

Si  $TIR < i^*$ , el proyecto es no factible

- ✓ TIR menor a la expectativa, pero mayor a 0: significa que los ingresos apenas cubren los egresos del proyecto y no se generan beneficios adicionales.
- ✓ TIR menor a 0: significa que los ingresos no alcanzan a cubrir los egresos, por ende, el proyecto genera pérdidas.
- ✓ Si la TIR es igual a la tasa de expectativa es indiferente realizar el proyecto o escoger las alternativas, ya que generan idéntico beneficio. En caso de no existir alternativas debería llevarse a cabo el proyecto ya que los ingresos son cubiertos y generan beneficios<sup>11</sup>.

Para mayor referencia se analiza el siguiente ejemplo:

Supuestos:

TIR= 15%

---

<sup>9</sup> Mete Roberto Marcos, Valor Actual Neto y Tasa de Retorno: Su utilidad como herramientas para el análisis y evaluación de proyectos de inversión, Instituto de Investigación en Ciencias Económicas y Financieras Universidad La Salle – Bolivia.

<sup>10</sup> Carlos Andrés Núñez Viverosa, Gabriel José Gallego Hidalgo y Guillermo Buenaventura Vera, Diseño metodológico de la evaluación de proyectos energéticos bajo incertidumbre en precios: caso de cogeneración de energía en una empresa en Cali, 22 de marzo 2013.

<sup>11</sup> Mete Roberto Marcos, Valor Actual Neto y Tasa de Retorno: Su utilidad como herramientas para el análisis y evaluación de proyectos de inversión, Instituto de Investigación en Ciencias Económicas y Financieras Universidad La Salle – Bolivia.



Tasa de interés real= 10%

Año	Flujo de efectivo al final del año	Saldo al comienzo del año	Intereses sobre el saldo (15%)	Saldo al final del año
0	\$1,000	\$0.00	\$0.00	\$1,000
1	\$350	\$1,000	\$150	\$800
2	\$350	\$800	\$120	\$570
3	\$350	\$570	\$85.5	\$305.5
4	\$350	\$305.5	\$44.5	\$0

Dado que la TIR es mayor que la tasa de interés, el proyecto sí es bueno, ya que considerando un 10% habría utilidad a partir del cuarto año.

### 1.11 CLASIFICACIÓN DE LOS COSTOS

Se define como costo la erogación económica que se hace para obtener un bien o un servicio, con la intención de que genere ingresos o beneficios en el futuro. Mientras que el gasto es un costo que ha producido ingresos o beneficios y que ya no es vigente. De acuerdo con esta definición, el costo equivale a una inversión mientras que el gasto representa el costo expirado empleado para alcanzar el resultado esperado.

Los costos pueden ser clasificados de acuerdo con el enfoque que se les dé.

#### 1. DE ACUERDO CON LA FUNCION EN LA QUE SE INCURREN

Entre los elementos del costo se encuentra la materia prima directa que es el elemento sobre el cual se ejerce una labor con el objeto de transformarlo en el producto terminado analizado. También entre estos elementos se encuentra la mano de obra directa que es el premio a toda labor humana aplicada sobre la unidad de producto analizado. Encontramos también los costos indirectos de fabricación, éste como su nombre lo indica son todos aquellos costos que no se relacionan directamente con la manufactura, pero contribuyen y forman parte del costo de producción, como, por ejemplo: mano de obra indirecta y materiales indirectos, calefacción, luz y energía para la fábrica, arrendamientos, entre otros. Adicionalmente se encuentran los gastos de distribución o venta, estos son los originados en el área que se encarga de comercializar el producto. Por ejemplo, publicidad, salarios y comisiones del personal de ventas. Y por último los gastos de



administración, que son los que se originan en el área administrativa, como, por ejemplo, salarios, papelería y servicios públicos.

## **2. DE ACUERDO CON SU IDENTIFICACIÓN CON UNA ACTIVIDAD, DEPARTAMENTO O PRODUCTO, SE DIVIDEN EN:**

**Costos Directos:** Los que se identifican plenamente con una actividad, departamento o producto. Ejemplo, la materia prima directa y la mano de obra directa y los costos directos de tecnología, los cuales se relacionan directamente con el producto. El salario del director de ventas, costo que se identifica directamente con el departamento respectivo.

**Costos Indirectos:** Son los costos que no podemos identificar con una actividad determinada. Por ejemplo, la depreciación de maquinaria, el alquiler del edificio de planta y oficinas, el salario del director de producción respecto al producto

Algunos costos presentan características duales, es decir, son directos e indirectos. El sueldo del director de producción es directo con relación al departamento, pero indirecto con relación al producto. Como vemos, todo depende de la actividad que se esté realizando.

## **3. DE ACUERDO CON EL TIEMPO EN QUE FUERON CALCULADOS:**

**Costos históricos:** Son los costos que se produjeron en determinado periodo. Ejemplo, los costos de los productos vendidos o los costos de los productos en proceso. Los costos históricos son de gran ayuda para predecir el comportamiento de los costos predeterminados.

**Costos predeterminados:** estos son los costos que se estiman con base en datos estadísticos y proyecciones. Se emplean en la preparación de presupuestos.

## **4. DE ACUERDO CON EL TIEMPO EN QUE SE CARGAN O ENFRENTAN A LOS INGRESOS:**

**Costos del periodo:** Son los costos que se identifican con los intervalos de tiempo y no con los productos o servicios. Ejemplo, el alquiler de las oficinas de la compañía, cuyo costo se carga al periodo en que se utilizan las oficinas, al margen de cuando se vendan los productos.

**Costos del producto:** Los que se llevan contra los ingresos únicamente cuando han contribuido a generarlos en forma directa; es decir, son los costos de los productos que se han vendido. Los costos de los productos que no contribuyen a generar ingresos en un periodo determinado quedarán inventariados.



## 5. DE ACUERDO CON EL CONTROL QUE SE TENGA SOBRE LA OCURRENCIA DE UN COSTO:

**Costos controlables:** Son aquellos sobre los cuales una persona, en determinado nivel, tiene autoridad para realizarlos o no. Por ejemplo, los sueldos de los directores de venta en las diferentes zonas son controlables para el director general de ventas, el sueldo de la secretaria para su jefe inmediato, etc. Es importante notar que, en última instancia, todos los costos son controlables en uno u otro nivel de la organización; resulta evidente que a medida que nos referimos a un nivel alto de la organización, los costos son más controlables. Es decir, la mayoría de los costos no son controlables a los niveles inferiores.

**Costos no controlables:** Son aquellos sobre los cuales no se tiene autoridad o control. Ejemplo, el costo de la depreciación del equipo para el supervisor de producción, ya que, tanto la compra del equipo como el costo por depreciación es una decisión tomada por la alta gerencia.

## 6. DE ACUERDO CON SU COMPORTAMIENTO

**Costos variables:** Son los que cambian o fluctúan en relación directa con una actividad o volumen dado. Dicha actividad puede ser referida a producción o ventas. Son variables en el total y fijos por unidad, ejemplo, el costo de la materia prima cambia de acuerdo con la función de producción, y las comisiones de acuerdo con las ventas. Para efectos de cálculos matemáticos y estadísticos su fórmula presupuestal puede ser expresada como:

$$Y = BX \dots \dots (2)$$

**Costos fijos:** Estos son los que permanecen constantes dentro de un periodo determinado o nivel de producción, conocido como rango relevante, sin importar los cambios en el volumen de producción. Son fijos en el total y variables por unidad, ejemplo, los sueldos, la depreciación en línea recta, alquiler del edificio. Para efectos matemáticos y estadísticos su fórmula presupuestal puede expresarse como:

$$Y = a \dots \dots (3)$$

Dentro de los costos fijos se tienen dos categorías:

1. Costos fijos discrecionales: Estos son los susceptibles de ser modificados, por ejemplo, los sueldos, la publicidad, los gastos de capacitación.



2. Costos fijos comprometidos: Estos no aceptan modificaciones, son los llamados también costos de amortización, por ejemplo, la depreciación del edificio y maquinaria, etc<sup>12</sup>.

### 1.13 DEPRECIACIÓN

La depreciación significa una disminución en valor. La mayoría de los bienes van perdiendo valor a medida que crecen en antigüedad. Los bienes de producción comprados recientemente tienen la ventaja de contar con las últimas mejoras y operan con menos posibilidades de roturas o necesidad de reparaciones. Excepto para posibles valores de antigüedad, el equipo de producción gradualmente se transforma en menos valioso con el uso. Esta pérdida en valor se reconoce en la práctica contable como un gasto de operación. En lugar de cargar el precio de compra completo de un nuevo bien como un gasto de una sola vez, la forma de operar es distribuir sobre la vida del bien su costo de compra en los registros contables. Este concepto de amortización puede parecer en desacuerdo con el flujo de caja real para una transacción particular, pero para todas las transacciones tomadas colectivamente provee una representación realista del consumo de capital en estados de beneficio y pérdida.

En contabilidad financiera, la depreciación es un costo indirecto. Los principales objetivos para cargar un costo de depreciación pueden resumirse como: 1) recuperación del capital invertido en bienes de producción, 2) determinar con seguridad costos indirectos de producción para registro de costos y 3) incluir el costo de depreciación en gastos de operación con propósito de impuestos.

La importancia de la depreciación debería ser enfatizada particularmente a nivel artesanal e industrial de pequeña escala. Los países e instituciones que reciben equipos y plantas como ayuda externa para su desarrollo deben estar en conocimiento que ellos deben planificar su operación, de manera tal que sea efectivamente considerada la depreciación, o de otra manera, no existirá la autosustentabilidad<sup>13</sup>.

La **depreciación acumulada** es un concepto que se maneja dentro del mundo de la contabilidad financiera, en el que la parte que corresponde al término “acumulada” se refiere al periodo de tiempo que tarda un activo en depreciarse.

---

<sup>12</sup>

[https://bibliotecadigital.icesi.edu.co/biblioteca\\_digital/bitstream/10906/66580/1/libro\\_contable\\_administrativo.pdf](https://bibliotecadigital.icesi.edu.co/biblioteca_digital/bitstream/10906/66580/1/libro_contable_administrativo.pdf), consultada el día 23 de marzo del 2016.

<sup>13</sup> <http://www.fao.org/docrep/003/v8490s/v8490s06.htm>, consultada el día 1 de abril del 2016 a las 20:00.



La cuenta depreciación acumulada es una cuenta compensatoria que reduce o disminuye la cuenta de activos fijos. Esta cuenta no se cierra al terminar el periodo contable, por el contrario, continúa aumentando hasta que el activo se haya depreciado por completo, vendido o dado de baja.

Los activos que son comprados, como el caso de un ordenador, o una cosechadora o un automóvil, y se calcula el tiempo de utilidad media que han de existir. Mediante los métodos de depreciación se calcula la cantidad mensual o anual que el activo se deprecia y hace el sumatorio o depreciación acumulada, cuyo valor debe coincidir con el precio inicial de dicho activo.

La Depreciación Acumulada debe ajustarse mediante la inflación de acuerdo con las leyes vigentes, siendo considerados como bienes depreciables las propiedades, la planta y el equipo tangible con la excepción de los terrenos, las construcciones e importaciones y la maquinaria en el montaje.

En todo inmueble, se debe ignorar el importe atribuible al terreno y a la construcción, a no ser que el propio perito así lo estime necesario. La depreciación se basa en la vida útil estimada del activo, por lo que es necesario considerar la utilización, el uso, la obsolescencia o una disminución de la demanda, etc. Con esta información, puede calcularse la depreciación acumulada para cada activo en función de su propio tiempo estimado de vida útil. Es posible obtener estos datos mediante algunas tablas de depreciación de reconocido valor técnico.

## **1.14 COSTO PROMEDIO PONDERADO DEL CAPITAL (WAAC)**

### **1.14.1. DEFINICIÓN**

Los dos métodos más utilizados para valorar empresas por descuentos de flujos de fondos son los siguientes:

#### **Método 1. A partir del flujo esperado para las acciones (CFAC)**

La fórmula (1) indica que el valor de las acciones (E) es el valor actual neto de los flujos esperados para las acciones descontados a la rentabilidad exigida a las acciones ( $K_e$ ).

$$(1)E_0 = VA_0[CFAC_t; K_e]$$

La fórmula (2) indica que el valor de la deuda (D) es el valor actual neto de los flujos esperados para la deuda ( $CF_{dt}$ ), descontados a la rentabilidad exigida a la deuda ( $K_{dt}$ ).  $CF_{dt}$  es el valor esperado en  $t=0$  del flujo para la deuda en  $t$ .



$$(2)D_0 = VA_0[CFd_t; Kd_t]$$

$$(3)CFd_t = D_{t-1}Kd_t - [D_t - D_{t-1}]$$

## **Método 2. A partir del free cash flow (FCF) y del WACC**

La fórmula (4) indica que el valor de la deuda (D), más el de las acciones (E), es el valor actual de los *free cash flows* (FCF) esperado que generará la empresa, descontados al WACC:

$$(4)E_0 + D_0 = VA_0[FCF_t; WACC_t]$$

La expresión que relaciona el FCF con el  $Cf_{act}$  es:

$$(5)CFact = FCF_t + \Delta D_t - D_{t-1}Kd_t(1 - T_t)$$

$\Delta D_t$  es el aumento de deuda.  $D_{t-1} * Kd_t(1-T_t)$  son los intereses pagados por la empresa en t.

El WACC es la tasa a la que se debe descontar el FCF para que la ecuación (4) proporcione el mismo resultado que proporciona la suma de (1) y (2). En la ecuación (6) se demuestra que la expresión del WACC resulta de:

$$(6)WACC_t = \frac{E_{t-1}Ke_t + D_{t-1}Kd_t(1 - T_t)}{E_{t-1} + D_{t-1}}$$

$E_{t-1}+D_{t-1}$  no son valores contables ni valores de mercado, son los valores de valoración que se obtienen de (1) y (2), o de (4)<sup>14</sup>.

$T_t$  es la tasa impositiva utilizada en (5)

$Ke_t$  es la rentabilidad exigida en las acciones

$Kd_t$  es el costo de la deuda

### **1.15 DIRECTIVA DE TARIFAS**

La directiva establece las disposiciones y las metodologías para determinar las tarifas máximas aplicables al transporte, al almacenamiento y a la distribución de gas natural de conformidad con el Reglamento de Gas Natural.

La directiva está orientada a determinar las tarifas máximas que podrán aplicar quienes realicen actividades reguladas al momento de determinar las contraprestaciones que se cobrarán a los Usuarios de transporte, almacenamiento y distribución, sin perjuicio del derecho de establecer o convenir precios y tarifas

<sup>14</sup> Fernández Pablo, WACC: Definición, interpretaciones equivocadas y errores; Business School Universidad de Navarra, marzo 2011.



convencionales de acuerdo con las disposiciones de la legislación y de esta directiva.

La directiva se aplicará para determinar:

- I. Las tarifas máximas que deberán observar los titulares de permisos de distribución, transporte o almacenamiento de gas natural, en la prestación de sus servicios a los Usuarios;
- II. Las actualizaciones o ajustes de las tarifas antes mencionadas, y
- III. Los indicadores, referencias, parámetros, criterios y demás elementos relacionados con la determinación de tarifas por parte de la autoridad.

La Directiva responde a los objetivos siguientes:

I. Propiciar que las actividades reguladas y la prestación de los servicios de la industria del gas natural se lleven a cabo de forma eficiente, conforme a principios de uniformidad, homogeneidad, regularidad, seguridad y continuidad.

II. Promover la aplicación de tarifas adecuadas para los Usuarios en el transporte, almacenamiento y distribución de gas natural, de conformidad con los principios y criterios establecidos en la legislación y en el Reglamento de Gas Natural;

- I. Evitar prácticas que impliquen la discriminación indebida en la realización de las actividades reguladas.
- II. Promover la competencia y el libre acceso a los servicios.
- III. Permitir que quienes realicen actividades reguladas en materia de gas natural obtengan una rentabilidad apropiada sobre sus activos
- IV. Evitar los subsidios cruzados entre los servicios que presten quienes realizan actividades reguladas en materia de gas natural, y
- V. Establecer condiciones y reglas que generen un marco regulatorio efectivo, predecible y transparente que ofrezca flexibilidad y no imponga cargas innecesarias a quienes realizan actividades reguladas en materia de gas natural.

#### **1.15.1 El Plan de Negocios y el Requerimiento de Ingresos**

Los Permisionarios o solicitantes de permiso someterán a la aprobación de la Comisión su propuesta de tarifas máximas iniciales aplicables a cada grupo tarifario. Dichas tarifas se calcularán con base en la proporción del requerimiento de ingresos que corresponda a la prestación de los servicios a cada grupo tarifario de acuerdo con el plan de negocios correspondiente al periodo quinquenal respectivo.

La determinación y aprobación de las tarifas máximas iniciales se realizará mediante la revisión y aprobación del plan de negocios que proponga y justifique debidamente cada Permisionario o solicitante de permiso, el cual contendrá:



- I. El valor de la base de los activos de la empresa, de acuerdo con la Directiva de Contabilidad y utilizando las normas de información financiera para la reexpresión de costos y la revaluación de activos aplicables en México;
- II. El monto y el programa de las inversiones estrictamente necesarias para operar en términos adecuados de seguridad y eficiencia, planeadas para el periodo de cinco años y los cinco años posteriores, identificando las inversiones en reposición de activos y nuevas instalaciones;
- III. El plan de financiamiento anualizado correspondiente al desarrollo del programa de inversiones y otros gastos inherentes a la prestación del servicio para el periodo de cinco años y los cinco años posteriores, incluyendo la evolución de la estructura de capital propuesta;
- IV. El requerimiento de ingresos proyectado para el periodo de cinco años y de los tres años subsecuentes a que se refiere la disposición identificando la proporción de éste que corresponda a la prestación de los servicios a cada uno de los distintos grupos tarifarios;
- V. La identificación de las proporciones del requerimiento de ingresos afectadas por: a) La inflación en México; b) La inflación en Estados Unidos de América, y c) Las variaciones en el tipo de cambio;
- VI. La identificación de los costos fijos y variables dentro del requerimiento de ingresos y la forma en que asignará cada rubro que compone dicho requerimiento a los cargos por capacidad y por uso;
- VII. Las proyecciones de utilización anual de la capacidad por grupo tarifario para el periodo de cinco años y los tres años subsecuentes;
- VIII. Las proyecciones del flujo de gas a conducir por grupo tarifario durante el periodo de cinco años y los tres años subsecuentes;
- IX. El número proyectado de Usuarios desglosado por grupo tarifario para el periodo de cinco años y los tres años subsecuentes;
- X. La información histórica de los cinco años anteriores relativa a los costos y gastos incurridos, en su caso, y
- XI. La información histórica de los cinco años anteriores, desglosada por grupo tarifario, relativa al volumen conducido total, al volumen conducido en el periodo pico del sistema, la utilización de la capacidad y el número de Usuarios, en su caso.

El requerimiento de ingresos a que se refiere la fracción IV del numeral anterior constituye la proyección de los ingresos que el Permisionario estima necesarios para cubrir los costos, los impuestos, la depreciación, la rentabilidad razonable y demás obligaciones inherentes a la prestación de los servicios durante el periodo quinquenal correspondiente. El requerimiento de ingresos comprende:



I. La proyección de costos justificados y prudentes inherentes a la prestación de los servicios, tales como:

- a) Los costos de operación y mantenimiento, y
- b) Los gastos generales de administración y ventas;

II. La depreciación de la base de activos congruente con el programa de inversiones que propongan los Permisarios en su plan de negocios, acorde con la normatividad aplicable y los estándares de la industria;

III. La mejor estimación posible de los impuestos con base en los resultados proyectados en términos de la legislación aplicable, que resulten congruentes con la situación financiera y fiscal de la empresa y considerando únicamente las actividades sujetas a regulación, sin incluir otros servicios no regulados o la consolidación de resultados financieros con otras empresas controladoras o controladas;

IV. La estimación de otras contribuciones a cargo del Permisario necesarias para la prestación de los servicios, tales como el pago de derechos y aprovechamientos, y

V. El costo promedio ponderado del capital razonable, justificado y congruente con el plan de financiamiento a que se refiere la disposición anterior, tomando en cuenta:

- a) La rentabilidad esperada; b) El costo de la deuda con vencimientos a un año o más sobre la fecha de emisión; c) El costo del capital contable; d) En su caso, el costo de las acciones preferenciales, y e) El costo de otros instrumentos financieros.

II. Toda la información del plan de negocios que se presente para diferentes periodos de tiempo y corresponda a valores monetarios, deberá expresarse en pesos sin ajustes por inflación o variaciones en el tipo de cambio.

III. La información del plan de negocios, incluyendo la del requerimiento de ingresos, deberá presentarse de manera desglosada de acuerdo con la asignación que corresponda a cada grupo tarifario, identificando específicamente:

- I. Los rubros y valores que sean directamente atribuibles a la prestación de los servicios a cada grupo tarifario, y
- II. Los montos comunes que se asignarán entre todos los grupos tarifarios.

El plan de negocios debe incluir también los criterios y metodologías utilizados en la desagregación y la asignación de activos, costos y gastos comunes, tomando como base los factores que dan origen a los costos y gastos, tales como:



- I. Las unidades de gas que se estima conducir para cada grupo tarifario;
- II. El número de Usuarios por grupo tarifario;
- III. El factor de carga;
- IV. La distancia entre trayectos del sistema, y
- V. El costo relativo del servicio específico comparado con el requerimiento de ingresos total.

Los criterios de desagregación y asignación de activos, costos y gastos comunes, así como los valores resultantes, permanecerán sin cambio a lo largo de cada periodo quinquenal<sup>15</sup>.

### 1.15.2 Modelo de Fijación de Precios en el Mercado de Gas Natural (CAPM)

El modelo CAPM es una metodología ampliamente utilizada en la determinación del costo del capital propio o equity de las empresas. En términos generales, el modelo CAPM supone que el costo del capital propio de las empresas se conforma de una tasa libre de riesgo y una prima obtenida por invertir en una empresa dedicada a una actividad específica. La fuente de riesgo que afecta la rentabilidad de un inversionista radica en el riesgo sistemático, el cual puede medirse mediante el parámetro  **$\beta$  (beta)**, coeficiente que relaciona el riesgo de un tipo de actividad específica con el riesgo de mercado:

$$E(re) = r_f + \beta[E(r_m) - r_f] \dots (4)$$

Donde:

$r_e$  es el costo de oportunidad del capital propio

$r_f$  es el rendimiento del activo libre de riesgo

$r_m$  es el rendimiento del mercado

$E(r_m)$  es el rendimiento esperado del mercado

Dado que resulta difícil calcular la rentabilidad esperada de todas las empresas de la economía, conviene considerar al mercado bursátil como una representación del total del mercado. En tal contexto, para medir el rendimiento de una empresa puede utilizarse el rendimiento de las acciones emitidas por dicha empresa; en el mismo sentido, para medir el rendimiento del mercado pueden tomarse las variaciones de

---

<sup>15</sup> Directiva sobre la determinación de tarifas y el traslado de precios para las actividades reguladas en materia de gas natural DIR-GAS-001-2007.



índices o canastas de acciones representativas del comportamiento del mercado bursátil.

Es importante señalar que en la Ecuación 1, la diferencia  $E(r_m) - r_f$  representa la prima que paga el mercado sobre el activo libre de riesgo, conocido como *equity risk premium*.

Para cada empresa, el coeficiente indica su riesgo relativo respecto al mercado en su conjunto. Es decir, es la relación entre la covarianza del rendimiento de la acción y el rendimiento del portafolio de mercado con la varianza del rendimiento del portafolio del mercado:

$$\beta_i = \frac{cov(r_i, r_m)}{var(r_m)} \dots\dots (5)$$

donde:

$r_i$  es el rendimiento de las acciones emitidas por la empresa

$r_m$  es el rendimiento del mercado de valores

$cov(r_i, r_m)$  es la covarianza entre los rendimientos de la acción y del mercado

$var(r_m)$  es la varianza en el rendimiento del mercado

Así, el coeficiente beta es una medida de la volatilidad de una acción pues indica cuánto varía el rendimiento de dicha acción en función de las variaciones observadas en el rendimiento del mercado en su conjunto. Por lo anterior, el valor que toma dicho parámetro indica cuál es el riesgo sistemático de acuerdo con la siguiente regla:

Si  $\beta_i = 1$  la empresa presenta el mismo riesgo que el mercado en su conjunto.

Si  $\beta_i > 1$  la empresa es más riesgosa que el mercado.

Si  $\beta_i < 1$  la empresa es menos riesgosa que el mercado.

Desde el punto de vista estadístico, los valores de beta se calculan mediante una regresión lineal. Las ventajas de usar esta técnica son:

✓ Permite obtener Estimadores Lineales óptimos, en el sentido que los parámetros estimados ( $\beta_i$ ) van a estar centrados y van a ser de mínima varianza, lo que implica una mayor precisión.

Es una técnica de fácil implementación e interpretación.



Para que beta sea el mejor estimador lineal insesgado (MELI) se requiere que la regresión cumpla con los supuestos de mínimos cuadrados ordinarios (OLS), los cuales son:

*Supuesto 1.* El valor medio de los errores estocásticos es igual a cero.

*Supuesto 2.* No existe autocorrelación entre los errores.

*Supuesto 3.* Homoscedasticidad o igual varianza entre los errores.

*Supuesto 4.* Covarianza cero entre los errores y la variable X.

*Supuesto 5.* El modelo de regresión está correctamente especificado.

Por lo anterior, la CRE ha optado por utilizar el método de Mínimos Cuadrados Ordinarios para la estimación del parámetro beta. Sin embargo, dado que para algunos casos no se cumple con los supuestos. Básicamente se presentan problemas de heterocedasticidad y de autocorrelación en los residuos, por lo que se recurre a la estimación por mínimos cuadrados generalizados.

Como las empresas de transporte de gas natural en México no cotizan en la Bolsa Mexicana de Valores (BMV), la falta de información bursátil hace necesarias ciertas modificaciones al modelo CAPM para aplicarlo al caso de la industria regulada por la CRE. Tales adecuaciones son:

1. Utilizar como mercado de referencia a New York Stock Exchange (NYSE) por las siguientes dos razones: son empresas de gas natural que estén sujetas a regulación y además participan activamente en el mercado de gas natural de mexicano.
2. Añadir a las estimaciones resultantes un ajuste por riesgo país.  
Para estimar el costo de oportunidad del capital de las empresas de gas natural en México, y eliminando los valores esperados, la CRE aplica la siguiente fórmula<sup>16, 17</sup>:

$$(r_e) = r_f + \beta[E(r_m) - r_f] + r_p \dots (6)$$

donde:

$r_e$  es el rendimiento esperado del capital propio

---

<sup>16</sup> Determinación del costo de capital, CRE.

<sup>17</sup> Anexo 2, Costo de Capital, RES/406/2007.



$r_f$  es el rendimiento de la tasa libre de riesgo de EE.UU.

$r_m$  es el rendimiento del mercado accionario de EE.UU.

$(r_m) - r_f$  es el riesgo o prima de mercado en EE.UU.

$r_p$  es el riesgo país de México

$\beta$  es el coeficiente beta promedio de las empresas de gas natural en EE.UU.



## CAPITULO II

### “ANÁLISIS TÉCNICO”

#### 2.1 INTRODUCCIÓN

El proyecto denominado “Sistema de Transporte de Gas Natural Los Ramones Fase I”, tiene como objetivo principal transportar Gas Natural (GN) importado desde Estados Unidos de América (EUA) hasta la Estación de Compresión (EC) Los Ramones (Nueva) para su envío al Sistema Nacional de Gasoductos, a través de los ductos existentes propiedad de PGPB de 42” de D.N y 36” de D.N. Hacia la E.C. Los Indios será mediante el ducto de 42” de D.N y hacia Monterrey, a través del ducto de 36” de D.N. A partir del año 2015 se enviará también Gas Natural al Centro Occidente del País a través del proyecto futuro “Sistema de Transporte de Gas Natural Los Ramones Fase II”.

El Sistema de Transporte de Gas Natural Los Ramones Fase I comprende desde la parte media del cruzamiento del Río Bravo hasta la Estación de Compresión Los Ramones (nueva). El punto de cadenamamiento definido como Km 0+000 se localiza a aproximadamente 1.9 Km del Borde del Río del lado mexicano sobre la traza del Ducto.

Debido a que se recibirá Gas Natural de EUA proveniente de Agua Dulce, Texas (Proyecto por otros “Agua Dulce – Frontera”) se deberá hacer un cruzamiento direccionado a través del Río Bravo responsabilidad de Net México Pipeline Partners LLC, teniendo un punto de interconexión de los dos sistemas (Agua Dulce – Frontera y Los Ramones Fase I). Este tramo de ducto de interconexión tendrá una longitud de 350 a 450 metros, diámetro de 48” DN y será construido con tubería API 5L X70 PSL2. Este ducto de interconexión formará parte del Sistema Ramones Fase I.

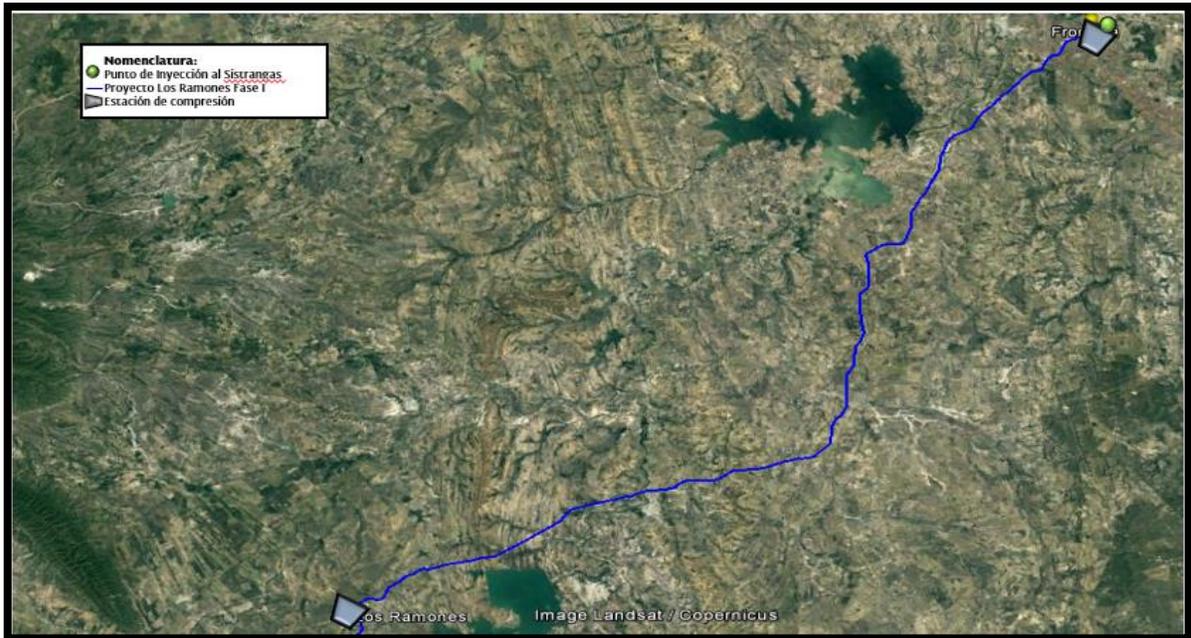
El “Sistema de Transporte de Gas Natural Los Ramones Fase I” tendrá una longitud total aproximada de 116.4 Km, que estarán repartidos de la siguiente forma:

- Del Borde de Estados Unidos al Km 0+000 aproximadamente a 1.9 Km (sobre la traza del ducto).
- Del Km 0+000 a la EC Los Ramones Nueva aproximadamente a 114.5 Km.

Considerando como punto de inicio la parte media del cruzamiento del Rio Bravo, desde este lugar el sistema recorre aproximadamente 661 metros con una trayectoria en dirección Suroeste. A partir de este punto la trayectoria del sistema cambia en sentido Sureste hasta el Km 1+679, desde donde adopta un recorrido en sentido Suroeste hasta el punto de cadenamamiento Km 0+000. Comenzando en este punto, el



sistema sigue una trayectoria hacia el Suroeste cruzando por la Estación de Compresión Frontera en el Km 3+417. Desde el Km 37+900 y hasta el Km 62+000 el sistema correrá hacia el Sur en donde a partir del Km 62+000 el ducto correrá hacia el Suroeste para finalmente llegar a la EC Los Ramones (nueva) en el Km 114+500.



