



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Riesgos financieros en el
mercado de Gas Natural**

T E S I S

Que para obtener el título de:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A N:

MARTÍNEZ RODRÍGUEZ RAFAEL
PEÑA MARTÍNEZ POLETE MONSERRATH

DIRECTOR DE TESIS:

MTRO. ORTIZ CAMARGO JOSÉ LUIS



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2016

Agradecimientos

Primeramente a Dios y a ti madre, Patricia Martínez; gracias por tu amor y el incondicional apoyo en cada momento de mi vida, por haber antepuesto mis necesidades a las tuyas, es por eso que dedico a ti este trabajo, como una muestra de mi más profundo agradecimiento por ser el mejor ejemplo de valor y superación.

A mis padres y abuelos, Pedro y Carmen por enseñarme a valorar cada día de la vida y alentarme a seguir. A mi padre, mi familia y a ti Tobías, porque formas parte de ella, por su apoyo, motivación y amor.

A mi director de tesis por su apoyo y oportunas correcciones que hicieron posible este trabajo, así como por su amistad, paciencia y motivación.

A mis amigos Armando, Dinosue, Ale, Héctor, Charly, y a los pads: Angelito y Cesar por esa inyección de felicidad cada día, por su compañía y ayuda.

Y a ti Rafa, por permitirme ser parte de este proyecto, por tu apoyo y gran paciencia a lo largo no sólo de este proyecto sino de la carrera, y por la amistad incondicional.

Gracias.

Polete M. Peña Martínez

Agradecimientos

Agradezco a mis padres, Gloria y Rafael; a Bibi, Vale y Carlos que antes que hermanos, amigos. Gracias por su apoyo a lo largo de mis estudios hasta ser concluidos, pues este logro obtenido también es suyo. Gracias por su paciencia, por sus enseñanzas y consejos que me brindaron en todo este tiempo. Gracias a ustedes, mi familia.

Agradezco a mis compañeros y amigos Alejandra, Ángel, Huato, Palomino, Rene y Doro, quienes siempre me apoyaron y alentaron a esforzarme más.

Agradezco a mi compañera y amiga Polete, por su paciencia y esfuerzo empleados para realizar este trabajo.

Agradezco sinceramente a mi asesor de tesis, M. en C. Ortiz Camargo José Luis por sus orientaciones, su manera de trabajar, su paciencia y motivación que han sido fundamentales para la realización de esta tesis.

A todos ustedes muchas gracias.

Martínez Rodríguez Rafael

Introducción	1
Justificación	2
Planteamiento	2
Objetivos	3
CAPÍTULO I, GENERALIDADES	4
1.1 Sistema petrolero	4
1.2 Yacimientos de Hidrocarburos	8
1.2.1 Yacimientos convencionales de gas	8
1.2.2 Yacimientos no convencionales	12
CAPÍTULO II, YACIMIENTOS DE GAS EN MÉXICO.....	15
2.1 Yacimientos convencionales y no convencionales de gas en México.....	16
2.1.1 Provincia Petrolera Sabinas-Burro-Picachos	16
2.1.2 Provincia Petrolera Burgos.....	17
2.1.3 Provincia Petrolera Tampico-Misantla.....	18
2.1.4 Provincia Petrolera Veracruz.....	20
2.1.5 Provincia Petrolera Sureste.....	22
2.1.6 Provincia Petrolera Golfo de México Profundo	23
2.1.7 Provincia Petrolera Plataforma de Yucatán	25
2.1.8 Provincia Petrolera Cinturón Plegado de Chiapas.....	26
2.1.10 Provincia Petrolera Chihuahua.....	27
2.1.11 Hidratos de metano	29
CAPÍTULO III, RESERVAS Y PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL.....	31
3.1 Clasificación de reservas	31
3.1.1 Estadístico de reservas de Gas Natural	35
3.1.1.1 Reservas en el mundo	35
3.1.1.2 Reservas en México.....	37
3.2 Producción de Gas Natural en México	40
3.3 Sistema de Transporte de Gas Natural.....	41
3.4 Infraestructura del transporte del gas Natural en México.....	45
CAPÍTULO IV, COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL	48

4.1 Cadena de valor del Gas Natural.....	48
4.2 Funcionamiento de los mercados	51
<i>La demanda</i>	51
<i>La oferta</i>	52
<i>Commodity</i>	52
4.2.1 El Gas Natural como Commodity	53
4.3 Mercado de Gas Natural en México.....	54
4.3.1 Demanda Nacional	54
4.3.2 Demanda de Gas Natural por Sector.....	55
4.4 El precio del Gas Natural	63
4.4.1 El precio del gas natural en México	64
4.4.2 Calculo del precio del Gas Natural	67
4.4.3 Determinación del precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en Reynosa, Tamaulipas.....	68
4.4.4 Determinación del precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en Ciudad PEMEX, Tabasco.	74
4.4.5 Determinación del precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en Plantas de Proceso distintas a Ciudad PEMEX o Reynosa.	77
4.5 Importación y Exportación de Gas Natural	80
CAPÍTULO V, SEGURIDAD ENERGÉTICA.....	86
5.1 Seguridad Energética.....	86
5.2 Explotación racional y quema irracional del Gas Natural	90
5.2.1 Explotación de yacimientos.....	90
5.2.2 Producción de pozos de gas	94
<i>Apertura de pozos a la atmósfera</i>	95
<i>Inducción de pozos con gas (Nitrógeno o Metano)</i>	96
<i>Inyección de reactivos (barras espumantes y líquidos)</i>	96
<i>Quema irracional de gas</i>	97
5.3 Usos del Gas Natural	99
5.4 Características del Gas Natural como combustible no contaminante.....	105
5.4.1 Medio ambiente.....	105

5.4.2 Calidad del aire	107
5.4.3 Calidad de los medios terrestre y acuático	108
5.4.4 Uso racional de la energía.	108
5.5 Sustitución de combustibles fósiles por Gas Natural	109
5.5.1 Poder calorífico de los diferentes combustibles frente al Gas Natural.....	109
5.5.2 Análisis de sustitución	111
5.6 Geopolítica de la Seguridad Energética	112
5.6.1 Transformaciones y tendencias en el sistema energético internacional	114
5.6.2 Peak Oil.....	121
5.6.3 Actores de los mercados energéticos	123
CAPITULO VI, RIESGOS FINANCIEROS	129
6.1 Gestión de riesgos	130
6.1.1 Proceso de administración de riesgos.....	131
6.1.1.1 Identificación y selección de riesgos	132
6.1.1.2 Evaluación y medición de riesgos.....	132
6.1.1.3 Establecimiento de límites de aceptación de riesgos	137
6.1.1.4 Selección de administración de riesgos	138
6.1.1.5 Monitoreo y control	139
6.2 Principales tipos de riesgo.....	139
6.2.1 Riesgos Operacionales.....	139
6.2.2 Riesgos Estratégicos	142
6.3 Riesgos Financieros	145
6.3.1 Riesgo de Mercado.....	146
6.3.1.1 Riesgo de Tipo de interés	147
6.3.1.2 Riesgo de Tipo de cambio	149
6.3.2 Riesgo de Crédito	150
6.3.3 Riesgo de Liquidez	152
6.4 Otros riesgos	153
<i>Riesgo legal</i>	153
<i>Riesgo de insolvencia</i>	154
<i>Riesgo de spread</i>	155

<i>Riesgo-país</i>	155
CAPÍTULO VII, ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	156
7.1 Proyección del GNV.....	157
7.2 Desarrollo del proyecto.....	158
<i>Aportes de la proyección del escenario</i>	159
<i>Alcance</i>	159
<i>Objetivo general</i>	160
7.3 Calculo de la capacidad de la estación de servicio a instalar	162
7.3.1 Demanda proyectada	162
Escenario probable o base	163
Escenario optimista	165
Escenario pesimista	167
7.4 Componentes del centro de servicio de gas natural.....	169
7.5 Selección de suministro de gas natural.....	176
CAPÍTULO VIII, EVALUACIÓN ECONÓMICA	179
8.1.-SENSIBILIDAD DE LOS INDICADORES	185
8.1.1 Valor presente neto (VPN)	185
Escenario probable.....	186
Escenario optimista	189
Escenario pesimista.....	190
8.1.2 Tasa interna de retorno (TIR)	191
Escenario Probable.....	192
Escenario optimista	193
Escenario pesimista.....	194
8.1.3 Índice de Rentabilidad (IR) o relación Costo Beneficio	196
Escenario probable.....	196
Escenario optimista	197
Escenario pesimista.....	198
8.1.4 Periodo de recuperación de capital (PRC).....	198
Escenario probable.....	199
Escenario optimista	201

Escenario pesimista.....	202
8.1.5 Costo-Volumen-Utilidad.....	203
Escenario probable.....	205
Escenario optimista.....	207
Escenario pesimista.....	209
8.1.6 Valor en Riesgo.....	211
Riesgo de tipo de cambio.....	211
<i>Riesgo de interés</i>	221
Conclusiones del proyecto, Resultados de acuerdo con los indicadores.....	223
CONCLUSIONES.....	226
Fuentes de consulta.....	230
ANEXOS.....	233
Anexo A.....	233
Anexo B.....	236
Anexo C.....	266
Anexo D.....	282

Introducción

La dinámica económica actual, requiere que los países desarrollados y en vías de desarrollo, tengan como principal objetivo el transitar hacia un sector energético sustentable, manteniendo una perspectiva futura. Esta dinámica económica lleva inmerso el creciente desarrollo industrial y tecnológico, mismo que origina diversas formas de contaminación, las cuales alteran el equilibrio del aire, lo cual, a nivel mundial representa un problema alarmante.

Lo anterior ha conllevado a que los gobiernos generen y fortalezcan sus mercados regionales buscando día a día formas alternas de energía, que permitan un transporte seguro, poco contaminante y de fácil acceso, este panorama señala que las demandas aumentarán sobre los recursos energéticos más accesibles. De allí que a nivel mundial, desde hace algunas décadas, diversos países dediquen campañas y esfuerzos en la promoción y apoyo a convertir vehículos que utilicen gas natural como sustituto, debido a su disponibilidad, bajo costo de producción, seguridad y baja contaminación.

Dado que el gas natural ha resurgido como un combustible sustituto y menos contaminante, es necesario presentar y conocer un panorama general de lo que es el sector del gas natural, sus características, sus tendencias generales y problemática para comprender mejor la importancia del sector en la economía actual. Así, también habrá que impulsar una mayor flexibilidad a la gestión en las empresas, tanto económica como financieramente, acompañándola de estudios económicos y financieros adecuados.

Este creciente desarrollo e interés en el mercado de gas natural ha generado que México responda con políticas encaminadas al fomento del uso de combustibles más limpios y eficientes. Por ello y por la necesidad de contar con herramientas de

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

planeación estratégica para el sector del gas natural, la Secretaría de Energía (SENER) realiza la publicación de “Prospectiva del Mercado de Gas Natural”, como parte de un proceso de coordinación de todo sector energético mexicano, hacia una transición sustentable. Esta publicación presenta un panorama sobre las expectativas de crecimiento hasta 2026, periodo en el que se estima se desarrollara el proyecto propuesto en este trabajo, por ello esta publicación es utilizada como referencia.

Justificación

La creciente necesidad de disminuir la contaminación, a la que no sólo México sino todo el mundo se enfrenta, requiere de grandes esfuerzos para poder enfrentar los retos en materia ambiental, donde los costos a la salud y al medio ambiente son generados debido al uso y producción de energía. Estos esfuerzos implican desarrollar y estudiar a fondo las oportunidades que tienen los sustitutos de los recursos fósiles, cuya quema es la principal fuente de contaminación actual. Uno de estos sustitos es el Gas Natural, el cual contribuye a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. El aumento en la oferta de gas natural y la baja en el precio, beneficia directamente a esta sustitución tanto para la industria como para uso vehicular. Emplear y desarrollar el mercado de este sustituto implica para México, un flujo económico importante debido a que resulta ser un país productor de este.

Planteamiento

Al realizar la sustitución de combustibles se permitirá que a nivel mundial se observe un beneficio en reducción de emisiones de gases de efecto invernadero debido al uso de Gas Natural Vehicular (GNV). Haciendo notable la independencia energética

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

de México al disminuir la importación de gasolinas, teniendo un favorable impacto económico y ambiental, haciendo así, una transición energética y abriendo oportunidad e impulsado una mayor flexibilidad a la gestión en las empresas que se desarrollen en este giro comercial.

Objetivos

- Identificar las oportunidades del Gas Natural dentro del mercado vehicular.
- Exponer las oportunidades en el mercado nacional y no solo en la zona de estudio, para la instalación de estaciones de servicio de Gas Natural y mayormente dentro de la zona metropolitana, que es donde se ubica la mayor cantidad de transporte público y grandes concentraciones de personas que se trasladan dentro de esta.
- Identificar el potencial de Gas Natural en México lo cual permita una justificación más para la sustitución de otros combustibles por el Gas Natural.
- Determinar la posible perspectiva de mercado de Gas Natural en México. Evaluar la factibilidad del uso del gas natural vehicular como una alternativa energética para disminuir la contaminación ambiental por emisiones peligrosas.
- Describir la situación actual del empleo del gas natural como combustible vehicular.
- Desarrollar una metodología general para construir y operar una estación de servicio, a partir de hacer mezclar los aspectos técnicos, sociales y legales para determinar su rentabilidad en los escenarios más optimistas y pesimistas.

CAPÍTULO I, GENERALIDADES

1.1 Sistema petrolero

Todos aquellos componentes geológicos y procesos requeridos para generar y almacenar hidrocarburo se conocen como sistema petrolero; este se conforma de una roca generadora, una trampa, un sello y los procesos de migración y entrapamiento, que son esenciales para la existencia de una acumulación convencional de hidrocarburos. Sin embargo no solo existe acumulación de hidrocarburos bajo estas condiciones, el yacimiento primario o yacimiento no convencional es aquel en el que el hidrocarburo se encuentra en la misma roca en la que se ha formado, es decir que la roca generadora actúa como almacenadora y no existe el proceso de migración. La figura 1, muestra las provincias petroleras mexicanas, marcándose con color diferente al periodo que pertenece.

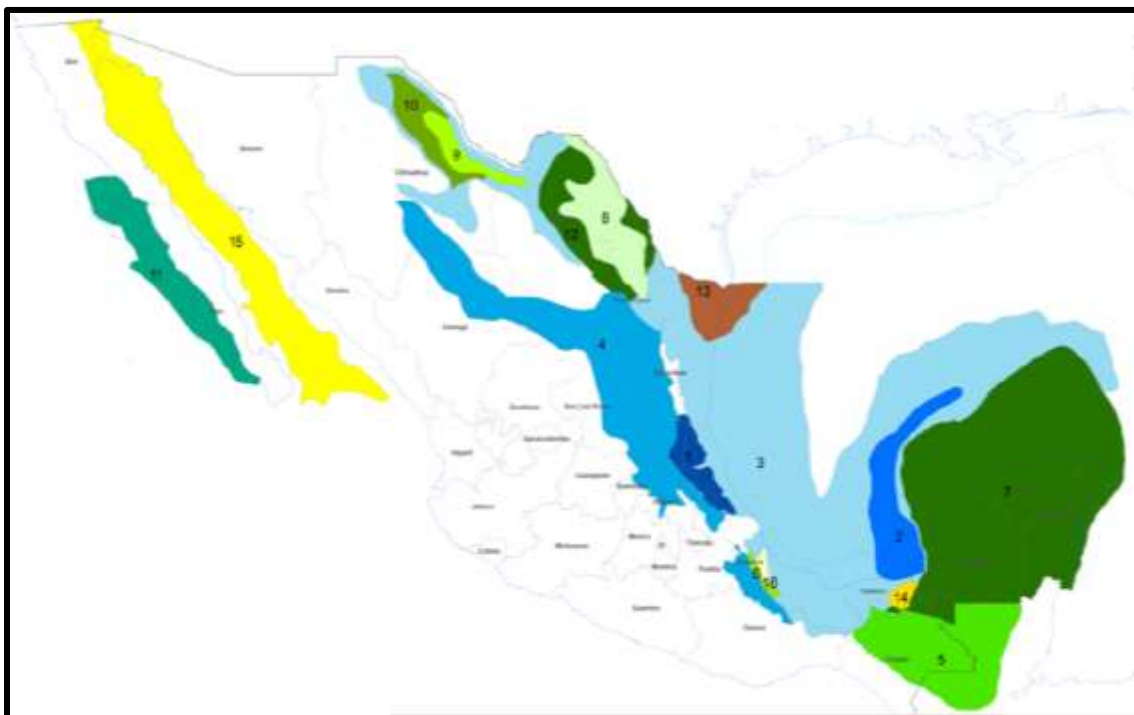


Figura 1, Provincias petroleras, Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2013.

SISTEMAS PETROLEROS

	1 Jurásico inferior-Medio
	2 Oxfordiano
	3 Tithoniano.kimmeridgiano-Cretácico-Paleógeno-Neógeno
	4 Tithoniano-kimmeridgiano-Cretácico
	5 Cretácico inferior-Cretácico Medio-superior
	6 Cretácico inferior-Cretácico Medio-superior
	7 Cretácico inferior-Cretácico Medio-superior
	8 Turoniano- Turoniano
	9 Turoniano- Turoniano
	10 Aptiano-Albiano
	11 Cretácico Superior
	12 Aptiano-Albiano
	13 Paleógeno-Paleógeno
	14 Mioceno inferior- medio-superior-Plioceno
	15 Mioceno superior- mioceno superior-Plioceno
	16 Mioceno superior- mioceno superior-Plioceno

La distribución de hidrocarburos en rocas de grano fino se presenta en la figura 2 donde se muestran las cantidades relativas de hidrocarburos en una roca durante la diagénesis, catagénesis y metagénesis. A continuación se describen los principales y más esenciales componentes del sistema petrolero.

Roca generadora: Esta, es la roca donde da inicio la transformación de la materia orgánica en hidrocarburos, sin embargo para hacer posible esto, debe contener mínimo el 1% de materia orgánica para generar volúmenes de hidrocarburos que al migrar puedan formar un yacimiento. La determinación e identificación de una roca generadora está basada en dos factores principalmente, que son:

- Contenido de Materia Orgánica (porcentaje de COT) .

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

- Tipo de Materia Orgánica: El fitoplancton es el productor más importante de la materia orgánica marina, seguido del zooplancton y por último las bacterias.

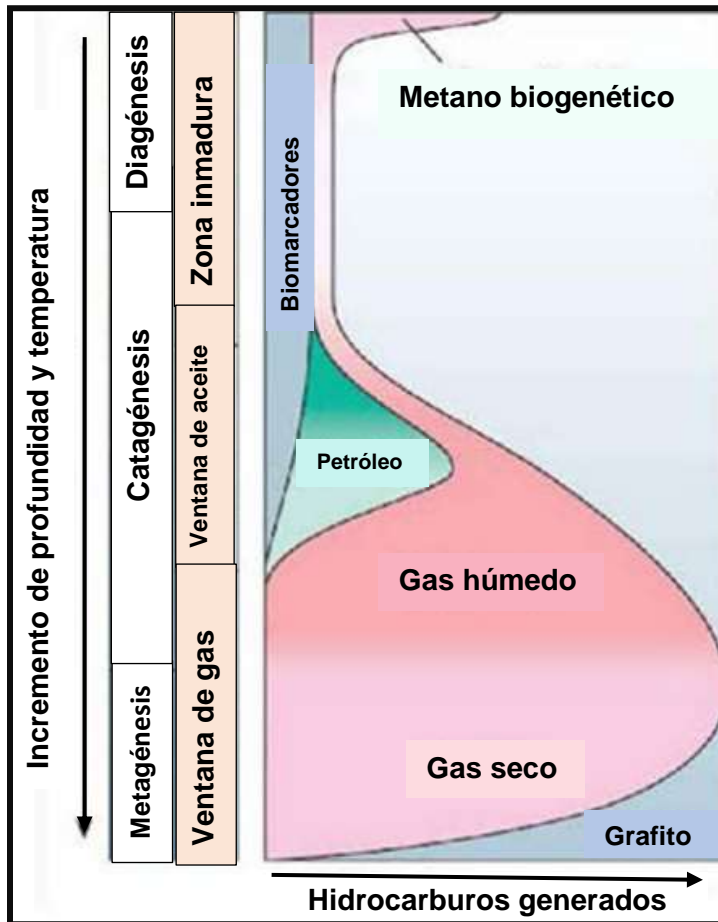


Figura 2, Etapas de evolución térmica de la materia orgánica (Tissot y Welte, 1978).

La roca generadora se ha clasificado en tres tipos (Waples, 1985):

- Roca Generadora Efectiva: cualquier roca sedimentaria que ha generado hidrocarburos.
- Roca Generadora Posible: cualquier roca sedimentaria en la que su potencial generador no ha sido aún evaluado pero la cual pudo haber generado hidrocarburos.

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

- Roca Generadora Potencial: cualquier roca sedimentaria inmadura con riqueza orgánica, la cual puede generar hidrocarburos de acuerdo a su nivel de maduración termal.

Roca almacenadora: Roca porosa y permeable que permite la acumulación del hidrocarburo, tras el proceso migratorio.

Roca sello: Esta roca funge como barrera, limita el paso de los hidrocarburos, por ende esta debe ser impermeable.

Trampa: Se conoce como trampa a aquella estructura que hace posible la acumulación de hidrocarburo, manteniéndolo atrapado en la roca almacén, y evitando la migración hacia zonas de menor presión.

- Trampa estratigráfica: esta ocurre debido al aumento de la permeabilidad de la roca almacén o bien un acúñamiento de esta, lo que ocasiona que la roca almacén este rodeada de la roca sello. En ambos casos los hidrocarburos fluyen hacia la parte superior de la unidad estratigráfica.
- Trampa estructural: Esta se debe a los movimientos tectónicos. Puede ser una falla o un pliegue, que limiten el flujo de hidrocarburo o su acumulamiento. Dentro de este tipo de trampas, también se considera la intrusión de un domo o un diapiro salino.
- Trampa mixta: resultan de una combinación de trampa estratigráfica y trampa estructural.

Sincronía: la secuencia cronológica correcta de estos elementos y los procesos de generación, migración y atrapamiento de hidrocarburos, son necesarios para la acumulación y la preservación de los hidrocarburos. Es la relación precisa

en espacio y tiempo de todos los elementos que conforman el sistema petrolero, para que este pueda existir.

1.2 Yacimientos de Hidrocarburos

Un yacimiento de hidrocarburo se puede definir como una estructura geológica en el subsuelo conformada por rocas porosas y permeables que permiten la acumulación de hidrocarburos (petróleo y gas). Pueden clasificarse en Yacimientos convencionales y Yacimientos no convencionales

1.2.1 Yacimientos convencionales de gas

En los yacimientos convencionales o también llamados secundarios, los hidrocarburos se forman en la roca generadora donde da inicio la transformación de la materia orgánica en hidrocarburos, sin embargo para hacer posible esto, debe contener mínimo el 1% de materia orgánica; con el paso de los años, y a medida que se acumula una mayor cantidad de sedimentos y rocas, y bajo ciertas condiciones de presión y temperatura que hacen que la materia orgánica se transforme y descomponga, obteniendo así los hidrocarburos. Posteriormente, estos migran a través de las diferentes formaciones geológicas, hasta encontrar una roca impermeable que impida su paso, conocida como sello.

Yacimientos de gas seco

Son aquellos yacimientos cuya temperatura inicial excede a la cricocondentérma y están constituidos en su mayoría por metano, y en menores cantidades otros gases hidrocarburos, y que a pesar de llevarlos a superficie no condensan. Debido a la alta energía cinética de las moléculas y a su baja

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

atracción, no alcanzan la forma de líquido a la presión y temperatura de superficie.

En la figura 3 se observa el diagrama de fase de este yacimiento y en él se pueden leer algunas características de los yacimientos de gas seco como son:

- La temperatura del yacimiento es mayor que la cricondentérma.
- Los hidrocarburos se mantienen en fase gaseosa en el yacimiento y en superficie, es decir, que al disminuir la presión no se condensa el gas.
- Su componente principal es el metano, llegando a ser un 90%.

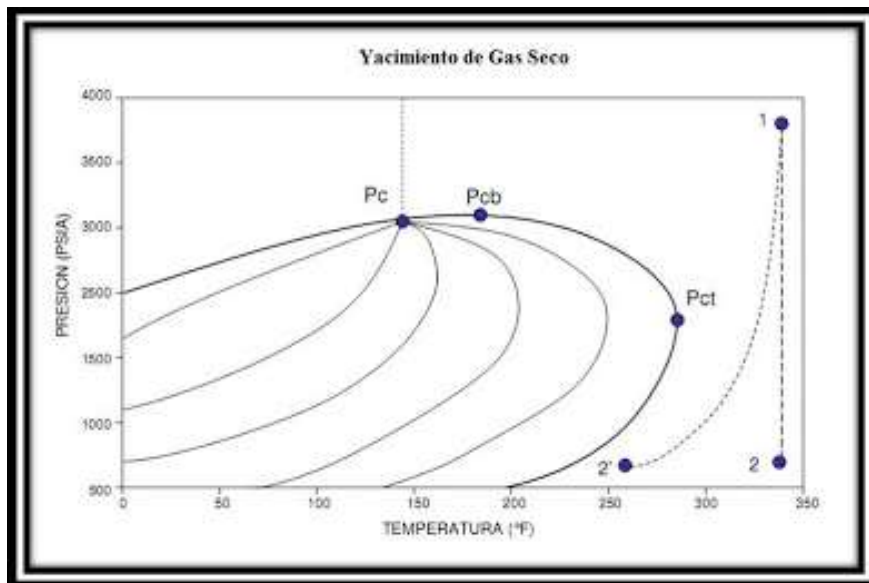


Figura 3, Yacimiento de Gas Seco.

Yacimientos de gas húmedo

Estos yacimientos son inicialmente encontrados con componentes de hidrocarburos en la fase gaseosa, como en los yacimientos de gas seco. Sin embargo, una porción de gas producida a través del pozo se condensa debido a las caídas de presión y temperatura en la superficie. Esto ocurre como

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

consecuencia de la disminución en la energía cinética de las moléculas de gas más pesadas originando un aumento en las fuerzas de atracción transformándose parte de este gas en líquido. Los componentes hallados en este tipo de yacimientos son más pesados que los encontrados en los yacimientos de gas seco.

En la figura 4 se observa el diagrama de este yacimiento y en él se pueden leer algunas características de los yacimientos de gas húmedo como son:

- La temperatura del yacimiento es mayor que la cricondentérma.
- Los hidrocarburos se mantienen en fase gaseosa en el yacimiento, pero una vez en superficie entran a la región de dos fases.
- Poseen una gravedad °API mayor a 60°.
- En comparación con los gases secos, hay una mayor acumulación de componentes intermedios.
- La relación gas-aceite se encuentra entre 60 y 100 (MSCF/Brl).

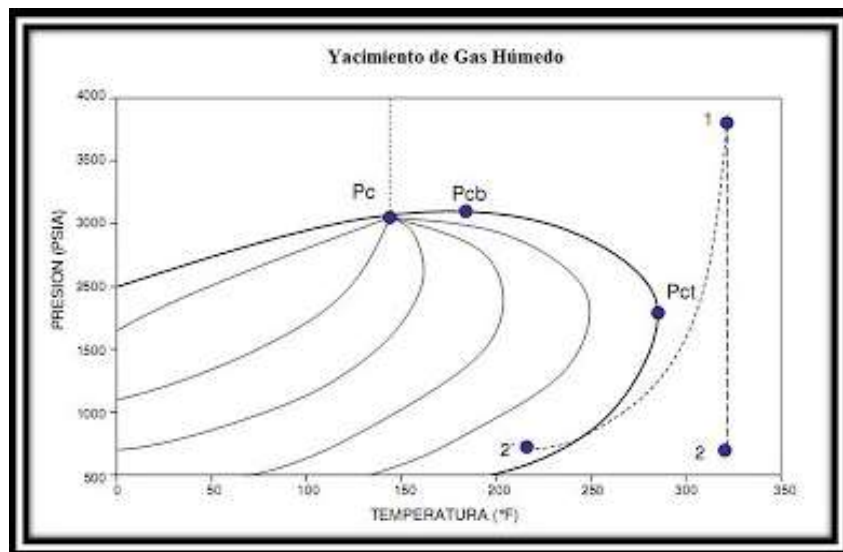


Figura 4, Yacimiento de Gas Húmedo.

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Yacimientos de gas y condensados

Se puede hablar en este tipo de yacimientos con una condensación retrograda, donde el gas al disminuir la presión se condensa, y al seguir disminuyendo la presión se evapora. Los líquidos condensados se adhieren a los poros siendo este un líquido inmóvil, esto ocasiona una disminución de la producción de líquidos. En la figura 5 se observa el diagrama de fase de este yacimiento y en él se pueden leer algunas características relevantes de estos yacimientos como son:

- La temperatura del yacimiento se encuentra entre la temperatura crítica y la cricondertérma.
- Los hidrocarburos se mantienen en fase gaseosa o en el punto de rocío a condiciones iniciales de yacimiento y al disminuir la presión a temperatura constante, entra en la zona de condensación retrógrada.
- La reducción de presión y temperatura en pozo conlleva a que el yacimiento entre en la región de dos fases, originando en superficie un condensado.
- La relación gas – aceite se encuentra entre 5.000 y 100.000 (SCF/Brl).

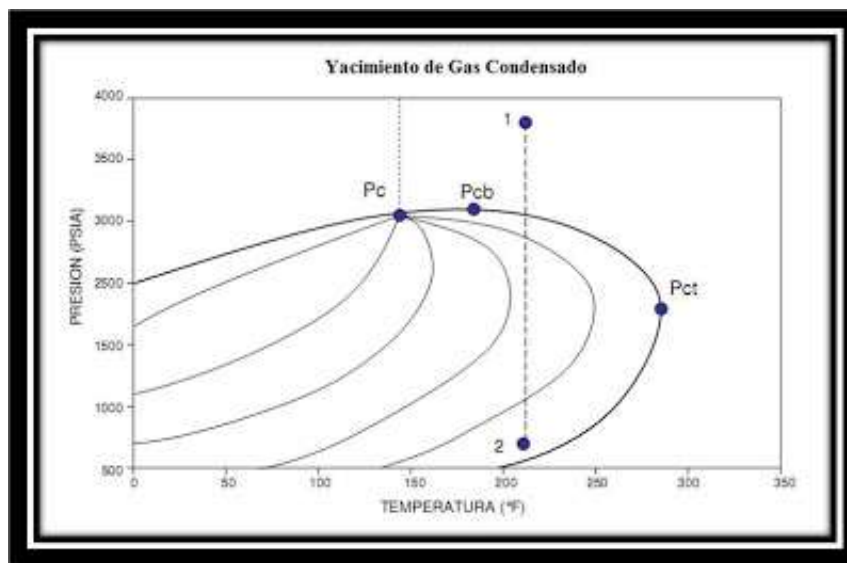


Figura 5, Yacimiento de Gas y Condensado.

1.2.2 Yacimientos no convencionales

El yacimiento no convencional o primario, es aquel donde el hidrocarburo, gas y aceite permanece en la roca generadora, es decir, esta funge como roca generadora y almacén, y no existe migración a diferencia de los yacimientos convencionales.

Gas en Arenas Compactas (Tight Gas)

Se conoce como gas en arenas compactas (Tight Gas) al gas natural presente en yacimientos de baja porosidad y baja permeabilidad. Los yacimientos son generalmente formaciones de areniscas, aunque también se puede encontrar en formaciones calizas. En algunas ocasiones, estas formaciones geológicas tienen un comportamiento similar a los yacimientos convencionales, haciendo que no se diferencie claramente entre los dos tipos de yacimiento. La definición estándar para un yacimiento de arenas compactas es: aquel que tiene una roca matriz con una porosidad menor del 10% y una permeabilidad menor o igual a 0,1 milidarcy. La baja permeabilidad se debe a la fina naturaleza de los sedimentos y a la compactación de los mismos.

La producción de gas de un yacimiento de arenas compactas es menor que la de un yacimiento convencional, y para recuperar el gas, se deben perforar un número mayor de pozos. Además, requieren técnicas de fracturación múltiple para obtener cantidades significativas de gas.

Gas en Lutitas (Shale Gas)

Se conoce como gas en Lutitas (shale gas) al gas natural que se encuentra en yacimientos compuestos predominantemente Lutitas. Las Lutitas tienen una baja permeabilidad, por lo que la producción de gas en cantidades comerciales requiere técnicas de fracturamiento para aumentar la permeabilidad. Mientras

que un pozo en un yacimiento de Qatar puede producir unos 4 millones de metros cúbicos al día, un pozo en lutitas, sin estimulación, puede producir sólo 0,15 millones de metros cúbicos al día. El gas de esquistos ha sido producido durante décadas en las zonas con fracturas naturales; la expansión del gas de lutitas en los últimos años se debe a los éxitos de la tecnología del fracturamiento hidráulico para crear extensas fracturas artificiales alrededor de los pozos de exploración que permiten su extracción.

Metano en capas de carbón (Coal Bed Methane)

Se conoce como metano en capas de carbón (Coal Bed Methane) al gas con alto contenido en metano que procede de yacimientos subterráneos de carbón. Se conoce también con otros nombres como gas natural del carbón (NGC) o gas en capas de carbón (CBG). Se trata de gas natural generado y almacenado en vetas de carbón. Las vetas de carbón tienen un sistema de doble porosidad que comprende microporos, que existen en la matriz del carbón y un sistema de fracturas naturales llamadas planos de exfoliación, que son los macroporos. En un yacimiento de metano en capas de carbón, el agua inunda completamente las capas de carbón, y su presión hace que el metano quede absorbido en las superficies granuladas del carbón. La capacidad de estos yacimientos para almacenar metano en las capas de carbón depende de la presión en el yacimiento, la composición del carbón, el porcentaje de carbono, la estructura de los microporos, las propiedades moleculares del gas adsorbido y la temperatura del yacimiento.