**Figura 13.** Ubicación geográfica del Proyecto Los Ramones

Adicionalmente el sistema contará con tres estaciones de válvulas ubicadas en:

- MLV-01011 en Km 29+911
- MLV-01012 en Km 57+340
- MLV-01013 en Km 83+367

El ducto será construido con tubería de 48" D.N. La infraestructura del sistema a lo largo de la trayectoria contará con dos (2) Estaciones de Compresión (EC), las cuales contarán con estaciones de regulación y medición, tres (3) Válvulas de Seccionamiento (MLV's), (4) Patines de Medición (1) patín ubicado en la E.C. Frontera y (3) en la E.C. Los Ramones, Sistema de Turbocompresores en la E.C. Frontera y en la E.C. Ramones, (1) juego de trampas de envío-recepción de diablos en la E.C. Frontera y en la E.C. Ramones, (1) Cuarto de Control Principal (CPC) en Monterrey, (1) Cuarto de Control Alterno (CAC) en la E.C. Los Ramones (Nueva). Todos los patines de medición instalados en el Sistema de Transporte de Gas Natural Los Ramones Fase I son considerados como de transferencia de custodia de GN.

Desglosando más a detalle, el "Sistema de Transporte de Gas Natural Los Ramones Fase I" contará con la siguiente infraestructura:



- Estación de Compresión
  - EC Frontera, localizada en el kilómetro 3+147
  - EC Los Ramones, localizada en el kilómetro 114+500
- Sistemas principales en estaciones de compresión
  - Sistema de Separación (Filtros Verticales)
  - Sistema de Filtración (Filtros Coalescentes)
  - Medición de flujo y control de presión
  - Calidad de gas (Equipo de cromatografía)
  - Turbo-compresión
  - Enfriadores de aire (soloaires)
  - Sistema SCADA y DCS
  - Sistema de Gas de Venteo (alta y baja presión)
  - Sistema de Seguridad Automatizado (ESD, F&G, CCTV)
  - Sistema de Telecomunicaciones
  - Servicios auxiliares (energía eléctrica, aire de planta e instrumentos, agua de planta, agua potable y drenajes)

El número de compresores por estación del proyecto se muestra en la siguiente tabla:

**Tabla 4.** Número estimado de compresores por Estación

Estación de Compresión	2015 en adelante <sup>(1)</sup>
Frontera	3+1
Los Ramones Nueva	1+1

Notas:

*(1) Un compresor en operación otro de respaldo*

## **2.2 CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y PROPIEDADES QUÍMICAS DEL GAS A SER TRANSPORTADO**

La composición del gas natural considerada para el análisis hidráulico fue en base a la "Norma Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2010, Especificaciones del Gas Natural"; el contenido de CO<sub>2</sub> y nitrógeno se ponderó para obtener el máximo y normalizado.



**Tabla 5.** Composición Gas Natural

COMPOSICIÓN DEL GAS NATURAL	
Componente	Vol. %
Metano, C1	84.8
Etano, C2	11.0
Nitrógeno, N <sub>2</sub>	2.30
Dióxido de Carbono, CO <sub>2</sub>	1.70
Oxígeno, O <sub>2</sub>	0.20

### PROPIEDADES DEL GAS

Para el cálculo de las propiedades del Gas Natural se utilizó la ecuación de Peng Robingson, obteniendo los siguientes valores:

**Tabla 6.** Propiedades del Gas Natural

PROPIEDADES DEL GAS NATURAL	
Peso Molecular	18.390
Factor de compresibilidad (Z)	0.862
Cp/(Cp - R)	1.223
Cp/Cv	1.523
Densidad de Masa (Std. Cond) [lb/ft <sup>3</sup> ]	0.0487
Conductividad Térmica [W/m-K]	0.0360
Viscosidad [cP]	0.0125
Gravedad Específica	0.6342

### 2.3 PARÁMETROS DE DISEÑO DEL SISTEMA

El Sistema de Transporte ha sido diseñado para una presión de 1,250 psig, siendo esta presión igual a la máxima presión de operación permisible (MPOP); con una presión máxima de operación de 1,239 psig y una capacidad máxima de 2,114 MMPCD (a 20°C y 1kg/cm<sup>2</sup>).



La siguiente tabla resume los rangos de flujo de GN, la presión de llegada en el punto de interconexión y las presiones de entrega en cada uno de los puntos de entrega<sup>18</sup>.

**Tabla 7. Condiciones Operativas Proyecto Los Ramones Fase I**

No.	Descripción	Año de escenario de demanda	
		Unidades	2015 (Nota 2)
<b>1</b>	<b>Estación Frontera</b>		
	Presión de Recibo en Punto de Interconexión (Border Crossing)	psig	850
	Flujo de Recibo en Punto de Interconexión ( <b>Nota 1</b> )	MMPCD	2,114
	Presión de Entrada a Estación Frontera	psig	838
	Presión de Salida de Estación Frontera	psig	1,229
<b>2</b>	<b>Estación Ramones</b>		
	Presión de Recibo en Estación de Compresión Ramones	psig	1,010
	Flujo de Recibo en Estación de Compresión Ramones ( <b>Nota 1</b> )	MMPCD	2,114
	Presión de Entrega a Ductos existentes de 36" y 42"	psig	1,000
	Presión de Entrega a Ducto Ramones Fase II	psig	1,200
	Flujo de Entrega a Ductos existentes de 36" y 42" ( <b>Nota 1</b> )	MMPCD	670
	Flujo de Entrega a Ducto Ramones Fase II ( <b>Nota 1</b> )	MMPCD	1,430

**Notas:**

- Nota 1: Flujo reportado en condiciones PEMEX MMPCD = Millones de pies cúbicos por día @ 293.15 °K y 98.064 kPa
- Nota 2: Se estima un flujo máximo de gas combustible para los sistemas de compresión de 14 MMPCD, repartidos en 10 MMPCD para la E.C. Frontera y 4 MMPCD para la E.C. Ramones, el consumo total y de cada estación será confirmado por el proveedor una vez que se hayan adquirido los equipos.

<sup>18</sup><http://www.cre.gob.mx/documento/resolucion/Anexo/RES-035-2014ANEXO%202.%20DESCRIPCION%20DE%20DETALLADA%20DE%20LA%20TRAYECTORIA.PDF>, consultada el 22 de marzo del 2016.



## 2.4 ESCENARIOS OPERATIVOS DE TRANSPORTE

- **Escenario de Flujo Máximo:** En este escenario el sistema recibirá un flujo máximo de gas de 2,100 MMPCD proveniente de los Estados Unidos de América y será transportado a la Estación de Compresión Frontera para incrementar la presión del gas de 830 psig a 1239 psig de tal suerte que llegue a la Estación de Compresión Los Ramones Nueva a una presión de succión de 1,000 psig, aquí un flujo de 1,430 MMPCD es entregado al ducto de 42" que se dirige a Los Ramones Norte a una presión de 1,200 psig. El flujo restante es enviado a los ductos de 36" y 42" a Monterrey y a Los Indios sin compresión. Éste es el escenario que operará la mayor parte del tiempo en el sistema.
- **Escenario de Flujo Mínimo:** En este escenario el sistema recibirá un flujo de 500 MMPCD proveniente de los Estados Unidos de América y será transportado sin compresión en la Estación de Compresión Frontera a la Estación de Compresión Los Ramones Nueva, de tal forma que el flujo de gas va de una presión de 815 psig a 935 psig y enviada al ducto de 42" Los Ramones Norte.
- **Escenario de Contingencia:** En este escenario el sistema no recibirá flujo de gas natural de la Frontera con Estados Unidos, pero para poder cubrir la demanda del ducto de 42" a los Ramones Norte el sistema tendrá la flexibilidad de recibir un flujo de gas de 1,092 MMPCD de los ductos existentes de PEMEX de 36" y 42" a una presión de 730 psig y será comprimido hasta una presión de 1,210 psi



## 2.5 DIAGRAMA DE LAS ESTACIONES DE COMPRESIÓN

- ESTACIÓN DE COMPRESIÓN FRONTERA

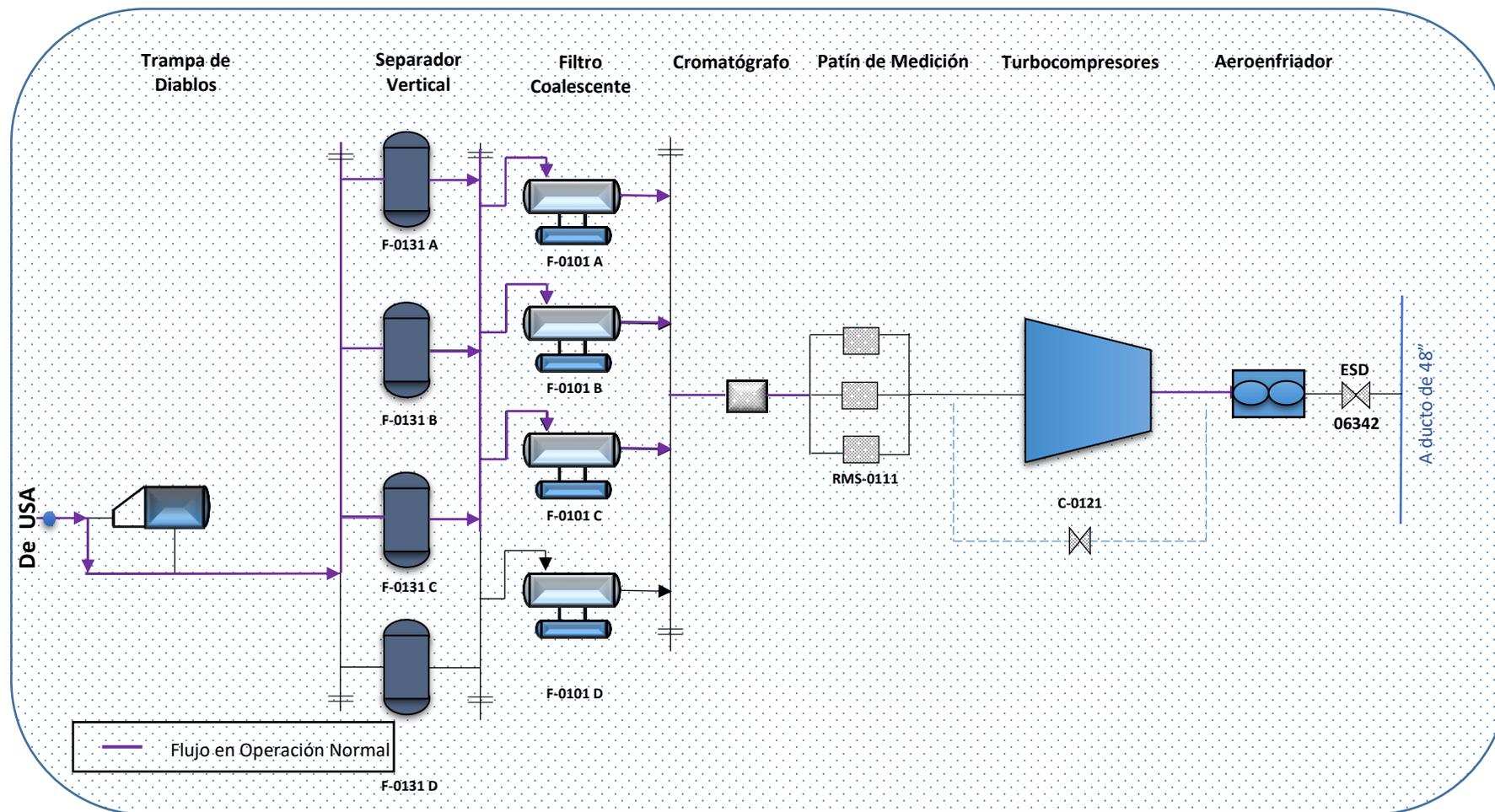


Figura 14. Estación de Compresión Frontera



- ESTACIÓN DE COMPRESIÓN RAMONES

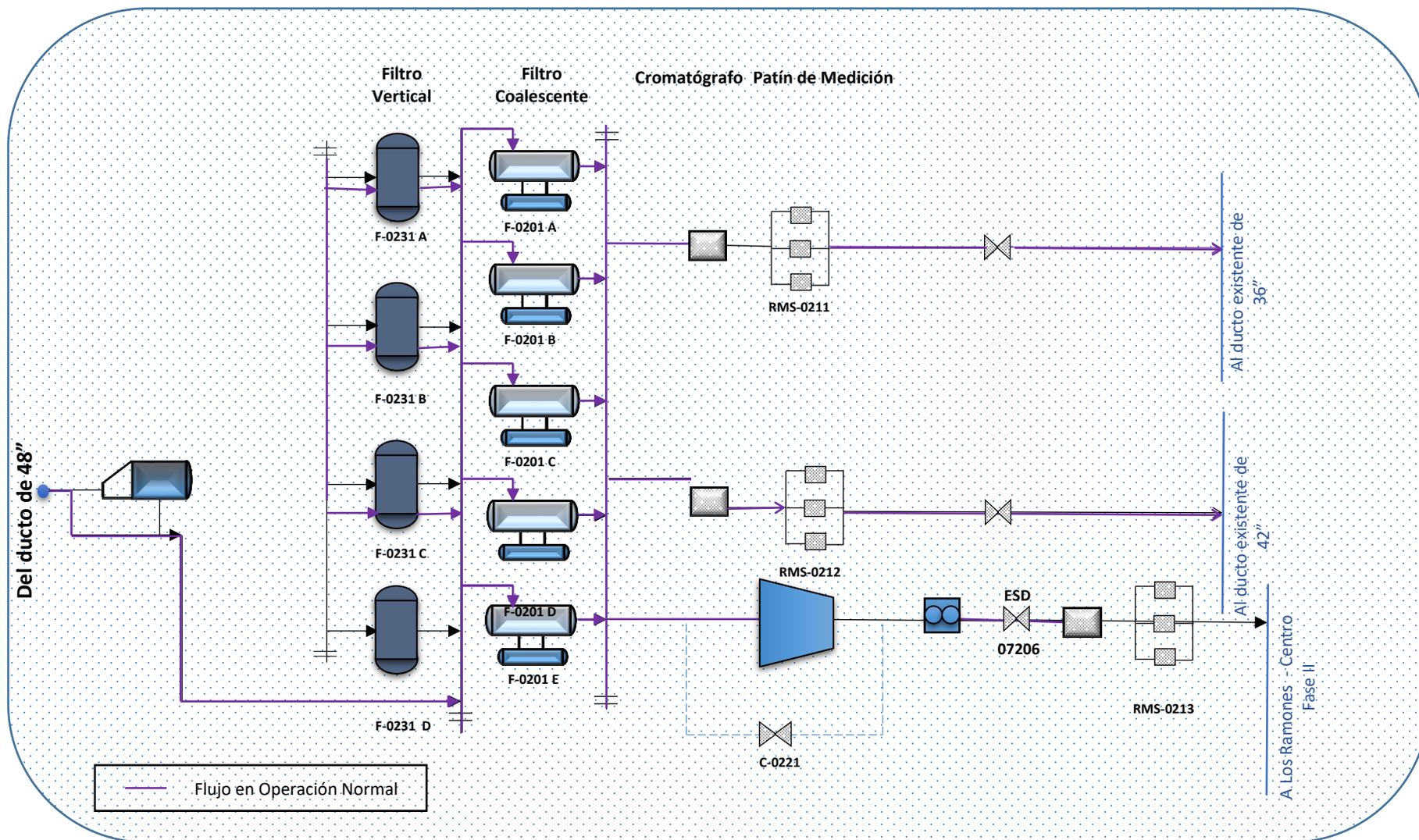


Figura 15. Estación de Compresión Ramones



## 2.6 CONSIDERACIONES PARA EL DISEÑO

Para la simulación y cálculo del sistema se tomaron en consideración los siguientes parámetros:

**Tabla 8.** Parámetros considerados para el diseño

<b>Propiedades del Fluido para cada caso</b>	Ecuación de Estado	Peng-Robinson
<b>Caída de Presión y Transferencia de Calor</b>	Método de Cálculo	Beggs and Brill
	Rugosidad de la Tubería	750 in
	Temperatura del Terreno	21 °C
	Profundidad del Ducto	1.2192 m
	Conductividad Térmica con el terreno	0.48 W/mK
<b>Tubería - Punto de Interconexión con Estados Unidos a E.C. Frontera</b>	Longitud	5.3 km
	Tamaño de Tubería (Nominal)	42"
	Espesor de Pared	0.595"
	Material	API 5L X65
	Elevación	40 m
<b>Estación de Compresión Frontera</b>	Caída de Presión Entrada Estación para 500 MMPCD	5 psi
	Caída de Presión Salida de Estación por 500 MMPCD	5 psi
	Caída de Presión Entrada Estación para 1430 MMPCD	10 psi
	Caída de Presión Salida de Estación por 1430 MMPCD	10 psi
	Consumo de Gas Combustible	10 MMPCD
	Eficiencia del compresor	0.81
	Temperatura de Descarga (Después de Enfriamiento)	49 °C
<b>Tubería - De E.C. Frontera a E.C. Ramones</b>	Longitud	111 km
	Tamaño de Tubería (Nominal)	42"
	Espesor de Pared	0.625
	Material	API 5L X65
	Elevación	200 m
<b>Estación de Compresión Ramones</b>	Caída de Presión Entrada Estación para 500 MMPCD	5 psi
	Caída de Presión Salida de Estación por 500 MMPCD	5 psi
	Caída de Presión Entrada Estación para 1430 MMPCD	10 psi
	Caída de Presión Salida de Estación por 1430 MMPCD	10 psi
	Consumo de Gas Combustible	10 MMPCD
	Eficiencia del compresor	0.81
	Temperatura de descarga (Después Enfriamiento)	49°C



## 2.7 MODELO HIDRAULICO

### ETAPA II (2015)<sup>(3)</sup>

**Tabla 9.** Resultados cálculos hidráulicos

Caso	Estación de Compresión Frontera													Estación de Compresión Los Ramones											
	Punto de Interconexión	Presión Succión (psig)	Presión Descarga (psig)	Temperatura a Succión (°C)	Temperatura Descarga (°C)	Enfriamiento (°C)	HP Requeridos por unidad				Flujo por unidad (MMPCSD)				Presión Succión (psig)	Presión Descarga (psig)	Temperatura de Descarga (psig)	Enfriamiento (°C)	HP Requeridos por unidad			Flujo (MMPCSD)			
	Condiciones PEMEX (MMPCD) <sup>(1)</sup>						1	2	3	Total	1	2	3	Total					1&2	1&2	1&2	1	2	Total	1
		Etapa II																							
Entrega a los Ramones a 1000 psig  Flujo Libre a 36" y 42" <sup>(2)</sup>	2,114	828	1239	29.6	58.7	49	14,366	14,366	14,366	43,098	701.3	701.3	701.3	2,104	1,000	1,210	57	49	6,979	6,979	13,958	715	715	1,430	670

#### Notas:

- 1) Flujo reportado en condiciones PEMEX MMPCD = Millones de pies cúbicos por día @ 20°C y 1 kg/cm<sup>2</sup>
- 2) Se estima un flujo máximo de gas combustible para los sistemas de compresión de 14 MMPCD, repartidos en 10 MMPCD para la E.C. Frontera y 4 MMPCD para la E.C. Ramones, el consumo total y de cada estación será confirmado por el proveedor una vez que se hayan adquirido los equipos.
- 3) Información obtenida de <http://www.cre.gob.mx/documento/resolucion/Anexo/RES-035-2014ANEXO%202.%20DESCRIPC%C3%93N%20DETALLADA%20DE%20LA%20TRAYECTORIA.PDF>



## 2.8 REALIZACIÓN DE ANÁLISIS HIDRÁULICO

Para determinar si el proyecto Los Ramones Fase I era técnicamente viable se realizaron corridas hidráulicas a las distintas condiciones operativas para corroborar si la ubicación y diseño de las Estaciones de Compresión era la más óptima, permitiendo con ello evaluar si los costos de operación y mantenimiento han sido mínimos o si se pudieron reducir aún más.

Para analizar si los costos del proyecto se pudieron haber reducido y de igual manera los de operación y mantenimiento se analiza una propuesta de diseño en donde con otra infraestructura se cumplan las condiciones de diseño requeridas para el funcionamiento del sistema.

Para la realización de las corridas hidráulicas se utilizó al software de simulación de procesos “Aspen Hysys versión 7.3”. A dicho software se alimentaron los parámetros de diseño indicados en los apartados 2.2 y 2.4 para poder reproducir los resultados de las corridas hidráulicas mostradas en el inciso 2.5.

### 2.8.1 DESARROLLO DE LA SIMULACIÓN

Los primeros pasos para realizar la simulación dentro del software Aspen Hysys version 7.3 consisten en introducir la composición del gas a transportar para con ello proceder al cálculo de las propiedades de dicho gas a las condiciones reportadas. Este cálculo se muestra a continuación:

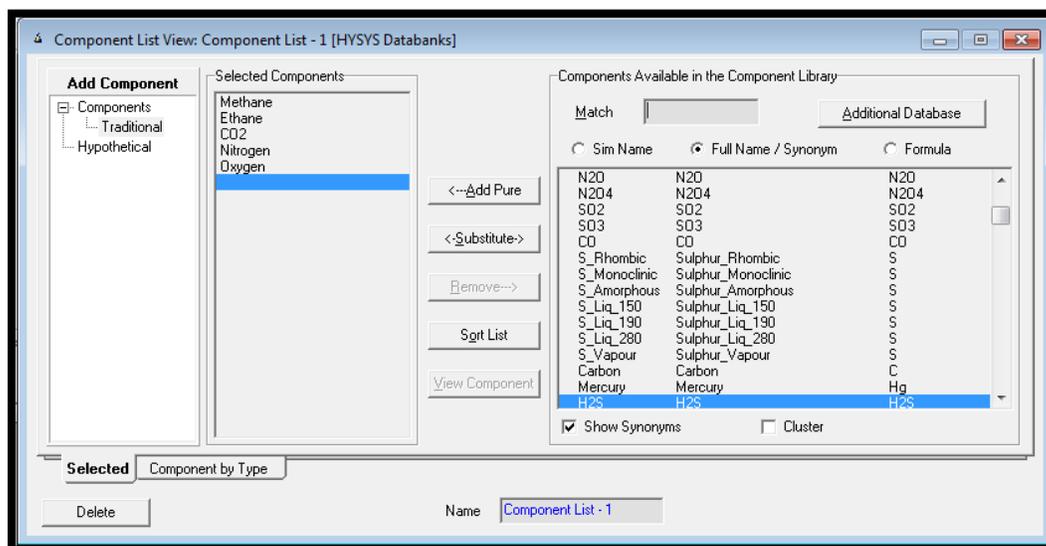


Figura 16. Introducción al simulador de listado de componentes



Una vez introducidos los componentes del gas de proceso y calculadas sus propiedades fisicoquímicas se prosigue a colocar las corrientes de proceso iniciando con la corriente que nombramos con el número “1”. La alimentación de las propiedades se muestra a continuación:

Property	Value
Stream Name	1
Vapour / Phase Fraction	1.0000
Temperature [C]	30.00
Pressure [psig]	850.0
Molar Flow [MMSCFD]	2014
Mass Flow [kg/h]	1.845e+006
Std Ideal Liq Vol Flow [barrel/day]	8.560e+005
Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-8.071e+004
Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	152.1
Heat Flow [MMBtu/hr]	-7674
Liq Vol Flow @Std Cond [m3/h]	2.365e+006
Fluid Package	Basis-1
Utility Type	

Figura 17. Primera corriente de proceso a las condiciones requeridas

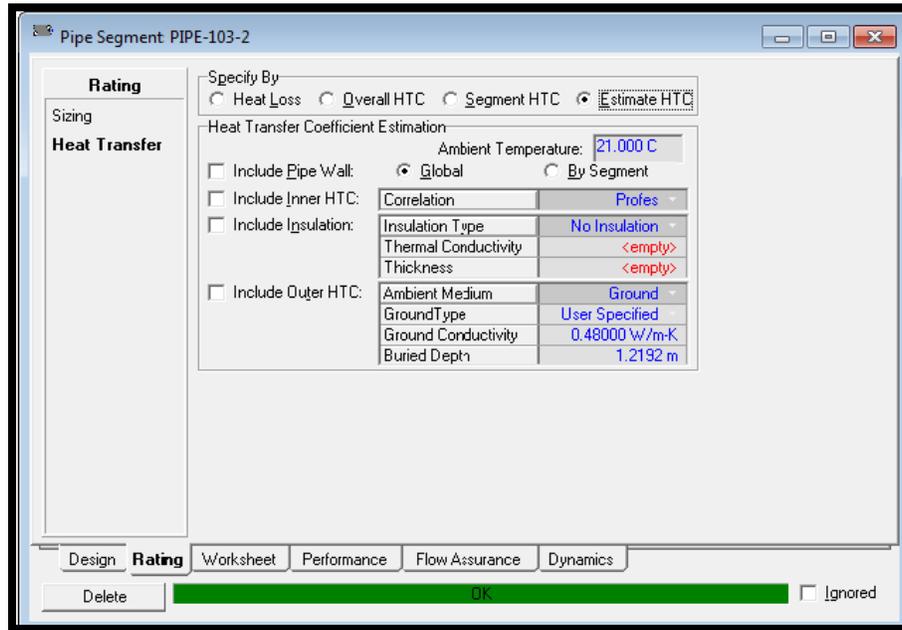
Una vez hecho esto se comienza a simular el primer tramo de tubería; el tramo que va desde la interconexión con el lado de E.U.A hasta la Estación de Compresión Frontera y que es de aproximadamente 5.3 km. Se toman en consideración los

Property	Value
Segment	1
Fitting/Pipe	Pipe
Length/Equivalent Length	5300
Elevation Change	40.00
Outer Diameter	1219
Inner Diameter	1189
Material	User Specified
Roughness	1.016e-005
Pipe Wall Conductivity	<empty>
Increments	5
FittingNo	<empty>

Figura 18.a Cálculo de primer segmento de tubería



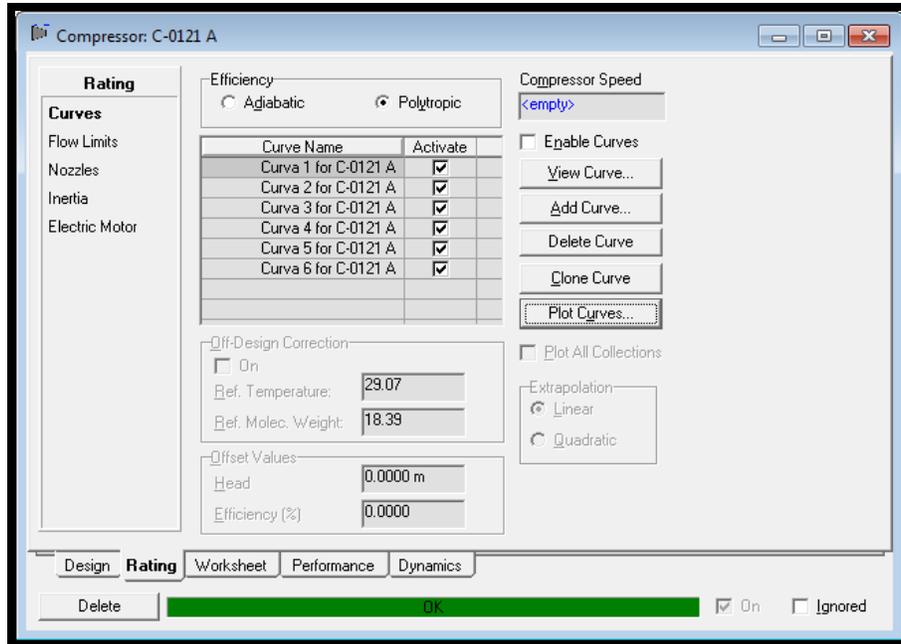
parámetros indicados en el apartado 2.4 “Condiciones para el Diseño”, obteniéndose lo siguiente:



**Figura 18.b** Cálculo de primer segmento de tubería

Se considera que la caída de presión ocasionada por los filtros verticales y coalescentes ubicados a la succión del paquete de turbo-compresión es de aproximadamente 10 psi. Dicha caída de presión es simulada en el simulador Aspen Hysys con una válvula reguladora.

La corriente de salida de dicha válvula es la que se alimenta al cabezal de admisión de los turbocompresores y es dividida en las corrientes “3”, “4”, “5” y “6” que son alimentadas a los equipos de turbo-compresión. A cada paquete de turbo-compresión fueron alimentadas las curvas de operación de los equipos como se muestra a continuación:

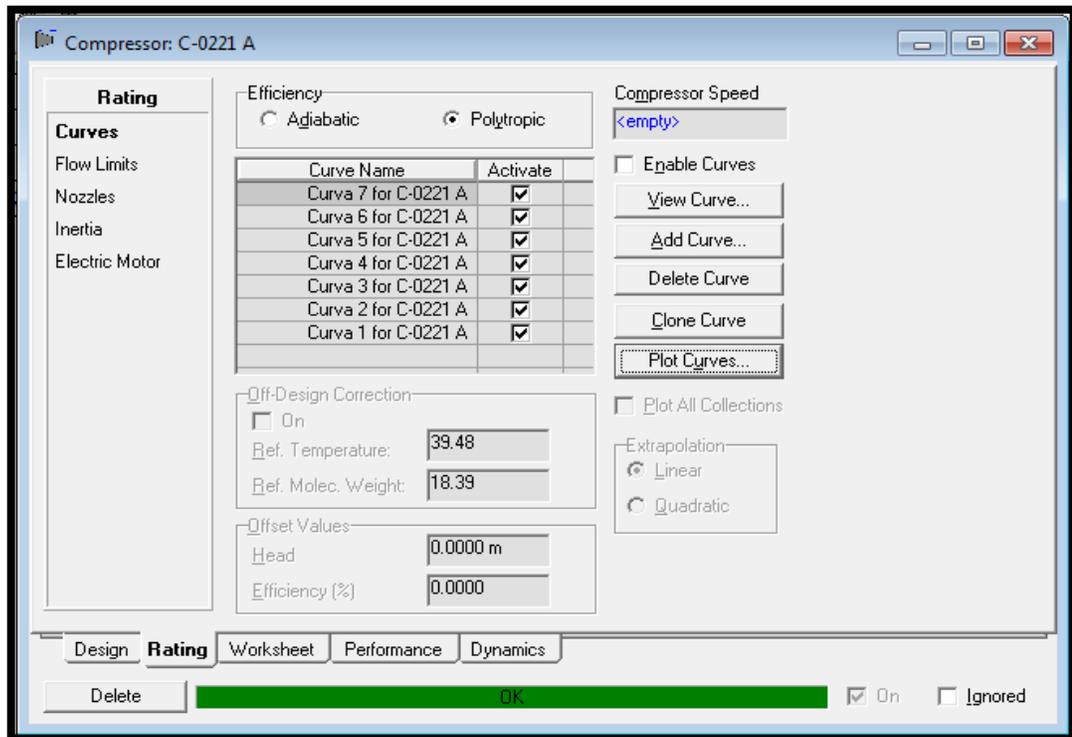


**Figura 19.** Introducción de curvas a turbocompresor C-0121

Una vez que se introdujeron las curvas del compresor se coloca una válvula reguladora de presión en el cabezal de descarga de los turbocompresores que simula la caída de presión derivada del paso del gas a través de los aeroenfriadores y a las tuberías (caída de presión aproximada de 10 psi). La corriente de salida de esta válvula se nombró como “12”. Después es alimentada al equipo aeroenfriador que se encargará de disminuir la temperatura a 49°C para poder enviar el gas a través del ducto hasta la Estación de Compresión Los Ramones Nueva. Se introduce al simulador el resto de los tramos de ducto hasta la E.C. Ramones.