Hidratos de metano

Los hidratos de gas son sustancias similares al hielo que se forman cuando ciertos gases se combinan con el agua a alta presión y baja temperatura. Sus depósitos se han generalizado en sedimentos bajo el suelo marino (a partir de

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

los 500 metros de profundidad), dentro y debajo de las zonas de permafrost, el subsuelo terrestre que permanece congelado. El metano es el gas que más a menudo queda atrapado en estos depósitos. La unidad básica de hidrato es un cristal de moléculas de agua con una sola molécula de gas flotando en su interior. Los cristales se agrupan en un enrejado compacto.

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

CAPÍTULO II, YACIMIENTOS DE GAS EN MÉXICO

A lo largo de las exploraciones que PEMEX ha realizado los últimos 78 años, dentro del territorio mexicano ha logrado definir las principales provincias petroleras, estableciendo producción comercial y con reservas de hidrocarburos en seis de ellas: Sabinas-Burro-Picachos, Burgos, Tampico-Misantla, Veracruz, Sureste y Golfo de México Profundo. Las cuales pueden ser geográficamente identificadas en la figura 6 y que adicionalmente muestra otras seis provincias con potencial petrolífero medio-bajo que incluyen la Plataforma de Yucatán, Cinturón Plegado de Chiapas, Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental, Chihuahua, Golfo de California y Vizcaíno-La Purísima-Iray.¹

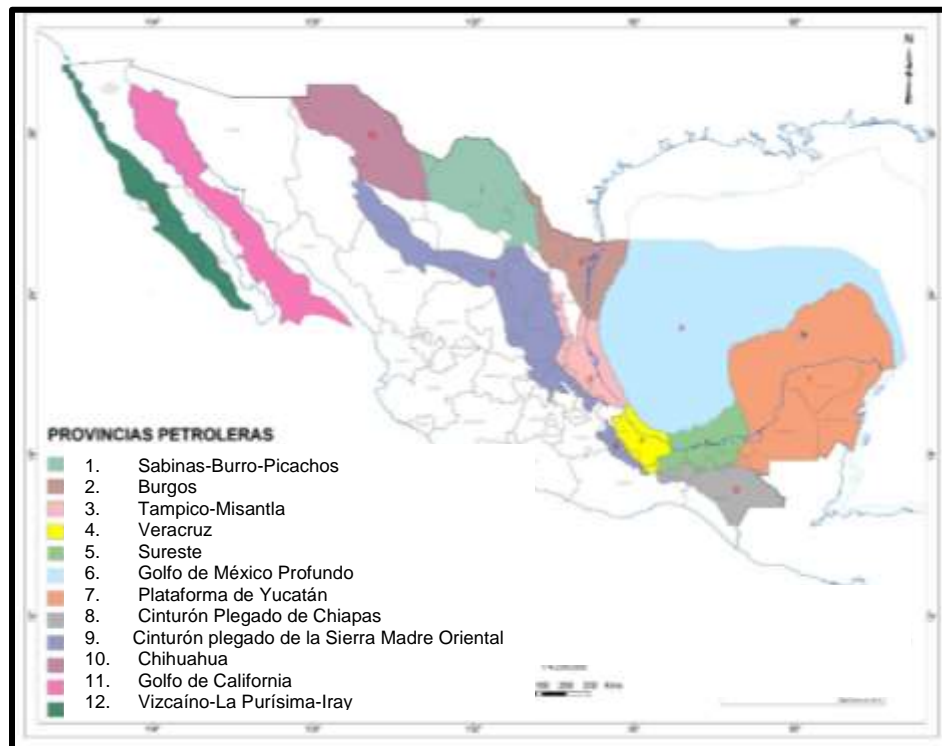


Figura 6, Cuencas Petroleras mexicanas.

¹ Provincias Petroleras de México, PEMEX Exploración y Producción, Versión 2.0,2013

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

2.1 Yacimientos convencionales y no convencionales de gas en México

2.1.1 Provincia Petrolera Sabinas-Burro-Picachos

Esta provincia se ubica en el noreste de México y abarca parte de los estados de Coahuila y Nuevo León, en la figura 7 se puede localizar geográficamente esta provincia. Limita al sur con las Provincias Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental, Parras – La Popa y Plataforma de Coahuila, al occidente con Chihuahua, al oriente y norte con los EUA, incluye la Plataforma del Burro Picachos.



Figura 7, Provincia Petrolera Sabinas-Burro-Picachos.

Dicha provincia es productora principalmente de gas seco no asociado. Las rocas generadoras corresponden a la Formación La Casita del Tithoniano y los hidrocarburos se encuentran almacenados en rocas del Jurásico Superior y Cretácico Inferior en trampas estructurales iaramídicas. Los campos más importantes son Monclova-Buena Suerte, Pirineo, Merced, Forastero, Lampazos y Minero. Con el desarrollo de los campos Monclova-Buena Suerte, Lampazos y

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Florida la cuenca alcanzó su producción máxima histórica de 158 millones de pies cúbicos diarios de gas en 1979. Tanto las reservas remanentes como la producción acumulada de los plays convencionales para esta provincia son de 0.1MMMbpce² respectivamente.

2.1.2 Provincia Petrolera Burgos

Está localizada en el noreste de México, ubicada en el norte de los estados de Tamaulipas y Nuevo León. Limita al oeste con las provincias Alto de Tamaulipas y Plataforma Burro Picachos, al oriente con la Provincia Salina del Bravo, al sur con Tampico Misantla. Geográficamente, cubre una superficie aproximada de 110,000 km^2 y la actividad se centra en un área de 30,000 km^2 .

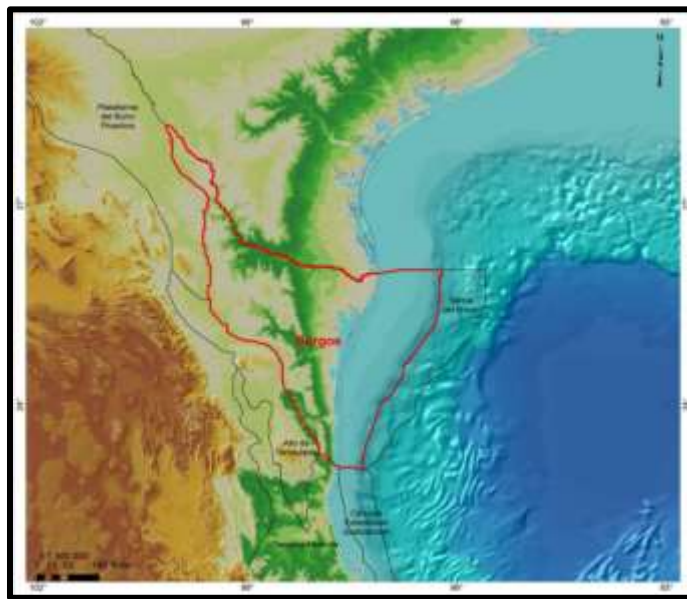


Figura 8, Provincia petrolera Burgos.

² Provincia Petrolera Sabinas-Burro-Picachos, PEMEX Exploración y Producción, Versión 2.0,2013

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Es la principal provincia productora de gas no asociado del país. Las rocas generadoras corresponden principalmente a litologías arcillo-calcáreas del Tithoniano y lutitas del Paleógeno. Los hidrocarburos se encuentran almacenados en areniscas interestratificadas del Paleógeno en trampas anticlinales tipo “roll-over” y cierres contra falla. Los campos más importantes son Reynosa, Monterrey, Cuitláhuac, Arcabuz, Culebra, Arcos, Pandura, Corindón, Fundador, Enlace, entre otros.

Los cambios en la política energética que se suscitaron en el país a principio de los años noventa, y debido al impulso de fuentes limpias de energía, se inició una campaña de adquisición de sísmica tridimensional, aplicación de nuevos conceptos geológicos, nuevas tecnologías de perforación y terminación de pozos, así como trabajo multidisciplinario. Como resultado, la cuenca inicia su revitalización en 1994 revirtiendo la declinación e incrementando la producción de 200 millones de pies cúbicos diarios a más de 1,000 millones de pies cúbicos diarios. A partir de 2004 la cuenca produce más de 1,300 MMpc/D y ha acumulado más de 2.4 MMMbpce (11 billones de pies cúbicos de gas). Las reservas remanentes de la cuenca son de 0.8 MMMbpce. (Producción acumulada y reservas 3P incluyen a la Provincia Petrolera Sabinas-Burro-Picachos). Los recursos prospectivos evaluados en la provincia tienen una media de 2.9 MMMbpce al 2013³.

2.1.3 Provincia Petrolera Tampico-Misantla

La Provincia Petrolera Tampico-Misantla (PPTM), se ubica en la margen centro-oriental de México y comprende desde el extremo sur del Estado de Tamaulipas hasta la parte central de Veracruz, las porciones orientales de los estados de San

³ Provincia Petrolera Burgos, PEMEX Exploración y Producción, Versión 2.0,2013

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Luis Potosí, Hidalgo, Norte de Puebla y occidente del Golfo de México hasta la isobata de 200 m. Limita al norte con las provincias Burgos y Alto de Tamaulipas, al sur con el Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental y la Faja Volcánica Transmexicana, al occidente con la Plataforma Valles-San Luis Potosí y el Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental y al oriente con el Cinturón Extensional Quetzalcóatl.

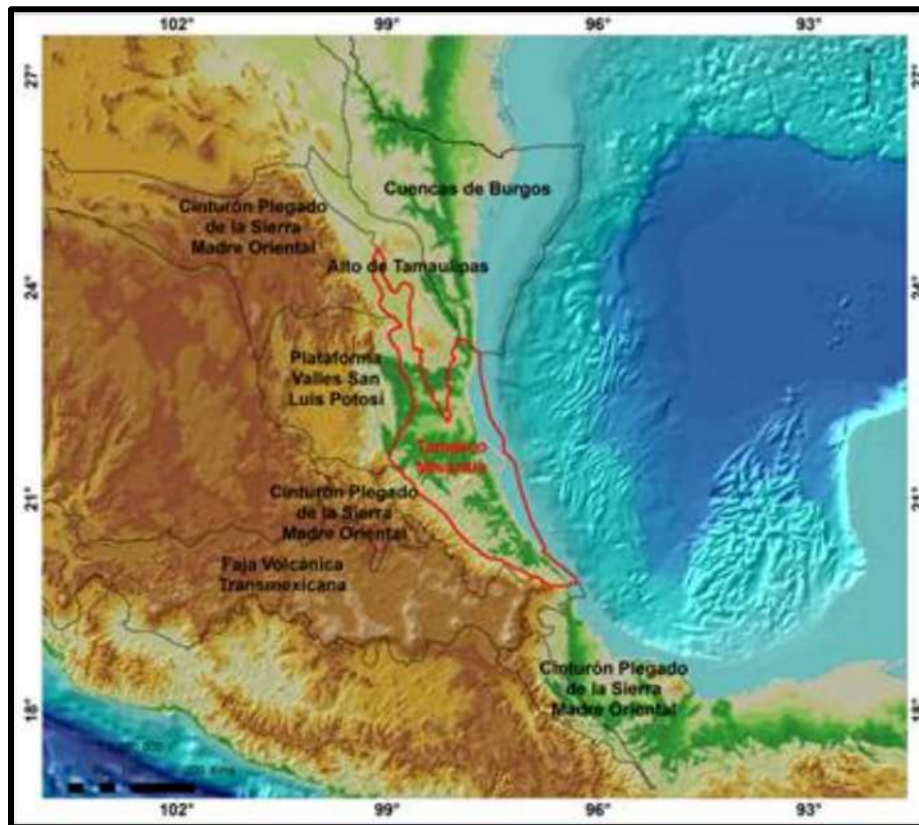


Figura 9, Provincia Petrolera Tampico-Misantla.

La Provincia Petrolera Tampico-Misantla es productora principalmente de aceite. Las rocas generadoras son lutitas carbonosas del Jurásico Inferior- Medio; mudstone calcáreo arcilloso y lutitas del Oxfordiano, Kimmeridgiano y Tithoniano, siendo el último el más importante. Por su producción los campos más importantes

son los del Jurásico Superior y Cretácico Medio con casi el cincuenta por ciento de los 6.5 MMMbpce acumulados y por sus reservas, el más importante, es el del Paleoceno-Eoceno con el 88% de los 17.4 MMMbpce; cabe mencionar que el Cretácico Medio aún posee el 5% de las reservas de hidrocarburos en la provincia, sin considerar el aceite remanente no recuperado por los métodos tradicionales de explotación, al 1° de enero de 2013. Los recursos prospectivos en plays convencionales en la Provincia Petrolera Tampico-Misantla al 2013 representan una Media de 2.5 MMMbpce⁴.

2.1.4 Provincia Petrolera Veracruz

La Provincia Petrolera Veracruz se ubica en el oriente de México, quedando comprendida en su mayor parte en el estado de Veracruz y se extiende hacia la plataforma continental, cubre un área aproximada de 38,000 km². Limita al norte con la Provincia Geológica Faja Volcánica Transmexicana, al sur - sureste con la Provincia Petrolera Sureste, al este-noreste con la Provincia Geológica Cinturón Extensional Quetzalcóatl y al occidente con la Provincia Petrolera Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental.

Es una provincia petrolera que es productora principalmente de gas y aceites en secuencias del Terciario y Mesozoico. Las rocas generadoras son principalmente calizas arcillosas y lutitas de Tithoniano, calizas arcillosas del Cretácico Medio y lutitas del Mioceno superior. Los yacimientos se encuentran en trampas estructurales neógenas y laramídicas. Los campos de gas y aceite más importantes

⁴ Provincia Petrolera Tampico-Misantla, PEMEX Exploración y Producción, Versión 2.0,2013

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

son Playuela, Lizamba, Vistoso, Apértura, Arquimia, Papán, Gasífero, EITreinta y Bedel; Los campos de aceite son Cópite, Mata Pionche, Mecayucan y Angostura.



Figura 10, Provincia Petrolera Veracruz.

La implementación de tecnología, tanto en exploración como de desarrollo, combinado con el desarrollo de nuevos conceptos y modelos de yacimiento y la aplicación de nuevas tecnologías en la perforación y terminación de pozos aplicada de 1999 a 2004, origina el descubrimiento de los campos nuevos lo cual permitió alcanzar para el 2008 el máximo histórico de la provincia, de 1012 MMpcd. La producción acumulada total de la provincia es de 0.7 MMMbpce (3 billones de pies cúbicos de gas)⁵.

⁵ Provincia Petrolera Veracruz, PEMEX Exploración y Producción, Versión 2.0,2013

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

2.1.5 Provincia Petrolera Sureste

La Provincia Petrolera Sureste está localizada en la Planicie Costera del Golfo de México y la Plataforma Continental del sureste de México. Es la provincia petrolera más prolífica de aceite y gas del país, que incluye una porción terrestre y otra marina. La terrestre abarca el sur del estado de Veracruz, el norte del estado de Chiapas, casi todo el estado de Tabasco y el extremo suroccidental del Estado de Campeche; la marina ocupa parte de la zona económica exclusiva en el Golfo de México, desde la isobata de 500 m hasta la línea de costa.

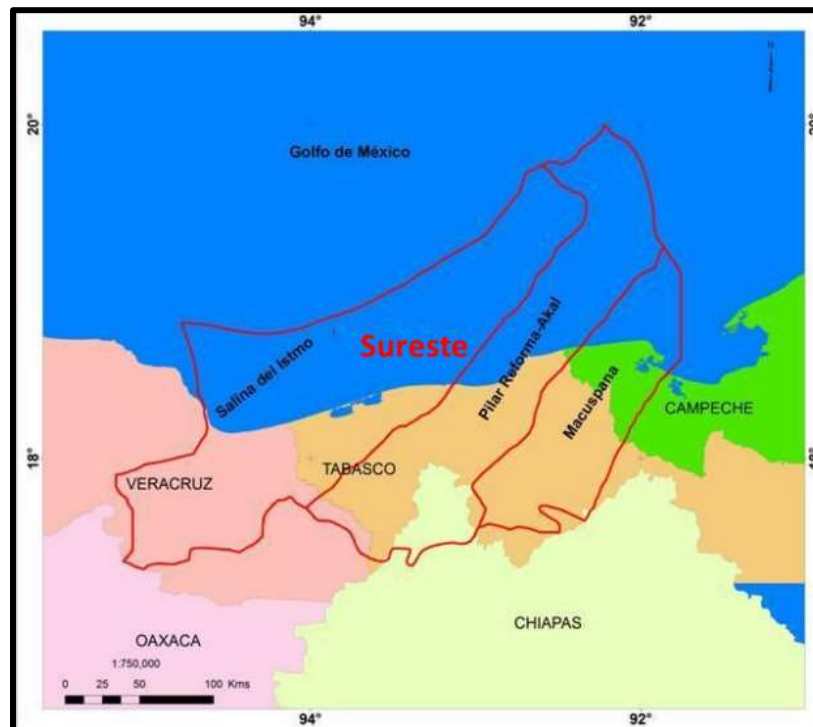


Figura 11, Provincia Petrolera Sureste.

La provincia petrolera del Sureste, es la cuenca productora de aceite más importante del país. Las rocas generadoras principales son calizas arcillosas del Tithoniano, localmente se tienen calizas arcillosas del Cretácico y lutitas del

Mioceno. Los hidrocarburos se encuentran almacenados en carbonatos del Cretácico, carbonatos y areniscas del Jurásico Superior, brechas carbonatadas del Paleógeno y areniscas del Neógeno en trampas estructurales y combinadas de diferentes edades. Los campos más importantes son Cantarell, Ku-Malob-Zaap, A.J. Bermúdez, Jujo-Tecominoacán.

Con la explotación del complejo Cantarell, la producción de la Provincia Petrolera Sureste alcanzó su máximo histórico de más de 4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente por día en el 2004. La producción acumulada de la provincia es de 45.4 MMMbpce. Las reservas remanentes son de 24,4 MMMbpce, respectivamente, al 1 de enero de 2013. Los recursos prospectivos evaluados tienen una media de 20.1 MMMbpce al 2013⁶.

2.1.6 Provincia Petrolera Golfo de México Profundo

La Provincia Petrolera Golfo de México Profundo (PPGMP) corresponde a la porción central del Golfo, limitada por la isobata de 500 m y el límite de la Zona Económica Exclusiva de México en el Golfo de México. En los últimos años se han realizados trabajos exploratorios para evaluar el potencial petrolero del área, desde estudios regionales hasta la perforación de pozos exploratorios en áreas estratégicas. Con base en estos estudios se han identificado en la región seis provincias con características geológicas distintivas. La provincia de Golfo de México Profundo, actualmente es frontera en la cual se están realizando trabajos exploratorios para evaluar su potencial petrolero. Las rocas generadoras principales son: calizas arcillosas y lutitas del Tithoniano.

⁶ Provincia Petrolera Sureste, PEMEX Exploración y Producción, Versión 2.0, 2013

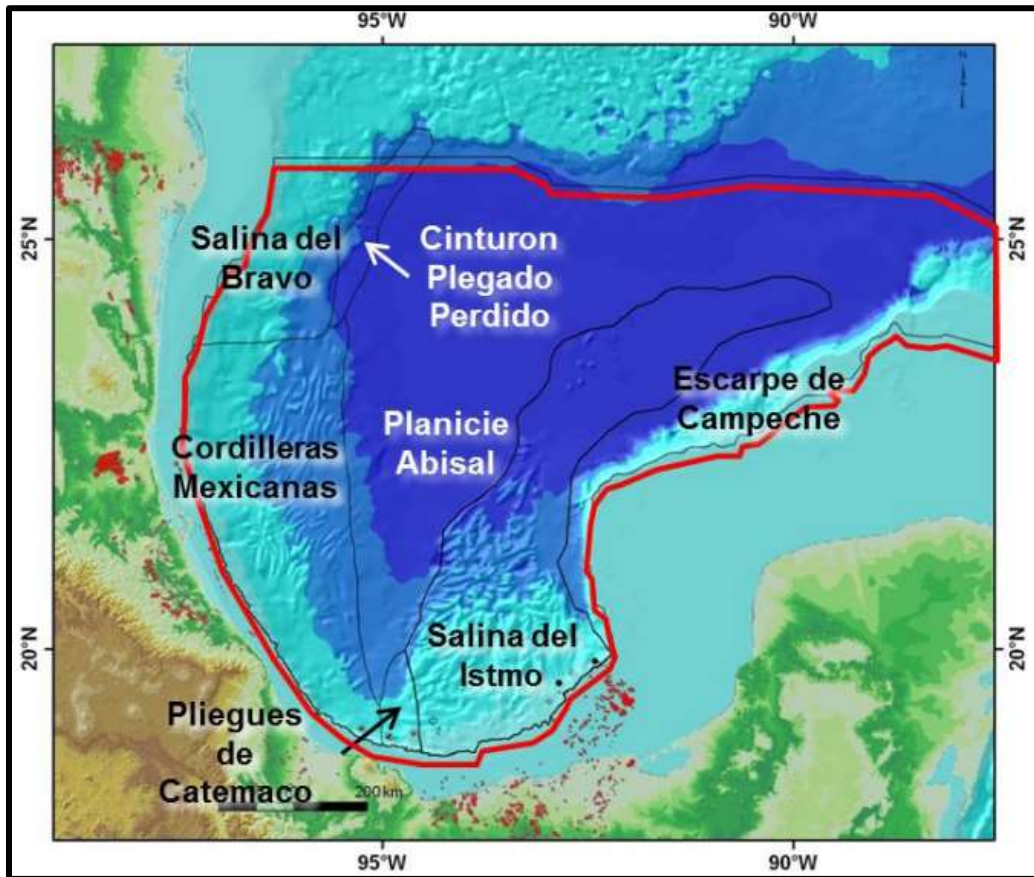


Figura 12, Provincia Petrolera Golfo de México Profundo.

Los hidrocarburos descubiertos se encuentran en calizas del Cretácico y en areniscas del Neógeno en trampas estructurales y combinadas. En el área de Cinturón Plegado Perdido se ha confirmado la presencia de aceite con la perforación de los pozos Trion-1, Supremus-1 y Maximino-1, mientras que en el Cinturón Plegado Catemaco se ha descubierto gas siendo los campos más importantes son Noxal, Lakach, Lalail y recientemente Kunah. En el área de Salina del Istmo se ha descubierto aceite extrapesado en el campo Tamil. Las reservas 3P de 1.7 MMMbpce, al 1 de enero de 2013. Los recursos prospectivos de la provincia tienen una media de 26.6 MMMbpce al 2013.⁷

⁷ Provincia Petrolera Golfo de México Profundo, PEMEX Exploración y Producción, Versión 2.0, 2013

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

2.1.7 Provincia Petrolera Plataforma de Yucatán

La Provincia Petrolera Plataforma de Yucatán, se localiza en el sureste de México, gran parte de esta provincia es marina, en la porción terrestre cubre los estados de Yucatán, Quintana Roo y parte de Campeche y Tabasco. La extensa plataforma carbonatada está limitada del Golfo Profundo por el denominado Escarpe de Campeche, que es un talud continental pronunciado que se extiende del oeste al norte a lo largo de la plataforma. La provincia abarca la plataforma continental y la península de Yucatán, se extiende hasta Guatemala y Belice. Las rocas generadoras carbonatadas pertenecen a la Formación Cobán del Cretácico Inferior-Medio y las rocas almacenadoras carbonatadas del Cretácico. Las trampas son estructurales estratigráficas. En esta provincia se ha establecido producción únicamente en Guatemala y Belice. Los recursos prospectivos en la provincia tienen una media de 0.5 MMMbpce al 2013.⁸

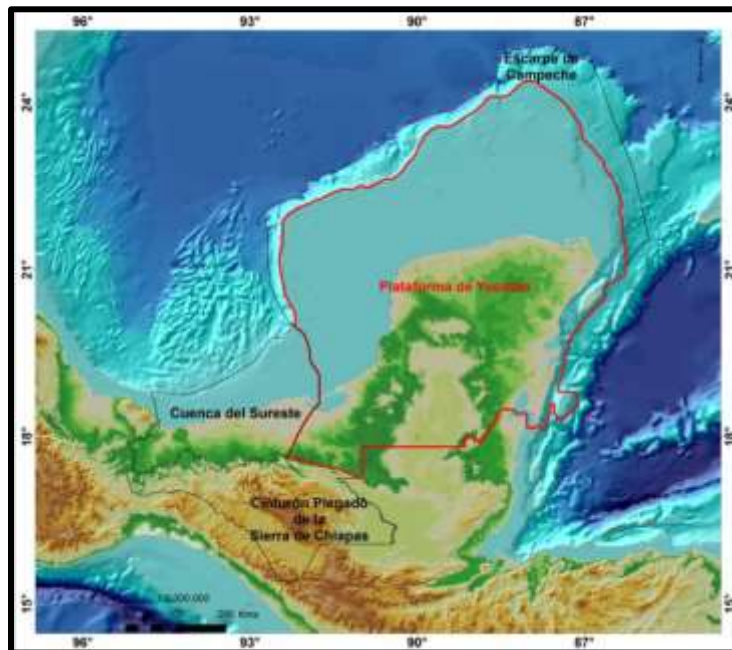


Figura 13, Provincia Petrolera Plataforma de Yucatán.

⁸ Provincia Petrolera Plataforma de Yucatán, PEMEX Exploración y Producción, Versión 2.0,2013

2.1.8 Provincia Petrolera Cinturón Plegado de Chiapas

El cinturón plegado de Chiapas (CPCH) es una provincia petrolera ubicada con un potencial medio-bajo, respecto a los recursos hidrocarburos que almacena y el factor de recuperación de los mismos. Mediante las exploraciones realizadas por parte de PEMEX, se estableció que los fluidos comercialmente recuperable son: aceite, condensados y gas. Mediante las exploraciones realizadas dentro de la provincia petrolera de CPCH, se observó que las rocas generadoras alcanzan la suficiente madurez térmica para producir aceite ligero y gas, del mismo modo se determinó que las rocas generadoras corresponden al Cretácico Inferior-Medio y Thitoniano, en mudstone arcillosos y secuencias calcáreo-evaporíticas, secuencia en la que fue descubierto el Campo Nazareth de gas y condensado. Y se encuentran en trampas estructurales, almacenados en calizas y dolomías cuyos espesores varían de entre 100 y 1300 metros, y por roca sello, lutita.

2.1.9 Provincia Petrolera Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental

Esta provincia petrolera comprende los estados de Durango, Tamaulipas, San Luis Potosí, Hidalgo, Coahuila, Nuevo León, Chihuahua, Puebla y Veracruz. Es una franja de estructuras anticlinales falladas, se conforma por rocas metamórficas del Paleozoico y por sedimentarias del Triásico y Jurásico, a las que se les adjudica el potencial petrolero, como rocas generadoras dentro de esta provincia, mientras que las rocas sedimentarias del Cretácico Superior funcionan como sello. Llevando así, mediante correlación, que esta zona existe hidrocarburo, y que es más probable que sea gas. Los riesgos de esta provincia petrolera son básicamente dos; el principal es, que la mayoría de las rocas almacén están aflorando y segundo, los estudios realizados en las rocas almacenadoras aflorantes indican que las rocas generadoras del Jurásico están sobre maduras, lo que conlleva que estén en el

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

rango de gas seco. La figura 14 representa geográficamente la ubicación del CPSMO y su potencial según el fluido que contienen sus rocas.

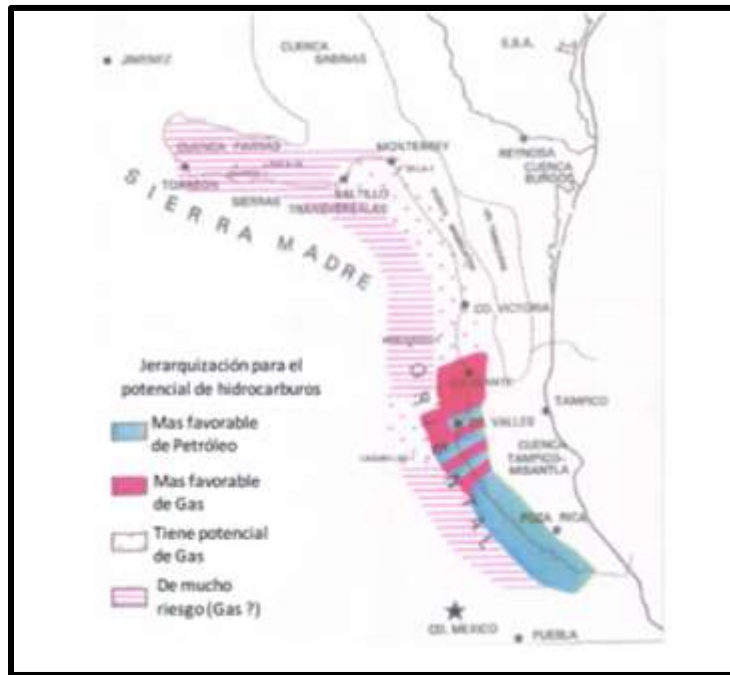


Figura 14, Potencial de hidrocarburos del CPSMO.

2.1.10 Provincia Petrolera Chihuahua

La Provincia Petrolera de Chihuahua se localiza en la porción norte de México, ocupa la parte este del Estado de Chihuahua. Al norte y noreste limita con Los Estados Unidos de América, al occidente con las estribaciones de la Provincia Geológica Faja Volcánica de la Sierra Madre Oriental, al sur con la Provincia Geológica Plataforma de Coahuila y al sureste con la Provincia Geológica de Sabinas. Cubre una superficie de 177,000 km².

En la provincia se han postulado 4 rocas generadoras de edad: Paleozoico, Tithoniano, Aptiano y Turoniano. Por la alta madurez de la roca generadora y falta

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

de sincronía, se clasifico con un potencial medio-bajo. Las rocas almacenadoras son calizas y dolomías del Paleozoico y areniscas y calizas del Jurásico y Cretácico. Las trampas potenciales son estructurales asociadas a la deformación laramídica. A la fecha no se cuenta con detección de oportunidades ni de estimación de recursos potenciales. En la tabla 1 se muestran los recursos identificados en México, hasta el 1 de Enero de 2015, describiendo las reservas, la producción acumulada, y los recursos prospectivos tanto convencionales y no convencionales de las principales cuencas petroleras.

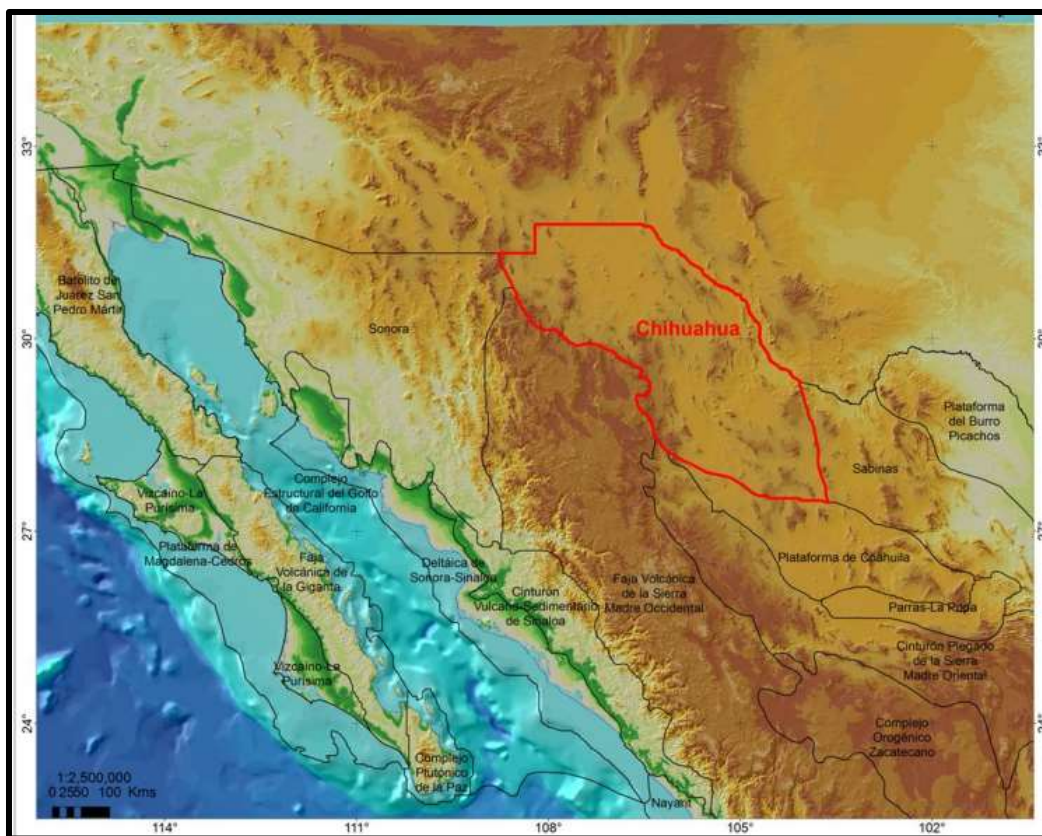


Figura 15, Provincia Petrolera Chihuahua.

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Tabla 1, Producción y reservas de las provincias petroleras mexicanas

Provincia petrolera	Producción acumulada		Reserva			Recursos prospectivos	
	Volumen	%	1P	2P	3P	Convencionales	No convencionales
Sabina-Burro-Picachos	120		11	29	62	395	13,950
Burgos	2,192	4	308	513	797	3,204	10,770
Tampico-Misantla	7.184	13	1,036	6,145	12,796	2,374	34,922
Veracruz	790	1	166	206	250	1,432	563
Cuencas del Sureste	45, 567	82	11,402	15,625	21,341	14,466	
Golfo de México profundo				464	2.158	27,835	
Plataforma de Yucatán						1,778	
Cinturón plegado de Chiapas	22		1	2	2	1,172	
Total	55,875	100	13,018	22,984	37,406	52,629	60,205

2.1.11 Hidratos de metano

Los estudios y exploraciones dedicadas a recursos no convencionales, entre ellas la extracción de hidratos de metano, puedan disminuir el déficit de abastecimiento del país. En contexto mundial, los hidratos de metano representan aproximadamente un 63% de los hidrocarburos que fungen como reserva mundial actual, superando las reservas juntas de gas natural, petróleo y carbón, según el consultor Patricio A. Marshall. Sin embargo, los estudios e información exploratoria que se tiene sobre este tipo de yacimientos son insuficientes para su explotación; tras la creciente demanda de energéticos fósiles y al carecer de un sustituto

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

inmediato, grandes empresas y países como Japón y Estados Unidos de América han publicado leyes y normas para la exploración, desarrollo y extracción en campos de hidratos de metano.