Se colocó una válvula reguladora de presión a la entrada de la Estación de Compresión Los Ramones Nueva para simular la caída de presión ocasionada por los filtros verticales y coalescentes ubicados a la succión del paquete de turbo-compresión, que es de aproximadamente 10 psi. Dicha caída de presión es simulada en el simulador Aspen Hysys con una válvula reguladora.

Se vuelven a introducir las curvas de los dos compresores ubicados en la Estación de Compresión Los Ramones Nueva como se muestra a continuación:



**Figura 20.** Introducción de curvas a turbocompresor C-0221

Tras configurar las curvas del compresor, se prosiguió a insertar una válvula reguladora de presión cuyo objetivo es simular la caída de presión derivada del paso del gas natural a través de los aeroenfriadores y por las tuberías hasta la salida de la estación. Esta caída está estimada en aproximadamente 10 psi. La corriente de salida de esta válvula se nombró con el número “22”.

La corriente “22” entra al equipo aeroenfriador que se encarga de bajar la temperatura del gas a 49°C. La corriente de salida de los aeroenfriadores “25” es la que se considera como corriente de salida de la Estación de Compresión Los Ramones Nueva.



## 2.8.2 PANTALLA DE LA SIMULACIÓN

- Escenario de Flujo Máximo (2100 MMPCD)

PROYECTO LOS  
RAMONES FASE I

ESCENARIO FLUJO  
MAXIMO

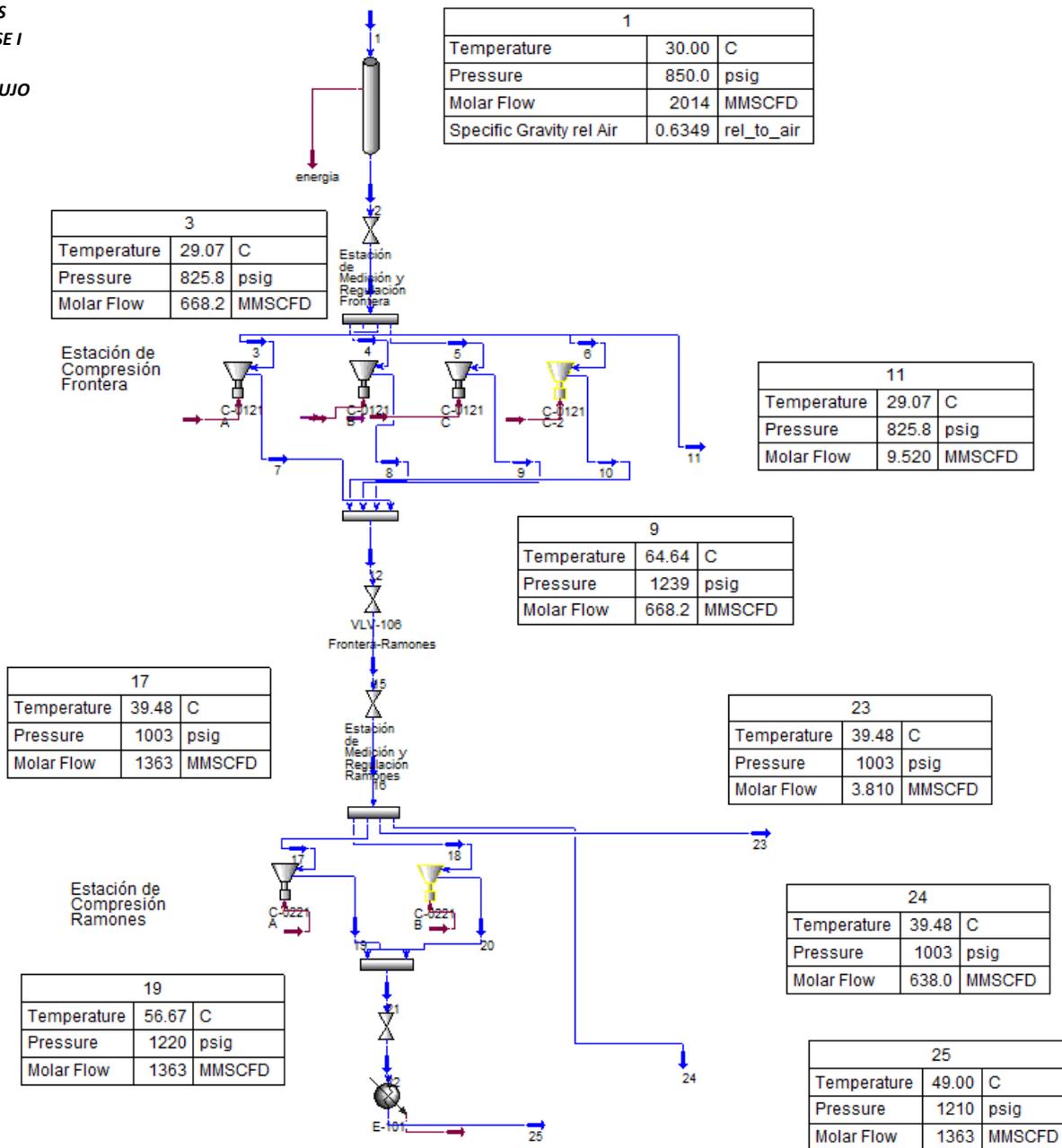


Figura 21. Simulación Hidráulica para flujo máximo.



• Escenario de Flujo Mínimo (500 MMPCD)

PROYECTO LOS  
RAMONES FASE I

ESCENARIO FLUJO  
MINIMO

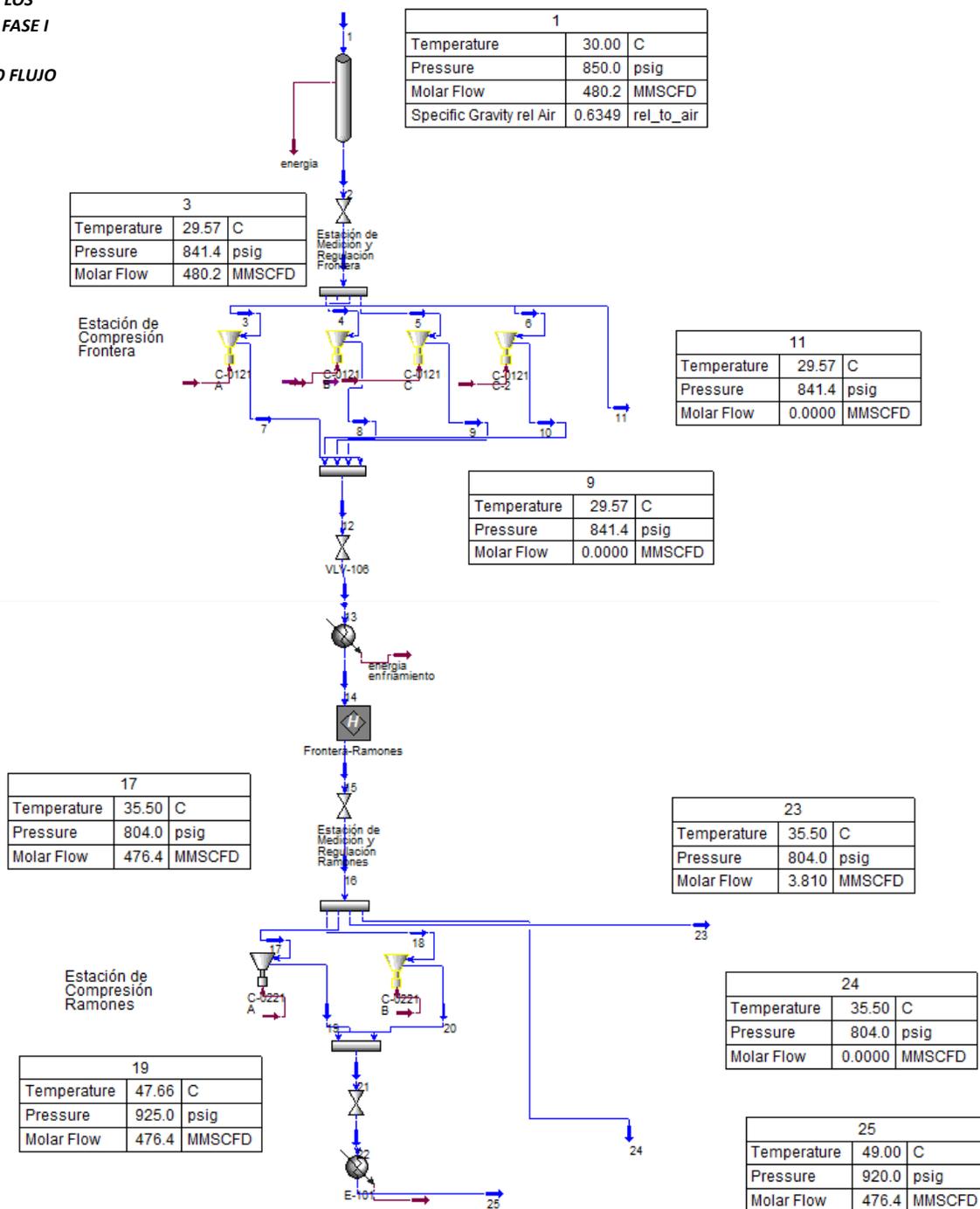


Figura 22. Simulación Hidráulica para flujo mínimo



## 2.9 RESULTADOS ANÁLISIS TÉCNICO CON DISEÑO GDC

A continuación, se muestran los resultados de las corridas hidráulicas realizadas en el software Aspen Hysys para los escenarios de flujo de transporte máximo y mínimo.

**Tabla 10.** Balance de Masa para la E.C. Frontera

No.	Caso	Descripción	Unidades	ECFrontera											
				1	2	3	4	5	7	8	9	11	12	13	14
				Punto de Interconexión EUA/ Proyecto Los Ramones Fase I	Entrada a Estación de Compresión Frontera	Succión del compresor			Descarga del compresor			Corriente de Gas Combustible	Corriente Cabezal Descarga	Descarga de Válvula Reguladora	Corriente de Salida Aeroenfriador
1	Escenario de transporte de flujo máximo	Flujo	MMPCD (1)	2,114	2,114	701	701	701	701	701	701	10	2,104	2,104	2,104
		Presión	psig	850	836	826	826	826	1,239	1,239	1,239	826	1,239	1,229	1,229
		Temperatura	°C	30	29.39	29	29	29	64.6	64.6	64.6	29	64.6	64.4	49
		Potencia	HP	-	-	14,368 (2)(3)			-	-	-	-	-	-	27,880
2	Escenario de transporte de flujo mínimo	Flujo	MMPCD (1)	504	504	-	-	-	-	-	-	-	504	504	504
		Presión	psig	850	846	-	-	-	-	-	-	-	841	836	836
		Temperatura	°C	30	29.73	-	-	-	-	-	-	-	29.57	29.4	29.4
		Potencia	HP	-	-	(2)			-	-	-	-	-	-	

**Notas**

(1) Flujo considerado a condiciones PEMEX 20°C y 1 kg/cm2 abs.

(2) Se considera que la ECFrontera se encuentra fuera de operación

(3) Potencia calculada por un solo compresor



**Tabla 11. Balance de Masa para la E.C. Ramones**

No.	Caso	Descripción	Unidades	ECRamones								
				15	16	17	19	21	22	23	24	25
				Entrada Estación de Compresión Los Ramones	Salida válvula de regulación	Succión del compresor	Descarga del compresor	Corriente Cabezal Descarga	Descarga de válvula reguladora	Corriente de Gas Combustible	Gas a ductos existentes 36"/42"	Corriente de Salida Aeroenfriador
1	Escenario de transporte de flujo máximo	Flujo	MMPCD (1)	2,104	2,104	1,430	1,430	1,430	1,430	4	670	1,430
		Presión	psig	1,013	1,003	1,003	1,220	1,220	1,210	1,003	1,003	1,210
		Temperatura	°C	39.76	39.48		57.46	57.46	57.23	39.48	39.48	49
		Potencia	HP	-	-	14,087 (2)(3)		-	-	-	-	-
2	Escenario de transporte de flujo mínimo	Flujo	MMPCD (1)	504	504	500	500	500	500	4	-	500
		Presión	psig	810	810	805	925	925	920	805	-	920
		Temperatura	°C	24.6	24.5	24.5	36.3	36.3	36.18	24.5	-	36.18
		Potencia	HP	-	-	3,302.2 (2)(3)		-	-	-	-	-

**Notas**

(1) Flujo considerado a condiciones PEMEX 20°C y 1 kg/cm<sup>2</sup> abs.

(2) Se consideran un compresor en operación uno de spare

(3) Potencia calculada por un solo compresor

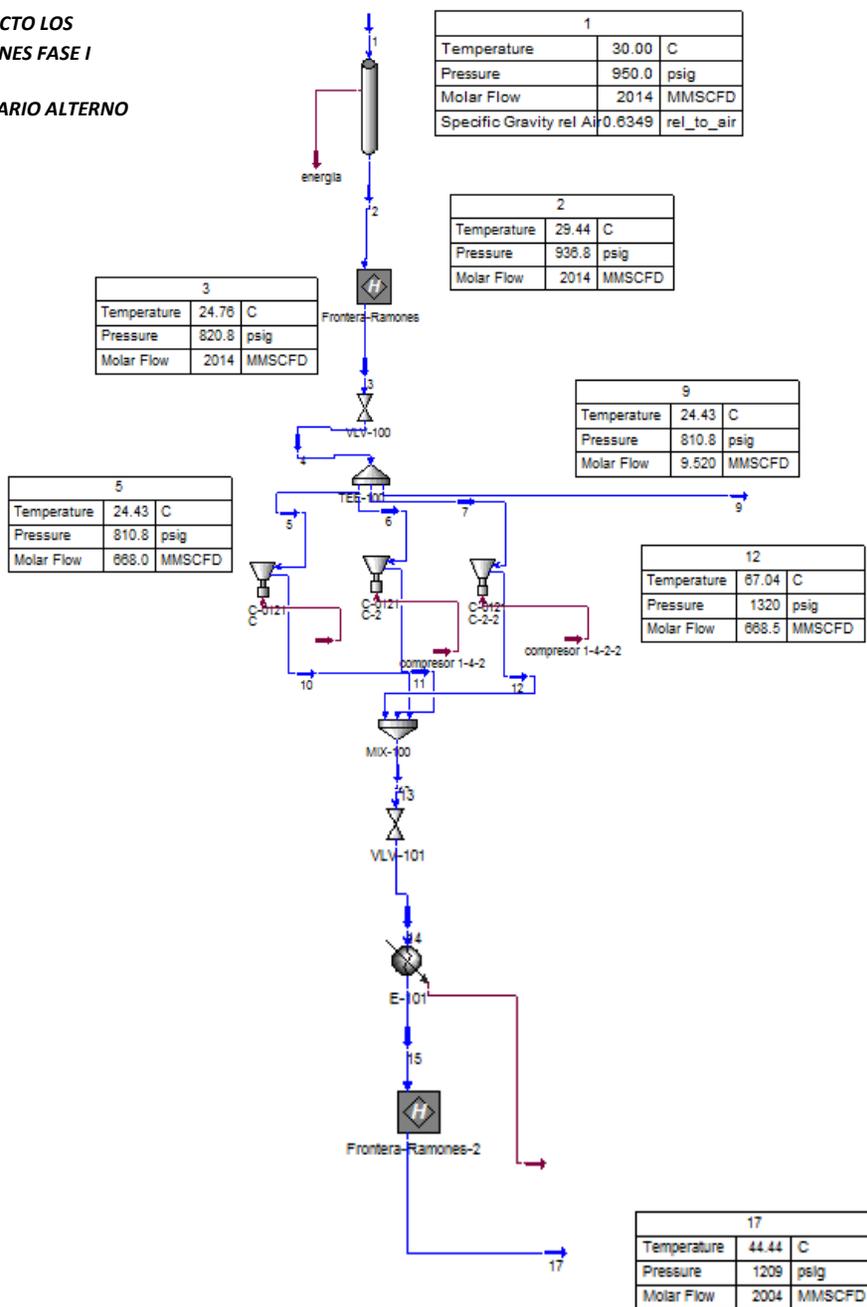


## 2.10 PROPUESTA DE DISEÑO

Se analizaron distintas propuestas de diseño en las que se consideraba una estación de compresión localizada a la mitad del ducto de transporte, es decir en el kilómetro 58+200 del ducto. Esta única estación de compresión consideraría tres compresores operando y un cuarto compresor de relevo. La corrida hidráulica con este diseño se muestra a continuación:

**PROYECTO LOS  
RAMONES FASE I**

**ESCENARIO ALTERNO**



**Figura 23.** Simulación Hidráulica para escenario alterno



## 2.11 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Tras realizar las corridas hidráulicas en el software Aspen Hysys tomando en consideración los parámetros, variables y condiciones indicadas a lo largo de este análisis fue posible reproducir los resultados reportados en el apartado “2.7 Modelo Hidráulico”. Se observan unas ligeras variaciones en las presiones con respecto a lo reportado. Esto puede deberse a que se utilizó otro software “Stoner Pipeline Studio” para realizar los cálculos o que en nuestro caso consideramos que la E.C. Ramones comprime el gas con un solo compresor mientras el otro funciona como spare.

Analizando los resultados obtenidos con el escenario alterno se puede observar que se requiere una mayor potencia en las estaciones de compresión ya que se va de una presión de succión de 811 psig a 1,320 psig teniéndose una relación de compresión de 1.62 contra 1.5 que es requerida con el diseño original.

El requerir una mayor potencia de compresión obliga al sistema a requerir una mayor cantidad de enfriamiento, esto ocasionaría el crecimiento de las bahías de enfriamiento de los aeroenfriadores así como de las microturbinas que son las encargadas de suministrar energía eléctrica a los motores de dichas bahías.

Cabe mencionar que con el diseño original requiere de un gasoducto de 48” de D.N con una MPOP de 1,250 psig, para poder manejar una mayor presión se requeriría de una MPOP de 1,320 psig lo que obligaría a adquirir tubería de mayor espesor y tal vez de un grado mayor, esto impactaría al proyecto de forma económica, así como en el tiempo de ejecución.

Se debe tener en consideración también que la Estación de Compresión Los Ramones tiene las EMRyC que envían gas a los ductos de 36” a Monterrey, 42” a Los Indios y 42” a Los Ramones Fase 2 por lo cual si se recibiera el gas a una mayor presión a la succión de la estación las válvulas reguladoras deberían lograr un mayor porcentaje de caída de presión impactando así en los costos y en el diseño de los equipos.

Una posible optimización en el proceso podría ser la implementación de turbinas generadoras de energía apareadas al sistema de regulación en las EMRyC’s generando energía eléctrica con la caída de presión del equipo.



## **CAPITULO III**

### **“ANÁLISIS ECÓNOMICO”**

#### **3.1 MARCO DE REFERENCIA**

Debido a la alta demanda de Gas Natural en la Zona Centro del País, el Proyecto Los Ramones Fase I necesitaba ser construido y transportar una gran parte de gas desde el año 2014, por lo que el proyecto fue dividido en dos etapas operativas mismas que a continuación se describen:

La primera etapa consistía en un ducto de 48” de diámetro y aproximadamente 116 km de longitud, el cual partiría de la frontera con Estados Unidos de América, en las inmediaciones de Ciudad Camargo, Tamaulipas, hasta Los Ramones, Nuevo León. Para esta etapa, el Sistema de Transporte debía manejar 1,000 MMPCD sin contar con sistemas de compresión. Esta primera etapa del sistema debería entrar en operación comercial a más tardar el 1 de diciembre del 2014.

La segunda etapa del proyecto debería tener una capacidad de transporte de hasta 2,100 MMPCD de Gas Natural (se contaría con un sistema de compresión para alcanzar la capacidad señalada). Esta segunda etapa del sistema debería entrar en operación comercial a más tardar el 1 de diciembre del 2015.

#### **3.2 PROCEDIMIENTO PARA REALIZACION DE ANÁLISIS ECÓNOMICO**

##### **3.2.1 CONSIDERACIONES PARA LA REALIZACIÓN DEL ANÁLISIS ECÓNOMICO**

Los cálculos fueron realizados tomando en consideración la “Directiva sobre la determinación de tarifas y el traslado de precios para las actividades reguladas en materia de gas natural DIR-GAS-001-2007” y la “Directiva de contabilidad para las actividades reguladas en materia de gas natural DIR-GAS-002-1996” de la Comisión Reguladora de Energía (CRE). Los costos presentados para el proyecto fueron obtenidos de los costos de ejecución del Proyecto Los Ramones, por motivos de confidencialidad dichas cifras fueron escaladas en un cierto porcentaje que no puede ser mencionado. Dichas cifras se encuentran expresadas en USD.

El cálculo económico está basado en la metodología de la CRE ya que los costos de inversión del proyecto son recuperados mediante la asociación de una tarifa por el transporte de la molécula de gas a través de las instalaciones construidas.

##### **3.2.2 METODOLOGÍA**

Previo a la realización del análisis económico es importante considerar que la vida útil del proyecto los Ramones Fase I es de 25 años sin embargo con el objeto de



realizar un cálculo distinto al realizado por GdC y mantener la confidencialidad se considerarán de aquí en adelante una vida útil de 30 años.

La metodología de tarifas de la CRE indica que para realizar cálculo de la tarifa primero se procede a realizar un listado de los activos fijos y variables que se tuvieron durante la realización del proyecto, y a cada uno se le calcula su respectiva depreciación por una vida útil de 30 años, dicho listado se muestra en la tabla No. 12.

Es importante recordar que este proyecto se divide en dos fases Fase I (Transporte por Ducto 1,000 MMPCD sin estaciones de compresión) y Fase II (Transporte de 2,100 MMPCD con estaciones de compresión), por ello en las distintas tablas se puede apreciar unas con el costo de construcción del ducto y otras con el costo de construcción de las Estaciones de Compresión Frontera y Los Ramones.

De igual manera se incluyen otros conceptos que se ven involucrados en el desarrollo del proyecto como lo son el empaque, las contingencias y el concepto AFUDC. Es importante mencionar que no se calcula una depreciación para los DDV y el empaque ya que estos no pierden valor con respecto al tiempo todo lo contrario este aumenta.

Las contingencias consideran el 10% de los costos de desarrollo para cada una de las fases del proyecto y para los activos (ducto y estaciones de compresión). Esto anticipa la existencia de posibles sobre costos por posibles contingencias durante la ejecución del proyecto.

El cálculo del concepto de AFUDC se explica en el Marco Teórico en este documento.

Es importante mencionar que los costos presentados se encuentran escalados por motivos de confidencialidad del proyecto y de la empresa.

Con el listado antes mencionado se realiza el escalonamiento a 30 años de la inversión requerida para la ejecución del proyecto en sus distintas fases como se muestra en la tabla No. 13. En esta tabla se puede observar que los flujos de efectivo en el año cero únicamente incluyen los incurridos durante la construcción del gasoducto no así de las estaciones de compresión.

De igual manera en la tabla No. 14 se muestra el cálculo de la depreciación anual para los activos calculados para 30 años de vida útil del proyecto.

En la tabla No. 15 se muestra el cálculo de la depreciación acumulada por 30 años para la vida útil del proyecto. Esta depreciación fue calculada de acuerdo con el numeral 4 “Depreciación de Activos Fijos” de la Directiva de Contabilidad de la CRE,



la cual indica que para obtener la depreciación de los activos fijos del proyecto se deberá usar el método de línea recta. La depreciación acumulada indica el valor total de los activos al finalizar su vida útil (30 años).

En la tabla No. 16 podemos observar el cálculo del activo fijo neto; éste se obtiene de restar al activo fijo bruto la depreciación acumulada el cual sirve para indicarnos el rendimiento sobre la inversión.

Una vez que se han calculado los flujos de efectivo, se procede a calcular los costos de operación y mantenimiento. Para la fase I únicamente se considera el costo de la instalación del ducto, para la fase II se consideran las Estaciones de Compresión. El costo por la operación y mantenimiento a partir del año 2 aumenta ya que se considera el mantenimiento a equipos como lo son filtros, compresoras, aerenfriadores y otros equipos auxiliares.

En este rubro es importante mencionar que los mantenimientos son necesarios no sólo para proveer de seguridad a la instalación y a los usuarios sino también para prolongar la vida útil del proyecto. Sin embargo, es importante no excederse en los mismos ya que los costos asociados a estos son trasladados directamente a los usuarios finales del sistema.

Los costos de operación, mantenimiento y administrativos presentados en la tabla No. 17 fueron proporcionados en base a estimados del área de Operaciones de GdC.

Los costos de operación y mantenimiento son solicitados por la Directiva de Contabilidad de la CRE y son reflejados en la cuenta “Gastos de Administración” la cual indica que en esta cuenta se deberán registrar los gastos incurridos en la administración general de las operaciones del permisionario<sup>19</sup>.

Una vez reportados los costos de operación y mantenimiento se proceden a realizar el cálculo del AFUDC (Allowance for Funds Used During Construction) mostrado en la tabla 18, el cual se podría considerar como el costo de oportunidad del proyecto.

De conformidad con el acuerdo firmado con la CRE se aplica la metodología CAPM para conocer el apalancamiento de la empresa y su ROE nominal, ver tabla No, 19. El principal objetivo de esta metodología es el de determinar el costo de capital “razonable” para las empresas de gas natural tomando como referencia el riesgo de las empresas que cotizan en la bolsa de valores del mercado americano contra el riesgo de inversión en México.

---

<sup>19</sup> Directiva de Contabilidad de la CRE.



En este caso la Beta ajustada apalancada en E.U.A para el transporte de ductos reconocida por la CRE es de 0.83. Mientras que el resultado de la Beta no apalancada + Riesgo Regulatorio es de 0.66.

Es importante mencionar que la CRE también considera en su metodología el ajuste a las tarifas por efecto de inflación y riesgo cambiario por quinquenio es por ello que se observa una inflación esperada de 2.38%.

Asimismo, el ROE real determinado por la CRE es de 11.33%. El ROE nominal se determinó a través de la suma de la inflación estimada a un plazo de cinco años más el ROE Real dando un total de 13.98.

Después de la aplicación de la metodología CAPM se procede a calcular la tasa WACC tabla No. 20, el objetivo de este cálculo es el de determinar una rentabilidad apropiada para el proyecto considerando la estructura de capital, el costo de la deuda y el costo propuesto sobre el capital propio o *equity*.

El cálculo de capital de trabajo mostrado se desglosa de tomar en consideración los costos de operación y mantenimiento para los 30 años del proyecto dividido entre la jornada laboral promedio que es de 8 horas diarias (tabla No. 21).

El cálculo del ingreso requerido anual se obtiene de la suma de los costos de operación y mantenimiento de la depreciación anual, el rendimiento sobre la inversión (éste considera el capital contable, la base de activos inicial y el WACC simple real) y los impuestos.

Para el cálculo del cargo por uso y por capacidad se considera el promedio del ingreso requerido anual por el porcentaje en costos que se esperan recuperar por cualquiera de las dos modalidades (tabla No. 24).

Cabe mencionar que actualmente el cálculo tarifario está realizado únicamente para el cargo por capacidad por uso, ya que se obtiene un mayor margen de ingresos a través de este esquema.

La capacidad del sistema para el primer año Fase I (Ducto) es de 367,319,210 GJ/año que equivale a un flujo de 953 MMPCSD multiplicado por 365 días al año. Para el resto de los años la capacidad del sistema será de 772,691,880 GJ/año equivalente a 2,001 MMPCSD (ver tabla 27).

Se procede al cálculo de costos fijos y variables asociando dentro de los costos fijos una parte proporcional de los costos de OMA (96%), la depreciación anual por año, el rendimiento sobre la inversión (obtenido en la tabla 23), así como los impuestos. Con respecto a los costos variables se toma la otra proporción de los costos variables (4%).



El porcentaje de costos a recuperar mediante cargo por capacidad para esta tabla se calcula dividiendo los costos fijos entre la suma de los costos fijos más los variables. Para el porcentaje a recuperar mediante cargo por uso se calcula usando los costos variables entre la suma de los costos fijos más los variables.

Una vez conocida la capacidad y volumen que será capaz de mover el sistema se puede realizar el cálculo de la tarifa por servicio de transporte. Para ello se obtiene primero el cargo por capacidad. Éste se calcula con la suma del ingreso nivelado recuperado obtenido en la tabla 23, dividiéndolo entre la capacidad reservada por año (Ver formula 7). Para el cargo por uso se utiliza la suma del ingreso requerido nivelado recuperado para el cargo por uso entre el volumen a transportar por año (ver formula 8).

$$\text{Tarifa cargo por capacidad} = \frac{\sum \text{Requerimiento de Ingresos Anual}}{\text{Capacidad Reservada por año}} \dots (7)$$

$$\text{Tarifa cargo por uso} = \frac{\sum \text{Requerimiento de Ingresos Anual}}{\text{Volumen a transportar por año}} \dots (8)$$

La tarifa por el servicio de transporte se obtiene de la suma de la tarifa por capacidad más la suma del cargo por uso, en este caso para este proyecto es de 0.321 Dólares por GJ/día (tabla 28).

En la tabla No. 25 se observa el cálculo del EBIT (Beneficios antes de Intereses e Impuestos) el cual se calcula con la tarifa por el servicio de transporte multiplicado por la capacidad reservada por año menos los costos de operación y mantenimiento y la depreciación. Cabe destacar que el EBIT es ajustado mediante un factor de ajuste, en este caso de 16.82%

Finalmente, el flujo neto de efectivo capital total se obtiene de restar al cálculo del EBIT los impuestos teóricos, las variaciones en el capital de trabajo y la inversión, sumándole la depreciación.

Una vez que se conoce el EBIT ajustado y nivelado se procede a realizar el cálculo del requerimiento de ingresos nivelado y su correspondiente ajuste a la tarifa de prestación de servicio de transporte. Para ello se hace uso del requerimiento de ingresos por año que en este caso se obtiene de sumar el EBIT más el EBIT ajustado, el impuesto teórico y la depreciación.

Posteriormente se obtiene el promedio del requerimiento de ingresos nivelado, una vez obtenido se procede a calcular la tarifa nivelada. Ésta se calcula dividiendo el requerimiento de ingresos nivelado entre la capacidad anual reservada.



El cargo por capacidad reservada se obtiene de multiplicar la tarifa nivelada por el porcentaje de costos a recuperar mediante el cargo por capacidad. De igual manera aplicando la misma metodología se calcula el cargo por uso (tabla 30).

Para la estimación de la TIR y la VAN se inicia calculando el EBIT nivelado para lo cual se utiliza el requerimiento de ingresos nivelado y se le restan los conceptos de depreciación y costos de operación y mantenimiento nivelados.

Los impuestos teóricos se obtienen multiplicando el EBIT por la tasa de impuestos en México que es de casi 28%.

La depreciación utilizada es la depreciación acumulada calculada previamente. Con este dato, la variación de capital de trabajo y la inversión se obtiene el flujo neto de efectivo capital total.

Una vez obtenido el flujo neto de efectivo se procede a calcular su TIR por los 30 años de vida útil del proyecto, adicionalmente se calcula el VPN considerando una tasa de interés de 11% considerando que la TIR obtenida fue del 11% y es teóricamente el valor al cual el VPN sería igual a cero (tabla 31).



**Tabla 12.** Listado de conceptos diferenciados entre fijos y variables\*.

Concepto Activo	Fijo o Variable (F o V)	Vida Útil (años)	Tasa depreciación anual	Valor de adquisición Dólares
<b>Ducto</b>				
Materiales (ducto)	F	30	0.033333333	\$187,220,964.40
Ingeniería, Construcción y puesta en marcha (ducto)	F	30	0.033333333	\$89,782,083.45
Scada, sistemas de control y telecom (ducto)	F	30	0.033333333	\$2,000,110.05
Refacciones (ducto)	F	NA	-	
Interconexiones (ducto)	F	NA	-	
Terrenos y Derechos de vía (ducto)	F	NA	-	\$5,632,005.10
Administración del proyecto, FEED (ducto)	F	30	0.033333333	\$7,962,714.05
Permisos (ducto)	F	30	0.033333333	\$1,858,275.00
Gastos generales y de administración (ducto)	F	30	0.033333333	\$400,315.24
Consultores y abogados (ducto)	F	30	0.033333333	\$2,273,672.70
Seguros durante la construcción (ducto)	F	30	0.033333333	\$1,620,000.00
Empaque (ducto)	F	NA	-	\$1,055,732.37
Contingencias @ 10% (ducto)	F	30	0.033333333	\$29,980,587.23
AFUDC (ducto)	F	30	0.033333333	\$38,609,343.88
<b>Costos asociados (Ingeniería, Procura, Construcción, Refacciones, Permisos, Gastos, Seguros, Empaque, etc)</b>				<b>\$368,395,803.46</b>
<b>Estación de Compresión Frontera</b>				
Materiales (estación de compresión frontera)	F	29	0.034482759	\$106,786,517.40
Ingeniería, Construcción y puesta en marcha (estación de compresión frontera)	F	29	0.034482759	\$33,753,373.08
Scada, sistemas de control y telecom (estación de compresión frontera)	F	29	0.034482759	\$11,518,205.75
Refacciones (estación de compresión frontera)	F	NA	-	
Interconexiones (estación de compresión frontera)	F	NA	-	
Terrenos y Derechos de vía ducto (estación de compresión frontera)	F	NA	-	\$2,176,909.77
Administración del proyecto, FEED (estación de compresión frontera)	F	29	0.034482759	\$6,704,671.32
Permisos (estación de compresión frontera)	F	NA	-	
Gastos generales y de administración (estación de compresión frontera)	F	29	0.034482759	\$522,569.56
Consultores y abogados (estación de compresión frontera)	F	29	0.034482759	\$2,273,672.70
Seguros durante la construcción (estación de compresión frontera)	F	29	0.034482759	\$945,000.00
Empaque (estación de compresión frontera)	F	NA	-	\$140,764.32
Contingencias @ 10% (estación de compresión frontera)	F	29	0.034482759	\$16,482,168.39
AFUDC (estación de compresión frontera)	F	29	0.034482759	\$33,209,612.93
<b>Costos asociados (Ingeniería, Procura, Construcción, Refacciones, Permisos, Gastos, Seguros, Empaque, etc)</b>				<b>\$214,513,465.21</b>
<b>Estación de Compresión Ramones</b>				
Materiales (estación de compresión ramones)	F	29	0.034482759	\$181,788,730.65
Ingeniería, Construcción y puesta en marcha (estación de compresión ramones)	F	29	0.034482759	\$55,232,792.31
Scada, sistemas de control y telecom (estación de compresión ramones)	F	29	0.034482759	\$11,518,205.75
Refacciones (estación de compresión ramones)	F	NA	-	
Interconexiones (estación de compresión ramones)	F	NA	-	
Terrenos y Derechos de vía ducto (estación de compresión ramones)	F	NA	-	\$2,176,909.77



Administración del proyecto, FEED (estación de compresión ramones)	F	29	0.034482759	\$10,079,236.62
Permisos (estación de compresión ramones)	F	NA	-	
Gastos generales y de administración (estación de compresión ramones)	F	29	0.034482759	\$6,641,571.37
Consultores y abogados (estación de compresión ramones)	F	29	0.034482759	\$2,273,672.70
Seguros durante la construcción (estación de compresión ramones)	F	29	0.034482759	\$1,485,000.00
Empaque (estación de compresión ramones)	F	NA	-	\$211,146.47
Costos de desarrollo	F	29	0.034482759	
Contingencias @ 10% (estación de compresión ramones)	F	29	0.034482759	\$27,140,726.57
AFUDC (estación de compresión ramones)	F	29	0.034482759	\$48,767,738.98
<b>Costos asociados (Ingeniería, Procura, Construcción, Refacciones, Permisos, Gastos, Seguros, Empaque, etc)</b>				<b>\$347,315,731.20</b>
			<b>Total Base de Activos</b>	<b>\$930,224,999.87</b>

\*Costo expresado en dólares

**Tabla 13. Flujo de Efectivo proyectado a 30 años\***

Concepto Activo	Valor de adquisición Dólares	0	5	10	15	20	25	30
<b>Ducto</b>								
<b>Costos asociados</b>	\$368,395,803.46	\$368,395,803.46	\$368,395,803.46	\$368,395,803.46	\$368,395,803.46	\$368,395,803.46	\$368,395,803.46	\$368,395,803.46
<b>Estación de Compresión Frontera</b>								
<b>Costos asociados</b>	\$214,513,465.21	-	\$214,513,465.21	\$214,513,465.21	\$214,513,465.21	\$214,513,465.21	\$214,513,465.21	\$214,513,465.21
<b>Estación de Compresión Ramones</b>								
<b>Costos asociados</b>	\$347,315,731.20	-	\$347,315,731.20	\$347,315,731.20	\$347,315,731.20	\$347,315,731.20	\$347,315,731.20	\$347,315,731.20
<b>Total</b>		<b>\$368,395,803.46</b>	<b>\$930,224,999.87</b>	<b>\$930,224,999.87</b>	<b>\$930,224,999.87</b>	<b>\$930,224,999.87</b>	<b>\$930,224,999.87</b>	<b>\$930,224,999.87</b>

\*Costo expresado en dólares



**Tabla 14.** Cálculo de depreciación anual por 30 años\*

Concepto Activo	Tasa depreciación Anual	Valor de adquisición Dólares	1	5	10	15	20	25	30
<b>Ducto</b>									
Costos asociados	0.033333333	\$361,708,066.00	\$12,056,935.53	\$12,056,935.53	\$12,056,935.53	\$12,056,935.53	\$12,056,935.53	\$12,056,935.53	\$12,056,935.53
<b>Estación de Compresión Frontera</b>									
Costos asociados	0.034482759	\$212,195,791.12	-	\$7,317,096.25	\$7,317,096.25	\$7,317,096.25	\$7,317,096.25	\$7,317,096.25	\$7,317,096.25
<b>Estación de Compresión Ramones</b>									
Costos asociados	0.034482759	\$344,927,674.95	-	\$11,894,057.76	\$11,894,057.76	\$11,894,057.76	\$11,894,057.76	\$11,894,057.76	\$11,894,057.76
	<b>Total Base de Activos</b>	<b>\$918,831,532.07</b>	<b>\$12,056,935.53</b>	<b>\$31,268,089.54</b>	<b>\$31,268,089.54</b>	<b>\$31,268,089.54</b>	<b>\$31,268,089.54</b>	<b>\$31,268,089.54</b>	<b>\$31,268,089.54</b>

\*Costo expresado en dólares

**Tabla 15.** Cálculo de depreciación acumulada por 30 años \*

Concepto Activo	Tasa depreciación Anual	Valor de adquisición Dólares	1	5	10	15	20	25	30
<b>Ducto</b>									
Costos asociados	0.033333333	\$361,708,066.00	\$12,056,935.53	\$60,284,677.67	\$120,569,355.33	\$180,854,033.00	\$241,138,710.66	\$301,423,388.33	\$361,708,066.00
<b>Estación de Compresión Frontera</b>									
Costos asociados	0.034482759	\$212,195,791.12	-	\$29,268,384.98	\$65,853,866.21	\$102,439,347.44	\$139,024,828.67	\$175,610,309.89	\$212,195,791.12
<b>Estación de Compresión Ramones</b>									
Costos asociados	0.034482759	\$344,927,674.95	-	\$47,576,231.03	\$107,046,519.81	\$166,516,808.60	\$225,987,097.38	\$285,457,386.17	\$344,927,674.95
	<b>Total Base de Activos</b>	<b>\$918,831,532.07</b>	<b>\$12,056,935.53</b>	<b>\$137,129,293.68</b>	<b>\$293,469,741.35</b>	<b>\$449,810,189.03</b>	<b>\$606,150,636.71</b>	<b>\$762,491,084.39</b>	<b>\$918,831,532.07</b>

\*Costo expresado en dólares



**Tabla 16. Activo Fijo Neto**

Concepto	Valor de adquisición	0	5	10	15	20	25	30
Activo	Dólares							
<b>Ducto</b>								
Costos asociados	\$368,395,803.46	\$368,395,803.46	\$308,111,125.79	\$247,826,448.13	\$187,541,770.46	\$127,257,092.80	\$66,972,415.13	\$0.00
<b>Estación de Compresión Frontera</b>								
Costos asociados	\$214,513,465.21	-	\$185,245,080.23	\$148,659,599.00	\$112,074,117.77	\$75,488,636.54	\$38,903,155.32	\$0.00
<b>Estación de Compresión Ramones</b>								
Costos asociados	\$347,315,731.20	-	\$299,739,500.17	\$240,269,211.38	\$180,798,922.60	\$121,328,633.81	\$61,858,345.03	\$0.00
<b>Total</b>		<b>\$368,395,803.46</b>	<b>\$793,095,706.19</b>	<b>\$636,755,258.51</b>	<b>\$480,414,810.83</b>	<b>\$324,074,363.16</b>	<b>\$167,733,915.48</b>	<b>\$0.00</b>

\*Costo expresado en dólares

**Tabla 17. Costos de operación, mantenimiento y administración proyectados a 30 años\***

	1	5	10	15	20	25	30
<b>Operación y Mantenimiento</b>	\$3,258,605.31	\$8,000,000.00	\$8,000,000.00	\$8,000,000.00	\$8,000,000.00	\$8,000,000.00	\$8,000,000.00
<b>Gastos Administrativos</b>	\$860,679.13	\$2,113,000.00	\$2,113,000.00	\$2,113,000.00	\$2,113,000.00	\$2,113,000.00	\$2,113,000.00
<b>Seguros en operación</b>	\$692,453.63	\$1,700,000.00	\$1,700,000.00	\$1,700,000.00	\$1,700,000.00	\$1,700,000.00	\$1,700,000.00
<b>Mantenimientos anuales</b>	\$203,662.83	\$500,000.00	\$500,000.00	\$500,000.00	\$500,000.00	\$500,000.00	\$500,000.00
<b>Total</b>	<b>\$5,015,401</b>	<b>\$12,313,000</b>	<b>\$12,313,000</b>	<b>\$12,313,000</b>	<b>\$12,313,000</b>	<b>\$12,313,000</b>	<b>\$12,313,000</b>

\*Costo expresado en dólares



Tabla 18. Calculo del AFUDC\*

Fecha de la aportación	Aportaciones de GDC Inversión 1	Aportación acumulada Inversión 1	Costo Financiero Inversión 1	Aportaciones de GDC Inversión 2	Aportación acumulada Inversión 2	Costo Financiero Inversión 2	Aportaciones de GDC Inversión 3	Aportación acumulada Inversión 3	Costo Financiero Inversión 3	Costo Financiero Total	Tasa interna de retorno	% mensual Inversión 1	% mensual Inversión 2	% mensual Inversión 3
MAYO 2013	\$16,631,475.99	\$16,631,475.99	\$156,975.41	\$1,094,734.90	\$1,094,734.90	\$10,332.60	\$1,384,773.66	\$1,384,773.66			0.113261437	0.050431046	0.006038123	0.004638362
JUNIO 2013	\$16,631,475.99	\$33,262,951.98	\$313,950.81	\$1,094,734.90	\$2,189,469.81	\$20,665.21	\$1,384,773.66	\$2,769,547.32			0.113261437	0.050431046	0.006038123	0.004638362
JULIO 2013	\$16,631,475.99	\$49,894,427.97	\$470,926.22	\$1,094,734.90	\$3,284,204.71	\$30,997.81	\$1,384,773.66	\$4,154,320.98	\$39,210.36	\$541,134.39	0.113261437	0.050431046	0.006038123	0.004638362
AGOSTO 2013	\$17,361,883.46	\$67,256,311.43	\$634,795.54	\$4,532,225.64	\$7,816,430.36	\$73,775.01	\$6,976,903.59	\$11,131,224.57	\$105,061.54	\$813,632.09	0.113261437	0.052645835	0.024997956	0.023369454
SEPTIEMBRE 2013	\$17,350,627.47	\$84,606,938.90	\$798,558.62	\$4,471,190.48	\$12,287,620.83	\$115,976.13	\$6,912,968.33	\$18,044,192.91	\$170,309.27	\$1,084,844.02	0.113261437	0.052611704	0.02466131	0.0231553
OCTUBRE 2013	\$17,350,627.47	\$101,957,566.38	\$962,321.70	\$6,171,518.73	\$18,459,139.57	\$174,225.72	\$6,912,968.33	\$24,957,161.24	\$235,556.99	\$1,372,104.42	0.113261437	0.052611704	0.034039645	0.0231553
NOVIEMBRE 2013	\$17,769,078.61	\$119,726,644.99	\$1,130,034.32	\$6,265,323.92	\$24,724,463.49	\$233,360.69	\$11,143,683.91	\$36,100,845.15	\$340,736.13	\$1,704,131.14	0.113261437	0.053880558	0.034557037	0.037326273
DICIEMBRE 2013	\$19,494,027.46	\$139,220,672.45	\$1,314,027.78	\$8,453,759.70	\$33,178,223.19	\$313,151.10	\$12,823,684.00	\$48,924,529.15	\$461,771.87	\$2,088,950.75	0.113261437	0.059111061	0.046627579	0.042953509
ENERO 2014	\$34,208,680.93	\$173,429,353.38	\$1,636,904.81	\$5,968,091.40	\$39,146,314.59	\$369,480.65	\$10,832,328.35	\$59,756,857.50	\$564,012.29	\$2,570,397.75	0.113261437	0.103729792	0.03291762	0.036283374
FEBRERO 2014	\$34,843,221.85	\$208,272,575.23	\$1,965,770.92	\$5,968,091.40	\$45,114,405.99	\$425,810.20	\$10,832,328.35	\$70,589,185.84	\$666,252.72	\$3,057,833.84	0.113261437	0.105653889	0.03291762	0.036283374
MARZO 2014	\$34,852,580.44	\$243,125,155.67	\$2,294,725.37	\$6,314,624.21	\$51,429,030.19	\$485,410.49	\$11,749,892.79	\$82,339,078.64	\$777,153.53	\$3,557,289.38	0.113261437	0.105682266	0.034828958	0.039356797
ABRIL 2014	\$35,520,530.81	\$278,645,686.48	\$2,629,984.23	\$8,301,740.51	\$59,730,770.71	\$563,766.07	\$9,889,173.09	\$92,228,251.73	\$870,492.02	\$4,064,242.32	0.113261437	0.107707669	0.045789102	0.033124232
MAYO 2014	\$20,179,655.15	\$298,825,341.63	\$2,820,448.95	\$22,535,693.76	\$82,266,464.47	\$776,468.16	\$11,129,652.89	\$103,357,904.62	\$975,538.73	\$4,572,455.85	0.113261437	0.061190066	0.124297931	0.037279276
JUNIO 2014	\$19,556,952.01	\$318,382,293.63	\$3,005,036.33	\$23,021,771.03	\$105,288,235.50	\$993,758.07	\$9,889,173.09	\$113,247,077.71	\$1,068,877.23	\$5,067,671.62	0.113261437	0.059301865	0.12697894	0.033124232
JULIO 2014	\$2,725,564.63	\$321,107,858.27	\$3,030,761.44	\$21,137,243.44	\$126,425,478.94	\$1,193,260.95	\$9,889,173.09	\$123,136,250.80	\$1,162,215.72	\$5,386,238.11	0.113261437	0.008264635	0.116584635	0.033124232
AGOSTO 2014	\$2,725,564.63	\$323,833,422.90	\$3,056,486.56	\$14,732,762.30	\$141,158,241.24	\$1,332,315.43	\$13,388,860.53	\$136,525,111.33	\$1,288,585.85	\$5,677,387.84	0.113261437	0.008264635	0.081260062	0.044846594
SEPTIEMBRE 2014	\$2,612,385.30	\$326,445,808.20	\$3,081,143.43	\$5,267,867.12	\$146,426,108.36	\$1,382,035.95	\$11,770,017.95	\$148,295,129.27	\$1,399,676.61	\$5,862,855.99	0.113261437	0.007921445	0.029055462	0.039424207
OCTUBRE 2014	\$1,113,550.46	\$327,559,358.66	\$3,091,653.63	\$5,267,867.12	\$151,693,975.49	\$1,431,756.46	\$33,055,114.50	\$181,350,243.77	\$1,711,665.76	\$6,235,075.85	0.113261437	0.00337658	0.029055462	0.110719601
NOVIEMBRE 2014	\$1,113,550.46	\$328,672,909.12	\$3,102,163.82	\$7,279,461.06	\$158,973,436.55	\$1,500,463.32	\$33,448,611.69	\$214,798,855.46	\$2,027,368.91	\$6,629,996.05	0.113261437	0.00337658	0.040150614	0.112037637
DICIEMBRE 2014	\$1,113,550.46	\$329,786,459.58	\$3,112,674.01	\$7,279,461.06	\$166,252,897.61	\$1,569,170.17	\$31,290,430.16	\$246,089,285.63	\$2,322,702.17	\$7,004,546.35	0.113261437	0.00337658	0.040150614	0.104808711
ENERO 2015				\$3,841,970.32	\$170,094,867.93	\$1,605,432.42	\$19,868,047.71	\$265,957,333.34	\$2,510,225.80	\$4,115,658.23	0.113261437	0	0.021190782	0.066548924
FEBRERO 2015				\$3,841,970.32	\$173,936,838.25	\$1,641,694.68	\$7,828,589.23	\$273,785,922.57	\$2,584,115.57	\$4,225,810.25	0.113261437	0	0.021190782	0.026222214
MARZO 2015				\$2,948,210.76	\$176,885,049.02	\$1,669,521.23	\$1,328,911.62	\$275,114,834.18	\$2,596,658.44	\$4,266,179.67	0.113261437	0	0.016261159	0.00445125
ABRIL 2015				\$736,467.21	\$177,621,516.23	\$1,676,472.34	\$4,484,735.04	\$279,599,569.22	\$2,638,987.40	\$4,315,459.74	0.113261437	0	0.00406206	0.015021823
MAYO 2015				\$736,467.21	\$178,357,983.44	\$1,683,423.45	\$4,484,735.04	\$284,084,304.26	\$2,681,316.37	\$4,364,739.82	0.113261437	0	0.00406206	0.015021823
JUNIO 2015				\$736,467.21	\$179,094,450.65	\$1,690,374.56	\$4,484,735.04	\$288,569,039.30	\$2,723,645.33	\$4,414,019.89	0.113261437	0	0.00406206	0.015021823
JULIO 2015				\$736,467.21	\$179,830,917.86	\$1,697,325.67	\$4,484,735.04	\$293,053,774.34	\$2,765,974.29	\$4,463,299.96	0.113261437	0	0.00406206	0.015021823
AGOSTO 2015				\$736,467.21	\$180,567,385.07	\$1,704,276.78	\$4,484,735.04	\$297,538,509.38	\$2,808,303.25	\$4,512,580.03	0.113261437	0	0.00406206	0.015021823
SEPTIEMBRE 2015				\$736,467.21	\$181,303,852.28	\$1,711,227.90	\$1,009,482.84	\$298,547,992.22	\$2,817,831.21	\$4,529,059.10	0.113261437	0	0.00406206	0.003381308
OCTUBRE 2015				0	\$181,303,852.28	\$1,711,227.90	0	\$298,547,992.22	\$2,817,831.21	\$4,529,059.10	0.113261437	0	0	0
NOVIEMBRE 2015				0	\$181,303,852.28	\$1,711,227.90	0	\$298,547,992.22	\$2,817,831.21	\$4,529,059.10	0.113261437	0	0	0
DICIEMBRE 2015				0	\$181,303,852.28	\$1,711,227.90	0	\$298,547,992.22	\$2,817,831.21	\$4,529,059.10	0.113261437	0	0	0
	<b>\$329,786,459.58</b>			<b>\$181,303,852.28</b>			<b>\$298,547,992.22</b>			<b>\$120,084,771.75</b>				

\* Costo expresado en dólares



Tabla 19. Calculo de Beta Apalancada

Parámetros	Acuerdo CRE	5	10	15	20	25	30
	(actualizado a dic06)	1erQ	1erQ	1erQ	1erQ	1erQ	1erQ
<b>Beta apalancada empresas de EUA</b>	0.83	0.83	0.83	0.83	0.83	0.83	0.83
Beta no apalancada empresas de EUA	0.46	0.46	0.46	0.46	0.46	0.46	0.46
Riesgo Regulatorio (RR)	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20
<b>Beta no apalancada empresas de EUA + RR</b>	<b>0.66</b>	<b>0.66</b>	<b>0.66</b>	<b>0.66</b>	<b>0.66</b>	<b>0.66</b>	<b>0.66</b>
Tasa ISR México	28%	28.00%	28.00%	28.00%	28.00%	28.00%	28.00%
% Deuda promedio en el quinquenio	0%	0.0%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
% Equity promedio en el quinquenio	100%	100.0%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
<b>D/E promedio</b>	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Beta apalancada permisionario	0.66	0.66	0.66	0.66	0.66	0.66	0.66
Tasa libre de riesgo 30 años	7.82%	7.82%	7.82%	7.82%	7.82%	7.82%	7.82%
Prima de mercado 30 años	6.24%	6.24%	6.24%	6.24%	6.24%	6.24%	6.24%
ROE Nominal (%) antes de RP	11.9%	11.92%	11.92%	11.92%	11.92%	11.92%	11.92%
Riesgo país EMBI+ Spread México 5años	2.06%	2.06%	2.06%	2.06%	2.06%	2.06%	2.06%
<b>ROE Nominal (%)</b>	<b>13.98%</b>	<b>13.98%</b>	<b>13.98%</b>	<b>13.98%</b>	<b>13.98%</b>	<b>13.98%</b>	<b>13.98%</b>
Inflación esperada EE.UU 5 años	2.38%	2.38%	2.38%	2.38%	2.38%	2.38%	2.38%
<b>ROE real (%)</b>	<b>11.33%</b>	<b>11.33%</b>	<b>11.33%</b>	<b>11.33%</b>	<b>11.33%</b>	<b>11.33%</b>	<b>11.33%</b>

\*Costo en dólares

Tabla 20. Calculo de tasa WACC\*

	1	5	10	15	20	25	30
<b>% Deuda al inicio del periodo</b>	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
<b>Costo deuda nominal</b>	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%
<b>Costo deuda real antes de impuestos</b>	4.51%	4.51%	4.51%	4.51%	4.51%	4.51%	4.51%
<b>% Equity</b>	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
<b>Costo equity nominal después de impuestos</b>	13.98%	13.98%	13.98%	13.98%	13.98%	13.98%	13.98%
<b>Costo equity real después de impuestos</b>	11.33%	11.33%	11.33%	11.33%	11.33%	11.33%	11.33%
<b>WACC simple nominal</b>	13.98%	13.98%	13.98%	13.98%	13.98%	13.98%	13.98%
<b>Inflación estimada</b>	2.38%	2.38%	2.38%	2.38%	2.38%	2.38%	2.38%
<b>WACC simple real</b>	11.33%	11.33%	11.33%	11.33%	11.33%	11.33%	11.33%

\*Costo en dólares



**Tabla 21.** Calculo de Capital de Trabajo\*

	1	5	10	15	20	25	30
<b>Capital de trabajo</b>	\$626,925.11	\$1,539,125.00	\$1,539,125.00	\$1,539,125.00	\$1,539,125.00	\$1,539,125.00	\$1,539,125.00

\*Costo en dólares

**Tabla 22.** Base de Activos\*

	0	5	10	15	20	25	30
<b>Activo fijo bruto al final del periodo</b>	\$368,395,803.46	\$930,224,999.87	\$930,224,999.87	\$930,224,999.87	\$930,224,999.87	\$930,224,999.87	\$930,224,999.87
<b>Depreciación anual</b>	0	\$31,268,089.54	\$31,268,089.54	\$31,268,089.54	\$31,268,089.54	\$31,268,089.54	\$31,268,089.54
<b>Depreciación acumulada</b>	0	\$137,129,293.68	\$293,469,741.35	\$449,810,189.03	\$606,150,636.71	\$762,491,084.39	\$918,831,532.07
<b>Activo fijo neto al final del periodo</b>	\$368,395,803.46	\$793,095,706.19	\$636,755,258.51	\$480,414,810.83	\$324,074,363.16	\$167,733,915.48	\$11,393,467.80
<b>Capital de trabajo</b>	0	\$1,539,125.00	\$1,539,125.00	\$1,539,125.00	\$1,539,125.00	\$1,539,125.00	\$1,539,125.00
<b>Base de activos al final del periodo</b>	\$368,395,803.46	\$794,634,831.19	\$638,294,383.51	\$481,953,935.83	\$325,613,488.16	\$169,273,040.48	\$12,932,592.80
<b>Base de activos promedio</b>		\$810,268,875.96	\$653,928,428.28	\$497,587,980.60	\$341,247,532.92	\$184,907,085.25	\$28,566,637.57

\*Costo en dólares



**Tabla 23.** Ingreso requerido nivelado\*

	1	5	10	15	20	25	30
<b>Costos O&amp;M</b>	\$5,015,400.90	\$12,313,000.00	\$12,313,000.00	\$12,313,000.00	\$12,313,000.00	\$12,313,000.00	\$12,313,000.00
<b>Depreciación</b>	\$12,056,935.53	\$31,268,089.54	\$31,268,089.54	\$31,268,089.54	\$31,268,089.54	\$31,268,089.54	\$31,268,089.54
<b>Rendimiento sobre inversión</b>	\$41,725,037.90	\$93,542,951.21	\$75,835,607.53	\$58,128,263.84	\$40,420,920.15	\$22,713,576.46	\$5,006,232.78
<b>Rendimiento - intereses</b>	-	-	-	-	-	-	-
<b>Rendimiento - capital contable</b>	\$41,725,037.90	\$93,542,951.21	\$75,835,607.53	\$58,128,263.84	\$40,420,920.15	\$22,713,576.46	\$5,006,232.78
<b>Base de activos al inicio del periodo</b>	\$368,395,803.46	\$825,902,920.73	\$669,562,473.05	\$513,222,025.37	\$356,881,577.69	\$200,541,130.01	\$44,200,682.33
<b>WACC simple real</b>	0.113261437	0.113261437	0.113261437	0.113261437	0.113261437	0.113261437	0.113261437
<b>Impuestos</b>	\$16,226,403.63	\$36,377,814.36	\$29,491,625.15	\$22,605,435.94	\$15,719,246.73	\$8,833,057.51	\$1,946,868.30
<b>Tasa de impuestos MEXICO</b>	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28
<b>TOTAL</b>	\$75,023,777.96	\$173,501,855.11	\$148,908,322.21	\$124,314,789.31	\$99,721,256.41	\$75,127,723.51	\$50,534,190.61

\*Costo en dólares

**Tabla 24.** Calculo de Costos Fijos y Variables\*

	1	5	10	15	20	25	30
<b>Costos FIJOS</b>							
<b>Costos OMA</b>	\$4,811,738.07	\$11,813,000.00	\$11,813,000.00	\$11,813,000.00	\$11,813,000.00	\$11,813,000.00	\$11,813,000.00
<b>Depreciación</b>	\$12,056,935.53	\$31,268,089.54	\$31,268,089.54	\$31,268,089.54	\$31,268,089.54	\$31,268,089.54	\$31,268,089.54
<b>Rendimiento sobre la inversión</b>	\$41,725,037.90	\$93,542,951.21	\$75,835,607.53	\$58,128,263.84	\$40,420,920.15	\$22,713,576.46	\$5,006,232.78
<b>Impuestos</b>	\$16,226,403.63	\$36,377,814.36	\$29,491,625.15	\$22,605,435.94	\$15,719,246.73	\$8,833,057.51	\$1,946,868.30
<b>Costos VARIABLES</b>							
<b>Costos OMA</b>	\$203,662.83	\$500,000.00	\$500,000.00	\$500,000.00	\$500,000.00	\$500,000.00	\$500,000.00
<b>Depreciación</b>	-	-	-	-	-	-	-
<b>Rendimiento sobre la inversión</b>	-	-	-	-	-	-	-
<b>Impuestos</b>	-	-	-	-	-	-	-
<b>% costos a recuperar mediante cargo por capacidad</b>	99.73%	99.71%	99.66%	99.60%	99.50%	99.33%	99.01%
<b>% costos a recuperar mediante cargo por uso</b>	0.27%	0.29%	0.34%	0.40%	0.50%	0.67%	1.00%

\*Costo en dólares



**Tabla 25.** Flujo neto de efectivo capital total y ajuste para el ingreso requerido nivelado\*

	0	1	5	10	15	20	25	30
<b>EBIT</b>		<b>\$100,843,040.04</b>	<b>\$74,334,286.94</b>	<b>\$74,334,286.94</b>	<b>\$74,334,286.94</b>	<b>\$74,334,286.94</b>	<b>\$74,334,286.94</b>	<b>\$74,334,286.94</b>
<b>(+/-) Factor de ajuste para el requerimiento de ingreso</b>		16.82%	16.82%	16.82%	16.82%	16.82%	16.82%	16.82%
<b>EBIT ajustado</b>		\$16,961,685.05	\$12,502,942.82	\$12,502,942.82	\$12,502,942.82	\$12,502,942.82	\$12,502,942.82	\$12,502,942.82
<b>(-) Impuesto teórico</b>		\$32,985,323.02	\$24,314,424.33	\$24,314,424.33	\$24,314,424.33	\$24,314,424.33	\$24,314,424.33	\$24,314,424.33
<b>(+) Ahorro de impuestos</b>		-	-	-	-	-	-	-
<b>(+) Depreciación</b>		\$12,056,935.53	\$31,268,089.54	\$31,268,089.54	\$31,268,089.54	\$31,268,089.54	\$31,268,089.54	\$31,268,089.54
<b>(+/-) Variaciones en capital de trabajo</b>		-\$626,925.11	-	-	-	-	-	-
<b>(+/-) Inversión</b>	-\$368,395,803.5	-\$561,829,196.41	-	-	-	-	-	-
<b>Flujo Neto de Efectivo Capital Total</b>	<b>-\$368,395,803.5</b>	<b>-\$465,579,783.9</b>	<b>\$93,790,895.0</b>	<b>\$93,790,895.0</b>	<b>\$93,790,895.0</b>	<b>\$93,790,895.0</b>	<b>\$93,790,895.0</b>	<b>\$93,780,895.0</b>

\*Costo en dólares

**Tabla 26.** Capacidad y Volumen\*

	1	5	10	15	20	25	30
<b>Ingreso requerido anual</b>	\$75,023,777.96	\$173,501,855.11	\$148,908,322.21	\$124,314,789.31	\$99,721,256.41	\$75,127,723.51	\$50,534,190.61
<b>Ingreso nivelado a recuperar mediante cargo por capacidad</b>	\$117,592,133.03	\$117,572,421.67	\$117,516,300.50	\$117,437,974.14	\$117,321,013.64	\$117,127,477.63	\$116,745,564.83
<b>Ingreso nivelado a recuperar mediante cargo por uso</b>	\$320,960.98	\$340,783.12	\$397,256.10	\$476,163.73	\$594,188.32	\$790,002.81	\$1,178,316.48
<b>Capacidad reservada por año</b>	367,319,210.00	770,580,700.00	772,691,880.00	770,580,700.00	770,580,700.00	770,580,700.00	770,580,700.00
<b>Volumen a transportar por año</b>	367,319,210.00	770,580,700.00	772,691,880.00	770,580,700.00	770,580,700.00	770,580,700.00	770,580,700.00

\*Costo en dólares

**Tabla 27.** Determinación de Capacidad \*

	1	5	10	15	20	25	30
<b>Capacidad (gjoules/año)</b>	367,319,210.00	770,580,700.00	772,691,880.00	770,580,700.00	770,580,700.00	770,580,700.00	770,580,700.00
<b>Volumen (gjoules/año)</b>	367,319,210.00	770,580,700.00	772,691,880.00	770,580,700.00	770,580,700.00	770,580,700.00	770,580,700.00