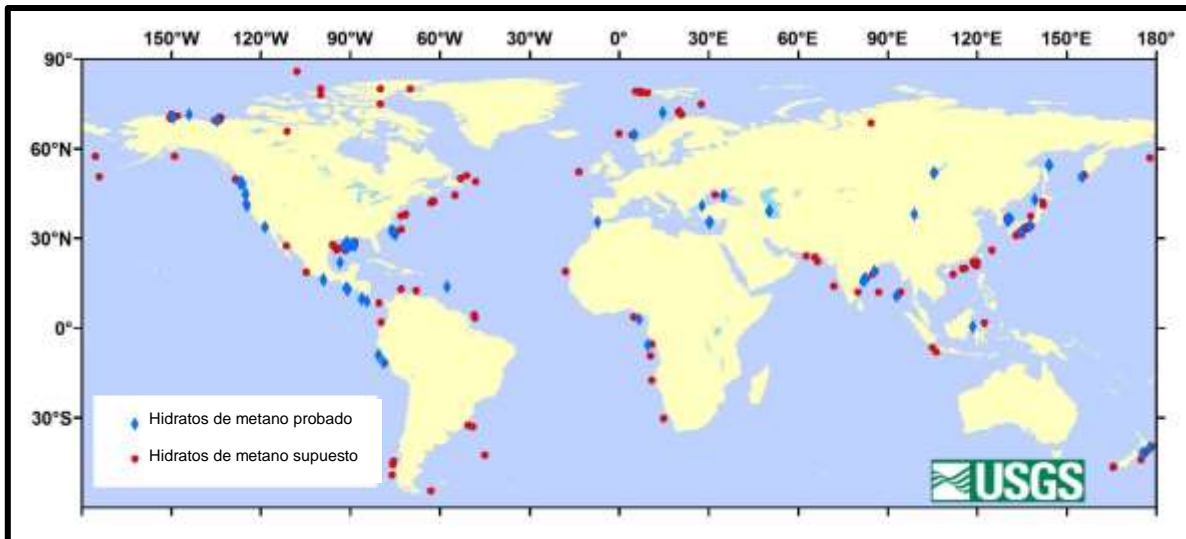


Figura 16, Yacimientos de hidratos de metano probados e inferidos, fuente Servicio geológico de Estados Unidos, 2013.

En México hasta 2003 se carecía de información que confirmara la existencia de reservas probadas de hidratos, sin embargo PEMEX, hizo licitaciones en 2003, para levantamientos geofísicos en zonas con características que hacían posible la ubicación de hidratos de metano en aguas territoriales. Y tras la información registrada, se inició con muestreos tanto en el golfo y pacífico mexicano, con perforaciones profundas del “Deep Sea Drilling Program”, por instituciones como la UNAM, PEMEX y la Universidad de Barcelona. Llegando así a determinar, que tan solo en la sonda de Campeche se tiene una reserva probable de 170 Mmc. en hidratos de metano. También se pudo determinar que estos hidratos son de origen biogénico. Bajo este mismo programa, en la región sur de Guerrero se encontraron manifestaciones de hidratos de metano, a profundidades entre 2000 y 3000 metros. También frente a las costas de puerto Vallarta y Veracruz.

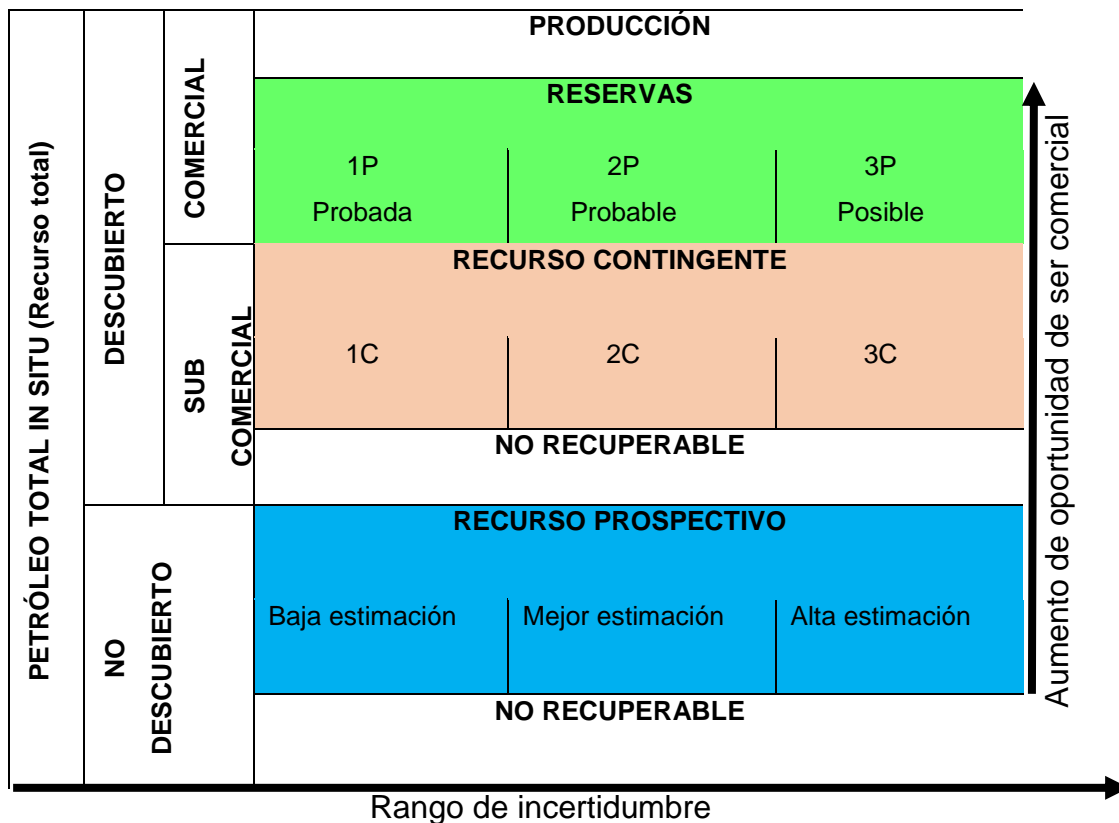
RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

CAPÍTULO III, RESERVAS Y PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL

3.1 Clasificación de reservas

Las cantidades estimadas de hidrocarburos que se localizan naturalmente en la corteza terrestre, se conocen como recurso total petrolero. La estimación de los recursos petroleros implica la interpretación de volúmenes con un grado de incertidumbre, es decir, incluye todas las cantidades de petróleo descubiertas o no descubiertas (recuperables y no-recuperables), además de aquellas cantidades ya producidas.

Tabla 2, Clasificación de recursos SPE/WPC/AAPG/SPEE 2005.



RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

El rango de Incertidumbre refleja un rango de cantidades estimadas potencialmente recuperables, mientras el eje vertical representa la oportunidad de Comercialidad, es decir, la oportunidad de que el proyecto se desarrolle. Estas estimaciones incluyen componentes de incertidumbre tanto técnicos como comerciales:

- El petróleo total remanente dentro del yacimiento (recursos in-situ).
- Aquella porción del petróleo in situ que puede recuperarse al aplicar un proyecto o proyectos definidos de desarrollo.
- Variaciones en las condiciones comerciales que pueden impactar en las cantidades recuperadas y vendidas (por ejemplo, disponibilidad en el mercado, cambios contractuales).

Donde las incertidumbres comerciales son tales que hay un riesgo significativo de que el proyecto completo no procederá, se aconseja crear un proyecto separado, clasificado como Recursos Contingentes con una oportunidad apropiada de comerciabilidad.

Las cantidades de petróleo, cuales se anticipan como recuperables comercialmente a través de la aplicación de proyectos de desarrollo a una fecha dada bajo condiciones definidas, se conocen como reservas. Las reservas son categorizadas de acuerdo con el nivel de incertidumbre, el cual depende principalmente de la cantidad y calidad de la información geológica, geofísica, petrofísica y de ingeniería, así como de su disponibilidad al tiempo de la estimación e interpretación de esta información, y pueden ser sub-clasificadas basado en la madurez del proyecto y/o caracterizadas por el estado de desarrollo y producción. El nivel de incertidumbre puede ser usado para colocar reservas en una de las clasificaciones principales: probadas, probables y posibles. Así, la rentabilidad de las reservas probadas ha sido establecida bajo condiciones económicas a la fecha de evaluación; en tanto las reservas probables y posibles pueden estar basadas en el grado de certidumbre o conocimiento del yacimiento.

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Las Reservas probadas o 1P, son aquellas cantidades de petróleo, que, con el análisis de datos de geociencia y de ingeniería, pueden estimarse con certeza razonable a ser recuperables comercialmente, desde una fecha dada en adelante, de yacimientos conocidos y bajo condiciones económicas, métodos de operación. Si se utilizan métodos deterministas, la intención de certeza razonable es de expresar un alto grado de confianza que las cantidades serán recuperadas. Si se utilizan métodos probabilísticos, debería haber por lo menos una probabilidad de 90% que las cantidades realmente recuperadas igualarán o excederán la estimación. Desde el punto de vista financiero, son las que sustentan los proyectos de inversión.

Las reservas probadas desarrolladas son aquellas reservas que se espera sean recuperadas de pozos existentes, incluyendo las reservas detrás de la tubería de revestimiento, que pueden ser extraídas con la infraestructura actual mediante actividades adicionales con costos moderados de inversión.

En el caso de las reservas asociadas a procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, serán consideradas desarrolladas únicamente cuando la infraestructura requerida para el proceso esté instalada, cuando los costos requeridos para ello sean considerablemente menores, y la respuesta de producción haya sido la prevista en la planeación del proyecto correspondiente.

Las Reservas Probables son aquellas Reservas adicionales donde un análisis de los datos de geociencia y de ingeniería indica que son menos probables a ser recuperadas comparadas a Reservas Comprobadas pero más ciertas a ser recuperadas comparado a las Reservas Posibles. En este contexto, cuando se utilizan métodos probabilísticas, debería haber por lo menos una probabilidad de 50% que las cantidades reales recuperadas igualarán o excederán la estimación de 2P.

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Las Reservas Posibles son aquellas reservas adicionales donde el análisis de datos de geociencia y de ingeniería, sugieren que son menos probables a ser recuperadas comparadas a las Reservas Probables. Las cantidades totales finalmente recuperadas del proyecto tienen una baja probabilidad de superar la suma de Reservas Comprobadas más Probables más Posibles (3P), que es equivalente al escenario de estimación alta. En este contexto, cuando se utilizan los métodos probabilísticas, debería haber por lo menos una probabilidad de 10% que las cantidades reales recuperadas igualarán o superarán la estimación 3P.

Las cantidades recuperables estimadas de acumulaciones conocidas que no satisfagan los requerimientos de comercialización, deben clasificarse como recursos contingentes. Estos son aquellas cantidades de petróleo estimadas, a partir de una fecha dada, a ser potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas, pero aún no se consideren suficientemente maduros para el desarrollo comercial debido a una o más contingencias. Los Recursos Contingentes incluyen proyectos para los que actualmente no existen mercados viables, o donde una recuperación comercial es dependiente de tecnología aún bajo desarrollo, o donde la evaluación de la acumulación es insuficiente para claramente evaluar la comerciabilidad. Los Recursos Contingentes se categorizar adicionalmente de acuerdo con el nivel de certeza asociado con las estimaciones y pueden ser sub-clasificados basado en la madurez del proyecto y/o caracterizados por su estado económico.

Los recursos prospectivos son los volúmenes estimados asociados a las cantidades no descubiertas. Estos recursos representan aquellas cantidades de petróleo que se estiman, a partir de una fecha determinada, potencialmente recuperables de los yacimientos de petróleo o gas identificados a través de evidencia indirecta, pero que aún no han sido perforados. Este grupo representa un mayor riesgo que los recursos contingentes ya que el riesgo de su descubrimiento es también agregado. Para que los recursos prospectivos sean clasificados como *recursos contingentes*, los

hidrocarburos deben ser descubiertos, los yacimientos evaluados más a fondo y debe prepararse una estimación de las cantidades que serían recuperables mediante la aplicación de proyectos adecuados de desarrollo.

3.1.1 Estadístico de reservas de Gas Natural

3.1.1.1 Reservas en el mundo

A principios de 2015, las reservas probadas de gas natural a nivel mundial, ascendieron a 6,966.8 billones de pies cúbicos (bpc). De este total, cerca del 80% se concentran en diez países. El país con mayores reservas probadas fue Rusia con 1,688 bpc que representa el 24.2% de la reservas probadas totales, seguida de Irán y Qatar con 1,201 bpc y 872 bpc respectivamente. México ocupa el lugar 31 en reservas probadas con 15 bpc. Las reservas probadas en Norteamérica llegaron a 409.9 bpc lo que representa el 5.88% del total a nivel mundial. De entre los países que conforman la región, Estados Unidos de América es el país con mayor volumen de reservas probadas llegando a 339.0 bpc, y es el cuarto con mayor volumen de reservas probadas. Las reservas probadas de gas de la nación han aumentado de manera constante con la expansión de las actividades de exploración y desarrollo en sus formaciones de lutitas. En el caso de Sudamérica las reservas fueron de 406.06 bpc, Venezuela es el país con más reservas probadas en la región con 198.4 bpc en 2015 y tiene la octava mayor reserva del mundo de gas natural. Los campos de gas en el Golfo de Venezuela se están desarrollando con la participación de empresas extranjeras como son Total, Statoil, Chevron y Gazprom, y una gran parte de la producción de gas del país se vuelve a inyectar en los yacimientos de petróleo para una mejor extracción de petróleo crudo.

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

El segundo país con mayores reservas de la región es Brasil con 16.2 bpc y, en tercer lugar, Perú con 15.0 bpc. En el Medio Oriente las reservas probadas alcanzaron 2,829.4 bpc. En esta región se encuentran cuatro de los diez países con mayores reservas probadas, Irán, Qatar, Arabia Saudita y Emiratos Árabes Unidos. Qatar tiene la tercera reserva de gas natural más grande del mundo que representa alrededor del 12.52% de las reservas totales de gas natural a nivel mundial. Este país es también el mayor proveedor de Gas Natural Licuado (GNL). En el caso de Arabia Saudita, este país concentra la quinta mayor reserva de gas natural en el mundo con 293.8 bpc. La compañía Saudi Aramco es responsable de la producción de gas en el país y está asociada con empresas extranjeras como Lukoil, Sinopec, Eni y Repsol. Los Emiratos Árabes Unidos tiene la séptima mayor reserva de gas del mundo, la cual llegó a 215.1 bpc en 2013, alrededor del 94% de las reservas probadas de gas natural del país se encuentra en Abu Dhabi. Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC), a través de sus subsidiarias ADCO y ADMA-OPCO, lleva a cabo la exploración y producción de recursos de gas. En el caso de la región de Europa y Euroasia, ésta presentó reservas probadas que llegaron a 2313.8 bpc, lo que representa el 33.2% del total mundial de las reservas probadas totales de gas natural. En esta región se encuentra Rusia que es el primer país con mayores reservas probadas. Cabe señalar que gran parte del gas natural del país se quema, ya que la mayoría de los campos de petróleo carecen de la infraestructura para la producción y no existe un mercado de gas natural asociado. En este país Total, Eni y Chevron están entre las grandes empresas extranjeras que participan en la producción de gas.

Las reservas mundiales de gas natural pueden verse en el anexo A. La tabla 3 muestra a continuación los principales países y la posición respecto a estos que tiene México.

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Tabla 3, Reservas Mundiales de gas natural a junio 2016, **British Petroleum**, “BP Statistical Review of World Energy”.

	País	Reserva
		(billones de pies cúbicos)
1	Irán	1201.4
2	Rusia	1139.6
3	Qatar	866.2
4	Turkmenistán	617.3
5	Estados Unidos	368.7
6	Arabia Saudita	294
7	Emiratos Árabes Unidos	215.1
30	Brasil	15
31	Perú	14.6
32	argentina	11.7
33	Trinidad y Tobago	11.5
34	México	11.4

3.1.1.2 Reservas en México

Al 1 de enero de 2015, las reservas probadas de hidrocarburos ascienden a 13,017 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce), de éstas el 75% corresponde a crudo; 8% a condensados y líquidos de planta y el 17% a gas seco equivalente. El 56% de las reservas probadas de gas natural se ubica en campos

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

terrestres y 44% en campos marinos. Las reservas probadas no desarrolladas, es decir, los volúmenes que requieren de pozos e infraestructura adicional para su producción, ascienden a 4,527 MMbpce, o 35%. El 53% de estas reservas se concentran en los complejos Ku-Maloob-Zaap y Antonio J. Bermúdez, así como en los campos Ayatsil, Jujo-Tecominoacán, Kayab, Tsimín, Pit, Xux y Xanab.

Las reservas probadas de gas natural son de 11.4 miles de millones de pies cúbicos (MMMpc)⁹, posicionando a México en el lugar 34 en reservas probadas de gas natural. De estas reservas el 65% corresponden a gas asociado y 35% a gas no asociado. Las reservas 3P de gas natural se ubicaron en 54,890 MMMpc, de los que 68% corresponden a gas asociado y 32% a gas no asociado. Los activos Aceite Terciario del Golfo (ATG) y Litoral de Tabasco concentran 61% de las reservas 3P de gas natural.

Reservas de gas Natural (bpc)



Figura 17, Reservas de gas natural de México, PEMEX exploración y producción 2015.

Las reservas probadas de gas natural, disminuyeron 1,258 miles de millones de pies cúbicos debido principalmente a la actividad productiva de 2014, 2,384 miles de

⁹ En la figura 17 se muestran las reservas en billones de pies cúbicos (bpc) dado que internacionalmente un billón es mil millones, diferido de México donde un billón es un millón de millones.

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

millones de pies cúbicos. Para el caso de las reservas probables, disminuyeron 1,400 miles de millones de pies cúbicos debido principalmente a la reclasificación de reservas probables a posibles en campos del Paleocanal de Chicontepec, por la reducción de la actividad de desarrollo. Las reservas posibles también disminuyeron en 2,118 miles de millones de pies cúbicos, principalmente debido a los resultados de las pruebas piloto de inyección de agua en campos del Paleocanal de Chicontepec.

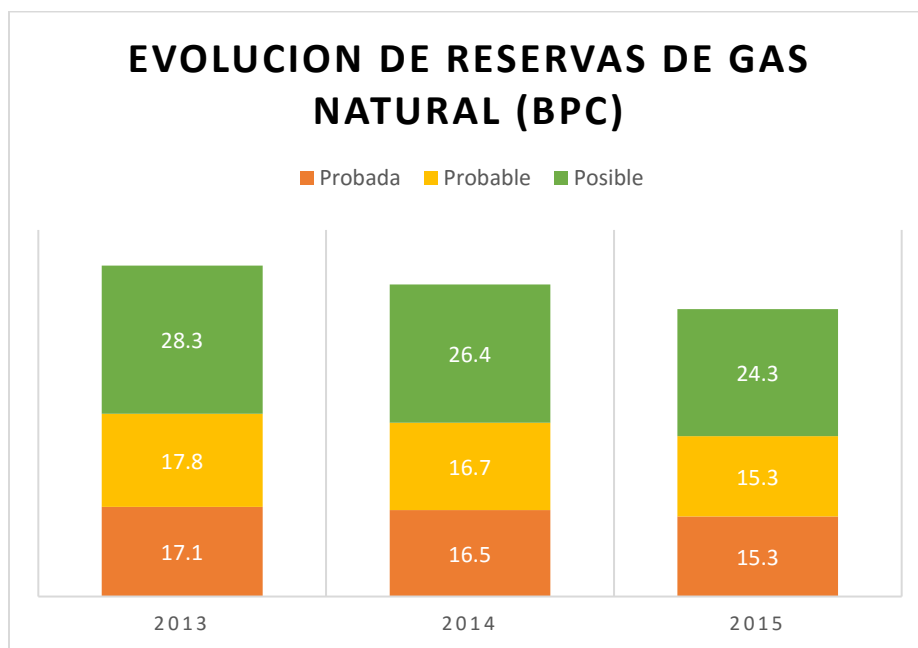


Figura 18, Evolución de reservas de gas natural México (bpc), SPE/WPC/AAPG Petroleum.

Descubrimientos

Aguas profundas: En el Cinturón Plegado Perdido, se perforó el pozo Exploratus-1 cuyos registros fueron favorables, corroborando el potencial petrolero en dicha región. Asimismo, con los pozos Nat-1 y Hem-1 se continúa cuantificando el

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

potencial de la provincia gasífera en el Cinturón Plegado Catemaco. Recursos en lutitas: En la Cuenca de Burgos, se perforaron en formaciones convencionales los pozos Santa Anita 501 y 601, los cuales obtuvieron producciones iniciales de más de 5 MMpcd de gas húmedo cada uno. Por otra parte, los pozos Céfiro-1 y Tangram-1 ayudaron a ampliar el entendimiento de formaciones no convencionales el noreste del país, específicamente Eagle Ford, y su potencial petrolero.

3.2 Producción de Gas Natural en México

La producción de gas natural en 2013 fue de 6,370.2 MMpcd¹⁰, cifra 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. En 2014, la producción de gas natural alcanzó un volumen de 6,531.9 MMpcd¹¹, lo que representó un incremento de 2.5% respecto a la producción de 2013, es decir 161.7 MMpcd¹² adicionales.

Tabla 4, Producción de gas natural en México, Perspectiva de gas natural 2014-2028, SENER.

Año	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Producción [MMpcd]	7030.6	7020.1	6594.1	6384.9	6370.2	6531.9

¹⁰ Perspectiva de Gas Natural y Gas LP 2014-2028, SENER

¹¹ Perspectiva de Gas Natural y Gas LP 2014-2028, SENER

¹² Perspectiva de Gas Natural y Gas LP 2014-2028, SENER

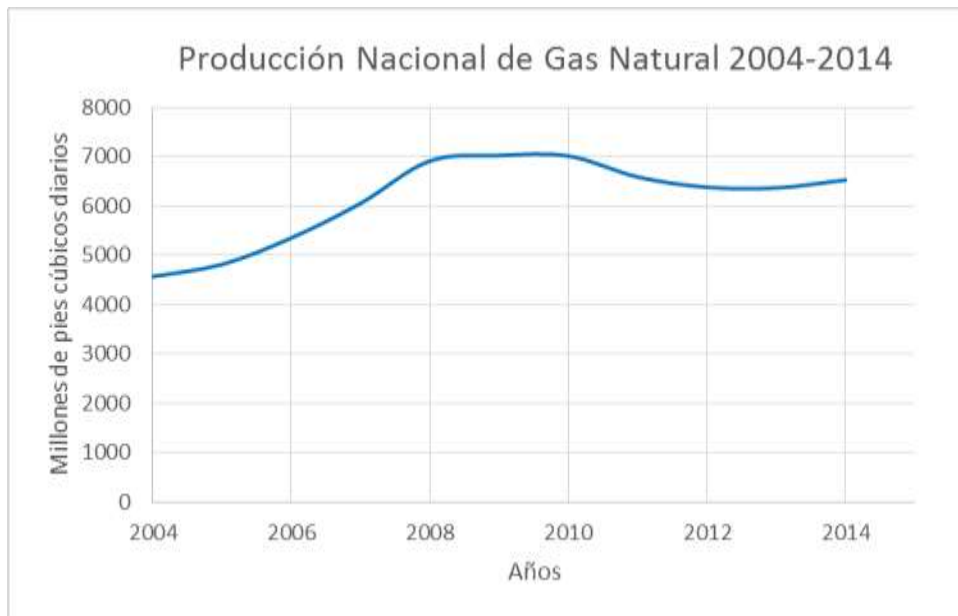


Figura 19, Grafico realizado en base a los datos de Perspectiva de Gas Natural y Gas LP 2014-2028 SENER, México 2014

3.3 Sistema de Transporte de Gas Natural.

El Gas Natural se transporta mediante ductos hacia las ciudades para su consumo domiciliario, industrial o vehicular, o hacia centrales termoeléctricas para su utilización en la generación de energía eléctrica. Sin embargo en algunas ocasiones, por temas de distancia y costo, se utilizan otras formas de transporte como los buques o los gasoductos virtuales.

Sin embargo hoy en día, el Gas Natural seco es transportado hacia su mercado de consumo, hasta en tres maneras distintas:

Gasoductos

Es la forma más conocida y usada de transporte del Gas Natural a gran escala. Los gasoductos pueden unir distancias de hasta 3000 km, aproximadamente, y

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

suelen tener una red de ductos que se conectan al ducto principal con el fin de abastecer a las poblaciones cercanas a la trayectoria del mismo.



Figura 20, Gasoducto Ramal Villa de Reyes.

Buques Metaneros

Este sistema de transporte se usa cuando las distancias son bastante amplias entre el punto de producción y el de consumo. En este caso la opción de la construcción de un gasoducto llegaría a ser demasiado costosa.

- Para que sea viable esta opción de transporte, se debe contar con:
- Plantas de criogenización (que enfrían el gas natural a -161°C hasta reducir en 600 veces su volumen y convirtiéndolo en líquido, es decir en Gas Natural Licuefactado (GNL)), para hacer económicamente viable y seguro su transporte.
- El servicio de buques metaneros. Estos buques metaneros cuentan con tanques especialmente acondicionados para mantener el GNL a la temperatura indicada y transportarlo de manera segura.
- Plantas regasificadoras en los puertos de destino.



Figura 21, Buque Metanero “Lalla Fatma N'Soumer”.

Gasoductos Virtuales

Este sistema consiste en el transporte terrestre de Gas Natural, a distancias relativamente cortas utilizando camiones especialmente acondicionados para este fin. Existen diversas tecnologías desarrolladas en este campo que permiten abastecer a lugares cuya demanda resulta pequeña y no justifica económicamente la construcción de un gasoducto.

Hay dos opciones de hacer uso de este transporte:

1. Usando Gas Natural Comprimido (GNC): cuando lo que se transporta es el Gas Natural que se comprime al someterlo a grandes presiones (de allí su nombre), logrando que su volumen se reduzca en 100 veces.

El GNC se almacena en módulos independientes de hasta 1,500 metros cúbicos de capacidad cada uno, transportándose en cada camión de hasta 4 módulos. Esto totaliza una capacidad máxima de transporte de 6,000 metros cúbicos de GNC por camión¹³.

La ruta del camión es lo que llamamos Gasoducto Virtual. Una vez en su destino, el GNC es descomprimido para su posterior uso en plantas industriales o comercialización en estaciones de Gas Natural Vehicular (GNV).

2. Usando Gas Natural Licuado (GNL): Para este sistema de transporte se replica lo indicado en el caso buques metaneros, debido a que se enfría el Gas Natural a -161°C , convirtiéndolo en líquido (GNL) y reduciendo en 600 veces su volumen.

Igualmente, existen diversas tecnologías para el transporte del GNL, algunas ofrecen el almacenamiento en cilindros horizontales (de mayor volumen) o verticales (compartimientos independientes de menor volumen). Al igual que en el caso anterior, el transporte de GNL constituye un gasoducto virtual.

Debido a su mayor reducción de volumen frente al GNC, esta opción transporta un mayor volumen hacia puntos distantes. Sin embargo, para que su uso sea viable, es necesario contar con plantas de regasificación en las zonas de destino, para su posterior uso y distribución final como Gas Natural a través de una estación de servicios (GNV) o de una red de distribución domiciliaria.

¹³ 122 Informe de la SNMPE (Sociedad Nacional de Minería Petróleo y Energía). Perú 2012

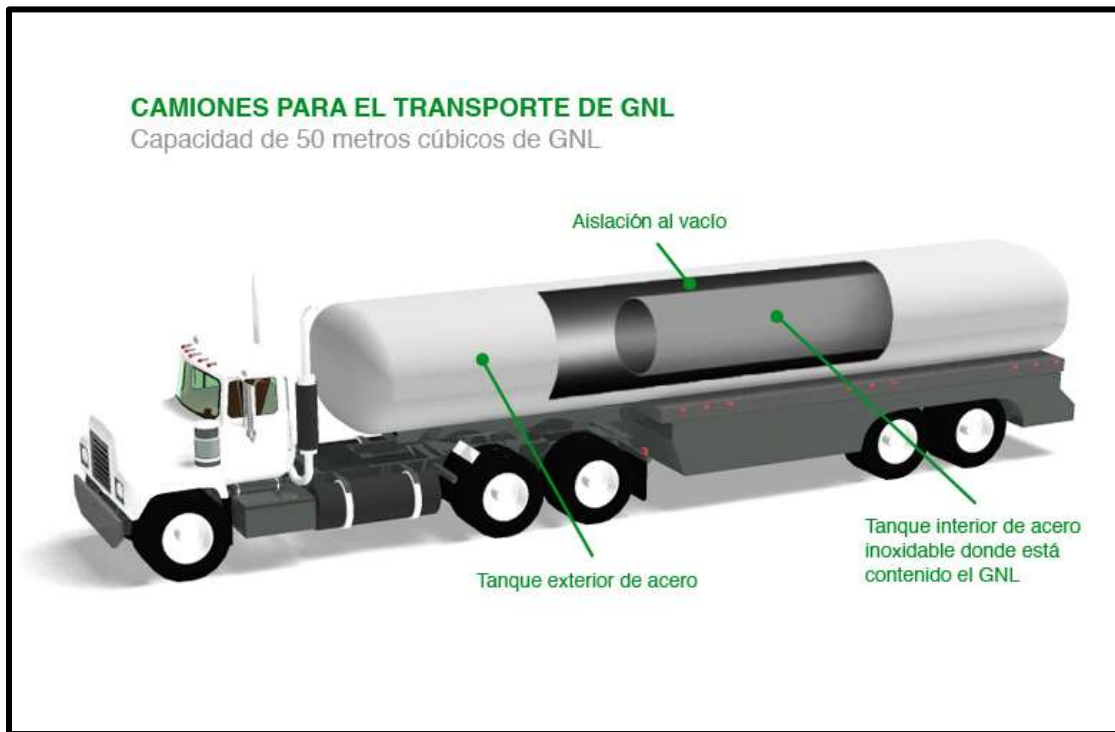


Figura 22, Descripción de Camión de transporte de GNL.

3.4 Infraestructura del transporte del gas Natural en México

Las modificaciones a la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo de Petróleo de mayo de 1995¹⁴, cambian de manera importante la estructura del sector del gas natural. Esta reforma legal redefine el ámbito de la industria petrolera y permite que el sector privado construya, opere y tenga en propiedad sistemas de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural, actividades previamente reservadas al Estado.

¹⁴ Guía para solicitar permisos de Transporte Gas Natural, CRE

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Al terminó de 2014 existían 25 permisos vigentes de transporte de acceso abierto aprobados a inversionistas privados de los cuales 21 estaban operando y 4 se encuentran en proceso de construcción. Estos permisos suman un total de 15,109.3MMpcd¹⁵ de volumen promedio transportado, los cuales comprenden una longitud de 53,114.0 km¹⁶. Actualmente, CENAGAS es el gestor y administrador del sistema de transporte de gas natural más importante del país, integrado por más de 8,700 km de gasoductos instalados a lo largo de todo el territorio mexicano, con una capacidad de 5,107 millones de pies cúbicos diarios¹⁷. En 2014, PGPB reportó que contaba con nueve estaciones de compresión, con una capacidad de potencia instalada de 266,160.0 caballos de fuerza (Hp), mientras que las estaciones de compresión privadas fueron seis con capacidad de potencia instalada de 140,960 Hp. Es importante señalar que siete de las estaciones que tenía PGPB, formaran parte del Sistrangás, estas estaciones son: Santa Catarina, Ramones, Valtierra, Zapata, Cempoala, Chinameca y Cárdenas.

En noviembre de 2014, entró en operación comercial el gasoducto Tamazunchale - El Sauz con una capacidad de transporte de gas natural de 630MMPCD. Este gasoducto transporta GN de San Luis Potosí a Querétaro para suministrar combustible a la central de ciclo combinado El Sauz. A través de este gasoducto de 235 kilómetros de longitud se puede transportar el gas natural para satisfacer las necesidades de la región. Al cierre de 2014, se tenían seis gasoductos en construcción (El Encino-Topolobampo; Sásabe-Guaymas; Guaymas-El Oro; El Oro- Mazatlán; Ramal Tula; y Morelos), cuatro de éstos (El Encino-Topolobampo; Sásabe-Guaymas; Guaymas-El Oro; El Oro- Mazatlán), formarán parte del Sistema Integral Norte Noroeste y contribuirán a brindar redundancia a la red de gasoductos en esta región del país.