\*Costo en dólares



**Tabla 28.** Calculo de tarifas\*

	1	5	10	15	20	25	30
<b>Ingreso anual por tarifa</b>	\$98,298,846.53	\$98,298,846.53	\$98,298,846.53	\$98,298,846.53	\$98,298,846.53	\$98,298,846.53	\$98,298,846.53
<b>Cargo por capacidad (usd/gjoules)</b>	\$0.319	\$0.152	\$0.152	\$0.152	\$0.152	\$0.152	\$0.152
<b>Cargo por uso (usd/gjoules)</b>	\$0.002	\$0.001	\$0.001	\$0.001	\$0.001	\$0.001	\$0.001
<b>Tarifa por el Servicio de Transporte</b>	\$0.321	\$0.153	\$0.153	\$0.153	\$0.153	\$0.153	\$0.153

\*Costo en dólares

**Tabla 29.** Costos afectados por inflación\*

	1	5	10	15	20	25	30
<b>Costos afectados por Inflación en México</b>							
<b>Costos OMA</b>	-	-	-	-	-	-	-
<b>Depreciación</b>	-	-	-	-	-	-	-
<b>Rendimiento sobre la inversión</b>	-	-	-	-	-	-	-
<b>Impuestos</b>	\$16,226,403.63	\$36,377,814.36	\$29,491,625.15	\$22,605,435.94	\$15,719,246.73	\$8,833,057.51	\$1,946,868.30
<b>Costos afectados por Inflación en EUA y TC</b>							
<b>Costos OMA</b>	\$5,015,400.90	\$12,313,000.00	\$12,313,000.00	\$12,313,000.00	\$12,313,000.00	\$12,313,000.00	\$12,313,000.00
<b>Depreciación</b>	\$12,056,935.53	\$31,268,089.54	\$31,268,089.54	\$31,268,089.54	\$31,268,089.54	\$31,268,089.54	\$31,268,089.54
<b>Rendimiento sobre la inversión</b>	\$41,725,037.90	\$93,542,951.21	\$75,835,607.53	\$58,128,263.84	\$40,420,920.15	\$22,713,576.46	\$5,006,232.78
<b>Impuestos</b>	-	-	-	-	-	-	-
<b>Proporción de costos afectados por inflación en México</b>	18%						
<b>Proporción de costos afectados por inflación en EUA y TC</b>	82%						

\*Costo en dólares

**Tabla 30.** Requerimiento de Ingresos Nivelado Ajustado y Tarifas\*

	1	5	10	15	20	25	30
<b>Requerimiento de Ingreso por año (usd)</b>	\$162,846,983.65	\$142,419,743.62	\$142,419,743.62	\$142,419,743.62	\$142,419,743.62	\$142,419,743.62	\$142,419,743.62
<b>Requerimiento de Ingreso Nivelado (usd)</b>	\$143,100,651.62	\$143,100,651.62	\$143,100,651.62	\$143,100,651.62	\$143,100,651.62	\$143,100,651.62	\$143,100,651.62
<b>Capacidad anual reservada (gjoules)</b>	\$367,319,210.00	\$770,580,700.00	\$772,691,880.00	\$770,580,700.00	\$770,580,700.00	\$770,580,700.00	\$770,580,700.00
<b>Tarifa (usd/gjoules)</b>	\$0.389581181	\$0.185704952	\$0.185197561	\$0.185704952	\$0.185704952	\$0.185704952	\$0.185704952
<b>Cargo por capacidad reservada (usd/gjoules)</b>	\$0.388523607	\$0.185169785	\$0.18457571	\$0.184958037	\$0.184773831	\$0.184469023	\$0.183867533
<b>Cargo por uso de capacidad reservada (usd/gjoules)</b>	\$0.001060453	\$0.000536714	\$0.000623946	\$0.00074993	\$0.000935812	\$0.001244209	\$0.001855781

\*Costo en dólares



**Tabla 31.** Flujo neto de efectivo capital total del Ingreso requerido\*

	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>5</b>	<b>10</b>	<b>15</b>	<b>20</b>	<b>25</b>	<b>30</b>
<b>EBIT</b>	-	\$126,028,315.19	\$99,519,562.09	\$99,519,562.09	\$99,519,562.09	\$99,519,562.09	\$99,519,562.09	\$99,519,562.09
<b>(-) Impuesto teórico</b>	-	\$35,287,928.25	\$27,865,477.38	\$27,865,477.38	\$27,865,477.38	\$27,865,477.38	\$27,865,477.38	\$27,865,477.38
<b>(+) Ahorro de impuestos</b>	-	0	0	0	0	0	0	0
<b>(+) Depreciación</b>	-	\$12,056,935.53	\$31,268,089.54	\$31,268,089.54	\$31,268,089.54	\$31,268,089.54	\$31,268,089.54	\$31,268,089.54
<b>(+/-) Variaciones en capital de trabajo</b>	-	-\$626,925.1	-	-	-	-	-	-
<b>(+/-) Inversión</b>	-\$368,395,803.5	-\$561,829,196.4	-	-	-	-	-	-
<b>Flujo Neto de Efectivo Capital Total</b>	-\$368,395,803.5	-\$459,658,799.0	\$102,922,174.2	\$102,922,174.2	\$102,922,174.2	\$102,922,174.2	\$102,922,174.2	\$102,922,174.2
<b>TIR resultante capital total</b>	11%							
<b>VPN del Flujo neto de efectivo nivelado</b>	\$16,953,300.02							

\*Costo en dólares



### 3.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Como se puede apreciar de los resultados obtenidos del análisis económico del proyecto se requiere una inversión muy alta para la puesta en marcha de las distintas fases del proyecto. La inversión inicial es de aproximadamente **930,225,000 USD**, inversión que será mayormente obtenida de capital de la empresa evitando con un ello un posible sobre apalancamiento de ésta.

Por otro lado, los costos de Operación, Mantenimiento y Administrativos (OMA) para el año 1 son menores que para el resto de los años, esto se debe a que el primer año únicamente se considera la operación y mantenimiento del ducto y válvulas de seccionamiento mientras que a partir del segundo año, con la entrada en operación de las estaciones de compresión, se considera el mantenimiento a filtros, compresores, enfriadores, etc.

Los costos OMA se ven igualmente impactados por el consumo de gas combustible por parte de las turbinas de los sistemas de turbocompresión. Esto permite deducir que si se hubiese manejado una única estación de compresión como se planteó en la alternativa de diseño, los costos de OMA hubiesen sido menores brindando así más competitividad al proyecto.

Lo antes mencionado se ve reflejado igualmente en la tarifa ya que para el año 1 la tarifa es más alta. Esto debido a que el denominador de la fórmula es más bajo, es decir, aunque el requerimiento de ingresos es el mismo que en el resto de los años, la capacidad reservada es menor por tratarse del transporte sólo por ducto (Fase I 953 MMPCSD).

Es importante mencionar que los ingresos recibidos por la prestación del servicio serán constantes por 30 años independientemente de la cantidad de gas que se transporte, ya que el contrato de transporte se encuentra firmado por una capacidad en base firme por la máxima capacidad de transporte (2,100 MMPCD) misma que se ve reflejada en el cargo por capacidad.

La TIR obtenida para este proyecto de 11% resultó ser relativamente menor que el WACC (11.33%) sin embargo de acuerdo con el concepto de la TIR el cual indica que pese a que sea mayor que 0 y menor que el WACC se puede considerar económicamente viable. Es importante tener en consideración que el resultado obtenido para la TIR es relativo ya que los valores mostrados para realizar el cálculo se encuentran escalados, por lo cual no representan los valores reales para este proyecto.

Analizando el VPN obtenido, éste es positivo y mayor que cero por lo cual arroja que el proyecto es igualmente económicamente viable, ya que éste nos habla de la



eficiencia de la inversión. Si se contrasta este resultado más el obtenido por la TIR se concluye que el proyecto es económicamente viable.



## CAPITULO IV

# “ANÁLISIS COMPARATIVO DEL IMPACTO DEL PROYECTO LOS RAMONES EN MÉXICO”

## 5.0 LA INDUSTRIA EN MÉXICO

### 5.1 REFORMA ENERGÉTICA

La Ley de Hidrocarburos derivada de la Reforma Constitucional en Materia Energética promulgada el 20 de diciembre de 2013, establece que la Secretaría de Energía (SENER) expedirá los permisos para realizar las actividades de procesamiento de gas natural.

Para las actividades de almacenamiento, transporte, distribución, licuefacción, regasificación, compresión, descompresión, venta de primera mano y comercialización de gas natural, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) es el organismo encargado de otorgar los permisos correspondientes.

La ley secundaria establece que los permisionarios que presten los servicios de transporte y distribución por medio de ductos y de almacenamiento a terceros de gas natural, tendrán la obligación de dar acceso abierto, sujeto a la existencia de capacidad disponible en sus sistemas, previo pago de la tarifa autorizada y conforme a las condiciones de prestación del servicio establecidas por la CRE.

Para mejorar la administración y operación del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural, la Reforma Energética Constitucional creó el Centro Nacional de Control de Gas Natural (CENAGAS). El CENAGAS es un organismo público descentralizado encargado de administrar, coordinar y gestionar la red de ductos y el almacenamiento de gas natural en el país.

Con base en la Reforma, el CENAGAS será el gestor y administrador independiente del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural, mismo que estará conformado por la siguiente infraestructura:

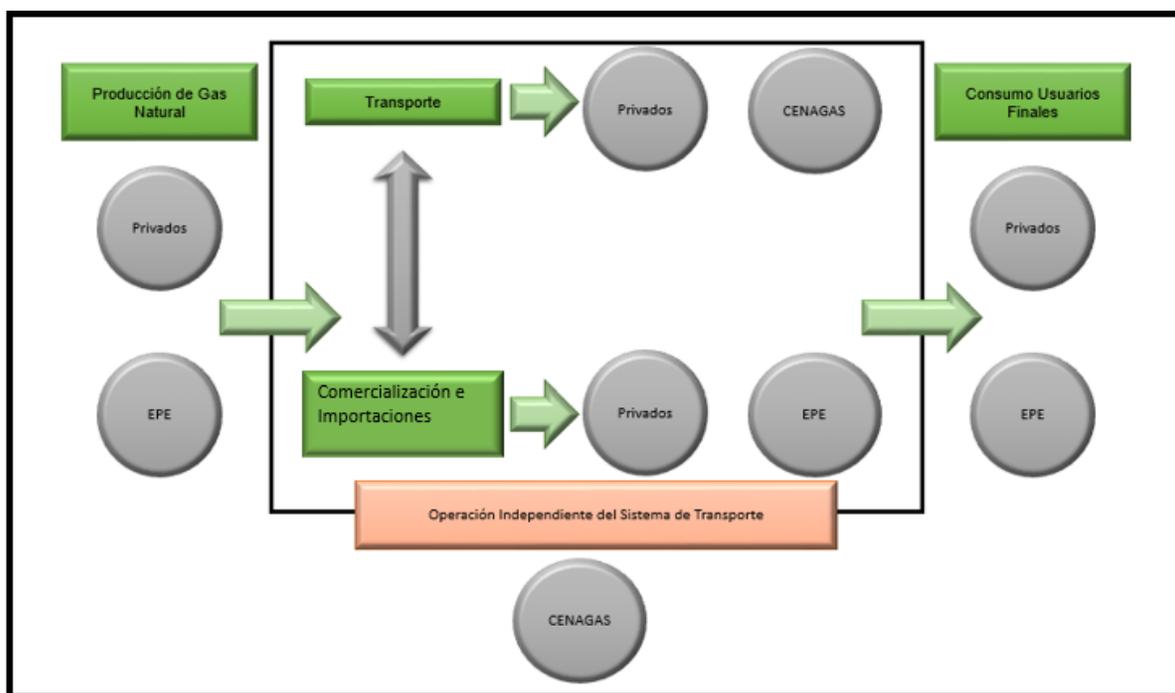
1. Ductos de transporte e instalaciones de almacenamiento de gas natural, y
2. Equipos de compresión, licuefacción, descompresión, regasificación y demás instalaciones vinculadas a la infraestructura señalada en el numeral anterior.

A fin de promover precios competitivos para los usuarios y la plena competencia en los servicios de transporte, se incluyen reglas que otorguen una clara delimitación en las actividades que realice cada participante.



Además, la Ley de Hidrocarburos establece los siguientes principios para evitar prácticas anticompetitivas y los posibles conflictos de interés que inhiban el adecuado desarrollo de la industria del gas natural:

1. Los permisionarios que presten servicios de transporte, distribución y almacenamiento por medio de ductos, así como de almacenamiento de hidrocarburos, estarán obligados a dar acceso abierto a sus instalaciones y servicios.
2. Planeación centralizada aprobada por SENER y con opinión de la CRE (incluirá proyectos estratégicos y de cobertura social).
3. Fortalecimiento de atribuciones de SENER, CRE y participación directa de Comisión Federal de Competencia Económica (COFECE).
4. El CENAGAS podrá licitar proyectos estratégicos de transporte de gas natural a través de procesos transparentes y competitivos y podrá apoyarse en las Empresas Productivas del Estado.



**Figura 24.** Nuevo modelo de la industria del gas natural.

5. Con el fin de salvaguardar los intereses en materia de seguridad nacional, se establece que la SENER determine la política pública en materia energética aplicable a la garantía de suministro y los niveles de almacenamiento de gas natural.

## 5.2 FORTALECIMIENTO INSTITUCIONAL

Ante una nueva Reforma Energética modernizadora de la industria de hidrocarburos se debe fortalecer a los Órganos Reguladores Coordinados en Materia de Energía,

de manera específica la CNH y la CRE, las cuales tendrán personalidad jurídica propia, autonomía técnica y de gestión, así como autosuficiencia presupuestaria, para poder llevar a cabo la regulación y la supervisión de las actividades del sector de manera coordinada.

Estos Órganos deberán estar coordinados con la SENER y demás dependencias del Ejecutivo Federal, a través de un Consejo de Coordinación del Sector Energético, cuyo propósito es alinear sus objetivos y actividades en favor del cumplimiento de la política energética.

De acuerdo con la reforma el nuevo diseño institucional queda de la siguiente manera<sup>20</sup>:

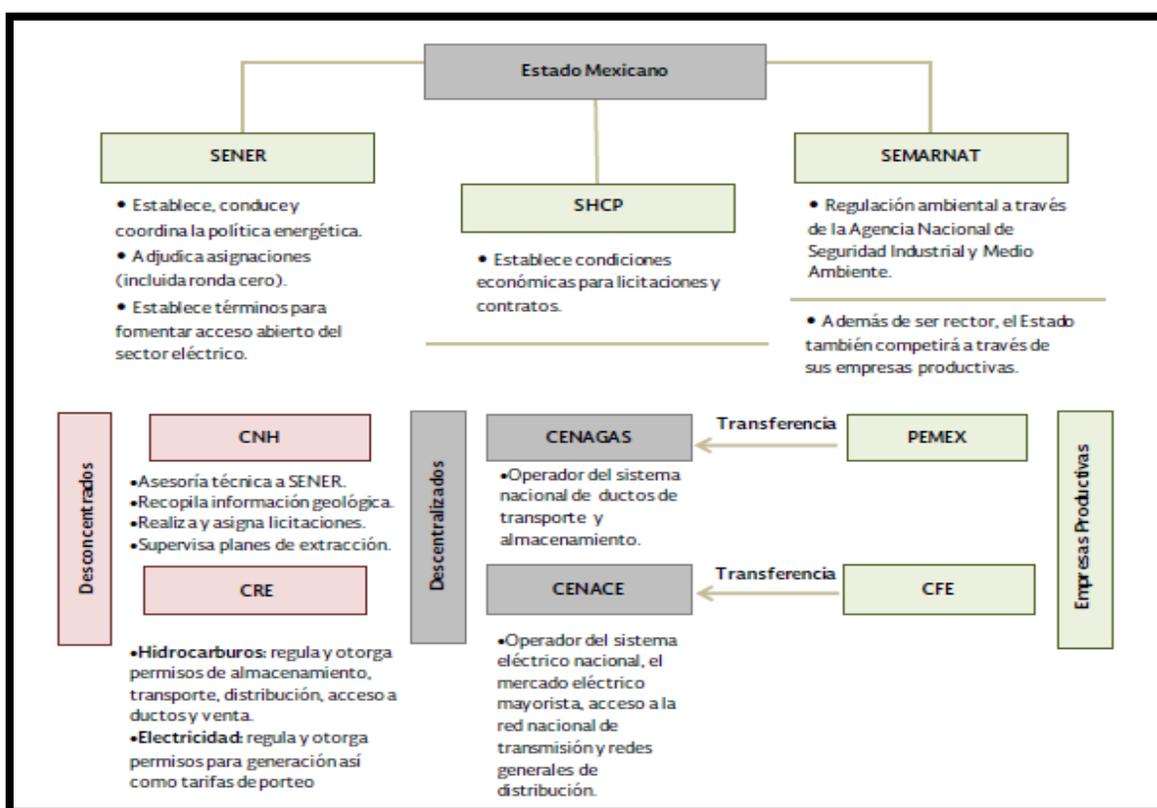


Figura 25. Nuevo diseño institucional.

## 5.3 OFERTA NACIONAL DE GAS NATURAL

### 5.3.1 RESERVAS DE GAS NATURAL

Las reservas remanentes totales de gas natural al 1° de enero de 2014 se estimaron en 59,664.7 miles de millones de pies cúbicos (MMMPC), cifra por debajo en 3,564.7 MMMPC a la reportada en el año anterior, que representa una disminución del 5.6%.

<sup>20</sup> Prospectiva de Gas Natural y Gas L.P 2014-2028.



Las reservas remanentes totales se concentraron principalmente en la región Norte con 53.7% del total de este tipo de reservas, seguido de la región Marina Suroeste con 24.5%, la región Sur con 14.7% y finalmente la región Marina Noreste con 7.2%.

La reserva remanente total de gas natural asociado representa el mayor volumen con 41,768.0 MMMPC, es decir el 70.0% del total, mientras que para el gas no asociado el volumen fue de 17,896.7 MMMPC, lo que representa el 30.0% restante. La región Norte es la que presenta el mayor volumen de reservas de gas asociado, contribuyendo con el 64.1%; es decir 26,760.4 MMMPC. En cuanto a las reservas totales de gas no asociado los mayores volúmenes se localizan en la región Marina Suroeste con 10,711.6 MMMPC, equivalentes al 59.9%.

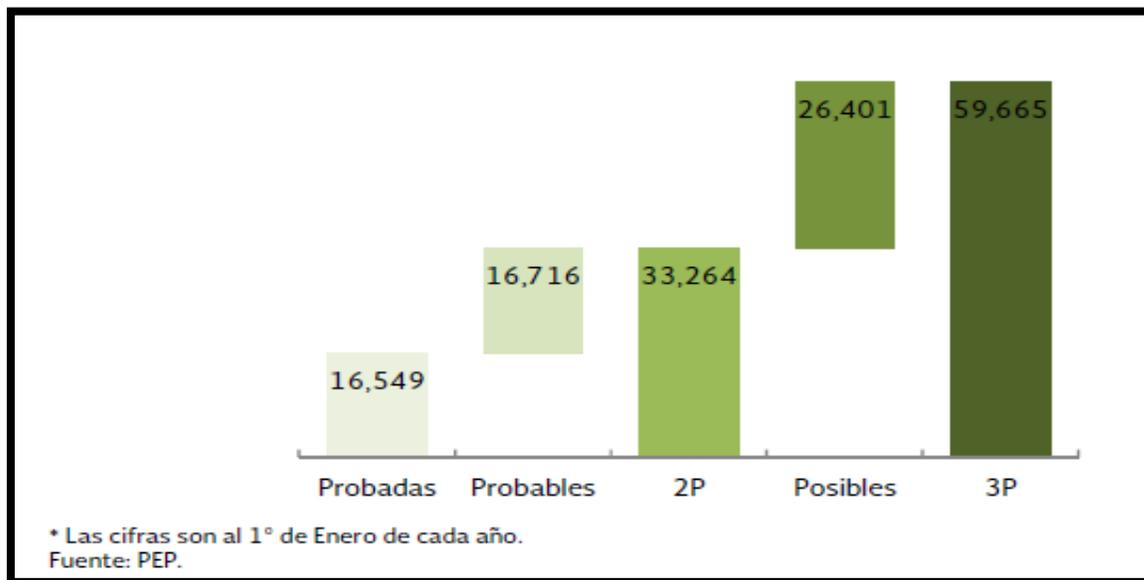
Las reservas remanentes totales de gas natural están compuestas por las reservas probadas, probables y posibles. Las primeras presentaron un volumen de 16,548.5 MMMPC, equivalentes al 27.7%; las reservas probables fueron de 16,715.6 MMMPC, es decir, 28.0% de las reservas remanentes totales; y finalmente las reservas posibles fueron las que presentaron un volumen mayor con 26,400.7 MMMPC, 44.2% del total.

En el caso de las reservas probadas, éstas se concentraron principalmente en la región Sur con un volumen de 6,029.6 MMMPC, 36.4% del total de las reservas probadas en el país; la región Marina Suroeste fue la segunda que presentó mayores reservas probadas con 4,298.2 MMMPC, seguida de la región Norte y Marina Noreste con 3,510.8 MMMPC y 2,709.9 MMMPC.

Las reservas probables se ubicaron principalmente en la región Norte con un porcentaje de participación del 64.7% y un volumen de 10,809.4 MMMPC; le sigue la región Marina Suroeste, que presentó un volumen de 3,814.8 MMMPC, es decir, el 22.8%; en tercer lugar, de reservas probables se encuentra la región Sur que tuvo una participación del 7.2% y finalmente la región Marina Noreste con el 5.3%.



El mayor volumen de las reservas posibles la presentó la región Norte con un volumen de 17,716.7 MMMPC, es decir el 67.1%, seguido de la región Marina Suroeste con 25% y un volumen de 6,485.1 MMMPC, y finalmente las regiones Sur y Marina Noreste con 1,515.2 y 683.7 MMMPC.



**Figura 26.** Reservas remanentes totales de gas natural por categoría (MMMPCD)

### 5.3.2 PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL

La producción de gas natural en 2013 fue de 6,370.3 MMPCD, lo que representó una disminución de 0.2% respecto al año anterior. La producción de gas ha presentado un decremento en los últimos años debido a los bajos precios del gas, que inciden en una rentabilidad mucho menor de los proyectos de gas no asociado en comparación con los proyectos de crudo.

La región Norte fue la mayor productora de gas con 2,060.6 MMPCD, que representaron el 32.3% de la producción total de gas; sin embargo, se tuvo una disminución del 3.7% con respecto al año anterior. En esta región el activo de Burgos fue el mayor contribuidor con un volumen de 1,286.6 MMPCD, es decir 62.4% de la producción de la región.

La segunda región con mayor producción fue la Sur con un porcentaje de participación del 24.7% es decir 1,570.5 MMPCD. Los activos que tienen la mayor producción en esta región fueron Samaria-Luna y Macuspana-Muspac con 606.3 y 515.1 MMPCD respectivamente. Cabe destacar que en la región la producción de gas estuvo acompañada por 88 MMPCD de nitrógeno proveniente de los activos Bellota-Jujo y Samaria-Luna.

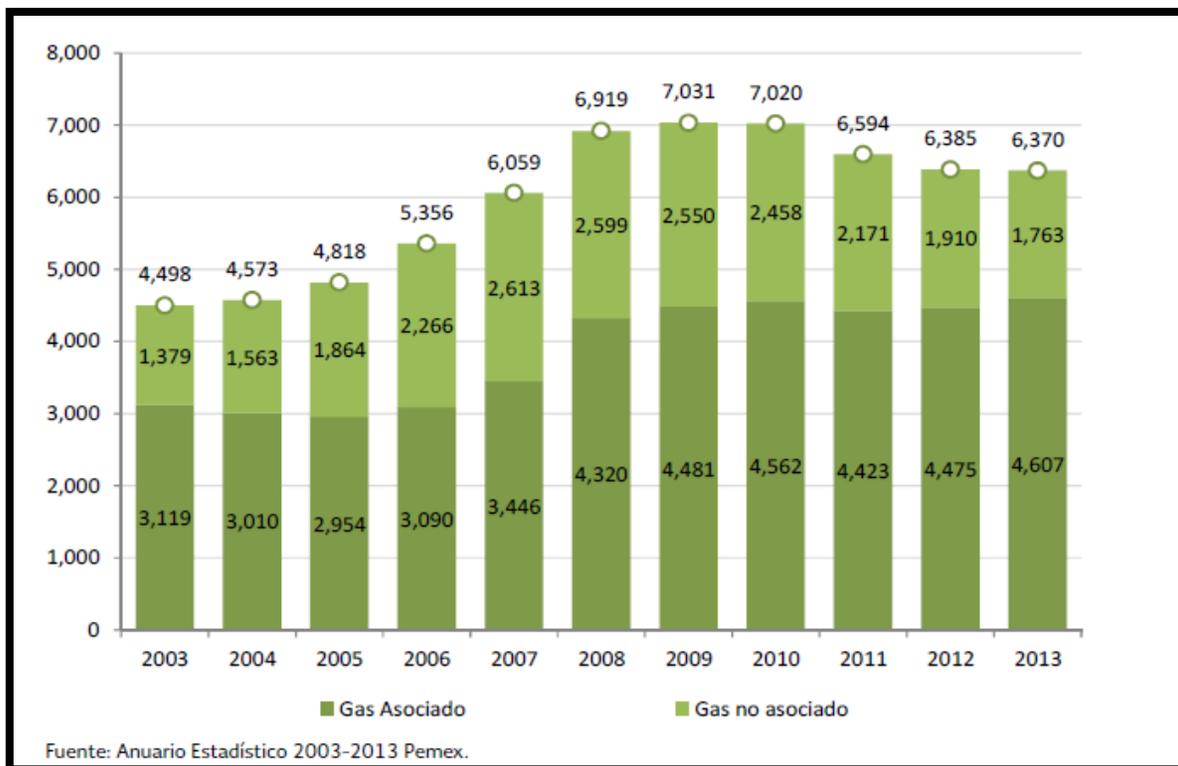


La región Marina Noreste contribuyó con 1,412 MMPCD lo que representa un incremento del 5.9% respecto a 2012. En la región el mayor contribuidor fue el activo de Cantarell con una participación del 71.3% de la producción, esta producción estuvo acompañada de 603 MMPCD de nitrógeno. Finalmente, la región Marina Suroeste tuvo una participación del 20.8% con un volumen total de 1,327 MMPCD, los activos Litoral de Tabasco y Abkatun-Pol-Chuc presentaron una producción de 748 y 579 MMPCD.

**Tabla 32.** Extracción de gas natural por región 2003-2013 (MMPCD)

Región	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
	<b>Producción de gas con nitrógeno</b>										
<b>Extracción total</b>	<b>4,498</b>	<b>4,573</b>	<b>4,818</b>	<b>5,356</b>	<b>6,058</b>	<b>6,919</b>	<b>7,031</b>	<b>7,020</b>	<b>6,594</b>	<b>6,385</b>	<b>6,370</b>
<b>Marina Noroeste</b>	940	947	928	920	1,157	1,901	1,782	1,584	1,406	1,334	1,412
<b>Marina Suroeste</b>	581	603	655	856	993	1,023	1,112	1,172	1,208	1,259	1,327
<b>Sur</b>	1,630	1,495	1,400	1,352	1,353	1,451	1,600	1,765	1,692	1,652	1,571
<b>Norte</b>	1,347	1,528	1,835	2,228	2,556	2,544	2,537	2,500	2,288	2,139	2,061
<b>Producción de gas hidrocarburo sin nitrógeno</b>											
<b>Extracción total</b>	<b>4,498</b>	<b>4,573</b>	<b>4,818</b>	<b>5,356</b>	<b>5,915</b>	<b>6,289</b>	<b>6,534</b>	<b>6,337</b>	<b>5,913</b>	<b>5,676</b>	<b>5,679</b>
<b>Marina Noroeste</b>	940	947	928	920	1,014	1,272	1,286	1,007	821	732	809
<b>Marina Suroeste</b>	581	603	655	856	993	1,023	1,112	1,172	1,208	1,259	1,327
<b>Sur</b>	1,630	1,495	1,400	1,352	1,353	1,451	1,600	1,659	1,596	1,545	1,482
<b>Norte</b>	1,347	1,528	1,835	2,228	2,556	2,544	2,537	2,500	2,288	2,139	2,061

Del total de la producción de gas natural, la de gas asociado representó 72.3%, mientras que el gas no asociado el 27.7% restante. La reducción en los volúmenes producidos se debe principalmente a la menor producción de gas no asociado, debido a la reducción de las actividades de perforación y terminación de pozos en los activos Burgos y Veracruz de la Región Norte, así como en el Activo Integral Macuspana de la Región Sur, en respuesta al comportamiento de los precios del gas en el mercado.



**Figura 27.** Gas Asociado y No Asociado (MMPCD)

El procesamiento de gas natural en 2013 fue de 4,404.0 MMPCD 0.5 % más que en 2012. De éstos, 3,330.0 MMPCD fueron de gas húmedo amargo y 1,074.0 MMPCD de gas húmedo dulce. Con lo que respecta a gas seco proveniente de los centros procesadores de gas (CPG's), el volumen procesado fue de 3,693.4 MMPCD, 1.8% mayor a la del año 2012, principalmente por una mayor disponibilidad de gas húmedo dulce en Burgos. El gas proveniente directamente de los campos presentó una disminución de 19.1% con un volumen de 737.0 MMPCD.

En 2013, la producción de gas seco se realizó principalmente en el centro procesador de Nuevo Pemex con un volumen de 925.2 MMPCD, es decir, 25.0% del gas seco procesado, seguido de los CPG's de Burgos y Cactus con volúmenes de 906.4 y 745.9 MMPCD.

En lo que se refiere al proceso de endulzamiento de gas amargo, la capacidad total instalada para el endulzamiento de gas fue de 4,503.0 MMPCD, con lo que la utilización de ésta se ubicó en 74% del total. En 2013 el mayor volumen se procesó en el CPG de Cactus 1,672.4 MMPCD, volumen que representó 50.2% del gas amargo procesado. Este volumen significó la utilización 85.3% de la capacidad instalada en éste CPG. El segundo mayor procesador fue el CPG de Cd. Pemex con un volumen de 862.4 MMPCD, seguido de Nuevo Pemex con 530.4 MMPCD.



**Tabla 33.** Producción de gas seco y gas directo de campos 2003-2013 (MMPCD)

Tipo de gas	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Gas húmedo procesado	3,853	3,963	3,879	4,153	4,283	4,240	4,436	4,472	4,527	4,382	4,404
Gas húmedo amargo	3,360	3,349	3,153	3,203	3,162	3,188	3,381	3,422	3,445	3,395	3,330
Gas húmedo dulce	492	614	726	950	1,120	1,052	1,055	1,050	1,082	987	1,074
Gas Seco de CPG's	3,029	3,144	3,147	3,445	3,546	3,461	3,572	3,618	3,692	3,628	3,693
Gas directo de campos	763	815	998	1,152	1,334	1,382	1,325	1,312	1,045	911	737

**Tabla 34.** Producción de gas natural año 2013<sup>21</sup>

REALES 2013	
<b>Capacidad instalada de endulzamiento de gas amargo</b>	<b>4,503</b>
Cactus	1,960
Nuevo Pemex	880
Ciudad Pemex	1,290
Matapionche	109
Poza Rica	230
Arenque	34
<b>Capacidad instalada de recuperación de líquidos</b>	<b>5,912</b>
Cactus	1,275
Nuevo Pemex	1,500
Ciudad Pemex	915
La Venta	182
Matapionche	125
Pajaritos	192
La Cangrejera	0
Poza Rica	490
Reynosa	0
Burgos	1,200
Arenque	33
<b>Proceso de endulzamiento de gas amargo</b>	<b>3,330</b>
Cactus	1,672
Nuevo Pemex	530
Ciudad Pemex	862
Matapionche	26
Poza Rica	204
Arenque	35
<b>Proceso de recuperación de líquidos del gas dulce</b>	<b>4,381</b>
Cactus	922
Nuevo Pemex	1,131
Ciudad Pemex	818
La Venta	168
Matapionche	25

<sup>21</sup> Información obtenida de Sistema de Información Energética (SIE)



Pajaritos	147
La Cangrejera	0
Poza Rica	200
Reynosa	0
Burgos	945
Arenque	27
<b>Producción de gas seco *</b>	<b>3,693</b>
Cactus	746
Nuevo Pemex	925
Ciudad Pemex	757
La Venta	140
Matapionche	23
Pajaritos	0
Poza Rica	23
Reynosa	0
Burgos	906
Arenque	31

#### 5.4 DEMANDA DE GAS NATURAL

Para su estudio, el país se divide en cinco regiones: Noroeste, Noreste, Centro, Centro-Occidente y Sur-Sureste. Los estados que conforman cada región se presentan en la Figura 28.