¹⁵ Perspectiva de Gas Natural y Gas LP 2015-2029, SENER

¹⁶ Perspectiva de Gas Natural y Gas LP 2015-2029, SENER

¹⁷ Perspectiva de Gas Natural y Gas LP 2015-2029, SENER

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

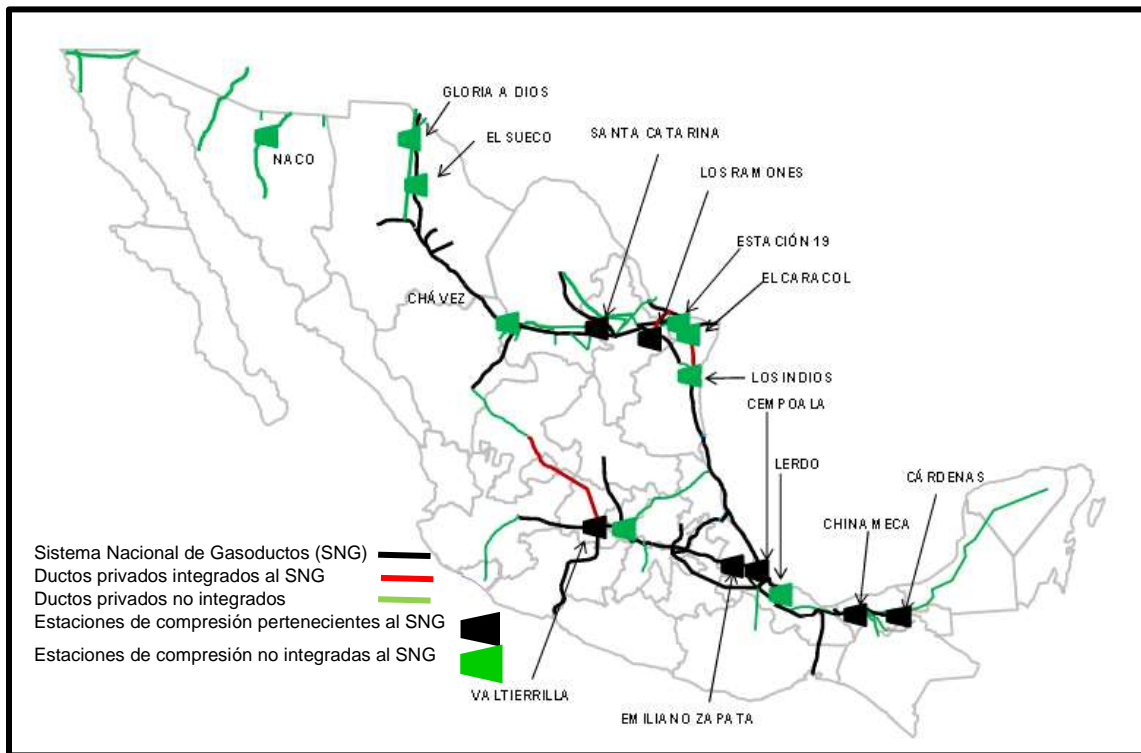


Figura 23, Infraestructura del transporte del gas Natural en México

La figura 23 muestra el sistema de ductos que existen en el país, permitiendo la ubicación de los centros de exportación e importación.

El ramal Tula transportará gas natural del sistema Cempoala-Santa Ana y abastecerá a la central de generación de Tula. En cuanto al gasoducto Morelos, de marzo de 2014 a diciembre del mismo año, se liberaron 122 de los 123 kilómetros de derechos de vía de la Fase I, la cual corresponde a la interconexión con el gasoducto Cempoala- Santa Ana de PEMEX y que permitirá iniciar las pruebas en la Central Centro. Adicionalmente, en 2014, la CFE anunció la licitación de siete Proyectos de transporte de gas natural, que tendrán una longitud conjunta de 1,207 kilómetros.¹⁸

¹⁸ Informe Anual 2014, Comisión Federal de Electricidad (CFE)

CAPÍTULO IV, COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL

4.1 Cadena de valor del Gas Natural

El concepto de cadena de Valor del Gas Natural se basa en la identificación de grupos de procesos (eslabones) que por su naturaleza generan cambios físicos sobre dicho recurso o permiten su disposición para el consumidor final, razón por la cual constituyen en sí mismos una actividad productiva. Los eslabones de la cadena de valor del Gas Natural son: Exploración y Producción, Tratamiento y Extracción, Fraccionamiento, Transporte y Distribución (Figura 23) y se describen a continuación.

Exploración y Producción: La cadena de Valor del GN se inicia con la exploración, ésta es la actividad en la cual se realizan los estudios necesarios (levantamiento de sísmica, análisis geológicos, etc.) para descubrir, identificar y cuantificar acumulaciones de hidrocarburos gaseosos. Una vez detectados los recursos, se procede a definir el plan de desarrollo del yacimiento y se inicia la fase de producción del GN, la cual representa el conjunto de actividades que permiten extraer el recurso contenido en los yacimientos y su separación del petróleo (cuando se trate de gas asociado).

Tratamiento y Extracción: El Tratamiento (también denominado acondicionamiento) es una actividad que permite remover los componentes no hidrocarburos del gas natural, principalmente dióxido de carbono (CO_2), sulfuro de hidrógeno (H_2S), agua (H_2O), componentes sólidos y otros, a través de cualquier proceso físico, químico o de ambos. Luego de ser tratado se procede a separar el Gas Metano (CH_4) del resto de los componentes del GN (CH_{4+})

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

llamados líquidos o componentes pesados, este proceso se conoce como Extracción.

Fraccionamiento: Proceso mediante el cual los hidrocarburos pesados son removidos y separados en productos distintos o fracciones como el propano, butano y etano.

Transporte y Distribución: Ambos eslabones constituyen el vínculo entre las actividades asociadas a la extracción (Exploración y Producción) y adecuación (Tratamiento o Acondicionamiento) del GN y el consumidor final.

Distribución: Conjunto de actividades que permiten recibir, trasladar, entregar y comercializar gas desde el punto de recepción en el sistema de transporte hasta los puntos de consumo, mediante sistemas de distribución Industrial y Doméstico.

Cadena de Valor del Gas Natural

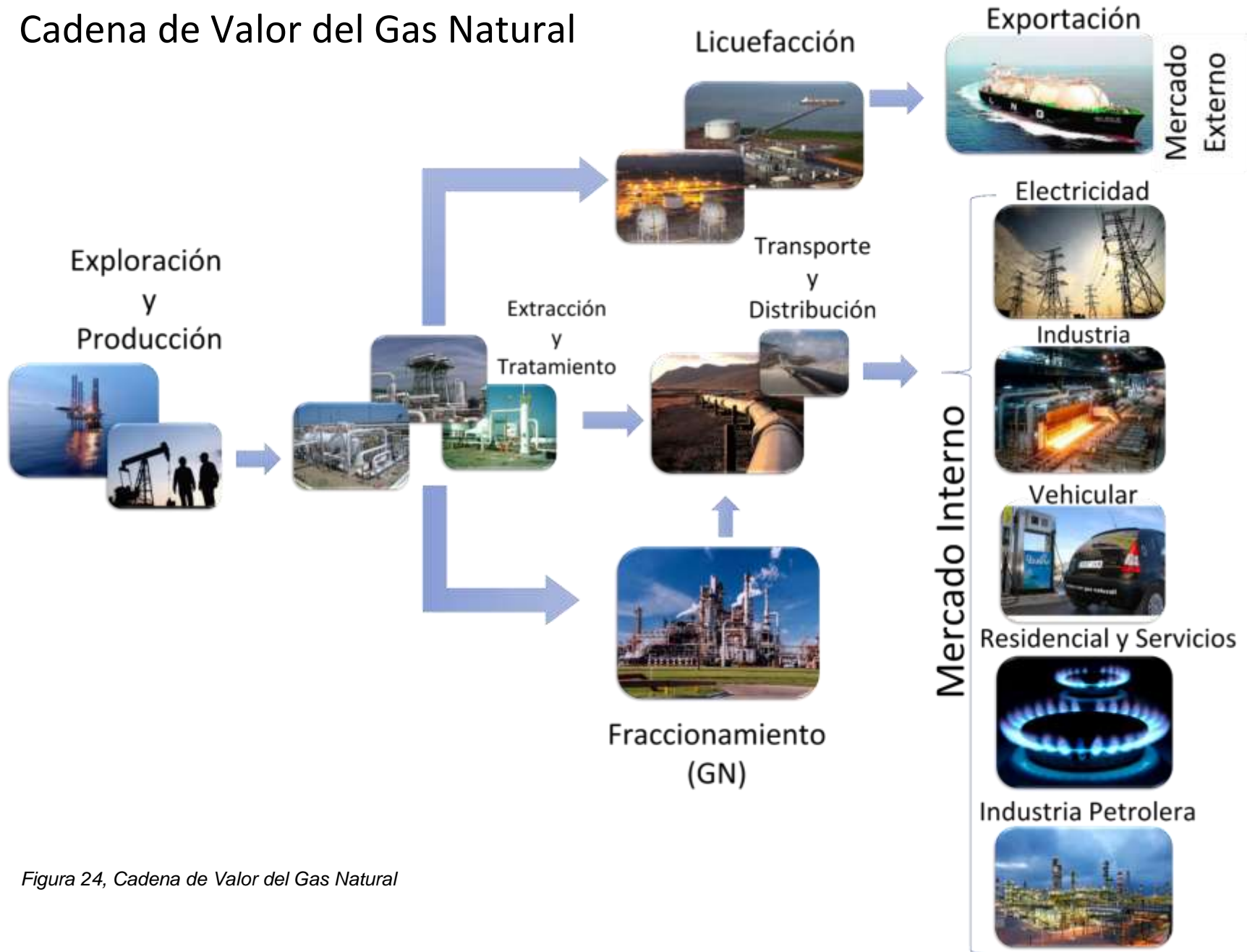


Figura 24, Cadena de Valor del Gas Natural

4.2 Funcionamiento de los mercados

La oferta y la demanda son las fuerzas que hacen que las economías de mercado o capitalistas funcionen. La oferta y la demanda determinan la cantidad que se produce de cada bien y el precio al que debe venderse. Y esto lo hacen al interactuar en los mercados, entendiendo por mercado toda institución social en la que los bienes y servicios, así como los factores productivos, se intercambian.

Los compradores y vendedores se ponen de acuerdo sobre el precio de un bien o un servicio. Al precio acordado se producirá el intercambio de cantidades determinadas de ese bien o servicio por una cantidad de dinero también determinada. Los precios coordinan las decisiones de los productores y los consumidores en el mercado. Los precios bajos estimulan el consumo y desaniman la producción, mientras que los precios altos tienden a reducir el consumo y estimulan la producción. Los precios actúan como el mecanismo equilibrador del mercado. Fijando precios para todos los bienes, el mercado permite la coordinación de compradores y vendedores y, por tanto, asegura la viabilidad de un sistema de economía de mercado.

La demanda

La demanda tiene que ver con lo que los consumidores desean adquirir. Demandar significa estar dispuesto a comprar, mientras que comprar es efectuar realmente la adquisición. La demanda refleja una intención, mientras que la compra constituye una acción. La ley de la demanda es la relación inversa existente entre el precio de un bien y la cantidad demandada, en el sentido de que, cuando se reduce el precio, aumenta la cantidad demandada, mientras que, cuando aumenta el precio, se disminuye la cantidad demandada.¹⁹

¹⁹ Diario DPI Suplemento Derecho y Tecnologías N°8-18.11.2015.

La oferta

El lado de la oferta tiene que ver con los términos en los que las empresas desean producir y vender sus productos. Al igual que en el caso de la demanda, al distinguir entre demandar y comprar, ahora debemos precisar la diferencia entre ofrecer y vender. Ofrecer es tener la intención o estar dispuesto a vender, mientras que vender es hacerlo realmente. La oferta recoge las intenciones de venta de los productores.

La ley de la oferta expresa la relación directa que existe entre el precio y la cantidad ofrecida: al aumentar el precio, se incrementa la cantidad ofrecida²⁰.

Commodity

El concepto de commodity se aplicaba sobre todo a materias primas a granel es decir sin marca. No obstante, hoy en día, en el sector financiero este concepto es aplicado a todo lo que puede ser usado como un subyacente en un contrato de Futuros²¹ de una Bolsa. De esta manera los activos financieros que pueden ser considerados commodities pueden ser bastantes. Sin embargo, no debe confundirse el concepto e incluir dentro de esta definición a otros tipos de activos como las divisas, índices bursátiles y tasas de interés entre otros (también conocidos como valores o securities). Tal vez, sea más sencillo entender el concepto por medio de la siguiente definición:

“Commodity se define como todo bien que es producido en masa por el hombre o incluso del cual existen enormes cantidades disponibles en la naturaleza que pueden ser explotadas, que tiene un valor o utilidad y un muy bajo nivel de diferenciación o especialización.”²² También podemos

²⁰ Diario DPI Suplemento Derecho y Tecnologías N°8-18.11.2015.

²¹ Un contrato de futuros se puede definir como un acuerdo entre dos partes por el que se comprometen a intercambiar un activo, físico o financiero, a un precio determinado y en una fecha concreta del futuro.

²² Diario DPI Suplemento Derecho y Tecnologías N°8-18.11.2015.

definir los commodities como bienes básicos que se negocian casi exclusivamente con base en el precio y cuyas cotizaciones normalmente son establecidas a través de transacciones en el mercado abierto. Un commodity es un producto que es vendido sin ninguna diferenciación por todos los proveedores. A pesar de que cualquier bien o servicio puede ser un “commodity” si es vendido por muchos proveedores de una manera indiferenciada, el término commodity usualmente se utiliza para bienes físicos que constituyen los bloques de construcción de productos más complejos, es decir que se utiliza principalmente como sinónimo de materias primas.

4.2.1 El Gas Natural como Commodity

En la actualidad gracias a la tecnología y a la globalización, se puede comercializar con cualquier cosa en los mercados financieros. Hoy más que nunca existe la posibilidad de operar con múltiples activos financieros como por ejemplo acciones, divisas, bonos, materias primas y sus respectivos derivados financieros. Una de estas opciones de inversión con las que se ha venido comerciando desde hace miles de años son los commodities (materias primas). De esta manera, la negociación con materias primas se ha convertido en una de las formas de inversión más difundidas, incluso muchos inversionistas se dedican a especular con commodities, obteniendo ganancias a partir de la fluctuación de sus precios en los mercados.

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

4.3 Mercado de Gas Natural en México

4.3.1 Demanda Nacional

Al cierre de 2014, la demanda total de combustibles fue de 16,829.3 millones de pies cúbicos diarios de gas natural equivalente (mmpcdgne), de ésta, la demanda de gas natural alcanzó un volumen de 7,209.3 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd), seguido por la gasolina con 3,738.3 mmpcdgne, diésel con 2,219.9 mmpcdgne, carbón con 1,246.6 mmpcd, gas L.P. 1,099.0 mmpcdgne, combustóleo 912.6 mmpcdgne y finalmente coque de petróleo con 403.7 mmpcdgne.²³

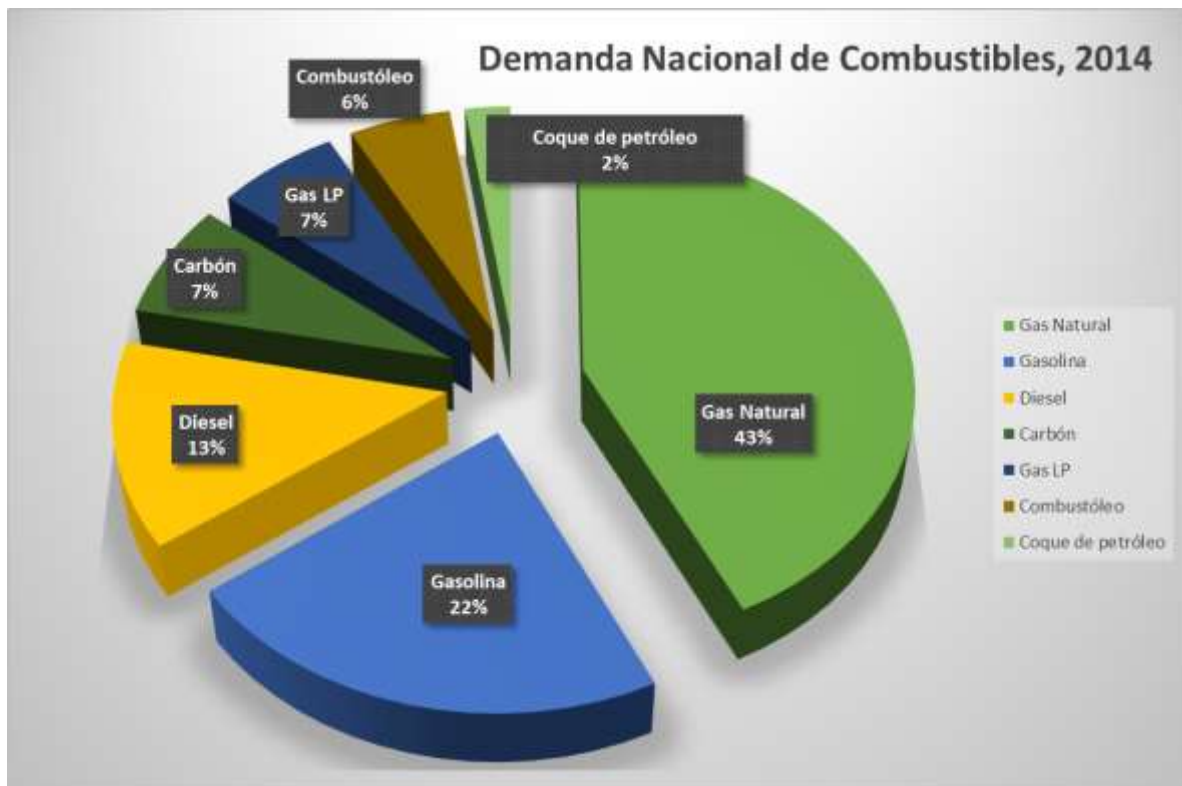


Figura 25, Gráfico realizado con base en los datos de Perspectiva del Sector Eléctrico 2015-2029 SENER, México 2015

²³ Prospectiva del Sector Eléctrico 2015-2029, SENER.

4.3.2 Demanda de Gas Natural por Sector

El sector con mayor demanda de gas natural para finales de 2014 fue el sector eléctrico con el 48.6% de participación, le siguen los sectores petrolero e industrial con 31.6% y 18.2% de participación respectivamente, los sectores que tuvieron menor participación fueron el sector residencial y servicios con 1.6% y finalmente el sector vehicular cuya participación fue de apenas el 0.03%²⁴, en la figura 26 se puede observar gráficamente lo antes descrito.

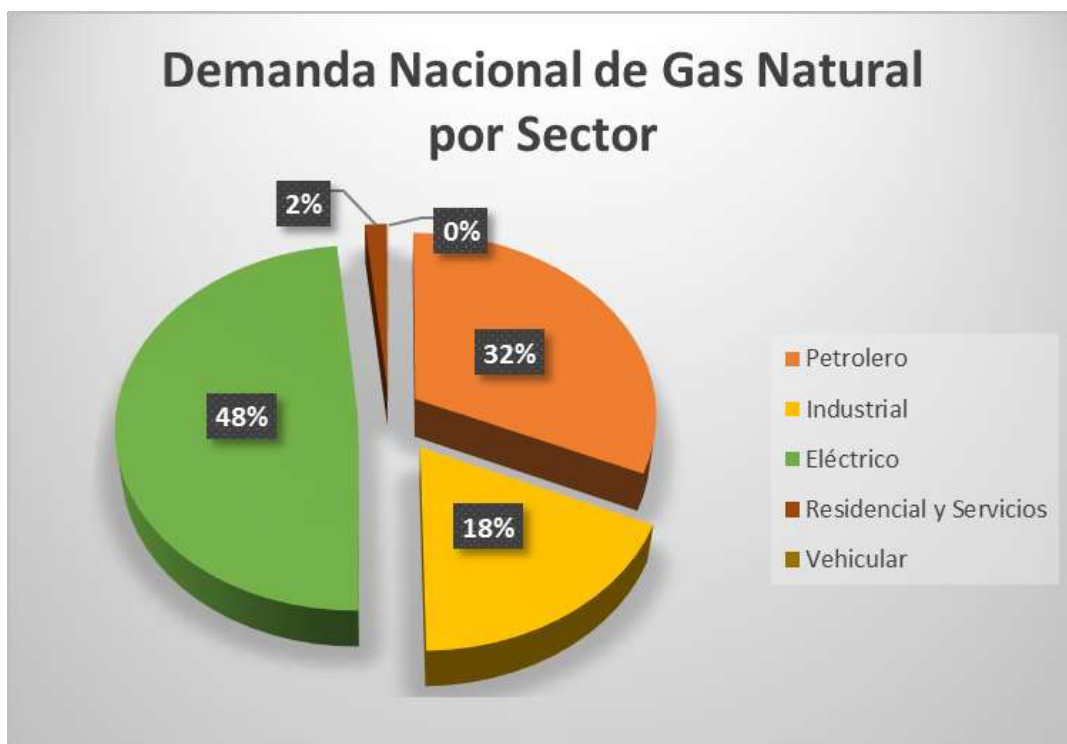


Figura 26, Grafico realizado con base en los datos de Perspectiva del Sector Eléctrico 2015-2029 SENER, México 2015

²⁴ Perspectiva del Sector Eléctrico 2015-2029, SENER.

- Sector Eléctrico

En 2014, la demanda de combustibles del sector eléctrico fue de 5,237.0 mmpcdgne, de ésta, el sector eléctrico público demandó 4,599.6 mmpcdgne, mientras que el sector eléctrico privado demandó 637.4 mmpcdgne.

En el sector eléctrico público, el combustible más demandado fue el gas natural que, en 2014, alcanzó un volumen de 2,998.4 mmpcd, lo que representó el 65.2%²⁵ de participación del total de combustible empleado en dicho sector. Esta demanda se debió a que CFE redujo su consumo de combustóleo e incrementó la generación a partir de gas natural, asimismo para elevar la producción de energía a partir de gas natural, promovió el desarrollo de infraestructura de transporte de gas natural con lo que se impulsó el desarrollo de centrales de generación eléctrica que funcionen con este Combustible.

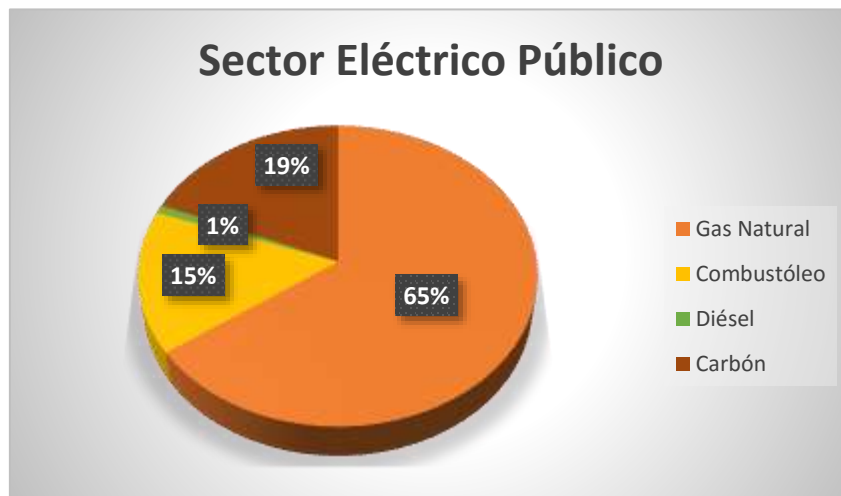


Figura 27, Grafico realizado con base en los datos de Perspectiva del Sector Eléctrico 2015-2029 SENER, México 2015

²⁵ Informe Anual 2014, Comisión Federal de Electricidad.

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

En el caso del sector eléctrico privado la demanda de gas natural en 2014 fue de 501.9 mmpcd.²⁶

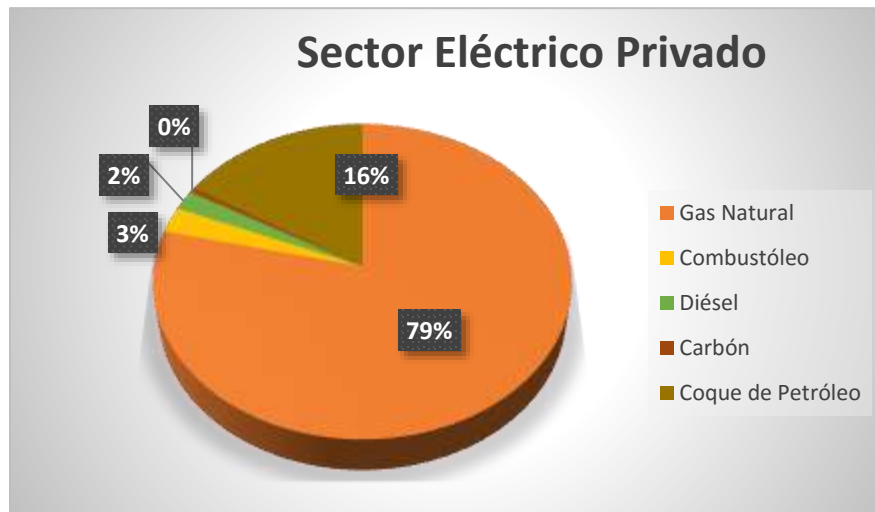


Figura 28, Gráfico realizado con base en los datos de Perspectiva del Sector Eléctrico 2015-2029 SENER, México 2015

- Sector Vehicular

En el caso del sector vehicular la demanda de gas natural fue de 5,743.8 mmpcdgne en 2014. En este sector la gasolina sigue siendo el combustible más utilizado con una demanda de 3,728.2 mmpcdgne, seguida del diésel con 1,874.0 mmpcdgne, gas L.P. y gas natural comprimido con 139.3 y 2.3 mmpcdgne respectivamente²⁷.

De la figura 27 a 34 se describe gráficamente la demanda nacional por sector, de cada uno de los diferentes combustibles utilizado respecto a datos proporcionados por la SENER.

²⁶ Informe Anual 2014, Comisión Federal de Electricidad.

²⁷ Prospectiva del Gas Natural 2015-2029, SENER.

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Tabla 5, Demanda de combustibles, SENER

Demanda de Combustibles en el sector Vehicular (mmpcdgne)					
Año	Gas LP	Gas Natural Comprimido	Gasolina	Diésel	Total
2010	103.3	1.4	3849.8	1809.6	5764.1
2011	113.5	1.5	3837.8	1836.7	5789.5
2012	127.4	1.8	3857.3	1892	5878.5
2013	139	2.4	3779	1855	5775.4
2014	139.3	2.3	3728.2	1874	5743.8

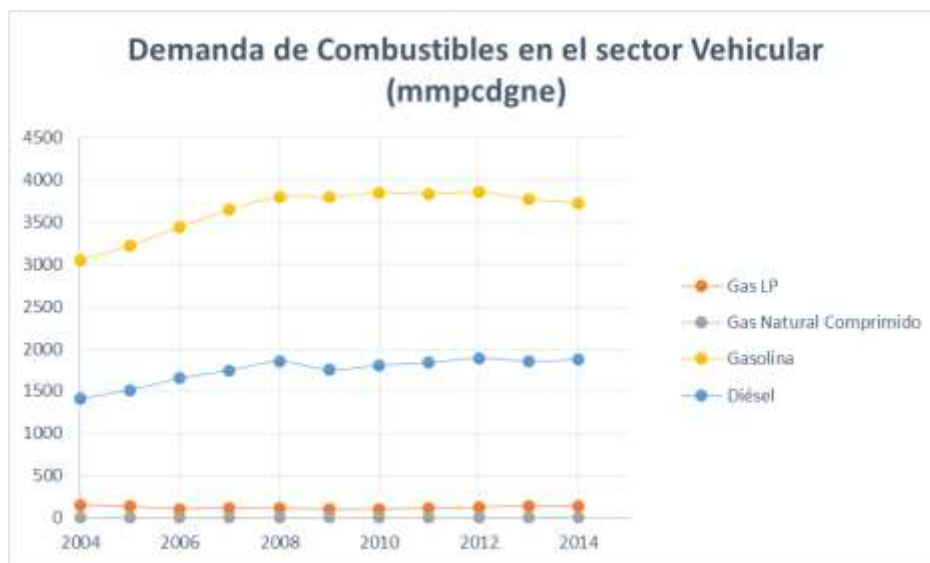


Figura 29, Demanda de combustibles, SENER.

- Sector Industrial

En el sector industrial, el combustible más utilizado fue el gas natural con una demanda de 1,313.5 mmpcd, le sigue el carbón con 387.8 mmpcdgne, coque de petróleo con 301.0 mmpcdgne, el diésel con 170.4

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

mmpcdgne, el gas L.P. con 113.5 mmpcdgne y finalmente combustóleo con 40.6 mmpcdgne.²⁸

En este sector las ramas que utilizaron más gas natural fueron metales básicos, con una demanda de 340.4 mmpcd, le sigue la rama de la química con 204.4 mmpcd, y del vidrio con 136.0 mmpcd.²⁹

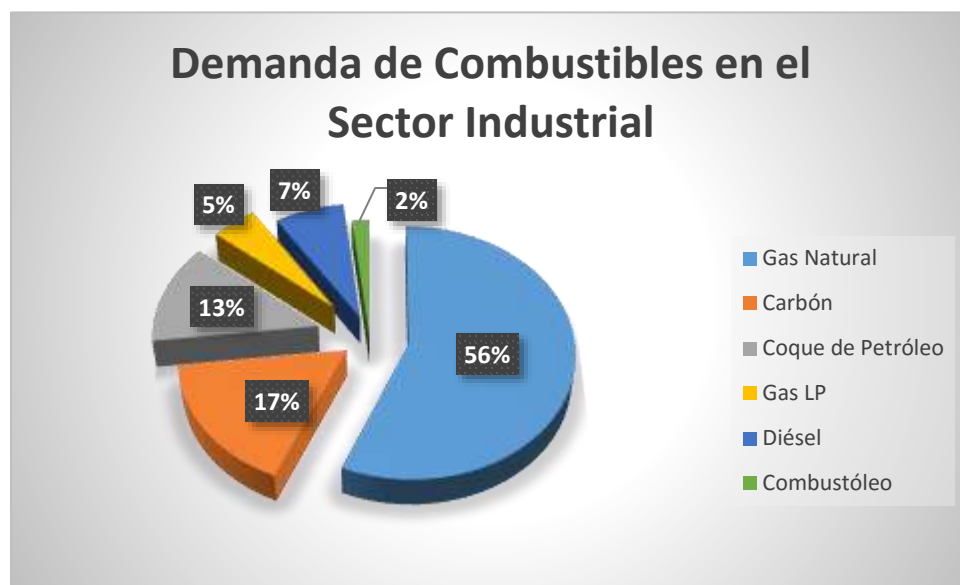


Figura 30, Perspectiva del Gas Natural 2015-2029 SENER, México 2015

- Sector Petrolero

Al 2014, la demanda de combustibles del sector petrolero se ubicó en 2,577.7 mmpcdgne. El combustible más utilizado fue el gas natural, con 2,276.2 mmpcd 88.3%. El segundo combustible más demandado fue el

²⁸ Prospectiva del Gas Natural 2015-2029, SENER

²⁹ Prospectiva Industrial Price wáter house Coopers México

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

combustóleo con 5.9%, seguido del diésel con 4.7%, gas L.P. y gasolina con 0.8% y 0.4% respectivamente.

En 2014, el 56.5% de la demanda de gas natural en el sector petrolero fue consumida por PEMEX Exploración y Producción (PEP) con un volumen de 1,285.4 mmpcd, PEMEX Refinación (PR) 375.7 mmpcd, PEMEX Petroquímica (PPQ) 332.0 mmpcd, PEMEX Gas y Petroquímica Básica (PGPB) 196.1 mmpcd, Cogeneración Nuevo PEMEX 86.1 y finalmente el corporativo tuvo una demanda de 0.3 mmpcd³⁰.



Figura 31, Perspectiva del Gas Natural 2015-2029 SENER, México 2015

³⁰ Informe Anual de PEMEX 2014.

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

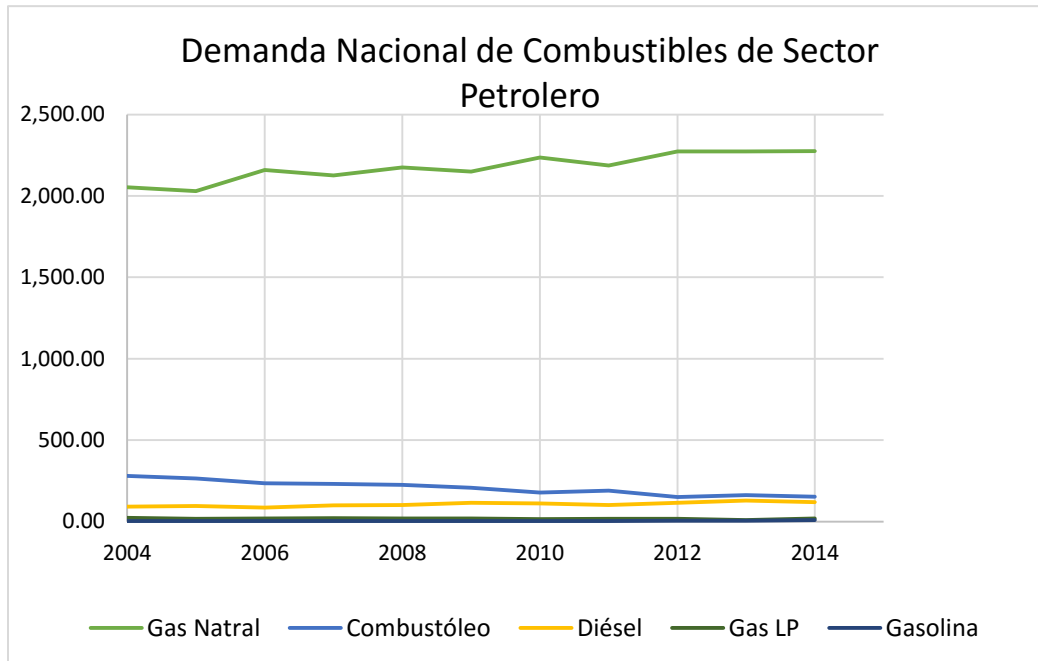


Figura 32, Grafico realizado con base en los datos del Informe Anual de PEMEX 2014

- Residencial y Servicios

En 2014, la demanda del sector residencial se ubicó en 1,270.6 mmpcdgne lo que representó un aumento de 0.1% respecto a 2013. En este sector el combustible más utilizado es el gas L.P. con un volumen de 663.0 mmpcdgne, seguido por la leña con 519.8 mmpcdgne, y finalmente el gas natural con 87.8 mmpcdgne. En el caso de gas L.P., éste presentó una disminución en la demanda respecto al año 2013, mientras que el gas natural y la leña tuvieron un incremento de 1.3% y 0.1% respectivamente.