La demanda en todas las regiones presentó un incremento a excepción de la región Noroeste, la cual disminuyó 1.7% respecto a 2012. Los mayores incrementos se presentaron en las regiones Centro-Occidente y Centro con 11.5% y 8.5% respectivamente. La región con mayor demanda fue la Sur-Sureste, seguida de la región Noreste y la Centro-Occidente.

La región que tuvo la mayor demanda de gas natural fue la Sur-Sureste con un volumen de 2,553.1 MMPCD, que representa el 36.7% de la demanda nacional. En el periodo 2003-2013 esta región presentó una tasa media de crecimiento anual (tmca) de su demanda de 1.6%. El estado con mayor demanda fue Veracruz con 951.9 MMPCD, seguido de Tabasco con 702.2 MMPCD. También se incluye en la región la demanda de aguas territoriales utilizada en el sector petrolero que fue el tercer demandante de gas con un volumen de 596.1 MMPCD.

La región Noreste tuvo una demanda de 2,263.2 MMPCD, lo que equivale a 32.6% de la demanda total nacional. En el periodo 2003-2013, esta región presentó una tmca de 6.0% en su demanda. En esta región Tamaulipas fue el estado que presentó la mayor demanda con un volumen de 886.0 MMPCD, un incremento del 3.6% respecto a 2012; en contraste, Durango presentó una disminución en su demanda de -15.5%.



En la región Centro-Occidente la demanda de gas natural fue de 880.3 MMPCD con una tmca de 5.9% durante el periodo 2003-2013, Querétaro y Jalisco fueron los estados que tuvieron una disminución en su demanda de -10.4% y -0.3% respectivamente, Colima tuvo un incremento significativo pasando de 53.6 MMPCD en 2012 a 125.9 MMPCD en 2013. El estado de Zacatecas presenta su primera demanda en 2013 con un volumen de 1.6 MMPCD.

La región Centro presentó una demanda en 2013 de 818.0 MMPCD, lo que representa el 11.8% de la demanda nacional y una tmca de 2.3% en el periodo de 2003-2013. En esta región el estado con mayor demanda fue el Estado de México con un volumen de 341.2 MMPCD, seguido de Hidalgo y Puebla con 205.3 MMPCD y 162.1 MMPCD respectivamente, sin embargo, el mayor incremento lo tuvo el estado de Morelos que pasó de una demanda de 1.2 MMPCD en 2012 a una demanda de 8.4 MMPCD en 2013.

La demanda de la región Noroeste tuvo una disminución del 1.7% respecto al año 2012 con un volumen de 437.7 MMPCD y una tmca en el periodo 2003-2013 de 5.5%. En esta región los únicos estados que presentan demanda de gas natural son Baja California y Sonora, en el caso del primero, éste tuvo una disminución de 3.6%, pasando de 317.6 MMPCD a 306.1 MMPCD, mientras que Sonora tuvo un incremento del 3.1% con un volumen de 131.6 MMPCD<sup>22</sup>.



**Figura 28.** Demanda regional de gas natural 2013 (MMPCD)

<sup>22</sup> Prospectiva de Gas Natural y Gas L.P 2014-2028.



## 5.5 INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE, DISTRIBUCIÓN Y ALMACENAMIENTO

Hasta 2013 se tenían 23 permisos de transporte de acceso abierto, de los cuales 18 se encuentran operando y cinco en construcción. La totalidad de estos suman una longitud de 13,889.8 kilómetros (km) y un volumen promedio de 37,536.4 MMPCD, 32,289.4 MMPCD pertenecen a permisos en operación. En el siguiente cuadro se muestran los permisos al cierre de 2013.

**Tabla 35.** Permisos de transporte de acceso abierto de gas natural 2014

	Permisionario	Localización	Inicio de Operaciones	Longitud (km)	Volumen Promedio (MMPCD)	Inversión (millones de dólares)	Estatus
1	Gasoductos de Chihuahua	San Isidro-Samalayuca	dic-97	37.7	200	15.7	Operando
2	Igasamex San José Iturbide	Huimilpan - San Luis Potosí	mar-98	3	482	-	Operando
3	FINSA Energéticos	Matamoros, Tamaulipas	jun-98	8.4	1.3	0.9	Operando
4	Pemex Gas y Petroquímica Básica	Naco-Hermosillo, Son	mar-99	339	109.9	22.1	Operando
5	Pemex Gas y Petroquímica Básica	Sectores Cárdenas, Minatitlán, Veracruz, Cd Mendoza, Tlaxcala, V. Carpio, Salamanca, Guadalajara, Madero. Reynosa, Monterrey, Torreón y Chihuahua	jun-99	8,704	4,945.30	1,430.30	Operando
6	Energía Mayakan	Tabasco, Chiapas, Campeche, Valladolid, Yucatán	sep-99	710	150	303	Operando
7	Transportadora de GN de Baja California	Otay, San Diego-Rosarito, Baja California	jun-00	45	940	64.8	Operando
8	Gasoductos del Bajío	Salamanca-Aguascalientes	abr-01	204	21,419.30	39.5	Operando
9	Gasoducto Rosarito	Los Algodones - Baja California	sep-02	302	1,434	275.1	Operando
10	Gasoducto Agua Prieta	Frontera México-EUA-Naco, Sonora	dic-02	13	200	7.7	Operando
11	Tejas Gas de Toluca	Palmillas-Toluca Edo. De México	feb-03	123.2	77	31	Operando
12	Kinder Morgan	CD. Mier, Tamaulipas-Huinalá, Nuevo León Frontera México-EUA	mar-03	137	370	4.1	Operando
13	Gasoductos del Río	CCC Río Bravo II, III y IV y Portes Gil, Tamaulipas	ago-03	57.9	0.4	39.3	Operando
14	Gasoductos de Tamaulipas	Reynosa-San Fernando	nov-03	114	1000	222	Operando



15	Conceptos Energéticos Mexicanos	Carretera Federal Mexicali, Tijuana	dic-03	1.8	486	-	Operando
16	Transportadora de GN de la Huasteca	Naranjos Veracruz-Tamazunchale, S.L.P	dic-06	127	180	181	Operando
17	Energía Occidente de México S. de R. L. de C.V.	Manzanillo-Colima Guadalajara, Jalisco	jun-11	307	300	360	Operando
18	Tarahumara Pipeline S. de R. L. de C.V.	Cd. Juárez-Chihuahua	jul-13	389	68.5	368.8	Operando
19	Tejas Gas de la Península	Valladolid, Campeche, Nizuc, Quintana Roo	n/a				En construcción
20	Gasoducto de Morelos	Esperanza-Venta de Carpio y Cempoala-Santa Ana		1,142	337	246	En construcción
21	<b>Gasoductos del Noreste S. de R. L. de C.V.</b>	<b>Agua Dulce-Los Ramones</b>	<b>1era etapa: dic-2014 2da etapa: dic-2015</b>	<b>116.8</b>	<b>2,100*</b>	<b>587</b>	<b>En construcción</b>
22	Gasoducto de Aguaprieta	Sasabe-Puerto Libertad Puerto Libertad-Guaymas Guaymas-El Oro	oct-14 oct-15 ago-16	220 285 328	770 510 510	172.3 196.1 83.7	En construcción
23	Transportadora de Gas Natural de Zacatecas	Aguascalientes-Calera, Zacatecas	jul-14	175	20	70	En construcción
<b>Total Nacional</b>				<b>13,889.80</b>	<b>37,536.40</b>	<b>4,720.90</b>	

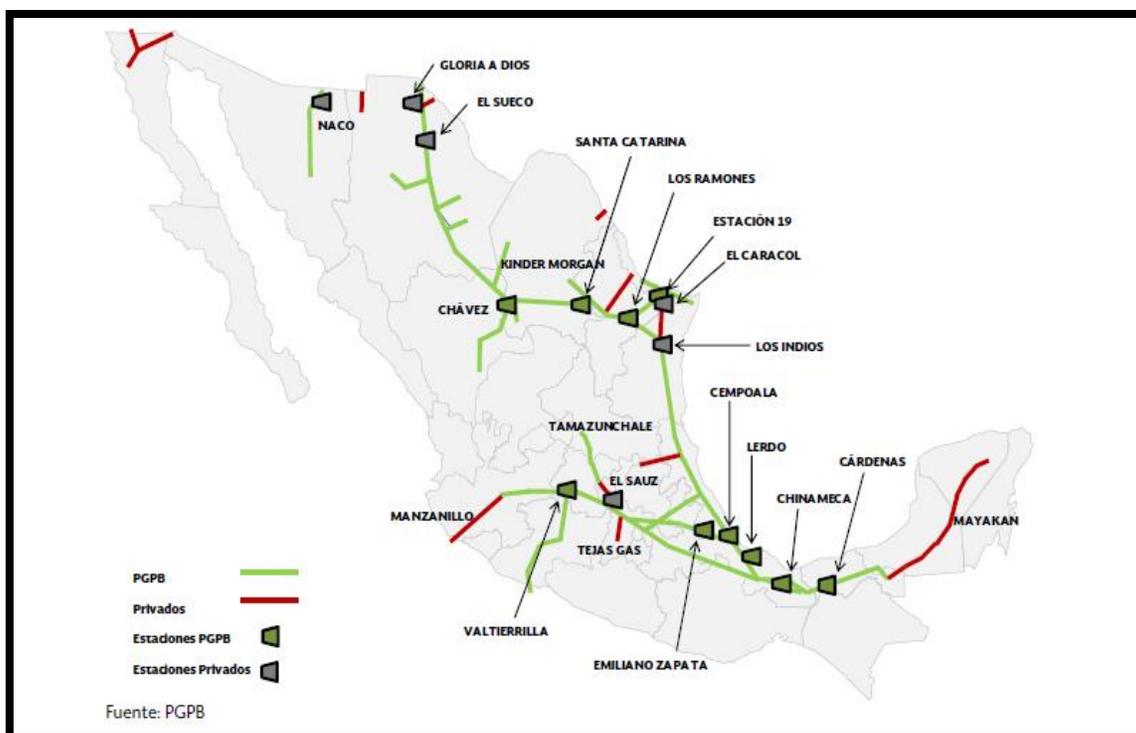
Actualmente se ejecutan proyectos para incrementar la capacidad de transporte desde la frontera con Estados Unidos de América hacia el Centro-Occidente del país, a través de cuatro gasoductos: Ramones fase I, Ramones fase II Norte y Sur, Agua Dulce-Frontera y Tucson-Sásabe.

Los resultados de esta estrategia comenzaron a materializarse durante 2014, con la entrada en operación de los gasoductos Los Ramones fase I, Agua Dulce - Frontera y Tucson – Sásabe, en conjunto con las estaciones de compresión Altamira y Soto La Marina que está construyendo CFE. Es importante señalar que además de las acciones descritas se requiere el desarrollo de infraestructura adicional de importación y de transporte.

El sistema de transporte de gas natural de PGPB se integra por el Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) y por el sistema aislado de Naco-Hermosillo (SNH). Este sistema cuenta con 9,043 km de ductos de transporte y una capacidad de transporte de 5,055.2 MMPCD de los cuales 4,945.3 MMPCD se transportan por el SNG y 109.9 MMPCD por el SNH. Actualmente estos sistemas se encuentran saturados.

En el caso de las estaciones de compresión, al cierre de 2013 se tenían nueve pertenecientes a PGPB, con una capacidad de potencia instalada de 265,725.0 caballos de fuerza (HP), mientras que las estaciones de compresión privadas fueron seis con capacidad de potencia instalada de 136,390.0 HP.

El transporte total de gas natural en 2013 se ubicó en 4,880.4 MMPCD, volumen superior en 226.5 MMPCD respecto al año anterior. El principal incremento se presentó en el gas natural transportado en el Sistema Nacional de Gasoductos (SNG), el cual se ubicó en 4,804 MMPCD, superior en 230 MMPCD a lo realizado en 2012. Por su parte, el ducto Naco-Hermosillo, que está conectado a Estados Unidos de América, transportó 76.4 MMPCD, cifra inferior en 4% con respecto a 2012.



**Figura 29.** Infraestructura de gas natural, 2013

El consumo regional de gas natural está estrechamente relacionado con la localización de la infraestructura, así como con la ubicación de los centros industriales, actividades petroleras, puntos de generación de electricidad y concentración poblacional. Estos factores son los que han desarrollado el mercado de gas natural en México, En 2013 el número de usuarios atendidos fue de 2.2 millones, es decir 2.8% más que en 2012.

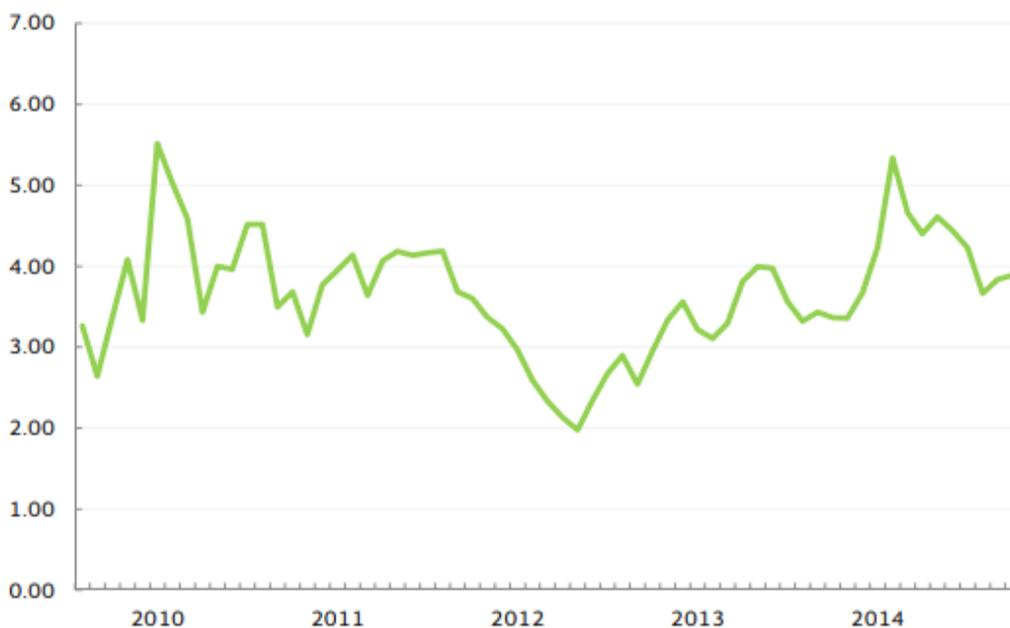
Parte de la distribución de gas natural a los diferentes consumidores está a cargo de empresas privadas que han recibido permisos de distribución en diversas zonas



geográficas del país por parte de la CRE. Hasta el cierre de 2013 se otorgaron 22 permisos de distribución con una red de distribución longitud de red acumulada al cierre de 2013 de 49,181.0 km, con una inversión de 2.2 millones de dólares<sup>23</sup>.

## 5.7 PRECIO DE GAS NATURAL

En 2013, el precio promedio de referencia internacional (sur de Texas) del gas natural (ventas de primera mano de Reynosa) fue de 3.51 dólares por millón de BTU, lo que representó un incremento de 0.82 dólares respecto a 2012, esto como consecuencia de una reducción en el ritmo de crecimiento de la producción en contraste con los mayores crecimientos de la demanda. El gas natural continúa como el combustible de menor precio relativo en el mercado.



**Figura 30.** Precios de referencia (Venta de Primera Mano en Reynosa) de Gas Natural, 2010-2013  
Dólares por Millón de BTU

Durante 2013, los factores que más influyeron en el comportamiento de los precios de referencia fueron:

- La producción de Estados Unidos de América fue 66.9 miles de millones de pies cúbicos diarios, 1.9% superior al promedio de 2012, lo que representó el nivel más alto históricamente por tercer año consecutivo. Esto se explica por la producción de fuentes no convencionales (Shale Gas), que representó 14.3% del total de la producción, al pasar de un promedio de 29.3 miles de

<sup>23</sup> Prospectiva de Gas Natural y Gas L.P 2014-2028.

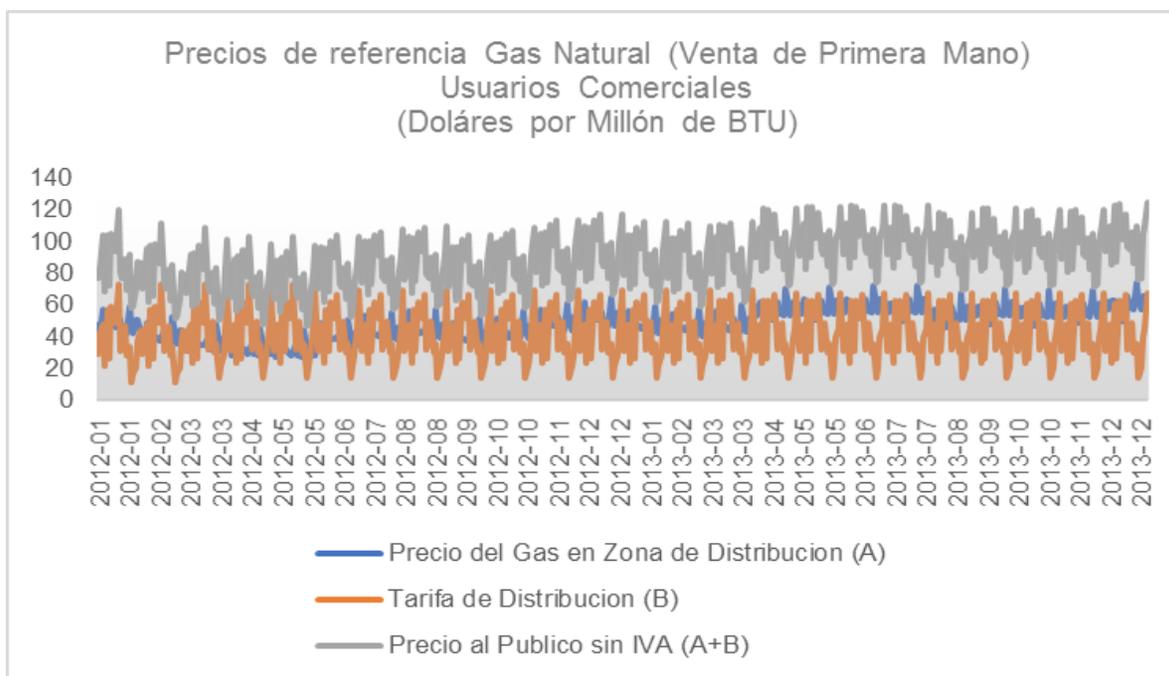


millones de pies cúbicos diarios en 2012 a 33.4 miles de millones de pies cúbicos diarios en 2013.

- La demanda en el sector eléctrico fue 22.4 miles de millones de pies cúbicos diarios, con una disminución de 9.8% respecto al año anterior. Esta reducción se explica por los mayores precios del gas natural, consecuencia de temperaturas menores a las de 2012, así como por un menor nivel de interrupciones en las operaciones de plantas de generación de nucleoelectricas, con lo que se redujo la necesidad de cubrir los faltantes con generación a través de gas natural.

Los bajos precios de gas natural han impulsado su consumo, principalmente en el sector de generación de energía eléctrica, y es que la CFE ha procurado remplazar la generación a partir de combustóleo por la generación mediante gas natural, además de ser un combustible que presenta bajas emisiones de contaminantes a la atmosfera.

A continuación, se presenta el precio de gas natural a usuarios finales de la Zona de Distribución A para los usuarios comerciales de gas natural<sup>24</sup>.



**Figura 31.** Precios de gas natural a usuarios finales “Zona de Distribución A”  
Sector Comercial

<sup>24</sup> <https://datos.gob.mx/busca/dataset/precios-de-gas-natural-usuarios-finales>, consultada el día 13 de marzo del 2018.



Dólares por Millón de BTU

### 5.7.1 Henry Hub

En México el precio de la molécula de gas natural depende de la cotización de este combustible en Henry Hub, lugar donde se interconectan varios ductos que se utilizan para transportar el producto a los centros de consumo del sur-este de Estados Unidos, donde está establecido uno de los principales clusters petroquímicos del mundo. Los precios de Henry Hub son pertinentes para México por su proximidad a Monterrey y Altamira, que son dos de los principales centros de consumo de gas del País. Ahí están establecidas varias industrias de proceso de gran escala (petroquímica, vidrio, acero, fibras sintéticas, y otras). Por ello, lo que sucede en Henry Hub tiene consecuencia directa en los costos de producción de empresas que participan en esos giros.

Durante la mayor parte de esta década, los precios de Henry Hub siguieron una tendencia de crecimiento que parecía incontenible. En la región la oferta de gas natural crecía a un ritmo inferior al de la demanda causando que las reservas del combustible que se podían explotar usando métodos convencionales declinaran.

En México sucedía algo parecido. La demanda de electricidad causaba que el apetito por el combustible creciera velozmente; mientras que la oferta doméstica crecía más lentamente. El efecto compuesto de lo que sucedía en los dos países apuntaba a una crisis energética con fuertes aumentos en los precios de la electricidad y alzas en los costos de producción de las industrias de proceso. El momento crítico del mercado fue en 2008, cuando los precios de gas natural de Henry Hub llegaron a más de 12 dólares por millón de pies cúbicos, habiendo estado en 3 dólares en 2000.

Las empresas más afectadas empezaron a moverse. Los precios altos llamaron a más producción de gas en la Cuenca de Burgos, pero los efectos más importantes se dieron por el lado de la demanda: CFE hizo inversiones para importar gas natural de otros países que tienen el combustible en abundancia. Varias empresas de industrias de proceso cambiaron de manos. Sus propietarios decidieron venderlas porque no veían cómo sobrevivir competitivamente con la tendencia de precios de Henry Hub. Varias de las empresas que no se vendieron decidieron posponer nuevas inversiones; incluso hubo quienes decidieron invertir fuera del País, donde el gas natural era más barato.

Todo eso empezó a cambiar hace un par de años. Actualmente, los precios de Henry Hub están a niveles que no se veían desde 2000. El principal promotor del cambio fue la innovación tecnológica, esto mediante el uso del fracking.

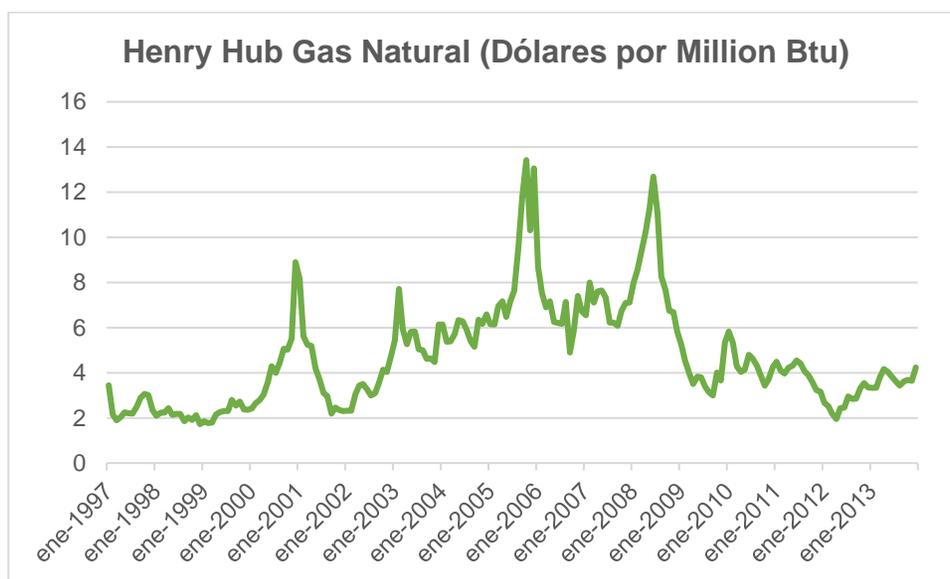
Lo que sucedió al mercado de gas natural de América del Norte a partir de esta innovación es justo lo que la teoría económica predice. La llamada de precios creó condiciones que permitieron introducir tecnologías que estaban disponibles en los



laboratorios pero que no se habían aplicado comercialmente por los riesgos que podían surgir cuando se aplicaran en campo a gran escala.

Todo indica que la producción de gas a partir de procesos no-convencionales cambió el mercado de gas natural de América del Norte para siempre. Este cambio favorecerá a las industrias de proceso localizadas en el Noreste del País y a muchos de los negocios que utilizan el hidrocarburo como insumo.

Para el año 2013 el precio promedio de la molécula según el Henry Hub fue de tres dólares con setenta y dos centavos por millón de Btu. La evolución histórica del precio de gas natural bajo este índice se muestra a continuación en la siguiente gráfica:



**Figura 32.** Precio de gas natural (Henry Hub)  
Período 1997 a 2013  
Dólares por Millón de BTU

## 5.8 MERCADO ACTUAL DE GAS NATURAL

### 5.8.1 ROL DEL CENAGAS

El Centro Nacional de Control de Gas Natural (CENAGAS) creado en agosto del año 2014, es un organismo descentralizado de la Administración Pública Federal, sectorizado a la SENER.

Para el cumplimiento de su objeto opera con 2 roles, en el primero actuando como Gestor del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas



Natural (SISTRANGAS), en el segundo como transportista de gas natural, operando y manteniendo ductos propios<sup>25</sup>.

El SISTRANGAS es un conjunto de sistemas de transporte de gas natural interconectados e integrados para efectos tarifarios. Está conformado por el Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) y seis sistemas periféricos que otorgan beneficios técnicos y económicos tales como: redundancia, eficiencia operativa, garantía en el suministro y tarifas competitivas.

El SISTRANGAS tiene una longitud de 10,068 kilómetros, incluyendo el ducto Jáltipan – Salina Cruz. Se extiende a lo largo y ancho del país y alcanza a veinte (20) Entidades Federativas. Tiene una capacidad total de transporte estimada en 6,196 millones de pies cúbicos diarios, con 24 puntos de inyección y 112 puntos de extracción.

### **5.8.3 PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL**

#### **5.8.3.1 RESERVAS DE GAS NATURAL**

Las reservas remanentes totales al 1° de enero de 2016, alcanzaron un volumen de 31,904.7 miles de millones de pies cúbicos (MMPC), lo que representó una disminución de 41.9% respecto a 2015. Esta disminución se debió a la caída de precios del crudo aunado a los recortes presupuestarios, que presionaron a la baja la actividad de desarrollo por parte de PEMEX, lo que derivó en concentrar los recursos en las áreas más rentables. Del volumen total de reservas de gas 22,421.6 MMPC fueron de reservas de gas natural asociado, y 9,483.1 MMPC fueron de gas no asociado.

Las reservas probadas al 1° de enero de 2016, se ubicaron en 12,651.4 MMMPC, de éstas el mayor volumen se concentró en áreas terrestres con un volumen de 6,501.2 MMMPC, seguida de aguas someras con 5,631.6 MMMPC y finalmente aguas profundas con 518.7 MMMPC.

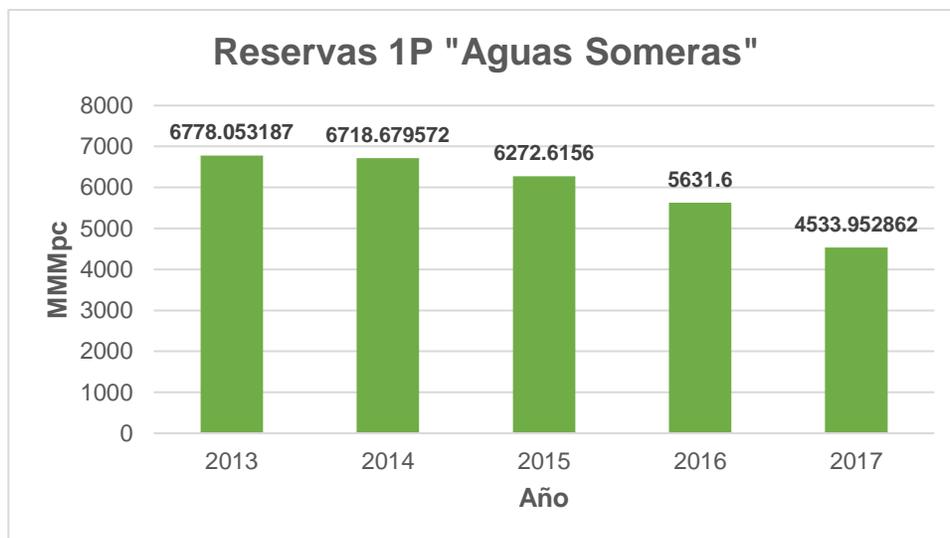
Con el objeto de realizar un comparativo entre lo presentado en el año 2013 y lo observado en el año 2017 se presentan las figuras 32, 33 y 34 en donde se puede observar las reservas probadas de gas natural (1P) (i) terrestres, (ii) aguas someras y (iii) aguas profundas.

---

<sup>25</sup> Información obtenida de <https://www.gob.mx/cenagas/articulos/cenagas?idiom=es>, consultada el día 19/02/18.



**Figura 33.** Reservas 1P (Probadas) Terrestres  
Período 2013-2017<sup>26</sup>



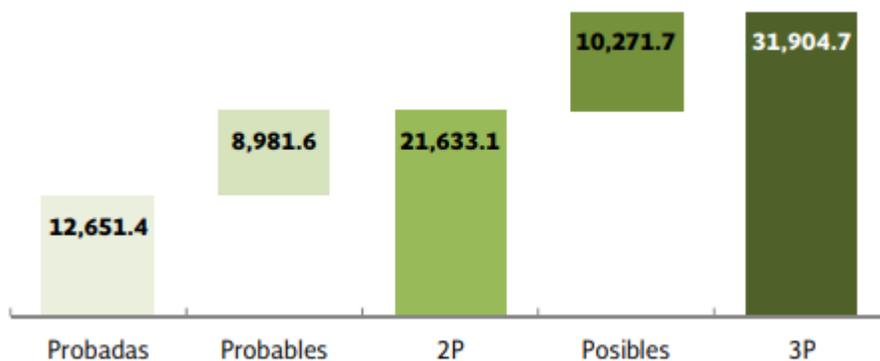
**Figura 34.** Reservas 1P (Probadas) Aguas Someras  
Período 2013-2017<sup>27</sup>

<sup>26</sup> Portal CNIH, <https://portal.cnih.cnh.gob.mx/dashboard-reservas.php>, consultada el día 14/03/2018.

<sup>27</sup> Portal CNIH, <https://portal.cnih.cnh.gob.mx/dashboard-reservas.php>, consultada el día 14/03/2018.



**Figura 35.** Reservas 1P (Probadas) Aguas Profundas Período 2013-2017<sup>28</sup>



**Figura 36.** Reservas Remanentes Totales de gas natural por categoría (MMMPC)

Como se puede apreciar las reservas remanentes totales en sus tres categorías van a la baja con respecto al año 2013 lo que nos indica que ya no se tendrá de producción nacional mayor cantidad de gas natural lo que a la larga orillará al país a importar mayor cantidad de gas natural de las cuencas productoras de Estados Unidos.

<sup>28</sup> Portal CNIH, <https://portal.cnih.cnh.gob.mx/dashboard-reservas.php>, consultada el día 14/03/2018.



### 5.8.3.2 PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL

En 2015, la producción de gas natural alcanzó un volumen de 6,401.0 MMPCD, lo que presentó una disminución de 2.0% respecto a 2014, esta producción incluye un volumen de nitrógeno de 896.7 MMPCD.

Por clasificación, la producción de gas asociado, que incluye aguas someras y producción terrestre, alcanzó un volumen de 4,825.7 MMPCD, lo que representó un ligero aumento de 0.1% respecto a 2014; y una participación de 75.4%. La producción de aguas someras se ubicó en 3,283.0 MMPCD, un incremento de 6.3% respecto a 2014, y una participación de 51.3% del total de la producción; de este volumen 776.9 MMPCD fueron de nitrógeno. Por otro lado, en el caso de la producción terrestre, se tuvo una disminución de 10.9% respecto a 2014, pasando de 1,732.0 MMPCD a 1,542.7 MMPCD; este volumen representó una participación de 24.1% del total de la producción, y un contenido de nitrógeno de 119.7 MMPCD. Finalmente, la producción de gas no asociado alcanzó un volumen de 1,573.3 MMPCD, es decir, una disminución de 8.0% respecto a 2014, y una participación de 24.6% respecto al año anterior.

Es importante mencionar que en años recientes la cantidad de nitrógeno diluida en el gas natural ha aumentado de manera alarmante siendo para el año 2018 de hasta 853 MMPCD<sup>29</sup>. Este incremento se observa mayormente en la zona sur-sureste del país.

En la tabla 36 se muestra la producción de gas seco por activo y por región de las zonas norte y sur:

**Tabla 36.** Producción de gas seco por activo y por región (MMpcd)

Gas seco de campos total sistema	2013	2014	2015	2016	2017
		<b>954.30</b>	<b>865.39</b>	<b>754.77</b>	<b>611.28</b>
<b>Región Norte</b>					
Burgos	420.65	370.94	330.52	260.02	222.29
Veracruz	462.96	420.25	357.43	292.50	236.73
Poza Rica-Altamira	18.01	16.28	16.11	15.14	14.23
<b>Región Sur</b>					
Macuspana-Muspac	52.68	57.92	50.71	43.62	34.32

Por otro lado, en la tabla 37 se puede apreciar el flujo de gas natural seco que es obtenido de los Centros Procesadores de Gas para los años 2013-2017.

<sup>29</sup> Información obtenida del SIE (Sistema de Información Energética).



**Tabla 37.** Producción de gas seco por CPG (MMpcd)

Descripción	2013	2014	2015	2016	2017
<b>Producción de gas seco<sup>1/</sup></b>	<b>3,693.37</b>	<b>3,639.92</b>	<b>3,397.55</b>	<b>3,046.87</b>	<b>2,662.78</b>
<b>Cactus</b>	745.891	828.578	783.578	716.001	541.103
<b>Nuevo Pemex</b>	925.186	875.805	885.912	878.575	815.504
<b>Ciudad Pemex</b>	757.239	771.709	699.432	620.893	613.953
<b>La Venta</b>	140.396	144.155	146.568	128.195	118.124
<b>Matapionche</b>	23.026	21.43	15.934	14.567	13.593
<b>Pajaritos</b>	0	0	0	0	0
<b>Poza Rica</b>	22.683	0.043	0	0	0
<b>Reynosa</b>	0	0	0	0	0
<b>Burgos</b>	906.419	831.507	694.034	534.412	435.811
<b>Arenque</b>	31.154	26.731	30	30.066	19.7

<sup>1/</sup> No incluye etano a ductos de gas seco.

Si analizamos lo obtenido de esta última tabla la producción de gas seco decayó en casi 1,000 MMPCD entre el año 2013 y el 2017 esto por la caída en la producción de la oferta nacional principalmente de la zona sureste, siendo para el año 2017 una cantidad de 1,474 MMPCD<sup>30 31</sup>.

#### **5.8.4 DEMANDA NACIONAL**

El país se divide en cinco regiones para poder analizar la demanda de gas natural, estas son: Noroeste, Noreste, Centro-Occidente, Centro y Sur-Sureste.

En 2015, casi todas las regiones aumentaron su demanda respecto a 2014, a excepción de la región Sur-Sureste, la cual tuvo una disminución de 6.4%.

En la región Noroeste, se tuvo una demanda de 606.2 MMPCD, es decir un incremento de 22.1% respecto a 2014; sin embargo, fue la región con la menor participación de la demanda total con 8.1% del total nacional.

En la región el estado de Baja California demandó 349.4 MMPCD, y Sonora demandó 256.8 MMPCD.

La región Noreste tuvo la mayor demanda a nivel nacional con 2,464.2 MMPCD, que representó 32.8% del total nacional. Este nivel de demanda es 4.9% mayor respecto a aquella en 2014. En la región, Tamaulipas y Nuevo León fueron los estados con la mayor demanda, 956.1 MMPCD y 724.4 MMPCD respectivamente, a estos estados les sigue Chihuahua con 347.6 MMPCD, Coahuila con 235.5 MMPCD y, finalmente, Durango con 200.5 MMPCD.

<sup>30</sup> El dato es obtenido de la suma de los flujos de los CPG's Cactus, Nuevo Pemex y La Venta.

<sup>31</sup> Información obtenida del SIE (Sistema de Información Energética).



La región Centro-Occidente tuvo un incremento de 7.7% con respecto a 2014, pasando de 1,053.6 MMPCD a 1,134.6 MMPCD, equivalente a 15.1% del total nacional. En esta región, Guanajuato y Colima presentaron la mayor demanda con 257.4 MMPCD y 248.8 MMPCD respectivamente. Los estados de Jalisco y Aguascalientes tuvieron, la menor demanda con 75.1 MMPCD y 31.1 MMPCD respectivamente, a pesar de que Aguascalientes presentó la menor demanda, esta se incrementó en 63.2% respecto a 2014.

La región Centro demandó de 919.4 MMPCD, lo que representó un aumento de casi 20% respecto a 2014, y una participación de 12.3% de la demanda nacional. La región Sur-Sureste tuvo una disminución de 6.4% en su demanda, pasando de 2,541.9 MMPCD en 2014 a 2,379.7 MMPCD en 2015. Esta región fue la segunda mayor demandante de gas natural con una participación de 31.7% del total nacional. El estado con la mayor demanda fue Veracruz con un volumen de 862.7 MMPCD; lo que representó una disminución de 9.7% respecto a 2014. Por otra parte, Oaxaca fue el estado con la menor demanda con un volumen de 0.1 MMPCD<sup>32</sup>.

**Tabla 38.** Demanda Nacional de Gas Natural por Región y Estado (MMpcd)

<b>Estado</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>
<b>Noroeste</b>	<b>437.7</b>	<b>496.7</b>	<b>606.2</b>
Baja California	306.1	334.2	349.4
Sonora	131.6	162.5	256.8
<b>Noreste</b>	<b>2,263.20</b>	<b>2,350.10</b>	<b>2,464.10</b>
Chihuahua	336.8	366.4	347.6
Coahuila	201.5	208.4	235.5
Durango	163.1	196.4	200.5
Nuevo León	675.8	687.4	724.4
Tamaulipas	886	891.5	956.1
<b>Centro-Occidente</b>	<b>880.30</b>	<b>1,053.60</b>	<b>1,134.70</b>
Aguascalientes	21.3	19.1	31.1
Colima	125.9	216.7	248.8
Guanajuato	245.3	259.1	257.4
Jalisco	59.2	68.4	75.1
Michoacán	124.1	131.9	127.7
Querétaro	128.6	160	165.4
San Luis Potosí	174.3	198.4	220
Zacatecas	1.6		9.2
<b>Centro</b>	<b>818</b>	<b>767.1</b>	<b>919.3</b>
Distrito Federal	71.4	59.1	69.6
Hidalgo	205.3	196.5	269.3
México	341.2	300.7	361.5
Morelos	8.4	9.8	12.5

<sup>32</sup> Prospectiva de Gas Natural 2016-2030.



Puebla	162.1	170.6	172.7
Tlaxcala	29.6	30.4	33.7
<b>Sur-Sureste</b>	<b>2,553.00</b>	<b>2,541.80</b>	<b>2,379.80</b>
Campeche	121.7	118.9	112.4
Chiapas	67.9	62.7	57.8
Oaxaca	0	0	0.1
Tabasco	702.2	696.1	694.4
Veracruz	951.9	955.4	862.7
Yucatán	113.2	119.6	107
Aguas Territoriales	596.1	589.1	545.4
<b>Total nacional</b>	<b>6,952.20</b>	<b>7,209.30</b>	<b>7,504.10</b>

De igual manera se muestra la demanda promedio de los años 2016 a 2018 para los usuarios del SISTRANGAS operado por CENAGAS.

**Tabla 39.** Demanda de Gas Natural por Estado en SISTRANGAS Zona Norte<sup>33</sup>

Punto	Descripción	Centros de Extracción	Municipio	Zona Tarifaria	Promedio (GJ/día)	Promedio (MMPCD)
E027	CHIHUAHUA	CHIHUAHUA	CHIHUAHUA	Norte	23,739	23
E030	DELICIAS	CHIHUAHUA	DELICIAS	Norte	1,751	2
E031	DURANGO	DURANGO	DURANGO	Norte	8,968	9
E052	NUCLEO#70	LA LAGUNA	TORREÓN	Norte	1,867	2
E058	QUIMICAREY	LA LAGUNA	SIERRA MOJADA	Norte	13,105	13
E072	TORREON	LA LAGUNA	TORREÓN	Norte	21,474	21
E086	ANAHUAC	CHIHUAHUA	CUAUHTEMOC	Norte	10,976	11
E087	COMPXSUECO	CHIHUAHUA	CHIHUAHUA	Norte	439	0
E094	CFELAG2	LA LAGUNA	GÓMEZ PALACIO	Norte	89,164	86
E103	CFEENCINO	CHIHUAHUA	CHIHUAHUA	Norte	58,987	57
E147	CFETORREON	LA LAGUNA	GÓMEZ PALACIO	Norte	7,383	7
E152	CFECHAVEZ	LA LAGUNA	FRANCISCO I. MADERO	Norte	91	0
E155	CFELALAGUNA	LA LAGUNA	GÓMEZ PALACIO	Norte	213	0
E158	CFENORTE1	LA LAGUNA	FRANCISCO I. MADERO	Norte	75,676	73
E175	CFEENCINO2	CHIHUAHUA	CHIHUAHUA	Norte	25,373	24
N004	CHIHUAHUA2	CHIHUAHUA	CHIHUAHUA	Norte	9,151	9
N007	ECDELICIAS2	CHIHUAHUA	DELICIAS	Norte	754	1
N055	TORREON2	LA LAGUNA	TORREÓN	Norte	1,271	1
N056	METMEX	LA LAGUNA	TORREÓN	Norte	138	0
N070	ECANAHUAC	CHIHUAHUA	CUAUHTEMOC	Norte	596	1
<b>Total</b>					<b>351,115.04</b>	<b>336.96</b>

<sup>33</sup> Información obtenida de "Cuarto de Datos CENAGAS", <https://www.gob.mx/cenagas/acciones-y-programas/cuarto-de-datos-144708>.



**Tabla 40.** Demanda de Gas Natural por usuario en SISTRANGAS Zona Golfo<sup>34</sup>

Punto	Descripción	Centros de Extracción	Municipio	Zona Tarifaria	Promedio (GJ/día)	Promedio (MMPCD)
E016	AEROPUERTO	NORESTE	APODACA	Golfo	16,676	16
E017	ALTAMIRA	ALTAMIRA	ALTAMIRA	Golfo	43,113	41
E020	APODACA	NORESTE	APODACA	Golfo	33,864	32
E023	CADEREYTA	NORESTE	CADEREYTA JIMÉNEZ	Golfo	66,960	64
E032	ELBLANCO	ALTAMIRA	CIUDAD MADERO	Golfo	61,620	59
E042	MADERO	ALTAMIRA	CIUDAD MADERO	Golfo	10,214	10
E043	MATAMOROS	NORESTE	MATAMOROS	Golfo	4,866	5
E045	MENDOZA	VERACRUZ	CAMERINO Z. MENDOZA	Golfo	22,085	21
E048	MONCLOVA	NORESTE	FRONTERA	Golfo	125,722	121
E049	MONCLOVAMT Y	NORESTE	GENERAL ESCOBEDO	Golfo	13,326	13
E051	NEMAK	NORESTE	GENERAL ESCOBEDO	Golfo	89,490	86
E055	POZARICA	GOLFO	POZA RICA DE HIDALGO	Golfo	1,732	2
E059	RAMOSARIZPE	NORESTE	RAMOS ARIZAPE	Golfo	23,349	22
E060	REYNOSA	NORESTE	REYNOSA	Golfo	4,182	4
E061	RIOBRAVO	NORESTE	REYNOSA	Golfo	747	1
E063	SALTILLO	NORESTE	RAMOS ARIZAPE	Golfo	32,449	31
E064	SANCATARINA	NORESTE	SANTA CATARINA	Golfo	42,333	41
E070	TIERRABLANCA	VERACRUZ	TIERRA BLANCA	Golfo	40,349	39
E077	VERACRUZ	VERACRUZ	VERACRUZ	Golfo	3,500	3
E090	MECAYUCAN	VERACRUZ	BOCA DEL RÍO	Golfo	13,852	13
E091	TRTBLALTAM	ALTAMIRA	ALTAMIRA	Golfo	12,117	12
E096	ANTARES	GOLFO	POZA RICA DE HIDALGO	Golfo	3,096	3
E101	CFEAGUILA	ALTAMIRA	ALTAMIRA	Golfo	78,511	75
E102	CFEALTAM34	ALTAMIRA	ALTAMIRA	Golfo	161,822	155
E105	CFETUXPAN2	GOLFO	TUXPAN	Golfo	71,141	68
E117	FETTUXPAN	GOLFO	TUXPAN	Golfo	162,719	156
E118	GIMSA	NORESTE	GENERAL ESCOBEDO	Golfo	171,463	165
E119	HUINALAS	NORESTE	APODACA	Golfo	80,033	77
E137	LNGALTEXT	ALTAMIRA	ALTAMIRA	Golfo	80,303	77
E138	IPPTUXPAN5	GOLFO	TUXPAN	Golfo	80,709	77
E139	TAMAZUNCHALE	GOLFO	TAMALIN	Golfo	420,344	403
E144	CFEALTAMIRA	ALTAMIRA	ALTAMIRA	Golfo	985	1
E146	CFESALTILLO	NORESTE	RAMOS ARIZAPE	Golfo	36,088	35

<sup>34</sup> Información obtenida de “Cuarto de Datos CENAGAS”, <https://www.gob.mx/cenagas/acciones-y-programas/cuarto-de-datos-144708>.



E153	CFERIOBRAVO	NORESTE	REYNOSA	Golfo	22,078	21
E154	CFEDOSBOCAS	VERACRUZ	MEDELLÍN	Golfo	41,178	40
E165	CFEMOVILMTY	NORESTE	MONTERREY	Golfo	5,057	5
E167	SIAN	ALTAMIRA	ALTAMIRA	Golfo	49,117	47
E170	CFEPOZARICA	GOLFO	POZA RICA DE HIDALGO	Golfo	19,783	19
E176	EXTRAMONES	NORESTE	LOS RAMONES	Golfo	93	0
N001	MONTERREY	NORESTE	APODACA	Golfo	19,754	19
N008	PANUCO	ALTAMIRA	CIUDAD MADERO	Golfo	10,307	10
N016	MADERO2	ALTAMIRA	CIUDAD MADERO	Golfo	374	0
N017	MATAMOROS2	NORESTE	MATAMOROS	Golfo	2,835	3
N029	MONCLOVAMTY2	NORESTE	GENERAL ESCOBEDO	Golfo	293	0
N032	MONTERREY2	NORESTE	GENERAL ESCOBEDO	Golfo	8,980	9
N034	TIERRABLANCA2	SUR	TIERRA BLANCA	Golfo	1,281	1
N046	RAMOSARIZPE2	NORESTE	RAMOS ARIZAPE	Golfo	336	0
N089	RIOBRAVO2	NORESTE	REYNOSA	Golfo	86	0
N090	RIOBRAVO3	NORESTE	REYNOSA	Golfo	160	0
N100	LINARES	RAMONES NORTE	LINARES	Golfo	48	0
N103	NORESTE	NORESTE	RÍO BRAVO/RAMOS ARIZPE	Golfo	291	0
N112	CFEMONCLOVA	NORESTE	MONCLOVA	Golfo	9	0
<b>Total</b>					<b>2,191,824.35</b>	<b>2,103.48</b>

**Tabla 41.** Demanda de Gas Natural por usuario en SISTRANGAS Zona Centro<sup>35</sup>

Punto	Descripción	Centros de Extracción	Municipio	Zona Tarifaria	Promedio (GJ/día)	Promedio (MMPCD)
E019	APASCOTULA	ARCO 1	TEPEJI DEL RÍO OCAMPO	Centro	3,305	3
E025	CATALINA	ARCO 1	TEPEAPULCO	Centro	4,206	4
E047	MINAUTLAN	ARCO 1	LOLOTLA	Centro	6,975	7
E056	PUEBLA	CENTRO	PUEBLA	Centro	112,606	108
E066	TEJAGAS	ARCO 2	SAN JUAN DEL RÍO	Centro	50,009	48
E068	TEOTIHUACAN	ARCO 1	TEPEAPULCO	Centro	8,533	8
E071	TIZAYUCA	ARCO 1	TIZAYUCA	Centro	12,238	12
E073	TULA	ARCO 1	TULA DE ALLENDE	Centro	65,618	63
E076	VENTACARPIO	ARCO 1	ECATEPEC	Centro	184,106	177
E092	CRUZAZUL	ARCO 1	TULA DE ALLENDE	Centro	8,453	8
E120	IGASAMEXBAJ	CENTRO	SALAMANCA	Centro	38,457	37

<sup>35</sup> Información obtenida de “Cuarto de Datos CENAGAS”, <https://www.gob.mx/cenagas/acciones-y-programas/cuarto-de-datos-144708>.



E140	CFETULA	ARCO 1	TULA DE ALLENDE	Centro	44,042	42
E141	CFEVALLEMEX	ARCO 1	ECATEPEC	Centro	67,156	64
E142	CFETULACC	ARCO 1	TULA DE ALLENDE	Centro	40,957	39
E143	CFEVMEXICOREP	ARCO 1	ECATEPEC	Centro	63,594	61
E148	FCEVENTADECARPIO	ARCO 1	ECATEPEC	Centro	48,613	47
E149	CFESANLORENZO	CENTRO	CUAUTLANCINGO	Centro	66,612	64
E180	EXT1GM	CENTRO	TLAXCALA	Centro	5,560	5
E181	EXT2GM	CENTRO	TLAXCALA	Centro	9,580	9
E187	ENERVALMEX	CENTRO	AXAPUSCO	Centro	14,498	14
N002	TULA3	ARCO 1	TEPEJI DEL RÍO	Centro	48	0
N035	PUEBLA2	CENTRO	PUEBLA	Centro	1,824	2
N036	NTGPUEBLA	CENTRO	PUEBLA	Centro	20,150	19
N037	PUEBLA3	CENTRO	PUEBLA	Centro	3,717	4
N054	TIZAYUCA2	ARCO 1	TIZAYUCA	Centro	1,180	1
N057	TULA2	ARCO 1	TULA DE ALLENDE	Centro	326	0
N059	MCTULA	ARCO 1	TULA DE ALLENDE	Centro	1,614	2
N064	BPVENTACARPIO	CENTRO	ECATEPEC	Centro	56	0
N081	TLAXCALA	CENTRO	SALAMANCA	Centro	39	0
N082	SALAMANCA2	CENTRO	SALAMANCA	Centro	445	0
<b>Total</b>					<b>884,516.46</b>	<b>848.86</b>

**Tabla 42.** Demanda de Gas Natural por usuario en SISTRANGAS Zona Sur<sup>36</sup>

Punto	Descripción	Centros de Extracción	Municipio	Zona Tarifaria	Promedio (GJ/día)	Promedio (MMPCD)
E018	APASCO	SUR	MACUSPANA	Sur	1,593	2
E046	MINATITLAN	SUR	COSOLEACAQUE	Sur	239,309	230
E054	PAJARITOS	SUR	COATZACOALCOS	Sur	108,228	104
E078	VILLAHERMOSA	SUR	CENTRO	Sur	323	0
E095	AGUADULCE	SUR	AGUA DULCE	Sur	88,725	85
E132	JACINTO	SUR	HUIMANGUILLO	Sur	104,131	100
E156	Campos PEP	SUR	CUNDUACÁN	Sur	354,643	340
E157	NISPEROS	SUR	REFORMA	Sur	80,220	77
E185	BRASKEMIDESA	SUR	COATZACOALCOS	Sur	14,649	14
N022	MINATITLAN3	SUR	COSOLEACAQUE	Sur	8,494	8
N024	MINATITLAN4	SUR	COSOLEACAQUE	Sur	39	0
N025	MINATITLAN2	SUR	COSOLEACAQUE	Sur	1,228	1

<sup>36</sup> Información obtenida de "Cuarto de Datos CENAGAS", <https://www.gob.mx/cenagas/acciones-y-programas/cuarto-de-datos-144708>.



N026	MINATITLAN5	SUR	COSOLEACAQUE	Sur	2,235	2
N072	TEMEXGAS	SUR	AGUA DULCE	Sur	4,237	4
N073	BPAGUADULCE	SUR	AGUA DULCE	Sur	133	0
N075	MCANTARES	ARCO 2	COSOLEACAQUE	Sur	362	0
N097	CELCSA	SUR	COSOLEACAQUE	Sur	4,038	4
N098	MCGUADALUPE	SUR	CHINAMECA	Sur	44	0
N099	TEMEXGAS	SUR	COSOLEACAQUE	Sur	143	0
N102	VERACRUZ2	SUR	MINATITLAN	Sur	1,564	2
<b>Total</b>					<b>1,014,336.88</b>	<b>973.45</b>

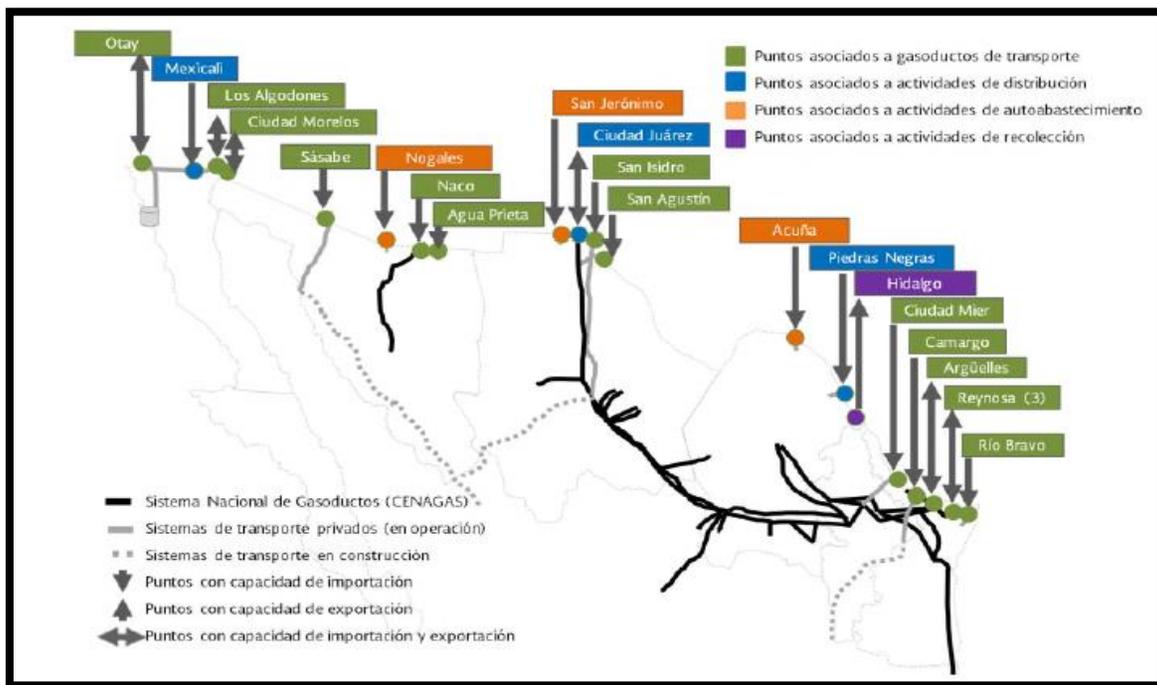
Se puede observar que la demanda nacional se ha ido incrementado con los años lo cual, aunado a la caída en producción nacional, ha provocado que el sistema de transporte y distribución de gas natural sufra algunos problemas operativos para mantener al sistema balanceado (oferta vs demanda). Las importaciones de gas natural juegan un papel muy importante, ya que permiten mantener este balance.

#### **5.8.5 PUNTOS DE IMPORTACIÓN DE GAS NATURAL**

Actualmente el SISTRANGAS cuenta con 7 puntos de importación de gas natural por ducto, mediante sus respectivas interconexiones por ducto entre los Estados Unidos y México:

- 1) *Tennessee Gas Pipeline (Tennessee o TGP) – Conexión directa*
- 2) *Texas Eastern Transmission Company (TETCO) – Conexión directa*
- 3) *Kinder Morgan Border (KMB) – Conexión directa*
- 4) *Energy Transfer (ET) – Conexión indirecta*
- 5) *NET Mexico Pipeline (NET) – Conexión directa*
- 6) *Kinder Morgan Monterrey (KMM)- Conexión indirecta*

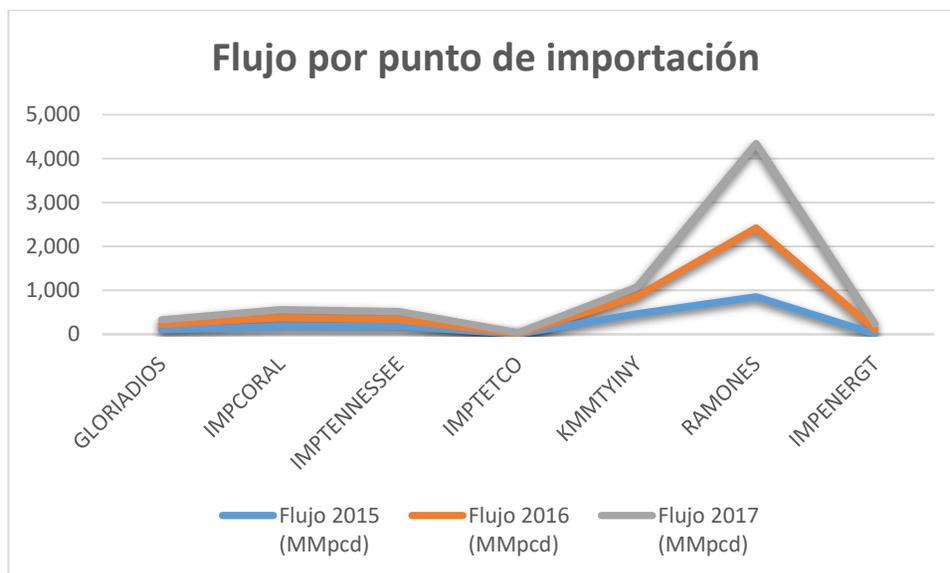
7) *Kinder Morgan Transmission Pipeline (KMTP / Gloria a Dios) – Conexión indirecta*



**Figura 37.** Puntos de Importación de Gas Natural en México<sup>37</sup>

A continuación, se muestra un gráfico con los flujos promedios por punto de importación para los años 2015 a 2017, éste fue elaborado con información del cuarto de control del CENAGAS.

<sup>37</sup> Prospectiva de Gas Natural 2016-2030.



**Figura 38.** Flujo de Importación de Gas Natural en México<sup>38</sup>

Para el año 2017 se importó un promedio de 2,752 MMPCD, un 66% más de lo que se importaba en el año 2015, siendo “Los Ramones” (Camargo) el principal punto de inyección con una capacidad máxima de importación de hasta 2,100 MMPCD. Sin embargo, actualmente lo máximo que se ha llegado a importar son 2,032 MMPCD.

Como podemos observar de lo antes mencionado el proyecto Los Ramones actualmente permite satisfacer parte de la oferta nacional tal como se esperó en la planeación inicial de PGPB en el año 2013 en que el proyecto fue concebido, no obstante si la demanda de gas natural sigue incrementando y la oferta nacional sigue decreciendo entonces se tendrá que buscar realizar proyectos que permitan crecer los puntos de internación actuales o en su defecto buscar el realizar nuevos proyectos que permitan la implementación de nuevos puntos de internación.

De igual manera sería conveniente se analizara porque actualmente no se utiliza el 100% de la capacidad de este punto de internación, ¿se debe a restricciones físicas en la infraestructura actual (cuellos de botella)? O ¿Falta de molécula en el lado americano?

### 5.8.6 INFRAESTRUCTURA DE GAS NATURAL

Uno de los avances de la Reforma Energética durante 2016 fue la transferencia de los activos que conforman los Sistemas Nacional de Gasoductos (SNG) y Naco-Hermosillo por parte de Petróleos Mexicanos al CENAGAS. De esta forma, Pemex

<sup>38</sup> Información obtenida del cuarto de control del CENAGAS, <https://www.gob.mx/cenagas/acciones-y-programas/cuarto-de-datos-144708>.



transfirió al CENAGAS alrededor de nueve mil kilómetros de ductos, con una capacidad de más de 5,000 MMPCD de gas natural.

De esta forma, el CENAGAS, como gestor independiente del SISTRANGAS, garantizará condiciones efectivas y equitativas de competencia en el mercado que transporta y almacena la mayor proporción de gas natural del país e impulsará la participación de terceros. En tanto, el CENAGAS en su carácter de Permisionario de Transporte de Gas Natural (Transportista) tiene como mandato dirigir la operación y mantenimiento de la infraestructura transferida por Petróleos Mexicanos a dicho Centro.

Al cierre de 2015, la CRE tenía vigentes 31 permisos de acceso abierto, de los cuales 28 están en operación, uno en construcción, uno por iniciar obras y uno por iniciar operación, estos permisos representan una longitud total de 15,755.9 kilómetros (Km). Del total de kilómetros autorizados, 10,068.0 km pertenecen al SISTRANGAS, operados y gestionados por el CENAGAS y 5,687.9 km pertenecen a empresas particulares.

En lo que respecta a los avances reportados en 2015, se tiene el Desarrollo del Gasoducto Midstream (Nueva Era). En agosto de 2015, la empresa Howard Midstream Energy Partners celebró un acuerdo con la CFE para el transporte de 500 MMPCD de gas natural, a través de un nuevo punto de importación a ubicarse en Colombia, Nuevo León. Este gasoducto tenía una fecha para inicio de operaciones en junio de 2017.

La CFE presentó en su informe anual los avances en materia de infraestructura de gasoducto, y con el objetivo de incrementar el suministro de gas natural en el país, impulso 26 licitaciones en conjunto con el sector privado. De estos proyectos al término de 2015, cuatro ya se encontraban en operación, 13 en construcción y nueve más en proceso de licitación.

Entre los proyectos de gas concluidos en 2015 por parte de CFE, se encuentran los gasoductos de Sásabe-Guaymas y el de Morelos.

En el caso del gasoducto Sásabe-Guaymas, éste inició operación comercial en agosto de 2015, con una capacidad de transporte de 770 MMPCD, un diámetro de 36 pulgadas, una longitud de 515 kilómetros y una inversión superior a los 470 millones de dólares. Este gasoducto transporta gas natural desde el punto de recepción en la interconexión con el gasoducto Tucson-Sásabe en la frontera México-EUA hasta los puntos de entrega definidos como Estación de Medición, Regulación y Control (EMRyC) Puerto Libertad y (EMRyC) Guaymas.



Adicionalmente, inició operaciones el gasoducto Morelos, cuyo trayecto atraviesa los estados de Tlaxcala, Puebla y Morelos. La Fase I del gasoducto va desde la interconexión con el gasoducto Esperanza-Venta de Carpio propiedad de CENAGAS, al norte de Puebla, hasta la CC Centro en Morelos. La Fase II va desde la interconexión con el gasoducto de alta presión Cempoala- Santa Ana de CENAGAS, ubicada en Tlaxco, Tlaxcala hasta la Fase I del Gasoducto Morelos.

La primera fase de este gasoducto entró en operación en junio de 2015, y en diciembre de 2015 fue concluida la construcción de la Fase II. Además, durante enero y marzo de 2016, se llevaron a cabo los trabajos de interconexión con el ducto Cempoala- Santa Ana, con lo cual se completó, en su totalidad, la construcción del Gasoducto Morelos. Este gasoducto cuenta con una capacidad de transporte hasta 320 MMPCD, un diámetro de 30 pulgadas, una longitud de 172 km y una inversión superior a los 246 millones de dólares.