La demanda de combustibles del sector servicios se ubicó en 276.3 mmpcdgne, al igual que en el sector residencial, el gas L.P. presentó una disminución. Esto se debió principalmente al aumento en la demanda de gas natural y leña, que tuvieron un incremento del 5.0% y 0.1% respectivamente, con respecto al 2013. En el caso de gas natural la demanda pasó de 28.5 mmpcd en 2013 a 29.9 mmpcd en 2014, con una tasa media de crecimiento anual de 4.3%.

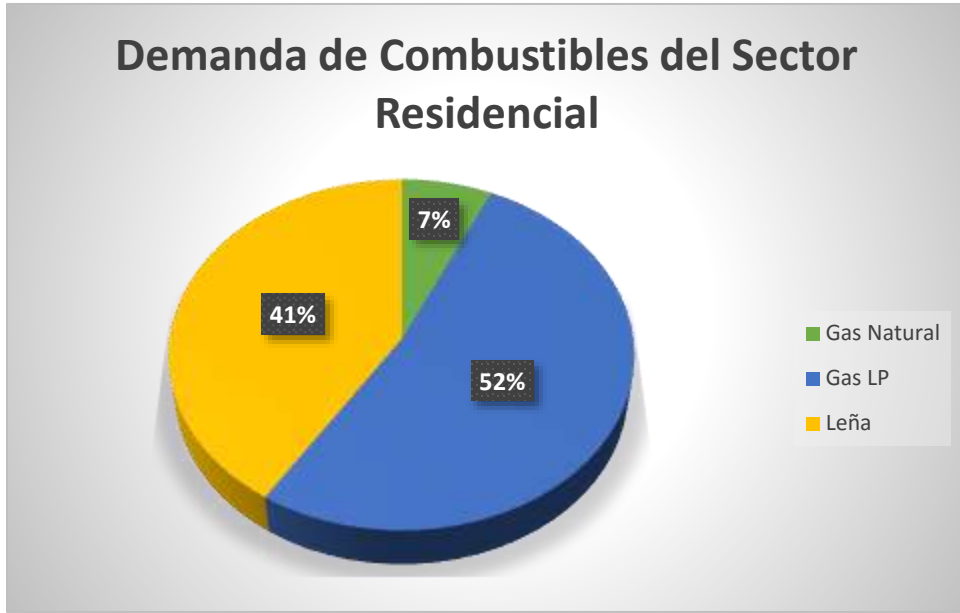


Figura 33, Grafico realizado con base en los datos de Perspectiva del Gas Natural 2015-2029 SENER, México 2015

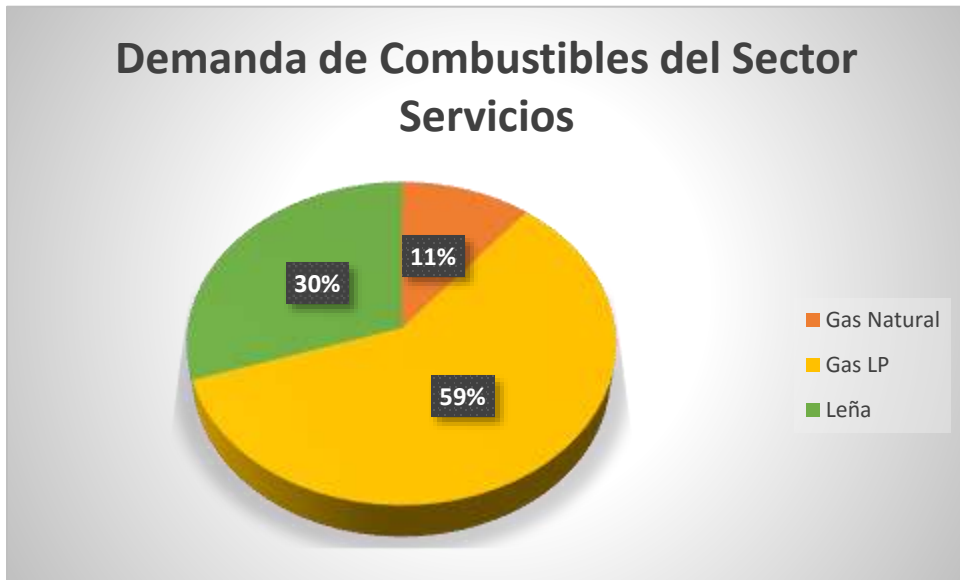


Figura 34, Grafico realizado con base en los datos de Perspectiva del Gas Natural 2015-2029 SENER, México 2015

4.4 El precio del Gas Natural

Los precios en el mercado mundial de gas natural resultan fluctuantes dado que los países productores y exportadores optaron por fijar el precio del gas natural en base a los siguientes aspectos esenciales y diferentes en cada país: los costos de extracción y producción, los costos de venta a nivel internacional, la facilidad de obtener un sustituto, y por ende las condiciones de oferta y demanda y algunas otras diferencias que existen entre los principales mercados de gas, dichos aspectos dictan la dirección que toma el precio de comercialización del gas natural. La metodología que se implementa para calcular el precio de gas natural en cada país, no es única. Entre los principales mercados de gas encontramos a Europa, Asia y Norteamérica, y en cada uno existen diferentes condiciones de demanda y oferta de este producto, sin embargo su principal y más importante diferencia radica en las diferentes metodologías usadas para el cálculo de precios del gas.

En el mercado europeo los precios para la comercialización del gas, son fijados en función del precio de productos petrolíferos, principalmente gasóleo y combustóleo, mediante contratos a largo plazo, mientras que en el mercado asiático el precio del gas se obtiene de una canasta de petróleo crudo y en Norteamérica los mercados spot permiten la determinación de los precios por la competencia nacional existente en el mercado del gas.

Dichas metodologías tan diferentes en el cálculo del precio del gas natural provee no sólo a México, sino a todo país o empresa exportadora, una ventaja competitiva importante en actividades económicas cuyo motor es el gas, ya que ofrecen una libre competencia, pudiendo ofrecer variación en el precio ofertado.

4.4.1 El precio del gas natural en México

Las abundantes reservas de gas que México posee, conllevan a que los costos de producción sean bajos y las inversiones sean remunerables, sin embargo en el mercado de gas natural se hace una excepción, pues, actualmente el mercado de gas mexicano no tiene una metodología propia para regular los precios, dado que el único proveedor hasta ahora es PEMEX, sin embargo se espera que tras la reforma energética y la venida de transnacionales los precios se centren en los costos de producción en territorio nacional y se pueda ofrecer una alternativa y abierta competencia en precios.

La metodología que fue mayormente utilizada para el cálculo del precio del gas vendido de primera mano en México es la denominada “regla de enlace hacia atrás” o “netback”, dicha metodología consiste en que el precio determinado en el mercado al sur de Texas, es el que se usa en México, directamente los precios de referencia en el territorio mexicano están regulados con los precios de Estados Unidos, y los factores que afectan su mercado, repercuten directamente en el nuestro. Este método fue fijado por la CRE, quien había manejado esta metodología para el cálculo de precios en el país desde 1993, exceptuando el período en el que la Secretaría de Energía (SENER) fijó un máximo al precio del gas, inferior a los precios de referencia texanos. Esta conexión entre los precios en México y en el Sur de Texas y, por ende al de Henry Hub en cual consiste en calcular el precio mediante fórmulas mensuales que reflejan el costo de oportunidad del gas natural, es decir, es el precio que se puede obtener por exportaciones adicionales o que se tiene que pagar por los volúmenes importados.

En una economía abierta como la mexicana y dado que el país es un importador neto, se estableció un punto donde se fija la paridad entre el precio de importación y la estructura de precios internos del gas natural, designando a Reynosa como

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

punto de referencia, dado que es por donde se interna el mayor volumen de importaciones al país. A este precio de venta de primera mano fijado en Reynosa se le denomina máximo y se le agrega el costo de transporte por ducto hasta el punto de arbitraje, lo que permite lograr un mayor beneficio aprovechando la diferencia de precio entre los mercados, y, donde confluyen la producción del sureste del país y las importaciones provenientes de la frontera norte. A partir de este punto se realiza el netback, que consiste en restar los costos de transporte hasta las plantas procesadoras de gas, que en caso del sureste de México se encuentran en Ciudad PEMEX, Cactus y Nuevo PEMEX y desde éstas se realiza el netforward, donde se agrega el costo de transporte y distribución a los centros de consumo en el resto del país.

La metodología de Henry Hub aplicada en México, ha sufrido diversos cambios desde su implementación. El más importante fue el desplazamiento del punto de arbitraje de Los Ramones, cerca de Monterrey, a Cempoala en Veracruz, conforme el punto de las importaciones avanzaba hacia el sur. El 15 de agosto de 2012 la CRE envió una resolución a la Comisión federal de mejora regulatoria (Cofemer), que modifica la directiva sobre determinación de los precios máximos de ventas de primera mano del gas natural, dado que la actual fórmula de precios no refleja apropiadamente el costo de oportunidad y las condiciones de competitividad en el mercado internacional del gas, puesto que la fórmula que determina el precio máximo de las ventas de primera mano de PEMEX subestima el nivel que prevalece en el otro lado de la frontera y el costo de internación del gas a territorio mexicano. Por ello se modifica los costos de transporte al sur de Texas y los costos de interconexión entre los sistemas de ductos estadounidense y los de PEMEX. Lo cual alentaría un mayor volumen de importaciones directas por particulares e intensificaría la competencia en el mercado mexicano. Dicha baja en el precio del gas alentó el consumo de gas para la generación eléctrica y el consumo propio de PEMEX. Entre 2007 y 2010 la producción de gas seco de PEMEX se mantuvo relativamente estancada.

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

En 2011 disminuyó 3,8% y en 2012 se redujo otro 4,4%. La oferta total de gas seco de esta empresa subió a partir de 2009 gracias a mayores importaciones. Los consumos del sector eléctrico y de PEMEX han crecido de manera significativa. En cambio, las ventas de gas a la industria aumentaron lentamente debido, entre otras cosas, a mejoras en la eficiencia de sus procesos y a una menor intensidad energética de la actividad manufacturera. Estas variaciones en el balance de gas seco reflejaron caídas en la producción bruta de gas natural, y en la producción neta, debido a una mayor inyección de gas a yacimientos. El precio al público del gas natural se calcula mensualmente para cada una de las zonas de tarifas definidas por la Comisión Reguladora de Energía (CRE). Los conceptos que lo integran son:

Precio del gas natural = precio del producto + tarifa de transporte + fuel + costo de servicio + costo de distribución.

Consumidores	Precio del gas natural	Punto de arbitraje o importación
Chihuahua, Monterrey, Torreón, Reynosa	PR + TT + CS + IVA	Reynosa
Madero, Guadalajara, Poza Rica, Salamanca, Valle de México, Apizaco, Mendoza, Cárdenas	PR + TT+ CS + IVA	Cd. PEMEX
Salmayuca	PR + TI + TTN + CS+ IVA	Cd. Juarez

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

PR; precio de referencia

TT; tarifa de transporte

CS; costo de servicio

TI; tarifa internacional

TTN; tarifa de transporte nacional

4.4.2 Calculo del precio del Gas Natural

Dentro de las leyes internas mexicanas y los reglamentos de gas natural expedidos, se ha establecido que el precio máximo del gas objeto de las ventas de primera mano (precio de vpm) debe ser fijado conforme a lo establecido por la CRE, y la metodología para el cálculo de precio deben reflejar los costos de oportunidad y condiciones de competitividad del gas respecto al mercado tanto internacional como nacional y asegurar un suministro de gas eficiente.

La determinación del precio de gas natural en México está asociada con la evolución de los mercados de gas natural en territorio estadounidense; tiene una alta correlación con la evolución del mercado de futuros y sus cotizaciones se emplean como referencia para la determinación de diversos derivados. Permite una contratación de coberturas financieras directa, sin necesidad de cotizar y contratar diferenciales de mercado (basis). A ello se suma que el Mercado Mexicano de Derivados (MexDer) cuenta con un contrato de licenciamiento con el New York Mercantile Exchange (NYMEX) para ofrecer contratos de futuros de gas.

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Esta Metodología Permite que las ventas de primera mano de gas natural reflejen las condiciones de un mercado competitivo y el costo de oportunidad y las condiciones de competitividad del energético en el mercado internacional y en el lugar en el que se realice la venta.

El objetivo de la Comisión Reguladora de Energía es reflejar en México la evolución internacional de los precios del gas tomando como base un mercado de referencia con: condiciones apropiadas de liquidez; Instrumentos financieros de cobertura y condiciones para la determinación de precios relevantes para México.

4.4.3 Determinación del precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en Reynosa, Tamaulipas

Los elementos que conforman la metodología para determinar el precio máximo en Reynosa, Tamaulipas, son:

- El precio de referencia en Henry Hub
- El diferencial entre el precio de referencia de Henry Hub y las cotizaciones del gas en los mercados del sur de Texas
- Los costos de transporte entre la zona fronteriza en Reynosa y los ductos del sur de Texas, que se agregan, descuentan o eliminan en función del balance de comercio exterior de gas natural.

Mientras que las formulas requeridas para el cálculo, en términos diarios o mensuales, y expresadas en dólares por unidad son:

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Diario:

$$VPMR_j^d = [HH_{j-1}^d - \mu^d \cdot ST_{j-1}^d] + [\alpha \cdot TF_i] - \beta \cdot [TP_G + TP_{EN}] \quad (1)$$

Mensual:

$$VPMR_i^m = [HH_i^m - \mu^m \cdot ST_i^m] + [\alpha \cdot TF_i] - \beta \cdot [TP_G + TP_{EN}] \quad (2)$$

donde:

$VPMR_j^d$ es el precio máximo en Reynosa en el día j (dólares/unidad).

$VPMR_i^m$ es el precio máximo en Reynosa en el mes i (dólares/unidad).

HH_{j-1}^d es el precio cotizado en Henry Hub el día anterior al día j, publicado en el Gas Daily (convertido de dólares/mmBtu a dólares/unidad).

HH_i^m es el mínimo de los valores siguientes:

- El índice del Henry Hub, encabezado South Louisiana, publicado en el Inside FERC's correspondiente al mes i (convertido de dólares/mmBtu a dólares/unidad), y
- El promedio de los precios correspondientes al renglón Henry Hub, encabezado Louisiana-Onshore South, de la publicación Gas Daily, para los últimos cinco días hábiles del mes i-1 (convertido de dólares/mmBtu a dólares/unidad).

μ^d es el parámetro que permite calcular el diferencial entre las cotizaciones diarias de referencia en Henry Hub y el sur de Texas, calculado de conformidad con la disposición 4.1, fracción I, siguiente.

μ^m es el parámetro que permite calcular el diferencial entre los índices mensuales de referencia en Henry Hub y el sur de Texas, calculado de conformidad con la disposición 4.1, fracción II, siguiente.

ST_{j-1}^d es el promedio aritmético de los precios siguientes:

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

- El precio cotizado en el sistema Texas Eastern Transmission Corp., renglón Texas Eastern STX, encabezado South Corpus Christi, de la publicación Gas Daily, Daily Price Survey, columna mid point, para el día $j-1$ (convertido de dólares/mmBtu a dólares/unidad).
- El precio cotizado en el sistema Tennessee Gas Pipeline Corp., de la publicación Gas Daily, Daily Price Survey, columna mid point, para el día $j-1$ (convertido de dólares/mmBtu a dólares/unidad).

ST_i^m es el promedio aritmético de los precios cotizados en los sistemas Texas Eastern Transmission Corp. y Tennessee Gas Pipeline Co., donde:

1. el precio de Texas Eastern Transmission Corp. es el valor mínimo que resulte entre:
 - El índice de Texas Eastern Transmission Corp., renglón South Texas Zone, publicado en el Inside FERC's del mes i (convertido de dólares/mmBtu a dólares/unidad), y
 - El promedio de los precios correspondientes al renglón Texas Eastern STX, encabezado South Corpus Christi, de la publicación Gas Daily, Daily Price Survey, para los últimos cinco días de cotización del mes $i-1$ (convertido de dólares/mmBtu a dólares/unidad).
2. El precio de Tennessee Gas Pipeline Co. es el valor mínimo que resulte entre:
 - El índice de Tennessee Gas Pipeline Co., renglón Texas Zone 0, publicado en el Inside FERC's del mes i (convertido de dólares/mmBtu a dólares/unidad), y
 - El promedio de los precios correspondientes al renglón Tennessee, Zone 0, encabezado South Corpus Christi, de la publicación Gas Daily, Daily Price Survey, columna mid point, para los últimos cinco días de cotización del mes $i-1$ (convertido de dólares/mmBtu a dólares/unidad).

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

- α es la variable que define la aplicación de TF_j en función del escenario de comercio exterior de acuerdo con lo siguiente:
- $\alpha = -1$ cuando el escenario de comercio exterior sea de exportación neta;
- $\alpha = 0$ cuando el balance de comercio exterior sea de equilibrio, y
- $\alpha = 1$ cuando el escenario de comercio exterior sea de importación neta.
- TF_i es el costo de transporte entre la frontera en Tamaulipas y los ductos del sur de Texas vigente en el periodo i (dólares/unidad); cuando se trata de cotizaciones diarias del precio máximo, TF_j se refiere costo de transporte correspondiente al mes dentro del que se ubica el día j .
- β es la variable que define la aplicación de las tarifas de transporte en la Zona Golfo en función del escenario de comercio exterior con base en lo siguiente:
- $\beta = 1$ cuando el escenario de comercio exterior sea de exportación neta, y
- $\beta = 0$ cuando el balance de comercio exterior sea de equilibrio o de importación neta.
- TP_G es la tarifa máxima autorizada a Petróleos Mexicanos para prestar el servicio de transporte en base firme en la Zona Golfo del Sistema Nacional de Gasoductos, considerando un factor de utilización de 100 por ciento, convertida, en su caso, a dólares, utilizando el tipo de cambio.
- TP_{EN} es la tarifa máxima nacional autorizada a Petróleos Mexicanos para prestar el servicio de transporte en base firme en el Sistema Nacional de Gasoductos, convertida, en su caso, a dólares, utilizando el tipo de cambio.

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Parámetros μ^d y μ^m

El diferencial entre los precios de referencia, diarios o mensuales, en Henry Hub y el sur de Texas se determinan con base en los parámetros μ^d y μ^m . Dichos parámetros se calculan considerando la relación de largo plazo existente entre las series de tiempo de los citados precios conforme a lo siguiente:

1. μ^d se deriva de la expresión $\mu^d = \lambda^d - 1$, donde λ^d es el coeficiente estimado con una regresión por mínimos cuadrados ordinarios para la expresión:

$$HH_t^d = \lambda^d \cdot ST_t^d + u_t^d \quad (3)$$

Donde HH_t^d y ST_t^d se refieren a las series de las cotizaciones diarias de precios del gas en Henry Hub y el sur de Texas, y u_t^d es la serie de términos de error del modelo.

2. μ^m se deriva de la expresión $\mu^m = \lambda^m - 1$, donde λ^m es el coeficiente estimado con una regresión por mínimos cuadrados ordinarios para la expresión:

$$HH_t^m = \lambda^m \cdot ST_t^m + u_t^m \quad (4)$$

Donde HH_t^m y ST_t^m se refieren a las series de las cotizaciones mensuales de precios del gas en Henry Hub y el sur de Texas, y u_t^m es la serie de términos de error del modelo.

Los coeficientes μ^d y μ^m se actualizarán trimestralmente con base en el procedimiento arriba descrito. Se informará mediante aviso los nuevos valores que, en su caso, tomen los citados coeficientes, así como las series de precio empleadas para efectos de su determinación.

Costos de Transporte, TF_i

El costo de transporte, TF_i , representa los costos por la contratación de los servicios de transporte requeridos en gasoductos dentro de los Estados Unidos de América para efectuar importaciones o exportaciones de gas natural a través de la frontera en Tamaulipas.

La aplicación de TF_i y de la variable α estarán en función del balance neto diario de comercio exterior de gas natural (importación neta, equilibrio o exportación neta) a través de la frontera en Reynosa, Tamaulipas, considerando exclusivamente los flujos comerciales relevantes para determinar el costo de oportunidad del gas natural objeto de venta de primera mano.

Así, el precio máximo se determinará de la manera siguiente:

1. El precio máximo en términos diarios se ajustará por el valor del costo de transporte entre los ductos del sur de Texas y la frontera de Tamaulipas vigente en el día i , TF_i , dependiendo del balance neto de comercio exterior de gas natural a través de la frontera en Reynosa, Tamaulipas registrado en el día i , y
2. El precio máximo en términos mensuales se ajustará por el valor del costo de transporte entre los ductos del sur de Texas y la frontera de Tamaulipas vigente en el mes i , TF_i , que resulte de la ponderación mensual del balance neto de comercio exterior de gas natural a través de la frontera en Reynosa, Tamaulipas registrado cada día del mes correspondiente.

Se determinará el valor de TF_i mediante resolución debidamente fundada y motivada, para lo cual mantendrá un análisis y seguimiento de las condiciones del mercado de transporte relevante en los Estados Unidos, así como de los flujos e intercambios comerciales de gas natural en la frontera de Tamaulipas que resulten

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

relevantes y permitan reflejar adecuadamente el costo de oportunidad del gas nacional.

La CRE es responsable de poner a disposición al inicio de cada mes, un informe de actividades de comercio exterior que incluya:

- Los volúmenes diarios de importación y exportación de gas natural del mes previo por origen y destino;
- La composición del costo o el valor de dichas importaciones y exportaciones, desagregando el precio del gas, los costos unitarios de transporte y el costo de otros servicios, impuestos, etc., en su caso, y
- El factor de carga de los sistemas de transporte utilizados para conducir los flujos de importación y exportación de gas natural del mes previo, considerando los trayectos de dichos flujos.

4.4.4 Determinación del precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en Ciudad PEMEX, Tabasco.

El precio en Ciudad PEMEX, diario o mensual, será igual al precio máximo en Reynosa más la tarifa de transporte neta (netback) desde la frontera en Reynosa a Ciudad PEMEX. Las fórmulas para establecer el precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en Ciudad PEMEX se expresarán en dólares por unidad y se definen como:

Diario:

$$VPMCP_i^d = VPMR_i^d + TP_i \quad (5)$$

Mensual:

$$VPMCP_i^m = VPMR_i^m + TP_i \quad (6)$$

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Donde

$VPMCP_i^d$ es el precio máximo en Ciudad PEMEX en el día i (dólares/unidad);

$VPMR_i^d$ es el precio máximo en Reynosa en el día i (dólares/unidad);

$VPMCP_i^m$ es el precio máximo en Ciudad PEMEX en el mes i (dólares/unidad);

$VPMR_i^m$ es el precio máximo en Reynosa en el mes i (dólares/unidad), y

TP_i es la tarifa neta (netback) autorizada a Petróleos Mexicanos para el servicio de transporte desde la frontera en Reynosa hasta Ciudad PEMEX vigente en el periodo i (dólares o pesos/unidad).

Ajuste por Tarifas de Transporte, TP_i

El valor de TP_i será calculado de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$TP_i = TP_i^A - TP_i^{CP} \quad (7)$$

donde

TP_i^A es la tarifa autorizada a Petróleos Mexicanos para el servicio de transporte desde la frontera en Reynosa hasta el punto de arbitraje vigente en el periodo i , (dólares o pesos/unidad), y

TP_i^{CP} es la tarifa por el servicio de transporte de Petróleos Mexicanos desde Ciudad PEMEX hasta el punto de arbitraje vigente en el periodo i , (dólares o pesos/unidad).

Las tarifas de transporte de la frontera al punto de arbitraje y de éste a Ciudad PEMEX vigentes en el periodo i a que se refiere la disposición anterior se calcularán utilizando las tarifas publicadas por Petróleos Mexicanos de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$TP_i^A = CC_i^A + CU_i^A \quad (8)$$

y

$$TP_i^{CP} = CC_i^{CP} + CU_i^{CP} \quad (9)$$

Donde

CC_i^A es el cargo anual por capacidad autorizado a Petróleos Mexicanos para el servicio de transporte desde la frontera en Reynosa al punto de arbitraje en el periodo i (dólares o pesos/unidad);

CU_i^A es el cargo por uso autorizado a Petróleos Mexicanos para el servicio de transporte desde la frontera en Reynosa al punto de arbitraje en el periodo i (dólares o pesos/unidad);

CC_i^{CP} es el cargo anual por capacidad autorizado a Petróleos Mexicanos para el servicio de transporte desde el punto de arbitraje hasta Ciudad PEMEX en el periodo i (dólares o pesos/unidad), y

CU_i^A es el cargo por uso autorizado a Petróleos Mexicanos para el servicio de transporte desde el punto de arbitraje hasta Ciudad Pemex en el periodo i (dólares o pesos/unidad).

Cuando no esté disponible alguna de las tarifas del Servicio en Base Firme para calcular la tarifa neta (TP_i) para el servicio de transporte desde la frontera en Reynosa hasta Ciudad PEMEX, los cargos por capacidad deberán sustituirse por la tarifa máxima aprobada a Petróleos Mexicanos para el Servicio Volumétrico, de acuerdo con la Lista de Tarifas y Trayectos del Permiso para el Sistema Nacional de Gasoductos.

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

4.4.5 Determinación del precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en Plantas de Proceso distintas a Ciudad PEMEX o Reynosa.

El precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en Plantas de Proceso distintas a las ubicadas en Ciudad PEMEX o Reynosa se determinará conforme a los criterios que se indican a continuación:

1. Para plantas de proceso ubicadas en zonas del sistema de transporte de Petróleos Mexicanos entre la zona correspondiente a la planta de proceso de Reynosa y la zona en la que se localiza el punto de arbitraje, el precio máximo se calculará como la suma del precio máximo en Reynosa y las tarifas de transporte autorizadas a Petróleos Mexicanos para los sectores que integran el trayecto comprendido entre Reynosa y la Planta de Proceso respectiva, menos la tarifa de transporte del sector donde se ubica dicha planta:

Diario:

$$VPMP_{p,i}^d = VPMR_i^d + TP_{p,i}^R - TP_{p,i}^P \quad (10)$$

Mensual:

$$VPMP_{p,i}^m = VPMR_i^m + TP_{p,i}^R - TP_{p,i}^P \quad (11)$$

donde

$VPMP_{p,i}^d$ es el precio máximo en la Planta de Proceso p, en el día i (dólares/unidad);

$VPMR_i^d$ es el precio máximo en Reynosa en el día i (dólares/unidad);

$VPMP_{p,i}^m$ es el precio máximo en la Planta de Proceso p, en el mes i (dólares/unidad);

$VPMR_i^m$ es el precio máximo en Reynosa en el mes i (dólares/unidad);

$TP_{p,i}^R$ es la suma de las tarifas autorizadas a Petróleos Mexicanos para el servicio de transporte en las zonas que integran el

trayecto desde la frontera en Reynosa hasta la zona de transporte donde se ubica la Planta de Proceso p vigente en el periodo i (dólares/unidad), y

$TP_{p,i}^P$ es la tarifa de transporte de la zona donde se ubica la Planta de Proceso p vigente en el periodo i (dólares/unidad).

2. Para Plantas de Proceso ubicadas en zonas del sistema de transporte de Petróleos Mexicanos entre la zona correspondiente a la Planta de Proceso de Ciudad PEMEX y la zona en la que se localiza el punto de arbitraje, el precio máximo se calculará como la suma del precio máximo en Ciudad PEMEX y las tarifas de transporte autorizadas a Petróleos Mexicanos para los sectores que integran el trayecto comprendido entre Ciudad PEMEX y la Planta de Proceso respectiva, menos la tarifa de transporte del sector donde se ubica dicha planta:

Diario:

$$VPM P_{p,i}^d = VPM CP_i^d + TP_{p,i}^R - TP_{p,i}^P \quad (12)$$

Mensual:

$$VPM P_{p,i}^m = VPM CP_i^m + TP_{p,i}^R - TP_{p,i}^P \quad (13)$$

donde

$VPM P_{p,i}^d$ es el precio máximo en la Planta de Proceso p , en el día i (dólares/unidad);

$VPM CP_i^d$ es el precio máximo en Ciudad PEMEX en el día i (dólares/unidad);

$VPM P_{p,i}^m$ es el precio máximo en la Planta de Proceso p , en el mes i (dólares/unidad);

$VPM CP_i^m$ es el precio máximo en Ciudad PEMEX en el mes i (dólares/unidad);

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

$TP_{P,i}^R$ es la suma de las tarifas autorizadas a Petróleos Mexicanos para el servicio de transporte en las zonas que integran el trayecto desde la frontera en Reynosa hasta la zona de transporte donde se ubica la Planta de Proceso p vigente en el periodo i (dólares/unidad), y

$TP_{P,i}^P$ es la tarifa de transporte de la zona donde se ubica la Planta de Proceso p vigente en el periodo i (dólares/unidad).

3. Para Plantas de Proceso ubicadas en las zonas del sistema de transporte de Petróleos Mexicanos en las que se ubican las Plantas de Proceso de Reynosa y de Ciudad PEMEX, el precio máximo será igual al precio de dichas plantas, respectivamente.

Mecanismo de Sustitución del Índice de Referencia

Cuando alguna de las cotizaciones de referencia en Henry Hub, diarias o mensuales, no se encuentren disponibles en el Gas Daily o en el Inside FERC's, respectivamente; o cuando la diferencia entre dichas cotizaciones de referencia en Henry Hub ajustadas por el diferencial respectivo,

$$\left([HH_{j-1}^d - \mu^d \cdot ST_{j-1}^d] \text{ ó } [HH_i^m - \mu^m \cdot ST_i^m] \right) ,$$

y la propia cotización de referencia en el sur de Texas sea superior a un parámetro, las cotizaciones de referencia en Henry Hub se sustituirán en los términos siguientes:

Sean:

- $D_d^{hh-st} = [(HH_{j-1}^d - \mu^d \cdot ST_{j-1}^d) - ST_{j-1}^d]$ la diferencia entre la cotización aplicable para la referencia en Henry Hub del día j-1 y la cotización respectiva del sur de Texas, y
- $D_m^{hh-st} = [(HH_i^m - \mu^m \cdot ST_i^m) - ST_i^m]$ la diferencia entre la cotización aplicable para la referencia en Henry Hub del mes i y la cotización del sur de Texas para el mismo mes.

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

las cotizaciones de referencia en Henry Hub se sustituirán en los términos siguientes:

- I. Si $|D_d^{hh-st}| > \delta^d$, entonces la expresión $[HH_{j-i}^d - \mu^d \cdot ST_{j-1}^d]$ a que se refiere la disposición 3.2 anterior se sustituirá por $[ST_{j-1}^d \pm \frac{1}{2}\delta^d]$,
- II. Si $|D_m^{hh-st}| > \delta^m$, entonces la expresión $[HH_i^m - \mu^m \cdot ST_i^m]$ a que se refiere la disposición 3.2 anterior se sustituirá por $[ST_i^m \pm \frac{1}{2}\delta^m]$.

4.5 Importación y Exportación de Gas Natural

Un país como México que busca mantenerse fluyente dentro de la economía mundial, siendo este un país en desarrollo, no puede permitirse el desabasto de algún producto que detenga su economía, así como tampoco puede dejar de despuntar el valor de sus productos; y dado que los hidrocarburos siguen siendo la principal fuente de energía a nivel mundial y que México es un país cuya economía se ha basado cerca de 70 años de estos, el intercambio de hidrocarburos es palpitante en la economía mexicana.

México se ha y está transformándose en un país competitivo dentro del rango de importaciones y exportaciones de productos hidrocarburos; es importante esta balanza comercial (exportaciones e importaciones) porque permite el ingreso de divisas del país y el acceso a productos que la industria petrolera mexicana no puede solventar para la población; sin embargo varios temas todavía quedan por resolver en cuestión de negocios internacionales.

Las importaciones y exportaciones a nivel general generan un resultado positivo en la balanza comercial, cuenta corriente y balanza de pagos, en cualquier país en el

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

mundo, ya que las exportaciones son una demanda de la producción nacional y por consiguiente multiplica los productos y los ingresos en general y las importación responde al déficit de un producto en dicho país.

La importancia de exportar e importar es:

- Aumentar competitividad
- Participar en el mercado global
- Lanzar nuevos productos
- Estabilizar las fluctuaciones estacionales del mercado
- Adquirir fuerza para expandirse
- Adquirir información acerca de la competencia extranjera
- Ampliar la participación de la empresa en el mercado

México, a nivel mundial es un país con una considerable relación comercial, pues cuenta con 12 tratados de libre comercio con 44 países diferentes. Los principales productos exportados por México son hidrocarburos, vehículos automóviles, oro en bruto, máquinas automáticas para tratamiento o procesamiento de datos y sus unidades y máquinas, aparatos y material eléctrico y sus principales importadores mexicanos son Estados Unidos, Canada y Brasil; siendo Estados Unidos el principal receptor de las exportaciones mexicanas (Petroteras y No Petroteras) con un 77 % del total exportado, es por ello que nuestra economía está muy ligada a la de ellos, entre otras muchas razones, de ahí Canadá con un 3%, España con 1.9% y el resto del mundo 18.1%.

Según el Informe de las Estadísticas del Comercio Exterior de México del Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI) las exportaciones que más se realizan son de carácter *no petrolero* con \$23 476.6 millones de dólares en Enero de 2016 y apenas \$1059.8 millones de dólares las de carácter petrolero.

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

La balanza comercial mexicana ha tenido un déficit desde 2003, según el informe más reciente del INEGI. Del 2014 al 2016 nuestras exportaciones han sido menores que lo que importamos. En 2015 se exportaron \$380,772.10 millones de dólares y se importaron \$395,232.4 millones de dólares. Y tan solo en el sector petrolero se exportaron \$23,432.47 millones de dólares y se importaron \$33,287.67 millones de dólares. Dicho fenómeno se hizo notable desde que la economía mexicana se abrió.

En lo que respecta a hidrocarburos la Ley establece que le corresponde a la Secretaría de Energía regular y supervisar, así como otorgar, modificar y revocar los permisos para “la exportación e importación de Hidrocarburos y Petrolíferos en términos de la Ley de Comercio Exterior y con el apoyo de la Secretaría de Economía. México cuenta con puntos de importación y exportación principalmente en la frontera norte del país, como lo muestra la figura 35. Estos puntos de acceso facilitan el intercambio de gas natural con su principal consumidor, Estados Unidos. Siendo notablemente más puntos de importación que exportación.

En el balance de gas natural se muestra que, la demanda de gas sigue en aumento, sin embargo la producción nacional de gas no es suficiente para cubrir dicha demanda por lo que se tiene que recurrir a las importaciones. En cuanto a las importaciones, éstas alcanzaron un volumen de 1,833.4 MMpcd, de las cuales 1,004.8 MMpcd se realizaron mediante ducto y el resto fueron de Gas Natural Licuado recibidas en las terminales de almacenamiento de gas. En cuanto a las exportaciones, éstas alcanzaron un volumen de 2.6 MMpcd hasta este febrero de 2016 y se realizaron por ducto principalmente en Baja California y Reynosa Tamaulipas. La evolución que ha tenido el mercado de gas natural, tanto en importaciones como exportaciones se muestra en la tabla 6, en años recientes. Se muestra desde el 2014, pues es este año cuando las importaciones de gas natural en México tuvieron un incremento de 29.3% con respecto al año anterior, este aumento se debió al incremento en la demanda en los sectores de generación

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

eléctrica e industrial nacional, así como al creciente interés por utilización de fuentes con menores rangos de contaminación que las actuales.

La figura 35 muestra los puertos de intercambio del gas natural, tanto importaciones como exportaciones, siendo las más importantes, localizadas al norte del país.

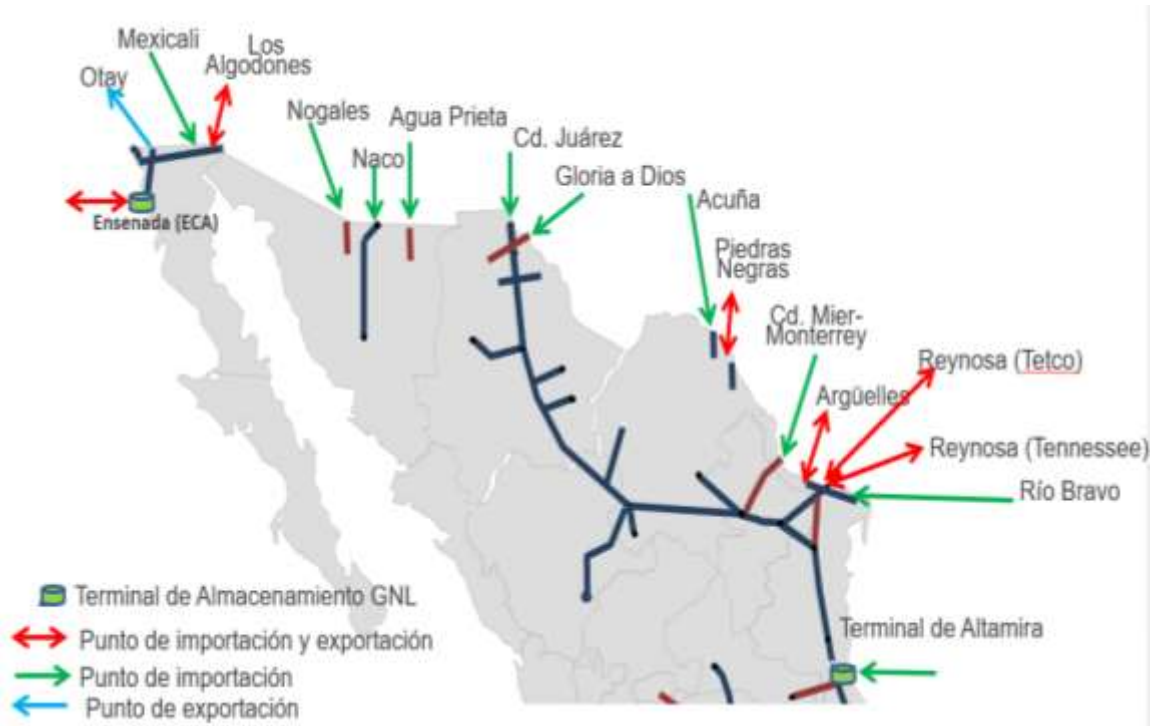


Figura 35, puntos de intercambio de gas natural

Tabla 6, Indicadores petroleros Febrero de 2016, PEMEX.

Año	Gas Natural (MMpcd)	
	Exportación	Importación
2011	1.3	790.8
2012	0.9	1,089.30
2013	3.1	1,289.70
2014	4.1	1,357.80
2015	2.8	1,418.40

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

2016		0.8	1,710.10
	Enero	0.4	1,594.70
	Febrero	0.4	1,833.40

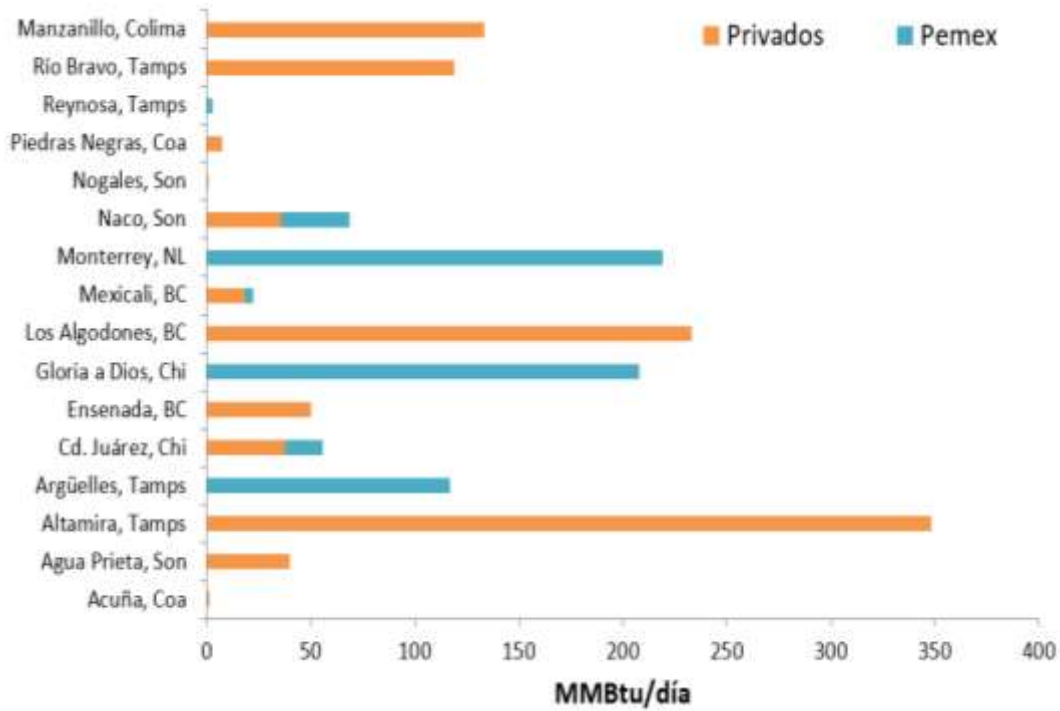


Figura 36, Importaciones por punto de internación “Sector privado vs. PGPB enero 2007 - 2 trimestre 2015”, CRE.

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

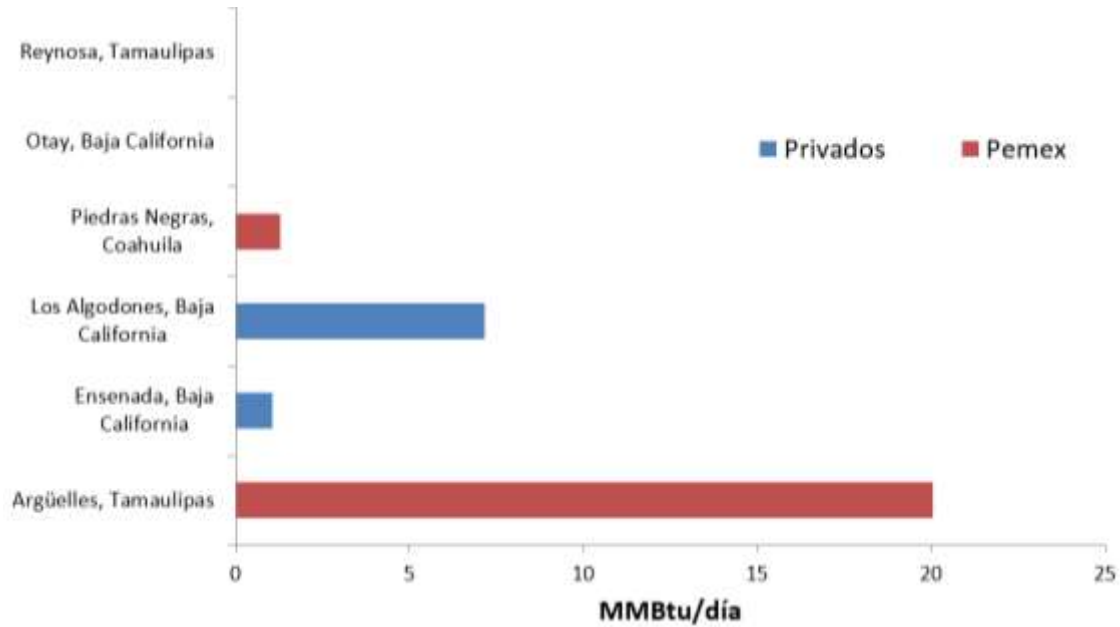


Figura 37, Exportaciones por punto "Sector privado vs. PGPB enero 2007 - 2 trimestre 2015", CRE.

Finalmente, en lo referente al comercio de gas en los próximos años, se espera que, las importaciones totales de gas natural alcancen un volumen de 4,052.2 mmpcd, En 2029, se espera que la demanda de gas natural alcance un volumen de 10,390.3 mmpcd, mientras que la producción de gas será de 6,451.9 mmpcd, lo que representará una diferencia de 3,938.3 mmpcd. Este nivel de demanda hará necesario recurrir a otras fuentes de abastecimiento (mercado internacional).

CAPÍTULO V, SEGURIDAD ENERGÉTICA

5.1 Seguridad Energética

Los recursos energéticos son indispensables para el buen funcionamiento de la economía y la sociedad; así la capacidad o garantía de un país para satisfacer la demanda nacional con oportunidad, sustentabilidad y precios razonables en el presente y hacia un futuro, se conoce como Seguridad Energética.

Tal es la importancia a nivel mundial de contar con una garantía energética, que, posicionarse a la vanguardia de la eficiencia energética y desarrollo de la misma es, quizá, la vía más factible para satisfacer la demanda actual y contar con seguridad frente a las exigencias de corto y largo plazo del desarrollo nacional. Actualmente la dependencia energética mundial, prioritariamente, sigue basándose de energías fósiles como: el petróleo, el gas y el carbón, recurso no renovables, escasos y que únicamente se encuentran en algunos países; por lo que entrar en conflicto con dichos países poseedores de estos recursos, puede poner en riesgo el suministro de energía. Sin embargo, por contra, encontramos a las energías renovables que se reparten por todo el planeta, como: el agua, el sol, las olas de mar, el viento, etc., y que pueden representar un buen fundamento, para establecer una seguridad energética independiente, en los países poseedores y no poseedores de recursos como el petróleo; no obstante, para explotar estos recursos se necesita tecnología de punta y por ende más inversión, haciendo que los países menos desarrollados y económicamente no sustentables, no puedan servirse de ellas para generar energía a pesar de estar disponibles, sin más.

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

La seguridad energética de un país no sólo puede basarse en los recursos fósiles, a pesar de ser estos los más usados, se debe tener en cuenta la facilidad y beneficios de otras fuentes y recursos amables con el ambiente. Las fuentes disponibles para todo país desarrollado y en desarrollo que buscan una seguridad energética son:

- Energía nuclear (de fisión, de fusión).
- Energías fósiles (petróleo, carbón, gas natural).
- Biocombustibles (biodiesel, bioetanol, biomasa forestal, biogás, residuos sólidos urbanos).
- Energías renovables (hidráulica, eólica, solar, fotovoltaica, geotérmica).

La seguridad energética es indisociable de la sustentabilidad del consumo. Pero la seguridad energética depende igualmente de la evolución de los mercados energéticos, de la situación geopolítica y de los escenarios internacionales del día a día. Por tal, la Seguridad Energética no sólo es relevante a nivel nacional sino a nivel mundial, y por ende se ha convertido en un elemento clave en las estrategias de seguridad de la mayoría de los países, adquiriendo, así, un carácter crítico en aquellos con una alta dependencia exterior. Aparentemente, el principal indicador de seguridad energética para estos países es la de seguridad de abastecimiento (a la que se tiende a dar un contenido básicamente geopolítico). Es decir, basan su Seguridad Energética en la disponibilidad de una oferta adecuada de energía a precios asumibles por países exportadores. Otros indicadores importantes al nivel mundial de la seguridad energética son, entre algunos: la seguridad medioambiental, los indicadores de eficacia de la gestión en el suministro de energía, la infraestructura energética disponible, entre otros.

Dentro de los factores que se ven involucrados en los indicadores de la Infraestructuras energética, encontramos:

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

- Plantas de generación, producción, extracción y transformación (central nuclear, refinería de petróleo, mina de carbón, planta regasificadora).
- Medios de almacenamiento, transporte, distribución y terminales de acceso/salida al sistema (i.e. depósitos subterráneos de gas, ductos, red eléctrica, terminal de GNL (Gas Natural Licuado)).
- Tecnologías de exploración, extracción, procesamiento, almacenamiento, transporte, distribución, generación, gestión, consumo, protección física y medioambiental (máquina perforadora, filtros de emisiones contaminantes).

Sobre abastecimiento con impacto en la Seguridad Energética, actúan los siguientes factores:

- Geográfico, el cual repercute en las localizaciones y en la accesibilidad de recursos, así como en las rutas de importación y exportación (vías terrestres, marítimas y aéreas).
- Geológico, las condiciones óptimas para la generación en el subsuelo de las materias primas energéticas (mina de uranio, yacimientos petroleros, yacimientos de gas).
- Medioambiental, que implica la protección del ecosistema (reducción de emisiones de CO₂).
- Económico (renta energética, dependencia externa, balance de fuentes, déficit tarifario).
- Social, referido a la reacción de la población ante las fuentes energéticas y a la percepción de los riesgos y ventajas asociados.
- Jurídico, que comprende la seguridad jurídica, la transparencia de la contratación y el modelo normativo-regulatorio.
- Político, tanto interior (competencia privada con las instituciones de gobierno) como exterior (tratados internacionales).

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

La dinámica del mercado matiza la independencia y dependencia externa energéticas, amortiguando la posible vulnerabilidad causada por esta última. El mercado puede tener una organización global o regional, con cotizaciones de materias primas o vinculadas a derivados financieros, lo cual aumenta la especulación. La geopolítica también configura las relaciones energéticas entre países:

- productores, los cuales asumen riesgos para subir los precios, ajustando sus estrategias según la relación entre costos-riesgos y exploración-producción.
- consumidores, cuyo comportamiento es inverso al asumir costes para bajar los riesgos.
- de tránsito energético, que deben su condición a su posición geoestratégica.
- corporaciones nacionales o transnacionales.

La posible alteración del suministro (sea por causas espontáneas o inducidas) exige contar con alternativas y soluciones, las cuales permitirán lograr la seguridad energética, si se implementan en conjunto en un corto periodo de tiempo.

Entre estas alternativas podemos mencionar las más primordiales:

- establecer programas de ahorro de energía
- incentivar el desarrollo tecnológico sustentable tanto para la generación eléctrica como para la innovación en el sector transporte.
- el uso racional de los recursos energéticos.
- diseño tecnológico eficiente para el uso de combustibles fósiles.
- fomentar el uso de energías alternativas, especialmente energías renovables.

Los futuros dentro de la Seguridad Energética:

- La era de los combustibles fósiles dista mucho de haber concluido, pero su influencia va en declive, actualmente, las energías fósiles aportan el 80 por ciento del suministro mundial de energía y los principales países productores de petróleo son Arabia (13.9 %), Rusia (12.7 %) y Estados Unidos (8.6 %) en tanto que la producción de carbón la controlan China (45.9 %), Estados Unidos (12.9 %) y la India (7.5 %).
- El GN está llamado a ser el único combustible fósil cuya producción y consumo aumenta, siendo los principales productores de GN Rusia (20 %), Estados Unidos (12.9 %) y Canadá (4.7 %)
- La producción eléctrica, energía hidroeléctrica y eólica, representarán la mitad de la nueva capacidad que se instale para responder a la creciente demanda.
- La generación de energía nuclear se manifiesta imprescindible, pero está en cuestión definir el equilibrio entre lo necesario y los costes de la seguridad.

5.2 Explotación racional y quema irracional del Gas Natural

5.2.1 Explotación de yacimientos

En capítulos pasados se ha hecho énfasis en la creciente demanda del consumo de gas natural y lo que conlleva esto (aumentar reservas probadas, mayor producción y/o una mayor importación) dentro de la revolución energética que se vive a nivel mundial. Y México no es el país exento a estos procesos de cambio en el uso energético. Por ello se ha requerido una creciente tanto en estudios como en

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

desarrollo de tecnología para una explotación más eficiente de los campos petroleros.

La óptima explotación de un campo trae beneficios económicos indudablemente, aumentando la vida productiva del yacimiento y permitiendo la extracción de mayores cantidades de hidrocarburos; en la ingeniería de yacimientos, en general se considera que existen tres etapas de explotación:

- **Primaria.** Esta comienza desde el inicio de la explotación de un yacimiento y es en la cual se aprovecha la energía propia del yacimiento. En esta etapa se puede considerar el empleo de tecnologías en el pozo como el uso de sistemas artificiales de producción, y el empleo de pozos horizontales y multilaterales.
- **Secundaria.** Durante esta etapa, el objetivo es el mantenimiento de presión inyectando al yacimiento energía adicional, ya sea a través de inyección de agua o gas natural.
- **Mejorada.** Es en esta etapa para continuar la explotación del yacimiento se requiere implantar métodos a nivel formación, es decir, aquellos que modifican las propiedades del sistema roca-fluido; buscando incrementar los factores de recuperación de aceite y gas. Existen diferentes clasificación de estos métodos, sin embargo entre los más comunes encontramos a los métodos: Térmicos (consiste en la inyección de vapor o de aire, para generar una combustión in-situ en el yacimiento), químicos (como inyección de polímeros o surfactantes, para reducir la tensión interfacial), o gases miscibles (como CO₂, gases enriquecidos, gases exhaustos o nitrógeno, este último como proceso miscible o inmisible).

Sin embargo esta clasificación no dicta estrictamente que todo yacimiento dentro de su vida productiva deba tener cada una de estas etapas. Es más, en ciertos yacimientos no existió la etapa primaria y fue necesario pasar a la secundaria e incluso a la mejorada, sin haber ocurrido las anteriores. Un ejemplo de ello, son los

yacimientos de aceite muy pesado y viscoso, que no pudieron ser producidos en su etapa primaria ni secundaria y sola se obtuvo aceite de ellos a través de la inyección de vapor, es decir la etapa de recuperación mejorada.

Recuperación primaria en yacimientos de gas

La recuperación primaria en yacimientos de gas, se puede clasificar en yacimientos de gas seco, de gas y condensado y húmedos. En general, los factores de recuperación que se obtienen de estos yacimientos de gas son más elevados que los correspondientes a los yacimientos de aceite. Una de las razones principales, es la movilidad que tiene el gas dentro del yacimiento, la cual es más alta que la del aceite y agua contenidos en él, por lo que de manera natural tiende a desplazarse fácilmente en los poros de la formación y por lo tanto, hacia los pozos productores.

Dentro de la ingeniería de yacimientos se reconoce 2 tipos de empujes predominantes en los yacimientos de gas seco:

- Empuje volumétrico o por expansión del gas, este empuje definido principalmente por la presión original a la que se encuentran los fluidos en la formación. Algunos expertos lo definen como producción por declinación de la presión (depleción), que es esencialmente lo que ocurre en los yacimientos de gas y en los de gas y condensado. De manera que, cada vez que la presión en el yacimiento disminuye, se reducen los volúmenes de gas que se producen, hasta llegar un momento en que se alcanza la presión cuando es necesario la compresión del gas a boca del pozo, para poder continuar con la explotación o cuando no es rentable y se determina la presión de abandono del yacimiento.
- Empuje hidráulico. Al igual que en los yacimientos de aceite y gas, este es un empuje natural que se presenta en los yacimientos de gas que tienen un acuífero asociado a ellos. El empuje se presenta al disminuir la presión en

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

la zona de gas, lo que permite la expansión del agua del acuífero y su entrada a la zona de gas, empujando o desplazando el gas. En general en los yacimientos de gas, este tipo de empujes no es muy eficiente, pero deberá calcularse de manera precisa la producción que se quiere obtener de gas, ya que de producirlo a ritmos muy altos, puede provocar la presencia de agua en los pozos productores.

En los yacimientos de gas y condensado, se presenta un fenómeno que puede reducir el factor de recuperación del gas y que se conoce como la condensación de los líquidos dentro del yacimiento. Es decir, una parte del gas que originalmente estaba en una sola fase, se condensa y se convierte en líquido dentro de la formación, al alcanzar la presión de rocío, lo que hace disminuir la movilidad del gas, llegando a obtenerse factores de recuperación del gas natural inferiores a los esperados originalmente. La manera de evitar esto o al menos de disminuir su efecto, es llevar a cabo la reinyección de gas en estos yacimientos, ya sea a través de usar el mismo gas producido o empleando gas natural de otras fuentes. El efecto que se pretende tener es de dos tipos: Primero, mantener la presión en el yacimiento arriba de la presión de rocío, para impedir que el condensado se forme dentro del yacimiento, y segundo, tratar de revaporizar a altas presiones parte del condensado que estaba en el yacimiento y poderlo desplazar como gas hacia los pozos. En cualquiera de los dos casos o en una combinación de los mismos, normalmente se obtendrán mayores factores de recuperación en los yacimientos a los que se les reinyecte gas. Esta, también es una práctica común en la industria petrolera mundial. Otros efectos en yacimientos de gas y condensado, debidos a alta presión en los mismos.

La industria petrolera mundial ha identificado que en los yacimientos que se descubren y que se encuentran a alta presión, también llamados yacimientos geopresurizados o de presiones anormales, la combinación de la compresibilidad

de la roca y del agua pueden llevar a sobreestimaciones del volumen original de gas natural en los mismos. Es decir, se puede interpretar en estos casos que se tienen volúmenes originales de gas in situ mayores que los que realmente existen. De ocurrir lo anterior, los factores de recuperación que se calculen para estos yacimientos o campos tenderán a ser menores comparados con los reales.

5.2.2 Producción de pozos de gas

La producción de pozos de gas así como cualquier operación de producción en sí, tiene como objetivo transportar el gas del yacimiento a través de un conjunto de elementos del yacimiento hasta la superficie, tratarlos y finalmente enviarlo a instalaciones para su comercialización.

Es natural que la presión de producción de gas en el pozo, disminuya gradualmente a lo largo de la explotación del yacimiento, sin embargo su vida útil se puede extender utilizando compresores para imprimirle fuerza al gas y llevarlo a superficie. En la mayoría de los pozos productores de gas, y debido a la caída de presión que se da a lo largo del sistema integral de producción, se presenta el líquido, generando un cabeceo debido al cambio en estos, provocando que se genere una columna de fluido, si la fase gaseosa no tiene la suficiente energía para elevar y descargar los líquidos, éstos se acumulan en el pozo ocasionando que el pozo deje de fluir debido a que la presión hidrostática de la columna de fluido formado, sea mayor a la presión del yacimiento. Esta columna formada en el pozo puede ser llevada a superficie por el sistema artificial de producción más conveniente, siendo este el que permita obtener un pie cúbico de gas en superficie al menor costo.

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

La necesidad de mantener los líquidos en movimiento para evitar la presencia de acumulación de líquidos, es decir eliminar la columna de líquido debido a los efectos adversos sobre la productividad y la posibilidad de que suficiente líquido acumulado pueda matar el pozo. Esto ocurre con frecuencia en pozos de baja presión que producen grandes cantidades de agua de formación. Una razón más para mantener el líquido en movimiento hacia la superficie es porque la formación productora tiende a aumentar la saturación de líquido en los alrededores del pozo y esto resulta en la disminución de la permeabilidad al gas. El resultado es el daño a la capacidad productiva del pozo, respecto a la formación.

Debido a los problemas que ocasiona la presencia de una columna de fluidos se han implementado métodos para lograr una eficiente producción en los pozos de gas, teniendo como principal objetivo:

- Remover condensados o agua de los pozos.
- Incrementar la producción de los pozos.

Existen varios métodos para manejar la carga de líquidos en pozos de gas, algunos de los más comunes son:

- Apertura de pozos a la atmósfera
- Inducción de pozos con gas (Nitrógeno o Metano)
- Inducción con reactivos espumantes y líquidos
- Sartas de velocidad
- Émbolo viajero
- Válvulas motoras

Apertura de pozos a la atmósfera

Este sistema de inducción de pozos actualmente está más regulado por instituciones ambientales, sin embargo, consiste en abrir el pozo a la presa de quema para eliminar la contrapresión existente en la cabeza del pozo, lo que aunado

a la carga que ejercía la columna de líquidos, evitaba que este fluyera. Al eliminarse la contrapresión que ejercía la línea de flujo, el pozo puede descargar parte de los líquidos acumulados, sin embargo estas prácticas tienen serias repercusiones ambientales.

Inducción de pozos con gas (Nitrógeno o Metano)

La inducción con gas se realiza a través del espacio anular (en pozos con tubería de producción o con sartas de velocidad), o utilizando equipo de tubería flexible, los líquidos acumulados en el pozo son desalojados por el gas. La desventaja de este método de inducción es que no es recomendable en pozos con baja presión, o de manera periódica debido a los altos costos de operación.

Inyección de reactivos (barras espumantes y líquidos)

En ambos casos, ya sean barras o líquidos, el funcionamiento es similar, ambas son soluciones surfactantes que se utilizan para convertir las columnas líquidas dentro del pozo en columnas espumosas de mayor longitud, lo que permite que éstas alcancen la superficie y se descarguen parcial o totalmente.

En el sistema de inyección de reactivos líquidos se tiene un tanque con el reactivo, el cual se inyecta con una bomba a través de una sarta de tubería flexible, una tubería capilar o del espacio anular, la inyección puede ser intermitente o continua. Las barras espumantes son elementos no metálicos en forma cilíndrica de diámetro y longitud variable que reacciona con el fluido contenido en el interior del pozo. Existen diferentes tipos de barras dependiendo de la cantidad de agua y condensado que tenga el pozo; para seleccionar la barra adecuada, es necesario conocer la altura de la columna de líquidos en el pozo, el contenido de cloruros, la presión de fondo fluyendo, etc.

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Quema irracional de gas

Alrededor del mundo la principal causa de la quema de este combustible fósil es la carencia de una infraestructura que permita el almacenamiento, procesamiento y distribución de gas o de un mercado de gas cercano. Y es por ello que una parte considerable del gas asociado producido, se libera a la atmósfera, es encendido (quemado) o no encendido (venteadado).

Cada año se esfuman unos 150.000 millones de metros cúbicos de gas natural, cifra que equivale a un 25% del todo el consumo de gas de México en 2015³¹; 30% del consumo anual de gas de la Unión Europea y 75% de las exportaciones de gas de Rusia. La quema de gas natural, ha sido considerada como una manera efectiva y segura de eliminar excedentes de gas natural derivado de la producción de petróleo. Sin embargo, el Banco Mundial considera que esta práctica contribuye a las emisiones de gas de efecto de invernadero y también resulta en la pérdida de un valioso recurso energético. En años recientes, se ha dado más énfasis al medioambiente y a la necesidad de evitar el desperdicio de recursos y de reducir la quema de gas es justamente debido a su impacto en el cambio climático.

“Reducir la quema de gas exige un esfuerzo concertado y mundial de parte de los gobiernos y de la industria, así como de las instituciones financieras y las comunidades locales”, según Rashad Kaldany, director del Departamento de Petróleo, Gas y Minería del Grupo del Banco Mundial y presidente del Comité Directivo de la GGFR. Sin embargo, un obstáculo crucial para reducir la cantidad de gas quemado es la falta de infraestructura y los mercados disponibles para este gas. Y el éxito y la viabilidad de los proyectos para la reducción de la quema de gas dependen de que existan las condiciones adecuadas y de factores como incentivos

³¹ Datos de indexmundi hasta el 6 de julio de 2015.
<http://www.indexmundi.com/g/r.aspx?c=mx&v=137&l=es>

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

fiscales, inversiones en infraestructura, mercados y reglamentos adecuados, así como voluntad política e industrial.

Esta reducción de la quema de gas, podría traer a las compañías petroleras obtener vender el gas en vez de quemarlo, pero esto resulta más costoso y difícil ya que el gas debe almacenarse bajo presión, aumentando el riesgo de incendios y explosiones. El resultado es que las empresas petroleras simplemente queman el gas porque es la opción menos costosa, así produzca mayor daño a la gente y al medio ambiente. Todas las quemas de gas contaminan el aire y pueden causar problemas de salud. Pero algunas son peores que otras. Se puede quemar gas ocasionalmente como medida de seguridad para evitar explosiones (quemas de seguridad), o diariamente como parte de las operaciones petroleras (quemas rutinarias). Cada tipo de quema requiere una reacción diferente.

Quemas de seguridad

Las refinerías hacen quemas de seguridad para liberar la presión cuando hay demasiado gas en las tuberías. Aunque no es algo que ocurra todo el tiempo, siempre es peligroso. Cuando se produce la quema de gas, las personas deben mantenerse lo más lejos posible.

Quemas de gas rutinarias

En algunos lugares, las quemas de gas se realizan diariamente, simplemente porque esto resulta menos costoso para la compañía. En México, el 73 % del total de gas natural es gas asociado, producido mayormente en las Regiones Marinas y Norte del país. El desfogue en la atmósfera y la combustión en quemadores son operaciones que normalmente están relacionadas con la producción de petróleo y gas, y se realizan en los campos de producción, donde la infraestructura de tuberías para el manejo del gas está incompleta, y no puede ser reinyectado en los

yacimientos. El desfogue en la atmósfera del gas inutilizado, libera cantidades significativas de metano debido a su alto contenido (entre 70 - 90 % en volumen).

5.3 Usos del Gas Natural

El GN es materia prima en la vida cotidiana del ser humano; y este se denomina con el término "Natural" porque es limpio, sin color y sin olor, debido a ello, para su distribución se le agrega un olorizante como medida de seguridad. Es el combustible que menos contamina, no ensucia, calienta con rapidez y al ser suministrado por tubería se le utiliza en la medida que se necesita. El GN es una fuente de energía versátil que se emplea en ámbitos variados, se emplea como combustible para generar calor, electricidad y generación de fuerza motriz; también como materia prima en industrias como la siderúrgica, química, petroquímica, y, de manera relativamente fácil y económica puede ser convertido a hidrógeno, etileno, o metanol, los materiales básicos para diversos tipos de plásticos y fertilizantes. Mientras que en el área de transporte se utiliza como sustituto del diésel y de la gasolina. Dentro de la industria, el GN ofrece grandes ventajas, pues ofrece a los procesos industriales ambientes limpios, procesos controlados y un combustible de alta confiabilidad y eficiencia.

Los amplios beneficios, tanto ambientales como energéticos y económicos, con respecto a otros combustibles, son parte del sustento del creciente desarrollo y utilización del GN, logrando que cada día se expanda el mercado. La evolución del mercado de GN en México se ha visto fortalecida a pesar de que la economía nacional no es favorable a su desarrollo.

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

A pesar de sus ventajas el uso y manejo de este combustible presenta riesgos, entre los principales encontramos:

- Es difícil almacenar para asegurar un suministro continuo.
- Ocupa más espacio que un líquido o que un sólido, por lo que para almacenarlo es necesario comprimirlo a presiones muy altas o licuarlo a temperaturas bajas, lo cual supone también gastos energéticos extra, y, bajo cualquier presión es causa en potencia de una explosión.
- El GN es altamente combustible y puede causar incendios fácilmente

Alrededor del mundo se ha registrado un gran interés en el medio ambiente, lo cual ha permitido un avance en el desarrollo de la búsqueda de combustibles menos contaminantes abriendo paso a la utilización del GN; la Tabla 7 presenta los sectores en que se utiliza y las aplicaciones con mayor interés.

Tabla 7, Principales usos del *Gas Natural*.

Sector	Aplicaciones/Procesos
Industrial	Generación de vapor
	Industria de alimentos
	Secado
	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	
Comercio y Servicios	Calefacción central
	Aire acondicionado

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

	Cocción/preparación de alimentos
	Agua caliente
Energía	Cogeneración eléctrica
	Centrales térmicas
Residencial	Cocina
	Calefacción
	Agua caliente
	Aire acondicionado
Transporte	Taxis
	Autobuses

Debido a que el GN puede ser utilizado con grandes beneficios en un amplio número de aplicaciones, puede sustituir a los energéticos alternativos que se señalan a continuación en la tabla 8.

Tabla 8, Principales usos del GN.