En 2015 la CFE adjudicó los siguientes proyectos, se licitaron en total seis gasoductos: Waha-Presidio, Waha-San Elizario, San Isidro-Samalayuca, Ramal Villa de Reyes, Samalayuca-Sásabe y Tuxpan-Tula. Durante 2016, la CFE adjudicó los siguientes gasoductos: (i) Villa de Reyes-Aguascalientes-Guadalajara, (ii) Sur de Texas-Tuxpan (Marino), (iii) Ramal Centrales Empalme, (iv) Nueces-Brownsville (Estados Unidos) y (v) La Laguna- Aguascalientes.

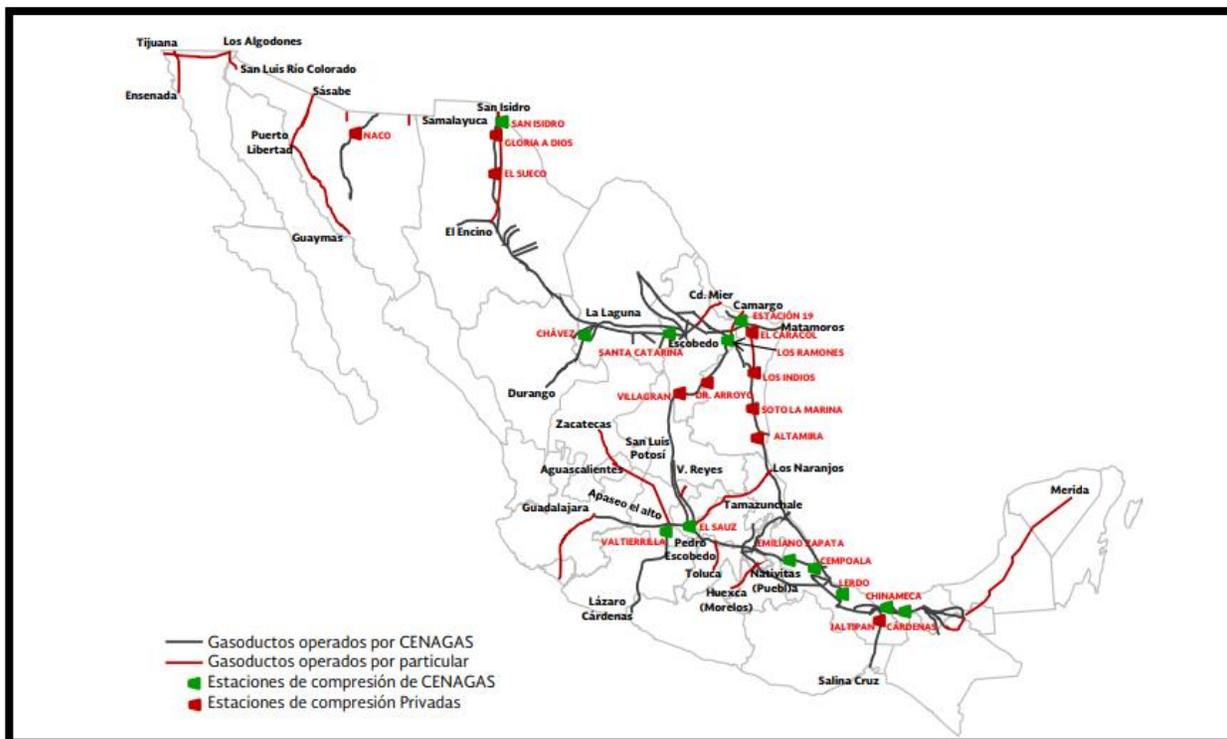


Figura 39. Infraestructura actual de gas natural.



En el caso de la distribución por ductos, la CRE busca incentivar las inversiones en el mercado al menudeo y proteger a los usuarios finales, promoviendo la comercialización con el reto que representa el no ofrecer exclusividad en las Zonas Geográficas como principal atractivo.

En el caso de los permisos de distribución, la CRE tenía registrados 23 permisos al cierre de 2015, con una longitud acumulada de 51,347.4 km, y una cobertura de 3.2 millones de usuarios distribuidos en varios estados de la República. En este sentido, la región con el mayor número de permisos es la *Noreste* con **11**, que representan una longitud aproximada de 32,699.1 km y una cobertura de 1.4 millones de usuarios, le siguen **Centro** con **7** permisos una longitud de 10,851.3 km; *Centro-Occidente* con **3** permisos con una longitud de 6,840.0 km; y, finalmente, *Noroeste* con **2** permisos con una longitud de 956.5 km.

En lo que respecta a los permisos de almacenamiento de Gas Natural Licuado (GNL), al cierre de 2015 se tenían cuatro permisos, de los cuales tres se encuentran en operación con una capacidad de almacenamiento de 920,000 m<sup>3</sup> y una inversión de 3,054 millones de dólares, y un proyecto de almacenamiento en Tuzándepetl Veracruz, cuya inversión es de aproximadamente 200 millones de dólares.

**Tabla 43.** Permisos de almacenamiento de GNL, 2015

Nombre de la empresa	En Operación			En proyecto
	Terminal de GNL de Altamira	Energía Costa Azul	Terminal KMS de GNL	Almacenamiento Subterráneo del Istmo S.A. de C.V.
<b>Localización</b>	Altamira Tamaulipas	Ensenada Baja California	Manzanillo Colima	Tuzandépetl Veracruz
<b>Capacidad de regasificación (MMPCD)</b>	670-1,119	1,000-1,300	500	N/D
<b>Capacidad de almacenamiento de terminal (m<sup>3</sup>)</b>	300,000	320,000	300,000	N/D
<b>Inversión (Millones de dólares)</b>	\$396	\$1,875	\$783	\$200
<b>Entrada en Operación</b>	30-sep-06	14-may-08	17-ago-12	N/D

### 5.8.7 PRECIO GAS NATURAL

En la prospectiva de gas natural 2016-2030 se menciona el comportamiento en el 2016 del precio máximo del gas natural objeto de venta de primera mano, considerando que éste incorpora cotizaciones del gas en el mercado de referencia



en EUA, los costos de transporte entre la zona fronteriza en Reynosa y ductos del sur de Texas, y los costos de transporte en México. La CRE utilizará como mercados de referencia internacional las cotizaciones del gas registradas en el Houston Ship Channel (HSC), Henry Hub (HH) y el Sur de Texas (ST), y como ajuste por transporte en México, las tarifas máximas autorizadas al SISTRANGAS. Los costos de transporte entre la frontera en Reynosa y los ductos del sur de Texas se incorporan en función del saldo en el balance de comercio exterior del gas natural, que resulta relevante para la determinación del costo de oportunidad del gas natural objeto de venta de primera mano<sup>39</sup>.

Sin embargo, este esquema sufrió un cambio en el 15 de junio del año 2017 cuando la Comisión Reguladora de Energía (CRE) aprobó la eliminación del precio máximo de gas natural objeto de venta de primera mano. Ello, permitirá que agentes económicos distintos a Pemex puedan ofrecer diferentes opciones de suministro.

La eliminación de precio máximo de venta de primera mano (VPM) facilitará la disponibilidad de alternativas de suministro de gas natural en el país.

Actualmente se identifican dos mercados de influencia del precio de VPM en el país: (i) Reynosa y (ii) Ciudad Pemex. En ambos mercados se observa participación de varios agentes económicos. La eliminación del precio máximo de gas natural permitirá que estos agentes ofrezcan al mercado alternativas de suministro de gas natural. Con precios determinados por las condiciones de mercado podemos esperar que:

1. Se facilite la recuperación de la producción de gas natural por parte de Pemex, mitigando así el déficit de gas natural que enfrenta el país, particularmente en la región Sur-Sureste.
2. Los 16 productores de gas natural distintos a Pemex (9 ubicados en la región Sur) que tienen contratos como resultado de las rondas de licitación de la CNH, ofrezcan al mercado producción adicional.
3. Comercializadores distintos a Pemex, que ya cuentan con capacidad de importación y con capacidad de transporte en el SISTRANGAS, ofrezcan alternativas de suministro de gas natural a precios competitivos.
4. Se generen incentivos para el desarrollo de nuevos proyectos de transporte, almacenamiento, regasificación y compresión que permitan en el mediano plazo contar con más alternativas de acceso a gas natural.

---

<sup>39</sup> Prospectiva de Gas Natural 2016-2030.



Paralelamente, la CRE determinó mantener el ajuste por balanceo como un mecanismo implementado por CENAGAS que facilita la inyección de gas natural licuado (GNL) al SISTRANGAS cuando éste se requiera para mantener la continuidad del suministro. Sin embargo, el mecanismo se modificará para eliminar la socialización de los costos de las inyecciones de GNL. Los comercializadores que generen desbalances, deberán cubrir los costos de mercado de inyectar GNL al sistema.

La eliminación del precio máximo de gas natural no implica la desregulación total de las VPM. La CRE continuará regulando la VPM a través de los términos y condiciones, así como, de los modelos de contratos de comercialización de Pemex y se completarán las siguientes fases del Programa de Cesión de Contratos de Pemex. Esto con la finalidad de promover condiciones equitativas para la participación de otros comercializadores en el mercado y la protección de los intereses de los usuarios finales de gas natural en el país.

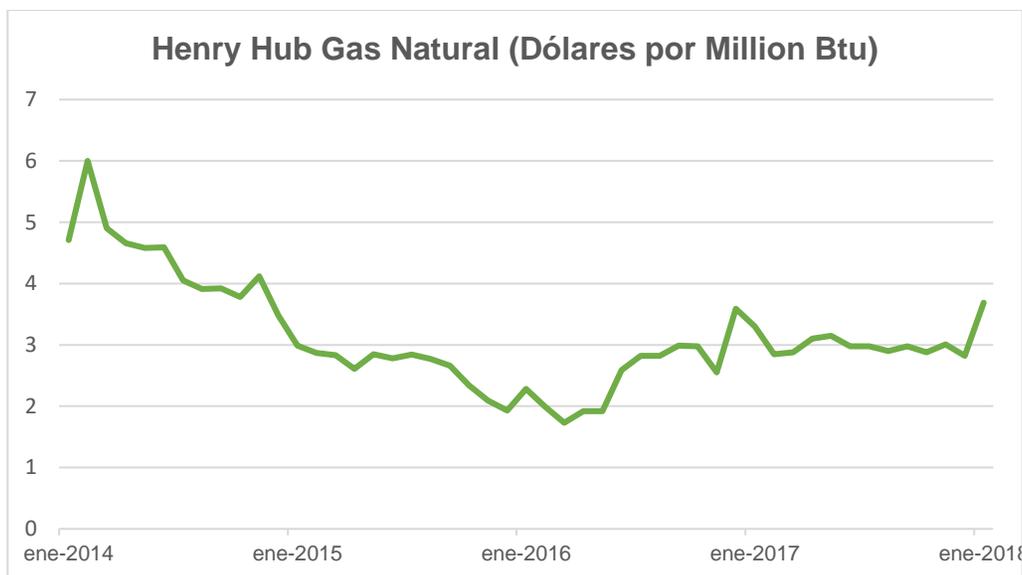
La eliminación del precio máximo de VPM de gas natural y la modificación del mecanismo de ajuste por balanceo constituyen pasos decisivos hacia la implementación de un mercado de gas natural eficiente y competitivo. Estas acciones constituyen un paso más en la implementación de la Reforma Energética propiciando la participación de un número cada día mayor de agentes económicos que pueden ofrecer a los usuarios finales alternativas competitivas de suministro de gas natural<sup>40</sup>.

Tomando en consideración lo anteriormente expuesto por la CRE se puede tomar en consideración en los puntos de internación el precio de molécula en la frontera este es dictado como se expuso anteriormente por el precio de Henry Hub el cual para el año 2017 fue de aproximadamente tres dólares con veinticinco centavos por millón de Btu<sup>41</sup>. La evolución del precio de gas natural desde el año 2013 hasta la fecha se observa en la imagen a continuación:

---

<sup>40</sup> <https://www.gob.mx/cre/prensa/se-elimina-el-precio-maximo-de-venta-de-primera-mano-de-gas-natural>, consultada el día 14/03/2018.

<sup>41</sup> <https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/rngwhhdd.htm>, consultada el 13 de marzo del 2018 a las 16:40.

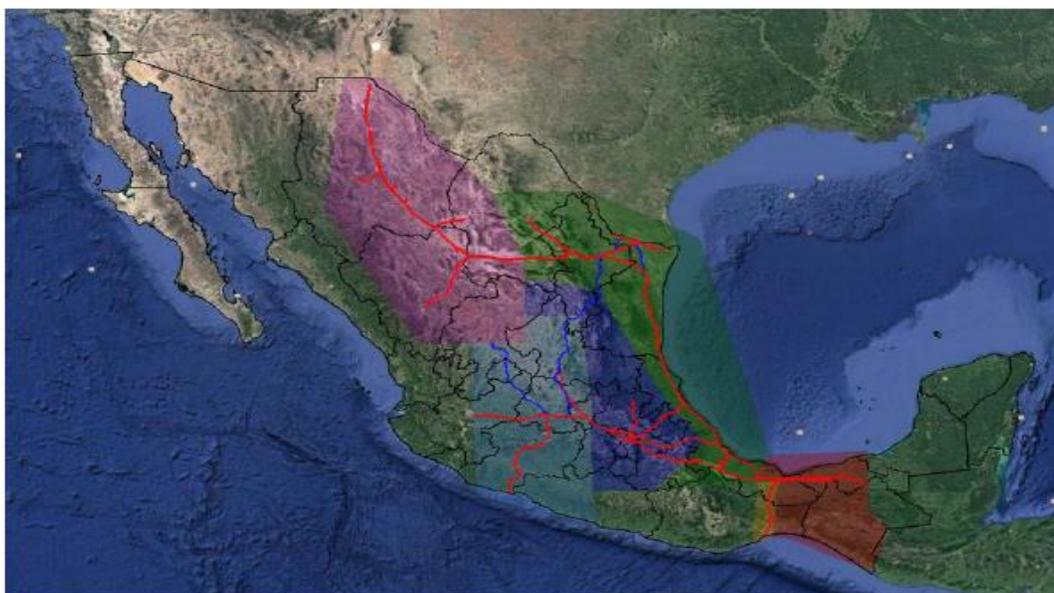


**Figura 40.** Precio de gas natural (Henry Hub) Período 2013-2018  
Dólares por Millón de BTU

### 5.8.8 TARIFA SISTRANGAS

Actualmente las tarifas en el SISTRANGAS siguen una lógica de estampilla postal en el que los costos de transporte se encuentran en función de la capacidad reservada en Base Firme por los Usuarios y los trayectos (zonas) en que los usuarios tengan reservada capacidad establecida en su contrato de servicio.

El SISTRANGAS cuenta con (6) zonas tarifarias: (i) Norte, (ii) Golfo, (iii) Centro, (iv) Occidente, (v) Sur e (vi) Istmo.



**Figura 41.** Zonas tarifarias del SISTRANGAS



Lo que los usuarios pagan por encontrarse integrados tarifariamente al SISTRANGAS se puede apreciar en la tabla 44. En ésta se puede apreciar el precio por zona (trayecto) de acuerdo con su Cargo por Capacidad + su Cargo por Uso (en caso de que aplique) + estampilla nacional+ Ajuste por Balanceo (AB) (en caso de que aplique) esto para el Servicio en Base Firme y en Base Interrumpible.

**Tabla 44.** Estampilla de Transporte del Sistrangás

Estampilla	Servicio Base Firme		Servicio Base Firme Temporal		Interrumpible		Volumétrico
	Cargo por capacidad	Cargo por Uso	Cargo por Capacidad	Cargo por Uso	Máxima	Mínima	
Sur	2.36148	0.01713	2.37864	0.01713	2.35533	0.01713	2.58192
Centro	4.27568	0.03265	4.30848	0.03265	4.26616	0.03265	4.67557
Occidente	3.95700	0.01678	3.97378	0.01678	3.93455	0.01678	4.32823
Golfo	5.22776	0.02974	5.25804	0.02974	5.20679	0.02974	5.71771
Norte	6.99284	0.04821	7.04078	0.04821	6.97104	0.04821	7.64526
Istmo	7.25957	0.04692	7.30625	0.04692	7.23531	0.04692	8.44919
Nacional	0.21971		0.21971		0.21754		0.24039
Nac con AB	-0.72323		-0.72323		-0.71607		-0.79139

### 5.8.8.1 TARIFA GdN

En base a lo antes mencionado la tarifa para el sistema integrado Ramones Fase I propiedad del transportista privado GdN, IEnova, se puede apreciar en la siguiente tabla:

**Tabla 45.** Tarifa GdN

Cargo por	Tarifa (Pesos/GJ/Dia)
<b>Servicio en base firme</b>	
Cargo por Capacidad	2.3532
Cargo por Uso	0
<b>Requerimiento de Ingresos aprobado (pesos mexicanos)</b>	
Anual	1,813,367,654.49
Diario	4,968,130.56
<b>Gas Combustible</b>	<b>0.16%</b>
Tipo de cambio autorizado (Promedio septiembre 2017)	17.8192 mxp/usd



Las tarifas no incluyen IVA.

Lista de tarifas vigentes a partir del 1° de enero 2018<sup>42</sup>.

### **5.8.8.2 COMPARATIVO CON TARIFA CALCULADA EN ANÁLISIS ECONÓMICO**

Realizando un análisis comparativo entre la tarifa nivelada obtenida en el capítulo III “Análisis Económico” y la que actualmente se cobra por la prestación del servicio de transporte. A este respecto y antes de poder realizar un comparativo entre ambas tarifas se debe tomar en cuenta lo siguiente:

- La tarifa calculada por medio de la Directiva de Tarifas de la CRE esta expresada en Dólares/GJ/día, actualmente la tarifa calculada para el sistema GdN se encuentra expresada en Pesos/GJ/día, por lo cual se deberá revisar el tipo de cambio para el año que se está analizando 2014.
- La tarifa calculada en el presente trabajo de tesis está realizada en base a un requerimiento de ingresos escalado por un factor por lo cual esto se verá impactado en el costo del servicio.
- Actualmente la tarifa que GdN cobra por el servicio de transporte es en base a cargo por capacidad y considera la máxima capacidad de transporte del sistema 2,100 MMPCD.
- De acuerdo con la Resolución RES/050/2017 en la cual la CRE aprueba al CENAGAS el listado de tarifas aplicables para el período del 1 de enero al 31 de diciembre del 2017 así como la Resolución RES/597/2013 en donde se integra el sistema los Ramones Fase I (GdN) al SISTRANGAS derivado de lo cual está sujeto a una tarifa sistémica, esto nos indica que es una tarifa más competitiva que la calculada en este trabajo de tesis.
- El tiempo de vida útil del proyecto es de 25 años, pero para la realización de este trabajo de tesis se consideraron 30 por lo cual la tarifa se verá impactada.

Considerando lo antes mencionado se puede concluir lo siguiente:

- El promedio de la tarifa calculada para el presente trabajo de tesis es de 0.1923 Dólares/GJ/día considerando que para el año 2014 el promedio del tipo de cambio peso/dólar fue de 13.30<sup>43</sup>. Aplicando el tipo de cambio obtenemos una tarifa de 2.577 Pesos/GJ/ día. La tarifa que actualmente maneja el sistema GdN es de 2.3532 Pesos/GJ/día.

---

<sup>42</sup> Información obtenida de <https://www.gob.mx/cre/articulos/gasoductos-del-noreste-s-de-r-l-de-c-v?idiom=es>, consultada el día 7 de julio del 2018 a las 15:00.

<sup>43</sup> Información obtenida de <http://www.banxico.org.mx/SieInternet/consultarDirectorioInternetAction.do?sector=6&idCuadro=CF373&accion=consultarCuadro&locale=es>, consultada el día 7 de julio a las 14:37.



Como se puede apreciar la tarifa calculada es mayor a la tarifa que actualmente maneja el sistema. Esto se puede deber a todas las consideraciones previamente mencionadas



## CAPITULO V

### “CONCLUSIONES”

Mediante la elaboración del presente trabajo se logró corroborar las hipótesis que se plantearon al inicio de éste, mismas que a continuación se detallarán y profundizarán, y se darán las recomendaciones correspondientes.

#### **1. Viabilidad Técnica**

Tomando en consideración los resultados arrojados por el Análisis Técnico realizado es posible corroborar la hipótesis inicialmente planteada de que el Proyecto Los Ramones Fase I es Técnicamente Viable ya que cumple con las condiciones operativas requeridas por el usuario, en su momento PGPB. De igual manera el diseño propuesto por GdC es el más óptimo desde el punto de vista técnico (cantidad de estaciones de compresión, diámetros, etc.).

Una recomendación que se encontró contra el diseño propuesto por GdC es que se debió considerar una MPOP más alta (1,440 psig) para el diseño del gasoducto de 48” Frontera-Los Ramones. Esto hubiera permitido que, en caso de planearse un posible proyecto de expansión de capacidad en el sistema, éste habría sido fácilmente implementable con unos sencillos cambios en las Estaciones de Compresión.

#### **2. Viabilidad Económica**

Derivado del Análisis Económico realizado en el Capítulo III de este trabajo de tesis, se corrobora la segunda hipótesis la cual establecía que el proyecto Los Ramones Fase I era económicamente viable. Esto se desprende de los resultados obtenidos de los indicadores de evaluación de proyectos TIR y VPN.

De igual manera se evaluó la tarifa nivelada por servicio de transporte de gas natural. Posteriormente se realizó el comparativo con la tarifa actual del sistema y se determinó que el cálculo realizado con la Metodología Tarifaria de la CRE es muy parecido a lo cobrado hoy en día.

Adicionalmente este ejercicio permitió entender de forma más detallada cómo se obtiene la tarifa, las consideraciones que se deben de tener para calcularla y como afecta al proyecto inflar los costos durante la adquisición de equipos, terrenos, durante la construcción y operación del sistema ya que todos estos sobrecostos impactan directamente a los usuarios del sistema.

Asimismo, el que el sistema Los Ramones Fase I es un sistema periférico integrado lo cual permite que sus tarifas sean más competitivas y de más fácil



acceso para los usuarios del sistema, esto conlleva a un beneficio sistémico integral.

### **3. Otros hallazgos y recomendaciones**

#### **Diversificación de Fuentes de Suministro**

Conforme a lo analizado en el Capítulo IV, el Proyecto Los Ramones Fase I hoy en día es la principal fuente de importación de gas natural al país (2,100 MMPCD). Esto ha permitido coadyuvar a la evidente declinación de la oferta nacional y a la creciente demanda de gas natural de los sectores eléctrico, industrial, residencial y petrolero; derivado de lo cual se corrobora lo pronosticado por SENER durante la concepción del proyecto.

A su vez, la entrada en operación del Proyecto Los Ramones Fase I, Los Ramones Norte y Los Ramones Sur permitió el envío de gas natural a la zona centro y occidente del país (entrega en Apaseo El Alto, Guanajuato). Derivado de esto desde el año 2013 no se han declarado alertas críticas en el SISTRANGAS<sup>44</sup>.

Sin embargo, si la tendencia en consumo de gas natural continúa incrementando y la producción nacional decayendo (cabe aclarar que el ritmo de decaimiento depende en gran medida del éxito de las rondas de exploración y producción que actualmente encabeza CNH), la recomendación es que se deberá explorar la implementación de proyectos de transporte de gas natural que permitan importar más gas de E.U a las zonas sur, centro y occidente del país.

#### **Energías Renovables**

Si bien es cierto que el gas natural no puede ser considerado una fuente de generación de energía 100% limpia, la cantidad de contaminación emitida por el gas natural (CO<sub>2</sub>) es considerablemente menor que la producida por la quema de combustibles fósiles por lo cual es posible pensar en que el gas natural sea el puente o el vehículo que permita la migración a energías renovables.

Por otro lado, no se debe perder de vista que la intermitencia de las energías renovables<sup>45</sup> (solar, eólica, hidrológica, etc.) es normalmente absorbida por el sistema de gas natural y que estos picos de consumo afectan la correcta operación del sistema de este sistema transporte.

---

<sup>44</sup> <https://www.pressreader.com/mexico/milenio/20170221/282029031995392>, consultada el día 7 de julio del 2018 a las 16:43.

<sup>45</sup> Pica Andres y Sauma Enzo, Los desafíos de la utilización de energías renovables no convencionales intermitentes, Pontificia Universidad Católica de Chile, agosto 2015.



## **Mercado de gas natural**

El mercado de gas natural en México sufrió un importante cambio derivado de la implementación de la Reforma Energética, no sólo por la creación y separación de distintas instituciones sino por el cambio en el esquema de transporte, comercialización y regulación de gas natural.

Esto ha permitido que los usuarios tengan acceso a la molécula de distintas fuentes ya sea nacional como de importación y comercializada por distintos actores a precios más competitivos. Esto se ve potencializado por la apertura y liberalización que se ha dado en él por parte de la CRE permitiendo así tener un mercado más regularizado.

Es por ello por lo que en los últimos años los usuarios han podido tener acceso a gas de distintas cuencas de E.U (Agua Dulce, Waha, Eagle Ford, etc.) lo cual ha favorecido a sus costos de producción y generación eléctrica como es el caso de la CFE. Todos los beneficios antes mencionados se ven reflejados en precios más competitivos para todos los usuarios que disfrutamos de gas natural a lo largo y ancho del país.



## CAPITULO VI

### “BIBLIOGRAFÍA”

- I. Bob Shively and John Ferrare (2011), Understanding Today's Natural Gas Business: Energydynamics, Pág. 1 to 30.
- II. Speight James (2007), Natural Gas: A basic Handbook, Houston Texas.
- III. M. Mohitpour, H. Golshan and Murray (2007), Pipeline Design and Construction: A Practical Approach: American Society of Mechanical Engineers, Third Edition.
- IV. Fernández Pablo, WACC: Definición, interpretaciones equivocadas y errores; Business School Universidad de Navarra, marzo 2011.
- V. Carlos Andrés Núñez Viverosa, Gabriel José Gallego Hidalgo y Guillermo Buenaventura Vera, Diseño metodológico de la evaluación de proyectos energéticos bajo incertidumbre en precios: caso de cogeneración de energía en una empresa en Cali, EISEVIER, 22 de marzo 2013.
- VI. Mete Roberto Marcos, Valor Actual Neto y Tasa de Retorno: Su utilidad como herramientas para el análisis y evaluación de proyectos de inversión, Instituto de Investigación en Ciencias Económicas y Financieras Universidad, La Salle, Bolivia, marzo 2014.
- VII. NOM-001-SECRE-2010, Norma Oficial Mexicana, Especificaciones del Gas Natural.
- VIII. NOM-007-SECRE-2010, Norma Oficial Mexicana, Transporte de Gas Natural.
- IX. Manual de Uso Aspen Hysys Upstream, 2015.
- X. Quiroz Carlos, ¿Por qué tratar el Gas Natural?, Diplomado en la Industria del Gas.
- XI. Prospectiva de Gas Natural 2016-2030.
- XII. Prospectiva de Gas Natural y Gas L.P 2014-2028.
- XIII. Directiva sobre la determinación de tarifas y el traslado de precios para las actividades reguladas en materia de gas natural DIR-GAS-001-2007
- XIV. Directiva de contabilidad para las actividades reguladas en materia de gas natural, DIR-GAS-002-1996.
- XV. RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía aprueba y expide los términos y condiciones generales para las ventas de primera mano de gas natural, RESOLUCIÓN Núm. RES/996/2015.
- XVI. Licencia Ambiental Única Proyecto Los Ramones Fase I.
- XVII. Anexo 2, Costo de Capital, Resolución que autoriza el Ingreso Máximo y aprueba la Lista de Tarifas Máximas para el segundo periodo de Prestación de servicios al amparo del permiso G/061/TRA/99 otorgado a Pemex-Gas y



Petroquímica Básica, para el Transporte de Gas Natural del Sistema Nacional de Gasoductos. RES/406/2007.

- XVIII. Determinación del costo de capital, Documento de consulta DC/02/DGT/2012.
- XIX. <http://www.fundaciongasnaturalfenosa.org/SiteCollectionDocuments/Publicaciones/Fichas%20Pedag%C3%B3gicas/A2/Ficha%20A2.pdf>, consultada el día 24 de octubre del 2015 a las 18:00.
- XX. <http://www.cre.gob.mx/documento/resolucion/Anexo/RES-0352014ANEXO%20.%20DESCRIPC%C3%93N%20DETALLADA%20DE%20LA%20TRAYECTORIA.PDF>, consultada el día 1 de noviembre 14:00.
- XXI. <http://profesores.fib.unam.mx/l3prof/Carpeta%20energ%EDa%20y%20ambiente/Gas%20Natural.pdf>, consultada el día 15 de septiembre 2015 a las 20:00.
- XXII. [https://bibliotecadigital.icesi.edu.co/biblioteca\\_digital/bitstream/10906/66580/1/libro\\_contable\\_administrativo.pdf](https://bibliotecadigital.icesi.edu.co/biblioteca_digital/bitstream/10906/66580/1/libro_contable_administrativo.pdf), consultada el día 23 de marzo del 2016.
- XXIII. <http://www.fao.org/docrep/003/v8490s/v8490s06.htm>, consultada el día 1 de abril del 2016 a las 20:00.
- XXIV. <https://www.gob.mx/cenagas/articulos/cenagas?idiom=es>, consultada el 19 de febrero del 2018 a las 16: 00 pm.
- XXV. <https://datos.gob.mx/busca/dataset/precios-de-gas-natural-usuarios-finales>, consultada el día 26 de octubre del 2017, a las 11 am.
- XXVI. <https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/rngwhhdd.htm>, consultada el día 10 de febrero del 2018, a las 15:00 pm.
- XXVII. [http://www.cre.gob.mx/documento/PresentacionCREJSL09\\_02\\_17.pdf](http://www.cre.gob.mx/documento/PresentacionCREJSL09_02_17.pdf), consultada el día 15 de marzo 2018, a las 9 am.
- XXVIII. <https://www.gob.mx/cenagas/acciones-y-programas/cuarto-de-datos-144708>, consultada el 15 de mayo del 2017, a las 19:00 pm.
- XXIX. [http://dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5465642&fecha=15/12/2016](http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5465642&fecha=15/12/2016), consultada el día 26 de octubre del 2017, a las 21:00 pm.
- XXX. <https://www.mytriplea.com/diccionario-financiero/ebit/>, consultada el 3 de mayo del 2018, a las 9:00 am.
- XXXI. [https://ac.els-cdn.com/S0123592313700202/1-s2.0-S0123592313700202-main.pdf?\\_tid=df9f651b-3d18-4c9f-be93-4d5623f19ff0&acdnat=1530897977\\_ef873a93c4f92bc3637427ec32c5a310](https://ac.els-cdn.com/S0123592313700202/1-s2.0-S0123592313700202-main.pdf?_tid=df9f651b-3d18-4c9f-be93-4d5623f19ff0&acdnat=1530897977_ef873a93c4f92bc3637427ec32c5a310), consultada el día 4 de julio del 2017, a las 12 am.
- XXXII. <https://www.gob.mx/cenagas/documentos/tarifas-aplicables-para-el-sistrangas-2017>, consultada el día 6 de agosto del 2017, a las 17:00 pm.
- XXXIII. <http://www.banxico.org.mx/SielInternet/consultarDirectorioInternetAction.do?sector=6&idCuadro=CF373&accion=consultarCuadro&locale=es>, consultada el día 7 de julio a las 14:37.
- XXXIV. <https://www.gob.mx/cre/articulos/gasoductos-del-noreste-s-de-r-l-de-c-v?idiom=es>, consultada el día 7 de julio del 2018 a las 15:00.



- XXXV. <http://www.gas.pemex.com.mx/NR/rdonlyres/05E98E6D-E390-4A3D-AAC7-5E170558FA20/0/PROCESOSINDUSTRIALESnoviembre06.pdf>, consultada el 25 de mayo del 2016 a las 11:00 am.
- XXXVI. <https://www.pressreader.com/mexico/milenio/20170221/282029031995392>, consultada el día 7 de julio del 2018 a las 16:43.