Sector	Energía y/o combustible que puede sustituir
Industrial	Carbón
	Electricidad
	DHM
	Diésel
	Gas licuado
	Gasolina
	Keroseno
	Leña
Generación eléctrica	Carbón
	Fuel Oil

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Comercio	Carbón
	Electricidad
	Fuel Oil
	Gas de ciudad
	Gas licuado
	Kerosene
Residencial	Electricidad
	Gas licuado
	Keroseno
	Leña
Transporte	Gasolina
	Diésel

Sector industrial

A nivel mundial, el sector industrial se caracteriza por ser uno de los mayores motores del desarrollo económico y uno de los principales consumidores de recursos energéticos. Según información de la AIE, en 2014 el consumo final mundial de energía de la industria fue de 33.8%, lo que lo convirtió en el sector con mayor consumo energético a nivel mundial. De los energéticos empleados por este sector, el GN se ha convertido en el principal, dado que, proporciona una combustión limpia, libre de agentes contaminantes, ideal para procesos que exigen la quema en contacto directo con el producto final, como por ejemplo, en la industria de cerámicas y en la fabricación de vidrio y cemento, reemplazando, así, ventajosamente a otros combustibles. El GN también puede ser utilizado como reductor siderúrgico en la fabricación de aceros y en sus formas más variadas, como

materia prima en la industria petroquímica, principalmente para la producción de metanol y en la industria de fertilizantes, para la producción amoniaco y urea. Puede ser igualmente utilizado para el reciclado de residuos.

En México, el sector industrial contribuyó con una demanda de GN del 18% del consumo final total de la energía en el país, siendo el segundo, tan solo después del sector eléctrico. Las demandas de este sector pueden ser consultadas en el capítulo 4.

Sector residencial

El GN utilizado en los hogares recibe el nombre de gas residencial o doméstico. Es un mercado en expansión, especialmente en los grandes centros urbanos de todo el país. El GN, comúnmente es aplicado para cocinar, lavar, secar o calentar el agua. Además, los electrodomésticos se mejoran cada día con el fin de emplear el GN de forma más económica, segura y amables con el ambiente. Los costos de mantenimiento de los materiales que funcionan con gas son generalmente más bajos que los de otras fuentes de energía, convirtiendo en un recurso adecuado para la vida cotidiana al GN, dando, así, como resultado la creciente demanda de este combustible, que tan solo en 2014 fue de 4.3% cuyo tema es abarcado en el capítulo 4.

Sector Eléctrico

El GN 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.

Las compañías de electricidad y los proveedores independientes de energía a nivel mundial, emplean cada vez más el GN para alimentar sus centrales eléctricas, regularmente estas tienen menores costos de capital, se construyen más rápidamente, funcionan con mayor eficiencia y generan menos contaminantes que las centrales que utilizan otros combustibles fósiles. Los avances tecnológicos en materia de diseño, la eficacia y la utilización de turbinas de ciclo combinado, así como en los procesos de cogeneración, fomentan el empleo de GN en la generación de energía. Las centrales de ciclo combinado (CCGT) utilizan el calor perdido para producir más electricidad, mientras que la cogeneración del GN produce al mismo tiempo potencia y calor que son útiles tanto como para la industria como para los usuarios comerciales. La cogeneración reduce drásticamente las emisiones de gases contaminantes. Este proceso se utiliza actualmente en diversas industrias del mundo entero, ya que garantiza economía y seguridad operativa.

Sector de Transporte

El GN es el combustible alternativo en el sector transporte dado que tiene la combustión más limpia. Las emisiones de la descarga de vehículos que funcionan a través de gas natural vehicular (GNV) son mucho más bajas que las de vehículos a gasolina. Además de estas reducciones en contaminantes, los vehículos que funcionan con GNV respecto a los que funcionan con gasolina también emiten cantidades significativamente menores de gases de invernadero. El GN surge como alternativa por su bajo costo y el considerable rendimiento, en especial en lo que se refiere al transporte público. Esto sin contar con los ahorros colaterales desprendidos del incremento de vida útil de elementos como bujías, sistemas de escape, carburador y aceites lubricantes que la utilización del GNV proporciona. El bajo costo del GN hace la gran diferencia, es un combustible muy seguro debido a que es más liviano que el aire y se disipa rápidamente eliminando la posibilidad de acumulaciones o formación de mezclas explosivas. Durante la combustión de

hidrocarburos líquidos, se emana ciertos residuos sólidos y gases tóxicos. La sustitución de la gasolina y otros combustibles líquidos para automóviles por el GN como carburante, disminuye en gran magnitud la emisión de estos gases tóxicos y la generación de partículas sólidas.

5.4 Características del Gas Natural como combustible no contaminante

En los últimos años, el problema de la contaminación atmosférica se ha tornado en un tema de gran relevancia, dado que una de sus consecuencias más significativa es, el cambio climático global, producto del incremento de los gases de efecto invernadero. Debido al creciente consumo de combustibles fósiles y la producción provocada por el mismo. Los gases de efecto invernadero, generados por la actividad industrial, se concentran en la atmósfera donde quedan atrapados, generando así, un incremento en la temperatura de la Tierra.

Debido a que el GN, es el combustible fósil menos contaminante, su uso contribuye a la mejora de la calidad del aire en un ambiente urbano y a la reducción de los gases causantes de la lluvia ácida. También contribuye de forma importante a la disminución de los principales gases del efecto invernadero.

5.4.1 Medio ambiente

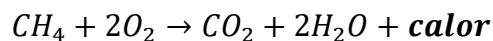
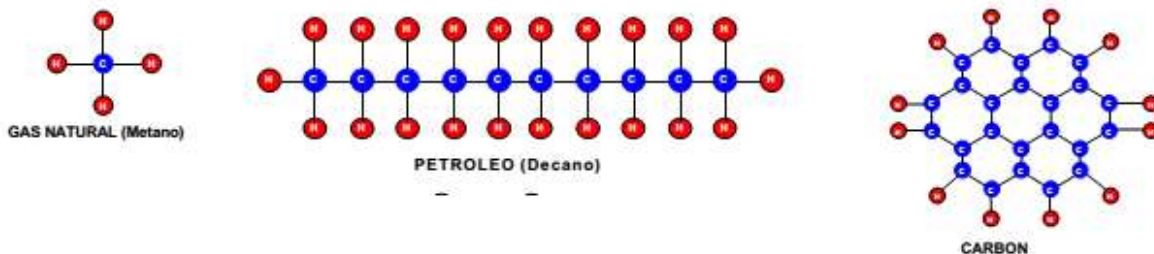
Todas las formas de energía tienen un impacto sobre el medio ambiente a través de un ciclo: exploración, producción, transporte, almacenamiento, distribución y uso

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

final. Los efectos sobre el medio ambiente varían de una forma de energía a otra y son diferentes para cada etapa del ciclo.

En el caso del GN, su composición química es la razón de su amplia aceptación como el más limpio de los combustibles fósiles. El hecho de que se trate de un gas, favorece su mezcla con aire y su posterior combustión es más fácil, ofreciendo mayor flexibilidad que otros combustibles fósiles. Estas ventajas naturales pueden ser aumentadas, debido a que la tecnología con respecto al GN ofrece considerables potenciales de ahorro de energía por su gran rendimiento de uso.

En base a esto, la combustión de GN produce como mínimo un 25-30 % menos CO_2 que la del petróleo y al menos un 40-50% menos que la del carbón por unidad de energía producida, dependiendo del proceso que se utiliza y la calidad del combustible.



El GN está prácticamente exento de azufre y por consiguiente su combustión no produce prácticamente SO_2 . Los procesos de combustión de combustibles fósiles producen NO_x que también contribuyen a la lluvia ácida a escala regional. La combustión del gas natural, aunque también produce NO_x , ofrece tecnología de quemadores de bajo NO_x que pueden reducir significativamente las emisiones de estos gases en comparación con la combustión de fueloil y carbón.

5.4.2 Calidad del aire

El deterioro de la calidad del aire, ha hecho crecer la preocupación por la salud pública y el patrimonio cultural. En particular, los problemas de calidad de aire son los que acaparan la atención en ciudades densamente pobladas en las que las emisiones de contaminantes procedentes de automóviles e industrias van en aumento. Tradicionalmente las ciudades modernas se han enfrentado a altas concentraciones de polvos, partículas, hollines, SO_2 , NO_x y monóxido de carbono producidos en la combustión de combustibles sólidos y líquidos.

En la actualidad, la concentración de ozono a nivel del suelo es uno de los problemas más agudos a afrontar en grandes ciudades, particularmente en los meses de verano cuando el aumento de la concentración de ozono es una de las causas principales de las deficiencias en la calidad de aire.

La combustión del GN produce generalmente menos contaminantes formadores de nieblas que la de otros combustibles y no produce cenizas, polvos ni residuos. Además, cuando se utiliza en combinación con fueloil o carbón, las tecnologías de utilización del GN pueden ayudar a reducir la formación de nieblas contaminantes producidas por la combustión.

Al estar compuesto en su mayor parte por metano, el GN contiene bajos niveles de compuestos orgánicos volátiles (VOC) que son principalmente los responsables de la formación de las nieblas contaminantes urbanas y del aumento de la concentración de ozono a nivel del suelo. Por consiguiente, su utilización, preferiblemente en sustitución de combustibles derivados del petróleo para transporte, conduciría a menores concentraciones de ozono.

5.4.3 Calidad de los medios terrestre y acuático

Además de su impacto en la calidad del aire, la producción, transporte y uso de energía pueden tener incidencia medioambiental negativa en los recursos acuáticos y terrestres. Los análisis efectuados han demostrado que los efectos medioambientales del ciclo del GN en este aspecto son mínimos y no causan ninguna degradación significativa en los mismos.

El almacenamiento de GN se efectúa generalmente minimizando su impacto visual sobre el medio ambiente. Los gasoductos y plantas asociadas se planifican y construyen cuidadosamente para minimizar su efecto negativo sobre el ecosistema. Se dedica especial atención a asegurar que tales proyectos produzcan la menor alteración a la fauna y flora locales y a que si es necesaria la restauración de la ecología y el paisaje, éste se efectúe correctamente para conservar la biodiversidad.

5.4.4 Uso racional de la energía.

El uso racional de la energía tiene sentido por muchas razones, las principales son: que hace descender los costos energéticos de los usuarios y tiene un efecto ambiental positivo.

La utilización racional de la energía no es solo una cuestión de uso final prudente de la energía por los consumidores, sino, que supone varias etapas:

1. Selección de la fuente energética correcta.
2. Planificación de los medios correctos de producción, transformación y transporte de energía final.
3. Promoción del uso final de mejor rendimiento de la más apropiada fuente energética.

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

El GN ofrece soluciones racionales para todos estos aspectos de servicio de suministro de energía. Los tres puntos clave que aseguran un uso racional del GN son:

- Utilizarlo directamente para evitar pérdidas en la conversión.
- Desarrollar aplicaciones y equipos avanzados.
- Información y servicios orientados al consumidor para asegurar el uso eficiente del gas, natural.

5.5 Sustitución de combustibles fósiles por Gas Natural

El objetivo de reducir la emisión de contaminantes de los diferentes procesos y usos energéticos, va de la mano con el ahorro de energía. La promoción del uso racional de la energía y la reducción de la contaminación son consideradas de máxima prioridad, en especial, por las compañías de gas natural. Los ahorros de energía que se obtienen por aplicación de técnicas que se utilizan preferentemente en la industria del GN, dan lugar a un menor consumo y por consiguiente menor contaminación. La tecnología de la combustión del GN ofrece numerosas ventajas medioambientales en todas sus aplicaciones.

5.5.1 Poder calorífico de los diferentes combustibles frente al Gas Natural

Una de las variables más importantes al momento de tomar la decisión de sustituir un combustible es su poder calorífico, elemento principal de la combustión. Definiendo el poder calorífico como: “la energía que se desprende en la combustión

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

completa de una unidad de masa, de materia o de volumen de un combustible en una mezcla estequiometria con aire”³².

Para encontrar la equivalencia en metros cúbicos y pies cúbicos que se deben utilizar en reemplazo del combustible actual para mantener el poder calorífico que se tiene se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$ft^3[de\ gas\ natural] = \frac{PCca}{Um} \times \frac{1ft^3}{1000Btu} = [cantidad\ de\ ft^3\ de\ gas\ natural]$$

$$m^3[de\ gas\ natural] = \frac{PCca}{Um} \times \frac{1ft^3}{1000Btu} \times \frac{1m^3}{35.31467ft^3} \\ = [cantidad\ de\ m^3\ de\ gas\ natural]$$

donde:

PCca: Poder calorífico del combustible actual

Um: Unidad de medida

Las ecuaciones anteriores permiten realizar la siguiente tabla para agilizar los cálculos de metros cúbicos y pies cúbicos necesarios para realizar la sustitución de combustibles.

Tabla 9, *Equivalencias de energía*

Equivalencias de energía		
Combustible	<i>ft</i> ³ de GN	<i>m</i> ³ de GN
Carbón (ton)	24209.97	685.55

³² Apuntes del CENES ISSN 0120-3053 volumen 35 No.61 Enero-Junio 2016

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Gas lp (gal)	91.82	2.6
Diésel (gal)	138.08	3.91
Fuel oil (gal)	149.73	4.24

5.5.2 Análisis de sustitución

El costo de conversión a GN depende de una serie de variables como el tipo y capacidad del equipo en el cual se va a usar, ya sean calderas, vehículos, calentadores, etc. Adicionalmente es necesario instalar una estación de medición de consumo de gas a la entrada del lugar de su consumo final, también se debe tener en cuenta la longitud de la tubería, que permita la conexión con el distribuidor y el usuario así como la instalación dentro del lugar de consumo. Exceptuando algunas de estas variables en el uso del GN en vehículos. En el anexo D se encuentran los costos de conversión de algunos vehículos.

El análisis debe tener en cuenta los costos de mantenimiento relacionado con los equipos que en el momento utilizaban carbón, fuel oil, gasolina, etc. Dichos costos pueden desglosarse en mano de obra, repuestos y costos de mantenimiento específicos a cada equipo. Si bien los ahorros en el uso del GN en parte se deben a su menor costo, también debe tomarse en cuenta que los costos de mantenimiento se reducen, pues el mantenimiento de limpieza de los componentes mecánicos es menor en términos absolutos.

Desde el punto de vista de producción, el GN también cuenta con varias ventajas operativas, como lo son los tiempos improductivos en la planta, debido a fallas en los equipos de ignición en los equipos de combustión, lo cual genera la suspensión de ciertos procesos productivos. En segundo lugar se puede disminuir el tiempo de parada de la planta por motivos de mantenimiento y limpieza de los equipos. Es así

como con el uso del gas como combustible primario, la frecuencia de paradas disminuye, no obstante esta fuente también requiere de mantenimiento preventivo, como la revisión del sistema de quemadores.

5.6 Geopolítica de la Seguridad Energética

La geopolítica es una ciencia que se ocupa del estudio de la causalidad espacial de los sucesos políticos y de los próximos o futuros efectos de los mismos. Se nutre especialmente de otras disciplinas tales como la historia, la geografía descriptiva, la geografía política, etc.

Una vez cesadas las repercusiones del estruendo, generado por las crisis energéticas de 1973 y 1979-1980, el tema de la seguridad energética desapareció de la agenda política durante casi dos décadas. La tarea de asegurar el abastecimiento energético se dejó en manos de los consorcios privados, que con absoluta confiabilidad ponían a disposición cantidades suficientes de energía donde se necesitaba. Cuando, el precio del barril de petróleo alcanzó el mínimo histórico de US\$ 9,50 en el año 1998, (y el del gas natural, atado a él) causando revueltas, sin embargo, la fluctuación hizo que comenzara a subir de nuevo, en un principio nadie se intranquilizó, pero el precio siguió aumentando hasta alcanzar casi el triple en el año 2000, y en una serie de países de la Unión Europea y de América hubo protestas masivas debido a este aumento en el precio del combustible. El siguiente aumento de precios importante se inició en el 2002, y en julio de 2006 el precio del barril alcanzó el valor nominal de: U\$S 78, 40³³ para después seguir aumentando en los siguientes años. Fue entonces, cuando finalmente se impuso a asegurar el

³³ James L. Williams: Oil Price History and Analysis, WTRG Economics. Energy Economist Newsletter 2005 (precios al 2004)

abastecimiento energético, el cual se convertiría en uno de los desafíos cruciales de la política del nuevo siglo, y que ese desafío se mantendría en el largo plazo. Robert Skinner, del Oxford Institute for Energy Studies (OIES), constató que el tiempo muerto de entre 15 y 20 años en materia de políticas de seguridad energética había llegado definitivamente a su fin.³⁴

El nuevo unilateralismo y el intervencionismo creciente por parte del Estado, desataron una carrera por obtener posibilidades de acceso a los yacimientos de hidrocarburos y así a mayores reservas de energía lo cual puso en marcha un riesgoso juego en el que apuestan a un nuevo reparto del mundo. Los temores en cuanto a la amenaza de una “Guerra Fría” por la energía y el peligro de las “guerras calientes por los recursos energéticos” están a la orden del día.³⁵ Por más presente que esté entretanto el tema de la seguridad energética, sigue siendo un interrogante la cuestión de cuál es el aporte que puede y debe hacer el sistema multilateral. Muchos países apuestan a ejercer influencia económica, política, diplomática e incluso militar directa sobre las regiones ricas en recursos, en otras palabras, a planes geopolíticos y cálculos geoestratégicos. Los esfuerzos cooperativos, ya sea para crear estructuras de gobierno multilaterales que apunten a un abastecimiento energético seguro para todos, no se consideran enfoques prioritarios para alcanzar la seguridad de abastecimiento. En muchas partes, al momento de configurar las relaciones energéticas se observa un triste regreso de los enfoques neorrealistas que apuntan a ampliar la influencia y a construir posiciones de poder. Según estas concepciones, la cooperación sólo ha de buscar si gracias a ella pueden sacarse ventajas.

Todas las concepciones en materia de política energética, ya sea el Libro Verde de la Comisión de la UE de marzo de 2006, el plan energético del gobierno de los EE.

³⁴ Robert Skinner: *Strategies for Greater Energy Security and Resource Security*, Oxford Institute for Energy Studies. Background Notes, junio de 2006.

³⁵ Sascha Müller-Kraenner: *Energiesicherheit. Die neue Vermessung der Welt [Seguridad energética: La nueva medición del mundo]*, Munich 2007.

UU. De 2001 o los documentos de posición de los gobiernos de Alemania y Japón— abarcan tres dimensiones: la económica, la ecológica y la de política de seguridad. En Japón, estas dimensiones están representadas por las tres E: Energy security, Environmental protection y economic efficiency³⁶; la fórmula que constituye la meta de Alemania es prácticamente idéntica; la política energética debe apuntar a la seguridad en el abastecimiento, a la reducción del impacto ambiental y a la eficiencia económica. Las tres dimensiones se encuentran en una relación de influencia recíproca, y cada una de ellas va mucho más allá de una simple problemática energética.

Por política de seguridad energética debe entenderse la “minimización del riesgo de crisis energéticas por medios políticos”³⁷. En este contexto, las crisis energéticas constituyen alteraciones constantes del equilibrio entre la oferta y la demanda que provocan saltos de precios y repercuten en forma desfavorable en las economías afectadas. La política de seguridad energética apunta a impedir que se produzcan desabastecimientos energéticos o incluso interrupciones en el suministro. Sin embargo la cuestión no radica solamente en la gestión de las crisis y en la geopolítica, sino también en apuntar a la sustentabilidad a través de la configuración de los mercados internacionales y la arquitectura de la seguridad.

5.6.1 Transformaciones y tendencias en el sistema energético internacional

La mayoría de los países tienen algo en común: no están en condiciones de cubrir su demanda energética con recursos propios. La mayor parte del mundo depende

³⁶ Comisión de las Comunidades Europeas: Libro Verde. Estrategia europea para una energía sostenible, competitiva y segura, Bruselas, 8.3.2006.

³⁷ Clingendael International Energy Programme (CIEP): Study on Energy Supply Security and Geopolitics. Final Report, La Haya 2004

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

de un grupo cada vez más reducido de países exportadores de energías fósiles que disponen de una sobreabundancia de materias primas energéticas, esta distribución desigual es más marcada en el caso de los hidrocarburos. La mayor parte de la producción exportable, además de las reservas utilizables, recae sobre las regiones inestables de la “elipse estratégica”³⁸, que se extiende desde el Golfo Pérsico hasta Siberia Occidental, pasando por el Mar Caspio, y cuya importancia seguirá aumentando debido al agotamiento de las reservas de hidrocarburos de los países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE). Las reservas de carbón, en cambio, están distribuidas en forma mucho más equilibrada por todo el planeta.

El sistema energético internacional funciona como mediador entre la oferta concentrada en unos pocos países y la amplia demanda. Una maquinaria gigantesca de obtención, procesamiento y distribución de la energía, que se mantiene en marcha gracias a unas inversiones anuales de cifras multimillonarias, se encarga de que todos los años pueda haber a disposición combustibles fósiles y también se encarga de que estos recursos lleguen desde su lugar de producción hasta los compradores, que a menudo se encuentran en sitios lejanos. Apenas un tercio de la producción mundial de energía primaria se comercia en forma interregional³⁹. Las interdependencias dentro del sistema energético internacional van en aumento, lo cual se desprende, entre otras cosas, del hecho de que el comercio energético crece a un ritmo mucho más rápido que el consumo de energía. Las transacciones financieras relacionadas con el sector energético constituyen por su sola magnitud un factor de peso en el sistema monetario y financiero internacional. Originalmente, el mercado para el “petróleo de papel”, surgido en la década del ochenta con las bolsas petroleras de Nueva York, Londres y Singapur, servía para asegurar a los participantes del mercado frente a las oscilaciones en los

³⁸ International Energy Agency: World Energy Outlook 2006

³⁹ Energiedaten. Nationale und Internationale Entwicklung [Datos energéticos. Desarrollo nacional e internacional]

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

precios. Pero justamente los últimos años han demostrado que las expectativas, suposiciones y especulaciones de los inversores también pueden provocar volatilidad.

En la actualidad, en las bolsas se comercia una cantidad mucho mayor de petróleo crudo que la realmente existente en forma de operaciones a término (futuros), opciones y otros derivados, y estas transacciones son realizadas en un 90% por inversores tales como los hedge funds⁴⁰ y los bancos de inversión, que nada tienen que ver con la economía petrolera y que suelen conservar sus valores petroleros por muy poco tiempo. Sin embargo, a pesar de todas las asimetrías, las distorsiones del mercado y las tendencias al alza de los precios, el sistema energético internacional ha venido funcionando en forma medianamente satisfactoria durante largo tiempo.

Los recursos energéticos más importantes, el petróleo, el carbón y el gas natural, se comercian libremente en el ámbito internacional. Sin embargo, que haya libertad de comercio no significa que en el caso de estos mercados se trate de mercados perfectos. Por el contrario, en los mercados de materias primas energéticas, las distorsiones ocasionadas por carteles, oligopolios, subvenciones y déficit institucionales son más marcadas que en otros mercados. Algo que incide fuertemente para que esto sea así, es el hecho de que, en los mercados de combustibles, la asignación efectiva de los recursos se ve dificultada por las limitaciones de las posibilidades de inversión y del flujo de tecnología.

Los grandes ceses de producción que hubo desde 2003, en Venezuela (por huelgas), en Irak (por la guerra), en Nigeria (por la inestabilidad política), así como

⁴⁰ Los hedge fund son sociedades privadas libres de operar en una variedad de mercados y de utilizar inversiones y estrategias, con una exposición variable de posiciones largas y cortas y grados de apalancamiento.

el que fuera condicionado por el huracán Katrina, no ocasionaron en ninguna parte desabastecimientos graves. Gracias a sus reservas y a la flexibilidad de sus sistemas energéticos, muchos de los países que dependen de las importaciones están en perfectas condiciones de afrontar situaciones no sólo de desabastecimiento, sino incluso de interrupciones temporarias totales en el suministro. Sin embargo, desde la década del 90 se han venido produciendo ciertos desarrollos en la economía política internacional de la energía que aumentan el riesgo de una crisis energética. Entre ellos se incluyen especialmente:

- La tensión en los mercados
- El aumento de la demanda proveniente de los países emergentes
- El aumento de las dependencias
- Desplazamientos en la geografía de la producción

La tensión en los mercados

Durante la fase de precios bajos que se extendió a lo largo de las décadas del 80 y el 90, prácticamente en esta fase no se amplió la oferta ni se invirtió en la capacidad de las refinerías, mientras que la demanda siguió aumentando en forma ininterrumpida. Hasta no hace mucho tiempo, una de las certezas compartidas por todos en relación con el sistema energético internacional, era la idea de que había energía de sobra (sobre todo hidrocarburos) y que las grandes compañías privadas internacionales estaban en perfectas condiciones de mantener el equilibrio, entre, la oferta y la demanda. Debido a que, en la década del 80 esas compañías habían doblegado a la OPEP ampliando la oferta proveniente de yacimientos que estaban fuera del cártel (en el Mar del Norte, el Golfo de México, Alaska, África Occidental), y consiguiendo de ese modo una drástica caída en los precios. Además, tras la disolución de la Unión Soviética pudieron acceder a las reservas rusas y del centro de Asia, que hasta entonces les habían permanecido vetadas.

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Los precios bajos y la creciente presión de los mercados y los accionistas, que buscan obtener grandes ganancias a corto plazo a pesar de que las inversiones en el sector energético deben planearse a largo plazo, llevaron a las compañías privadas internacionales en las décadas del 80 y el 90 a concentrarse en petróleo de extracción barata. Eran pocos los estímulos para desarrollar campos pequeños y alejados donde las condiciones eran complicadas y los costos de explotación altos, a pesar de que ya comenzaba a evidenciarse que esos campos serían necesarios en un futuro cercano para reemplazar a los campos grandes que iban agotándose en forma paulatina. Y como tampoco podían obtenerse grandes ganancias invirtiendo en refinerías, durante largo tiempo sencillamente dejaron de construirse refinerías nuevas. A pesar de todos los esfuerzos, en esta fase, algunas de las grandes compañías no lograron mantener la competitividad en el mercado. Texaco y Gulf fueron absorbidas por Chevron, Amoco y Arco, por BP. Petrofina y Elf, por Total; Mobil, por Exxon. Por eso, acontecimientos tales como huracanes, averías, atentados, disturbios, guerras civiles y tensiones entre países pueden llegar a generar inquietud entre los participantes del mercado y, con ello, saltos de precio considerables, en tales casos el mercado se reduce, se considera que está siendo sometido a una tensión. Y si aparecen problemas en distintos puntos del sistema al mismo tiempo, no puede descartarse que se produzcan desabastecimientos.

El aumento de la demanda proveniente de los países emergentes

Las altas tasas de crecimiento y los éxitos en el desarrollo de diversos países emergentes también contribuyen a la reducción del mercado, ya que provocaron que la demanda mundial de energía, sobre todo de hidrocarburos, aumente en forma más fuerte y más rápida de lo que la mayoría de los actores espera. China, el mayor productor de petróleo de Asia, cubre cerca de un tercio de su demanda energética con carbón. Sin embargo, paralelamente al boom de su economía, que entretanto lleva más de 25 años, su demanda energética en general, y muy especialmente la de petróleo, también ha ido en aumento. En 1993, el país se vio obligado por primera vez a importar petróleo. Entretanto, China ya es el segundo

consumidor de petróleo del mundo después de los EE. UU., y su demanda de importaciones, crece a un ritmo cuyos índices son de dos cifras. A partir de 2010, China depende también de las importaciones del gas natural. Además de China, también la India y otros países emergentes y en vías de desarrollo contribuyen al actual crecimiento de la demanda. Ninguna de las agencias de energía del rubro, pero tampoco las compañías privadas internacionales ni la OPEP, reconoció esta evolución de la demanda a tiempo como para reaccionar e impedir la rápida reducción del mercado de los últimos años.

El aumento de las dependencias

El escenario de tendencias de la Agencia Internacional de Energía (AIE) lleva a esperar que con el incremento del consumo se produzca también una mayor dependencia de los recursos energéticos fósiles, un aumento de la dependencia de las importaciones y, por ende, de la dependencia de un grupo cada vez más reducido de países exportadores. Según el escenario de tendencias presentado por la AIE⁴¹, en el 2030 las reservas de recursos energéticos fósiles existentes todavía alcanzarán para mantener en marcha la economía mundial. La Agencia de París cree que es bastante probable que se invierta lo suficiente en el mantenimiento y la ampliación de las capacidades de producción como para mantener un equilibrio entre la oferta y la demanda de energía primaria siempre que los precios suban en forma moderada. Sin embargo, todos los factores de riesgo cruciales para la seguridad energética que existen en la actualidad no solamente persistirán, sino que incluso aumentarán. Esto es así porque, el consumo mundial de energía primaria sigue creciendo como si las reservas de recursos energéticos fósiles fuesen ilimitadas y como si no existiese el cambio climático. Hasta el año 2030, el consumo mundial crecerá a un ritmo del 1,6% anual. Tampoco se modificará demasiado la situación en un futuro cercano en lo que respecta al alto grado mundial de dependencia de los recursos energéticos fósiles. De la demanda global de

⁴¹ International Energy Agency: World Energy Outlook 2015

energía primaria, un tercio consiste de petróleo, un cuarto de carbón, un quinto de gas. A esto se le suma un 13% de energías renovables, incluyendo a la biomasa y a la energía hidráulica de uso comercial y no comercial, además de un 6% de energía nuclear.⁴²

Para el 2030, las energías renovables utilizadas comercialmente, sólo representarán, a pesar de sus altas tasas de crecimiento, un 2% de la producción mundial de energía primaria; en los países de la OCDE será un 4%. Si se incluye la biomasa y la energía hidráulica, los valores ascienden a un 14% o 15%. El aporte de las energías renovables para generar electricidad y calefacción a larga distancia aumentará hasta alcanzar el 13% en el 2030; en los países de la OCDE será el 21%.⁴³ Aun, cuando se lograra reducir en forma más drástica la utilización de recursos energéticos fósiles y aumentar en forma considerable la proporción de energías renovables por razones de protección del clima o de seguridad energética, dicha seguridad no podrá alcanzarse en tanto no se asegure el suministro de combustibles fósiles.

Desplazamientos en la geografía de la producción

Una complicación adicional dentro de este desarrollo está representada por los traslados de los centros de producción que se están perfilando. Tanto en el caso del petróleo como en el del gas, en todos los territorios de producción fuera de la OPEP, de Rusia y de algunos de los países sucesores de la Unión Soviética ya se ha alcanzado la meseta de producción o bien la producción ya ha comenzado a declinar. El petróleo en el Mar del Norte se está agotando, Gran Bretaña ha vuelto a depender de las importaciones. Por eso, las regiones que se extiende desde el Golfo Pérsico hasta Siberia Occidental, pasando por el Mar Caspio, se tornan cada vez más importantes para el abastecimiento energético mundial. El 60% de las

⁴² AIE: World Energy Outlook 2015

⁴³ International Energy Agency: World Energy Outlook 2015

reservas de petróleo económicamente explotables se concentra en apenas cinco países: Arabia Saudita, Irán, Irak, Kuwait y los Emiratos Árabes Unidos.

En el caso del GN se perfilan desplazamientos similares en la geografía del abastecimiento energético. Un tercio de las reservas comprobadas de GN mundiales se encuentra en Rusia y en los países de la ex Unión Soviética, otro tercio se encuentra en Medio Oriente, y de este tercio la mitad está en Irán.

5.6.2 Peak Oil

Prácticamente no hay dudas de que el consumo de energía, especialmente el de petróleo, continuará aumentando en forma vertiginosa en las próximas décadas. Lo que sí causa polémica es hasta cuándo alcanzarán las reservas de hidrocarburos, para expandir la oferta al mismo ritmo.

A partir de los trabajos realizados por King Hubbard, el geólogo de la Shell, quien en la década del 50 pronosticara acertadamente que en 1970 la producción de petróleo de EE. UU. alcanzaría su pico máximo de extracción (peak oil) y después comenzaría a decrecer⁴⁴, se ha desatado un debate acerca de cuándo se alcanzará ese pico máximo de la producción mundial inevitable por motivos físicos, y cuál será la magnitud del retroceso de la producción con el que habrá que contar a partir de entonces.

⁴⁴ De acuerdo con King Hubbard, el desarrollo de la extracción en un campo de petróleo puede describirse con una curva de campana. Primero se explota el petróleo al cual se tiene fácil acceso y que puede extraerse a bajo costo, y la producción del campo aumenta. Una vez que se ha llegado a extraer aproximadamente la mitad de las reservas, a partir del depletion mid-point, la producción se hace cada vez más difícil y costosa y el output baja. Si bien es cierto que hay factores económicos y políticos que pueden modificar perfectamente la forma de la curva, entre los partidarios de la hipótesis del peak oil este modelo se considera adecuado para el desarrollo de la producción mundial, y esto a pesar de su fundamento estadístico conceptualmente débil.

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Existe una serie de escenarios que a los “pesimistas del peak” les gusta mencionar como indicios. Entre ellos se incluye el hecho de que hace ya varias décadas que no se descubren yacimientos realmente grandes como el de Cantarell en México o el legendario Ghawar en Arabia Saudita. En la actualidad, la mitad de la producción mundial de petróleo proviene de 102 campos que vienen explotándose desde hace más de 20 años y que tienen una producción diaria de más de 100.000 barriles de crudo; existen 14 campos enormes que suministran la quinta parte de la producción mundial e incluso llevan en promedio unos 43 años produciendo.⁴⁵

En todos estos casos, se trata de campos que ya han comenzado a dar indicios de un agotamiento paulatino; la producción ha empezado a declinar en algunos casos, en forma drástica. A esto se le agrega que hace rato que la cantidad de petróleo que se produce anualmente es más del doble que la de nuevas reservas que se descubren. Hoy en día, las reservas de la mayoría de las grandes compañías petroleras privadas no crecen gracias a la exploración y a los proyectos nuevos, sino a las fusiones y a las compras. Además, es posible que las cuantificaciones de las reservas de algunos de los países de la OPEP estén sobredimensionadas.

La cuestión decisiva en relación con el alcance del pico máximo de extracción es cuánto petróleo queda todavía. Los cálculos actuales parten del supuesto de que en la actualidad aún tenemos a disposición dos del total de tres billones de barriles. La mayoría de los expertos coincide en que el alcance de las reservas económicamente explotables que son las reservas calculadas de acuerdo con la definición de rentabilidad de la America's Securities and Exchange Commission (SEC) que pueden extraerse con la tecnología actual es de entre 45 y 50 años. Sin embargo, como para muchas de las compañías la explotación ya vale la pena incluso por debajo de ese límite de rentabilidad fijado por la SEC, y como las empresas siempre exploran yacimientos nuevos y logran extraer cada vez más de

⁴⁵ Robert L. Hirsch: The Inevitable Peaking of World Oil Production.

los campos existentes gracias a las nuevas tecnologías, el alcance de las reservas más que sobreestimarse se subestima. De hecho, hasta ahora siempre tuvo que corregirse hacia arriba: En la década del 80 ascendía a 29 años; en la actualidad, a casi 50 años. La mayoría de los estudios indica que el pico del petróleo se alcanzará entre el 2020 y el 2025, y más tarde, luego de algunos años de meseta de la producción, la producción mundial de petróleo irá en declive, previéndose una caída del 25% en los primeros veinte años⁴⁶.

En qué momento se alcanzará el pico de extracción y cuál será la extensión de la meseta, dependerá del desarrollo tecnológico para explotar los campos, del descubrimiento de campos nuevos, del nivel de los precios y de las políticas de los gobiernos para fomentar las energías de transición y las energías alternativas.

5.6.3 Actores de los mercados energéticos

Muy pocos mercados presentan distorsiones tan graves como los mercados energéticos internacionales, donde los cárteles, los oligopolios, las subvenciones y los gobiernos intervinientes determinan el desarrollo. Sin embargo, las funciones esenciales del mercado se cumplen, ya que, hasta el momento, el sistema energético internacional ha garantizado que los impulsos de la demanda llegaran a la producción y que se invirtiera lo suficiente en materias primas energéticas como para producir y comercializar las cantidades necesarias para satisfacer la demanda mundial de importaciones.

⁴⁶ Geological Survey EE. UU.

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Durante varias décadas, las compañías energéticas occidentales no solamente fueron las protagonistas dominantes del mercado energético internacional, sino al mismo tiempo aquellas instancias que se apropiaban de la mayor parte de la renta generada por las materias primas energéticas. Esto permitió que importantes participantes del mercado como los Estados Unidos y los países de la UE aceptaran con mayor facilidad un sistema económico y comercial global defectuoso, pero calculable, y desarrollaran un interés en su capacidad de función y en su perfeccionamiento, aunque en caso de emergencia estaban en condiciones de imponer sus intereses energéticos apelando a su poder político. Sin embargo, en los últimos tiempos, desde que el temor al desabastecimiento y a la escasez han ido en aumento, existe el peligro de que los países poderosos recaigan en ideas neomercantilistas sobre el comercio exterior. Como respuesta a la dependencia creciente de las importaciones, no sólo en los Estados Unidos crece la tentación de fragmentar los mercados internacionales, de transformar las relaciones exclusivas con proveedores dependientes en la base de la seguridad de abastecimiento y, llegado el caso, de desplazar a los competidores, algo que China ya ha empezado a predicar con el ejemplo en las relaciones que mantiene con África para proveerse de materias primas. El hecho de que una parte relevante del comercio del petróleo, el GN y el carbón se desarrolle en forma de contratos de suministro a largo plazo no implica una limitación en el comercio o en la competencia, principalmente teniendo en cuenta que estos contratos suelen incluir cláusulas de renegociación y prevén ajustes de precios para el caso de que se produzcan fluctuaciones en los mercados de materias primas o de productos terminados.

Las compañías energéticas privadas internacionales representan alrededor de la mitad de la producción mundial de petróleo, aunque sólo tienen acceso al 23% de las reservas, y únicamente en el caso de un 6% ese acceso es ilimitado. La mayor parte de las reservas comprobadas está en manos de compañías estatales (Compañías Petroleras Nacionales) y, en última instancia, es controlada por los gobiernos. Con ello, el abastecimiento de energía de los países importadores y los

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

futuros desarrollos en los mercados energéticos internacionales dependen esencialmente de un reducido número de compañías petroleras nacionales y de los gobiernos que se encuentren detrás de ellas. Y el poder de las compañías petroleras nacionales aumenta. Muchas de ellas, impulsadas por los precios altos de la energía, están intentando eclipsar a las compañías privadas internacionales.

Sin embargo, el grado de politización y de control por parte del gobierno de las compañías petroleras nacionales varía mucho según el país en cuestión. Por ejemplo, a empresas como Statoil (Noruega), Petronas (Malasia) o Saudi Aramco (Arabia Saudita) se las considera compañías eficientes y competitivas que siguen una lógica empresarial. En otros casos, como el de la nigeriana NNPC o el de la venezolana PDVSA, la orientación ideológica y los parámetros políticos determinan en gran parte las decisiones empresariales. La tarea principal de las compañías energéticas nacionales en estos países es abastecer al estado de un presupuesto que le permita alimentar los sistemas corruptos de clientelismo político, y también asumir deberes del estado en materia de políticas sociales y de infraestructura. Además, a muchas de las compañías petroleras nacionales se les asignan deberes específicos relacionados con los objetivos geopolíticos que persiguen sus gobiernos.

Comparadas con las compañías energéticas privadas, las compañías petroleras nacionales están peor en diversos aspectos. Invierten menos en exploración, explotan una proporción menor de sus reservas, su tecnología es menos moderna, por momentos su gestión no actúa en forma muy coherente y son más restrictivas en el manejo de la información. Uno de los resultados más significativos del proyecto de investigación más completo realizado hasta el momento sobre el papel de las compañías petroleras nacionales en los mercados energéticos internacionales es que la eficiencia técnica promedio de las CPN alcanza apenas entre el 60% y el 65% de la eficiencia de las grandes compañías energéticas internacionales

privadas⁴⁷. Como todas las compañías petroleras nacionales nadan en dinero debido a que los precios de la energía son muy elevados, hay pocos estímulos para aumentar la eficiencia.

5.6.4 Conflictos y orden del mercado

Las relaciones entre los países productores de petróleo y gas, y los países consumidores están marcadas por un profundo conflicto en torno de la renta económica que genera la producción de materias primas.

Desde 2001 se advierte con una claridad cada vez mayor que los mecanismos de regulación y los catálogos de normas futuros de la economía internacional no se corresponderán con la concepción norteamericana de la globalización. Rusia, China, India, Brasil y muchos otros países están integrados en la economía internacional y, al mismo tiempo, imponen sus propias reglas para el acceso al mercado, las inversiones y la competencia, insisten en la idea de un estado fuerte e ignoran las exigencias de democratización, sin que ello les acarree sanciones o pudiera ocasionarles algún perjuicio.

La única oportunidad de llegar a un entendimiento mutuo será haciendo hincapié en intereses comunes, y desde luego que los hay. Así como los países consumidores deberían estar interesados en asegurarse el abastecimiento en forma multilateral, los países productores también deberían estar interesados en lograr consenso y continuidad, ya que necesitan una afluencia de recursos constante para mantener la estabilidad política en sus países. Hay que poder establecer la seguridad de abastecimiento por un lado y la demanda estable con afluencia de recursos

⁴⁷Rice University en Houston, Texas and Japan Petroleum Energy Center.

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

constante por el otro. Un marco regulatorio semejante serviría para formalizar y estabilizar las relaciones entre los actores y para reducir dentro de lo posible las limitaciones del mecanismo de mercado.

La condición necesaria para lograr un entendimiento es que ambas partes partan de la premisa de que los países productores y los importadores comparten el mismo interés en mantener la estabilidad y el nivel de conflicto del sistema (energético) internacional lo más bajo posible. Sin embargo, hay variantes del nacionalismo energético tanto del lado de los países exportadores como del de los países dependientes de importaciones, donde se espera obtener más dividendos de la confrontación que de la cooperación.

El sistema energético internacional tiene que funcionar para todo el mundo, sobre todo para los países en vías de desarrollo dependientes de las importaciones de energía, ya que de otro modo se plantea la amenaza de que el aumento en los costos de la energía provoque un conflicto. Las economías de los países en vías de desarrollo se caracterizan por su alto índice de intensidad petrolera, y las oscilaciones en el precio del petróleo suelen impactar con mucha fuerza en ellas. Mientras que los países de la OCDE pueden compensar en parte la redistribución de la riqueza generada por los altos precios del petróleo debido a que una parte de las ganancias del petróleo les retorna a través de la demanda de bienes de equipamiento y productos terminados y de las ganancias de las compañías energéticas internacionales y las inversiones de los exportadores de energía, en la mayoría de los países en vías de desarrollo no existe nada que pueda mitigar los efectos negativos de la suba en el precio de la energía. La importancia del precio del petróleo es mayor en el caso de los países con un ingreso per cápita menor, ya que en ellos la cuenta del petróleo tiene más peso.

El que un país pueda seguir dándose el lujo de importar petróleo para poder sostener la producción y el transporte dependerá de si puede conseguir las divisas

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

necesarias, ya sea aumentando sus ingresos de exportaciones o a través de créditos. Antes de que el precio del petróleo alcanzara su máximo, muchos de los países en vías de desarrollo ya habían tenido que gastar un tercio de sus ganancias de exportaciones o más para importar energía.

Entretanto, el nivel de precios altos funciona en muchas partes como un freno al crecimiento o bien hace recrudecer la problemática de endeudamiento.

CAPITULO VI, RIESGOS FINANCIEROS

Es evidente que todo entorno económico implica riesgos, los cuales son producidos por el hecho de que toda actividad económica se lleva a cabo en un entorno de incertidumbre, debido a la poca certeza sobre lo futuro. Dado que el riesgo es inherente a las actividades financieras, el riesgo se debe integrar, definir, vigilar, limitar, debe ser valorado y gestionado claramente dentro del proceso de toma de decisiones para su control, reducción y si es posible su eliminación. Dado que el tema económico no es un tema aislado, los riesgos deben ser evaluados en un primer nivel general.

Dentro de la definición de riesgo las características más destacadas son: incertidumbre y aleatoriedad. La incertidumbre, es afectada por diversos factores, y es el tiempo uno de los más importantes, un ejemplo de ello son los proyectos realizados a largo plazo, atribuyéndoles mayor incertidumbre que a los de corto plazo debido a los cambios que se prevén a lo largo del tiempo y no suceden.

En términos generales, los riesgos son definidos como pérdidas potenciales por acciones adversas en los factores de riesgo; por ejemplo, dentro del riesgo de mercado el riesgo es la tasa de interés, el tipo de cambio, los precios de las acciones, índices bursátiles y, adicionalmente, para las entidades financieras: los movimientos adversos en el precio de sus materias primas.

En toda actividad financiera existe un potencial de sucesos que constituyen oportunidades para conseguir beneficios o por el contrario amenazas para el éxito.

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Anteriormente para el control y reducción de riesgos, solo se consideraban los sucesos negativos, dado que eran los que entorpecían las decisiones en los proyectos. Sin embargo, hoy en día, se ha reconocido cada vez más, que la gestión de riesgos trata tanto los aspectos negativos como los positivos, así, los estándares actuales consideran el riesgo desde ambas perspectivas, dado que: si un riesgo no es identificado es como si no existiera, lo cual implícitamente equivale a la decisión de aceptar las consecuencias de su materialización. Si no se identifican los riesgos no se puede planear su control, es decir, no se pueden definir medidas para disminuir su probabilidad de ocurrencia, para minimizar su impacto, para transferirlos a terceros cuando sea necesario o posible, para eliminar la actividad que los genera o para asumirlos, si es el caso, con plena conciencia.

Los principales riesgos que enfrenta toda actividad financiera, son los riesgos operacionales y estratégicos que están relacionados con los flujos de cobro, pagos, financiación, gestión, calidad, seguridad ambiental y laboral, los recursos humanos, legales, tecnológicos, y estratégicos. Los riesgos a los que se enfrentan una entidad financiera y sus operaciones resultan tanto de factores internos como externos a esta.

6.1 Gestión de riesgos

La gestión es el proceso por el que esta trata los riesgos relacionados con sus actividades y estrategias, con el fin de obtener un beneficio sostenido en cada una y en el conjunto de todas las actividades.

La gestión de riesgos tiene como fin esencial el manejo y la cobertura de los riesgos, para mantener a la entidad financiera en dirección de sus objetivos de rentabilidad promoviendo la eficiencia de sus operaciones y el mantenimiento del capital. El objetivo es garantizar la solvencia y estabilidad de la entidad financiera, con el manejo adecuado de los riesgos, que permita lograr el equilibrio entre la rentabilidad

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

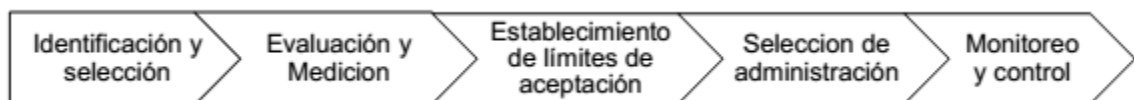
y el riesgo asumido en las operaciones de tal forma optimizar la relación riesgo rendimiento. La gestión de riesgos protege y añade valor mediante el apoyo a los objetivos de la empresa a través de:

- Provee una estructura que permite que las actividades futuras se desarrollen de forma consistente y controlada.
- Mejorar la toma de decisiones, la planificación y el establecimiento de prioridades mediante una visión integrada y estructurada del negocio, su volatilidad y las oportunidades y amenazas del proyecto.
- Contribuye a una asignación más eficiente del capital y los recursos.
- Optimizar la eficiencia operacional.

6.1.1 Proceso de administración de riesgos

El análisis de riesgos tiene como objetivo fundamental la creación de valor para las entidades financieras. Las etapas de un proceso de toma de decisiones llevan inmerso un conjunto de evaluaciones cualitativas y cuantitativas que procuren la eficiencia en las operaciones el proceso de administración de riesgos está compuesto principalmente por los siguientes pasos:

- Identificación y selección de riesgos
- Evaluación y medición de riesgos
- Establecimiento de límites de aceptación de riesgos
- Selección de administración de riesgos
- Monitoreo y control



6.1.1.1 Identificación y selección de riesgos

Es preciso identificar los riesgos a los que se encuentra expuesta la entidad financiera, teniendo en cuenta las características propias de la misma, forma reconocer la vulnerabilidad ante los riesgos de mercado, crédito, liquidez, operativos, etc., y sus factores de riesgo asociados tales como la tasa de interés, tipos de cambio, inflación, tasa de crecimiento, cotizaciones de las acciones, incumplimiento, insolvencia, entre otros, en función del riesgo actual y potencial identificado.

6.1.1.2 Evaluación y medición de riesgos

Se refiere a la medición y valoración de cada uno de los riesgos identificados calculando el efecto que generan sobre el valor de las carteras de inversión y financiación, así como establecer un mapa de posiciones⁴⁸ que permita identificar específicamente la concentración de la cartera⁴⁹. Se selecciona una herramienta de medición y control que se acomode con mayor precisión a los riesgos asumidos por la entidad financiera que permita calcular rápidamente el efecto sobre los resultados ocasionados por movimientos de los factores de riesgo, de esta forma, implantar una estrategia de gestión de riesgos con el fin de hacer más eficiente la cartera actual. Al mismo tiempo analizar el impacto de las nuevas estrategias que se esperan implementar. Parte de suponer determinados comportamientos en los factores de riesgo y calcular el efecto que tendrían en la cartera total o parcial. El

⁴⁸ El mapa de posiciones determina la sensibilidad del valor de la cartera ante la variación en el precio de los factores que la definen.

⁴⁹ Proporción de posiciones dentro de una cartera que reaccionan de forma similar ante la ocurrencia de un evento específico en el mercado.

resultado será la obtención de un conjunto de posibles escenarios de variación de valor, con una probabilidad de ocurrencia asociada.

El valor en riesgo (VaR)

Representa una medida del riesgo de tipo estadístico, generalmente se utiliza para estimar el riesgo de mercado de una cartera (o de una inversión), y, se utiliza entre las instituciones que necesitan medir el riesgo en carteras negociadas activamente; es decir mide una posible pérdida máxima esperada durante un determinado intervalo de tiempo, bajo condiciones normales del mercado y dentro de un nivel de confianza establecido. El seguimiento del riesgo de la cartera se lleva a cabo utilizando la volatilidad histórica como una medida de riesgo. Esto se puede hacer calculando la volatilidad histórica del valor de mercado de la cartera sobre un límite de los últimos cien días. Sin embargo este sistema de cálculo ofrece una medida retrospectiva del riesgo, lo cual implica un problema, ya que únicamente indica cuál ha sido el riesgo de la cartera a lo largo de los últimos cien días, no obstante, no indica el valor del riesgo al cual la cartera está sometida actualmente. En pocas palabras, el VaR de una cartera se define como: “la máxima pérdida esperada debida a un movimiento adverso, dentro de un determinado intervalo de confianza, a lo largo de un determinado horizonte temporal”⁵⁰. El VaR tiene tres componentes:

- un periodo de tiempo t (día, mes, año, ...)
- un nivel de confianza (95% o 99%)
- una pérdida máxima (expresada en moneda o en porcentaje)

Existen varias formas de calcularlo como, por ejemplo: El método de simulación histórica, el método de la varianza-covarianza, y el método de simulación Montecarlo. Estos métodos difieren en su adecuación para incorporar el riesgo de las opciones financieras, en su facilidad de implementación, en su facilidad o

⁵⁰ “Introducción al Riesgo en la Empresa”. Monografías de Juan Mascareñas sobre Finanzas Corporativas

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

dificultad para ser explicados a la alta dirección, en su flexibilidad para analizar los efectos en los cambios de los supuestos y en la fiabilidad de los resultados.

Método de simulación histórica

Este método utiliza datos históricos para predecir los rendimientos de los factores de riesgo en lugar de suponer que los rendimientos de dichos factores tienen una distribución normal. Para hacer esto se deberán seguir los siguientes pasos:

1. Reunir los datos del mercado para cada uno de los activos a lo largo del período de tiempo considerado.
2. Medir los cambios porcentuales en los precios día a día (los rendimientos).
3. Calcular el valor que obtendría la cartera si se repitiera la historia, es decir, obtener los diversos valores de la cartera correspondientes a las variaciones en los rendimientos calculados en el 2º paso.
4. Restando el valor actual de la cartera de los diversos valores de la misma, calculados en el paso anterior, podemos obtener cuáles serían las pérdidas debidas al riesgo de mercado si se repitiesen las condiciones.
5. Repetir este análisis para cada día de negociación en el periodo considerado, creando una distribución de posibles resultados de la cartera.
6. Cuando la distribución esté completa, se jerarquiza todos los resultados y elegir un nivel de confianza (por ejemplo, para un nivel de confianza del 95% sobre los resultados de 100 días consecutivos implica seleccionar el quinto peor valor). El valor en ese percentil en la distribución representa el VaR de la cartera.

La principal ventaja de éste método es que: no hace supuestos en la forma de la distribución, lo que permite captar eventos de todo tipo de instrumentos financieros.

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Las principales desventajas son: que no hay garantías de la relevancia del periodo histórico elegido y que los instrumentos financieros complejos pueden valorarse incorrectamente.

Método Varianza-Covarianza

Este método, también conocido como VaR paramétrico, supone que los rendimientos del activo se distribuyen normalmente, lo que implica que con que sepamos su rendimiento medio esperado y su desviación típica podremos representar dicha distribución. La matriz de varianzas/covarianzas de los rendimientos de los diversos componentes de la cartera de valores puede ser fácilmente aplicada a las posiciones en riesgo para calcular el VaR. La idea es la misma que la del método anterior salvo que se utiliza la curva de la distribución normal en lugar de los datos; esto nos permite saber directamente dónde se encuentran los peores 5% y 1%.

Nivel de Confianza	No. De desviaciones típicas (σ)
95% (alto)	-1.65x σ
99% (muy alto)	-2.326x σ

Este método funciona bien en activos que generan pagos lineales pero es problemático para los derivados debido a sus flujos de caja asimétricos.

Un supuesto clave en la construcción del modelo es el proceso estocástico seguido por las variables básicas del mismo: distribución normal o lognormal. La primera es más sencilla, familiar y tratable pero implica una pequeña probabilidad de disponer de valores negativos para los precios de los activos lo que puede ocurrir si suelen ser muy bajos, su volatilidad muy alta y el periodo de análisis suficientemente largo. La distribución lognormal resuelve este problema porque su distribución de

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

probabilidad se trunca en cero; de hecho, es la distribución normal de los rendimientos calculados éstos como el logaritmo natural de los cambios en los precios entre dos periodos consecutivos.

Método de la simulación Monte Carlo

En términos generales este método da más importancia a las posibles fluctuaciones del mercado utilizando modelos matemáticos para predecirlos. Los pasos para implementarlo son:

1. Utilizar las variaciones pasadas de los factores de riesgo con objeto de generar una ecuación que las modele. Dicho modelo suele ser generado a través de un análisis de regresión. Con ello podemos generar un rango de valores futuros de los tipos de interés a través de la generación de números aleatorios.
2. Simular el comportamiento de los factores de riesgo en el período próximo. Dados los valores actuales y una distribución de números aleatorios que prediga los valores futuros, el modelo debería estar en condiciones de calcular un posible valor futuro para cada factor de riesgo. Esta operación será repetida varios miles de veces con lo que podremos confeccionar una distribución de probabilidad.
3. Cada uno de estos valores tiene una probabilidad de ocurrencia asignada basada en la distribución aleatoria utilizada para realizar la simulación. Los valores serán jerarquizados de mayor a menor. Si elegimos un nivel de confianza del 95%, cuando la probabilidad acumulada de la distribución alcance el 5%, ese valor indicará el VaR.

Los modelos de Montecarlo modelan las variaciones en los factores de riesgo más que los cambios en los activos individuales. La simulación Montecarlo es útil:

- Debido a que el número de factores de riesgo es mucho más pequeño que el número de activos que uno desearía modelizar
- Debido a su flexibilidad, que permite alterar la distribución de probabilidad cuando sea necesario.

Su gran ventaja es que encaja todo tipo de instrumentos financieros pudiéndose examinar un gran número de escenarios. Por el contrario, puede consumir mucho tiempo de cálculo informático y el modelo de riesgos es más grande que en los casos anteriores.

6.1.1.3 Establecimiento de límites de aceptación de riesgos

En base a la gestión de riesgos, es preciso incorporar una estructura de límites que permita determinar los niveles máximos hasta los cuales la entidad financiera está dispuesta a admitir pérdidas como consecuencia de la fluctuación de los factores de riesgo.

Los límites se deben establecer en función al grado de tolerancia al riesgo por parte de la entidad, el capital que se quiere arriesgar, la liquidez de los mercados, los beneficios esperados, la estrategia de negocio y la experiencia del tomador, la estructura de límites debe incorporar entre otros conceptos:

- Niveles de autorización
- Diversificación en la adquisición de inversiones u otros derechos (posiciones activas) y en las operaciones de endeudamiento (posiciones pasivas), así como la negociación de operaciones fuera de balance.

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

- Niveles de riesgo que está dispuesta a soportar la estructura de capital.
- Control de relación Riesgo-Rendimiento.
- Tipos de riesgo y análisis de concentración de riesgos.
- Combinación de instrumentos acordes con la estrategia corporativa.
- Escenarios por cada una de las variables macroeconómicas (factores de riesgo) que afectan directamente a las posiciones.

La entidad financiera debe medir diariamente el riesgo de mercado de sus posiciones comparándolo con los límites establecidos.

6.1.1.4 Selección de administración de riesgos

Dados los resultados obtenidos en los pasos anteriores, se determina la postura que tomará la entidad financiera frente a los riesgos a los que se encuentra expuesta, que pueden ser:

1. Evitar el riesgo. Se toma la decisión de no proceder a formalizar la operación que genera el riesgo.
2. Gestionar el riesgo. Se acepta el riesgo pero se reduce a su mínimo nivel optimizando la relación Riesgo-Rendimiento, en el caso de los riesgos de mercado, requiere conocimiento de los mercados y las expectativas, aplicación de las técnicas de función de la variabilidad de los factores de riesgo. Igualmente, es necesario analizar los instrumentos disponibles en el mercado o aquellos que pueden desarrollarse, para realizar coberturas, parciales o totales de los riesgos a los cuales se encuentra expuesta la entidad.
3. Absorber el riesgo. Cubrir con sus propios recursos el riesgo al que se encuentra expuesta la entidad financiera.

4. Transferir el riesgo. Se refiere a transferir trasladar a un tercero el riesgo al que se encuentra expuesta al entidad financiera ya sea vendiendo la posición o adquiriendo un seguro.

6.1.1.5 Monitoreo y control

Por medio del monitoreo se valora la calidad del desempeño de los modelos de identificación y medición de los riesgos, así como el cumplimiento y eficiencia de los límites establecidos. La función de monitoreo debe reconocer oportunamente las diferencias de la administración de riesgos y procurar por la retroalimentación efectiva en las operaciones. En esta etapa se hace un seguimiento a los indicadores seleccionados en la etapa anterior y se determina la eficiencia de los mismos en la gestión de riesgos.

6.2 Principales tipos de riesgo

6.2.1 Riesgos Operacionales

El riesgo operacional no es una categoría sencilla ni evidente; es una amplia gama de prácticas, una visión de control y regulación, tanto como una necesidad de gestionar los problemas operativos, como de minimizarlos.

Se entiende por riesgos operacionales como la posibilidad de ocurrencia de pérdidas económicas debidas a deficiencias o fallas de procesos, sistemas internos, así como en los procesos tecnológicos de información, en el personal o por ocurrencias de eventos externos imprevistos. Este tipo de riesgo incluye el

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

riesgo legal, debido a los problemas que se pueden generar de fallos en el proceso o desarrollo de actividades propias de los colaboradores en toda actividad inherente a la actividad económica, sin embargo se excluyen los riesgos sistemáticos y de reputación, así también no se toma en cuenta las pérdidas ocasionadas por cambios en el entorno político, económico y social.

En los años 90's este término iniciaba a ser mencionado dentro de los riesgos presentes en el entorno económico con la publicación del documento "Internal Control Integrated Framework" por el COSO⁵¹, sin embargo no se creía como un término relevante dado que su dimensión en daños se consideraba despreciable. Sin embargo a lo largo de los años y debido a las grandes pérdidas que se observaron a causa de este tipo de riesgos, se inició la publicación de un sinnúmero de estudios sobre la importancia de la administración del riesgo operacional en las instituciones financieras. Los cinco grandes problemas respecto a este riesgo:

1. una baja o nula frecuencia en la medición y reporte de este riesgo;
2. una pobre o vaga determinación de los factores que lo determinan;
3. una vaga definición de este riesgo;
4. la ausencia de actividades de auditoría interna como uno de los precursores de la gestión del riesgo operacional;
5. la necesidad de una definición y marco de buenas prácticas por parte de los supervisores.

Para el año 2001 y debido al cambio experimentado en los años anteriores a este, en el entorno financiero, y, por las crisis económicas mundiales experimentadas, las

⁵¹ COSO tiene su origen del "Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission". Creado en 1985. Es una organización del sector privado, dedicada a mejorar la calidad de los reportes financieros mediante la ética de negocio, controles internos eficaces y gobierno corporativo. En 1992, publicó un informe denominado "Internal Control Integrated Framework" (IC- IF), conocido también como COSO I. Adoptado por el sector público y privado en USA, por el Banco Mundial y el BID y se extiende rápidamente por todo Latinoamérica.

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

cuales trajeron una estabilidad financiera mundial ante cuantiosas pérdidas económicas derivadas de la ausencia o una inadecuada gestión del riesgo de las operaciones financieras, constituyendo así, el principal promotor del énfasis que las entidades financieras asignaron para medición, fiscalización y gestión eficiente del riesgo operacional; el auge experimentado en la última década por la gestión del riesgo operacional, se debe a generadores de cambio, los cuales incluyen: cambios en los mercados y productos/servicios causados por la innovación financiera; cambios tecnológicos; tercerización de actividades; fusiones y la “desregulación”; así como eventos inesperados y su impacto dentro de la globalización.

Factores generadores de riesgo operativo

Entre los factores generadores de riesgo operativo encontramos a los sistemas Informáticos, fraude externo, fraude interno, prácticas de empleo, clientes y productos, daños a activos⁵² físicos, ejecución y gestión de procesos.

Fraude interno: Pérdidas derivadas de algún tipo de actos encaminados a defraudar, apropiarse o burlar regulaciones, la ley o las normas internas, excluyendo hechos por discriminación, los cuales, como mínimo, tienen un origen en parte interno.

Fraude externo: Pérdidas derivadas de algún tipo de actuación encaminada a defraudar, apropiarse de bienes indebidamente o a soslayar legislación por parte de un tercero.

Prácticas de empleo: Pérdidas derivadas de actuaciones incompatibles con la legislación o acuerdos laborales, de higiene o seguridad en el empleo, del

⁵² Los activos, desde el punto de vista contable, representan los bienes, derechos y otros recursos controlados económicamente por la entidad financiera, resultantes de sucesos pasados, de los que se espera que la entidad obtenga beneficios o rendimientos económicos en el futuro.

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

pago de reclamaciones por daños a las personas, o de eventos de diversidad o discriminación.

Clientes y productos: Pérdidas derivadas del incumplimiento involuntario o negligente de una obligación profesional frente a clientes concretos (incluidos requisitos fiduciarios y de adecuación), o de la naturaleza o diseño de un producto.

Daños a activos físicos: Pérdidas derivadas de daños o perjuicios a activos materiales como consecuencia de desastres naturales u otros acontecimientos.

Sistemas informáticos: Pérdidas derivadas de incidencias en el negocio y de fallos en los sistemas.

Ejecución y gestión de procesos: Pérdidas derivadas de errores en el procesamiento de operaciones o en la gestión de procesos, así como de relaciones con contrapartes comerciales y proveedores.

6.2.2 Riesgos Estratégicos

Dentro de toda actividad u operación que realiza una Entidad financiera cabe la palabra estrategia, la cual es la clave para llegar al éxito económico; estrategia la hemos definido como el conjunto integrado de acciones administrativas que pueden proporcionar bases para conseguir flujos financieros positivos y ventajas sostenibles dentro del mercado. Es de esta palabra, que dentro del mundo financiero, se deriva al riesgo estratégico.

El riesgo estratégico se asocia con la forma en que se administra la Entidad; este riesgo es una función de la compatibilidad de los objetivos, de las estrategias desarrolladas para alcanzar dichos objetivos, los recursos utilizados y obtenidos,

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

así como la calidad de su ejecución. Los recursos necesarios para llevar a cabo las estrategias de negocios son evaluados en relación con el impacto de los cambios económicos, tecnológicos, competitivos y regulatorios. Este tipo de riesgo resulta del impacto actual y futuro en los ingresos tras la toma de decisiones, la aplicación indebida de las decisiones, la falta de capacidad de respuesta a los cambios de la industria. El manejo del riesgo estratégico se enfoca a asuntos relacionados con: la misión y el cumplimiento de los objetivos, la clara definición de políticas, diseño y conceptualización.

A pesar de lo ya mencionado los riesgos estratégicos también surgen de los patrones cambiantes de la demanda del consumidor, y la urbanización rápida en los mercados emergentes. Los riesgos estratégicos pueden carecer del precedente histórico y/u originarse fuera de una industria. Las señales relacionadas con los riesgos estratégicos emergentes a menudo son débiles o intermitentes, lo cual puede hacer que sean difíciles de detectar, fáciles de descartar, y difíciles de interpretar.

Los riesgos estratégicos tienen particularidades que los diferencian de otros, entre estas diferencias destacamos que estos riesgos son:

- Únicos para la organización porque la estrategia, la cultura, la estructura de gobierno, y los modelos de negocio y operación son únicos para la organización.
- Fáciles de pasar por alto porque a menudo parecen irrelevantes, no-amenazadores, o altamente improbables – y la administración puede considerar que están siendo monitoreados y administrados cuando en realidad no lo están.
- Difíciles de abordar con los métodos acostumbrados de la administración del riesgo.

Si bien pueden tomar la forma de riesgos financieros, operacionales, tecnológicos, políticos, u otros que sean familiares, los riesgos estratégicos tienden a ser difíciles de cuantificar y rastrear.

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Esencialmente, los riesgos estratégicos pueden atascar, desvincular, o erosionar los orientadores del valor. Si son ignorados, pueden convertirse en lo que Deloitte ha descrito como “destructores del valor⁵³”.

Abordaje de los riesgos estratégicos

Para detectar y abordar los riesgos estratégicos, las compañías pueden considerar los beneficios potenciales de invertir en una o más de las siguientes áreas:

- Identificación de los riesgos estratégicos difíciles de predecir: basándose en sus propias experiencias y en las de otras organizaciones, los líderes pueden hacer lluvias de ideas sobre los potenciales eventos de probabilidad-baja/impacto-alto y luego de manera sistemática examinar los que podrían menoscabar las estrategias, e identificar las maneras como la compañía podría reconocerlos y valorarlos.
- Capacidades de detección: La tecnología ahora puede facilitar que las organizaciones monitoreen numerosas variables en tiempo real – desde un rango enorme de indicadores de crédito hasta la probabilidad de tormentas y sequías – que pueden ser precursoras de un evento de riesgo (vea el recuadro: Resultados de la encuesta sobre detección del riesgo clave).
- Modelación y análisis de escenarios: dado el rol que los riesgos interrelacionados tienen en la modelación del impacto de y la respuesta frente al riesgo estratégico, la generación de escenarios que incorporen múltiples riesgos puede aclarar el probable impacto de los eventos de riesgo.

⁵³ Deloitte, “Riesgo estratégico, la piedra angular para la transformación del riesgo”

Esos estudios definen los “destructores del valor” como los eventos de riesgo que destruyen en un mes el 20 por ciento o más del valor corporativo en relación con el crecimiento o disminución del capital. Los cinco tipos clave de destructores del valor: Riesgos de impacto-alto/frecuencia-baja, Riesgos correlacionados o interdependientes, Riesgos de liquidez, Riesgos de fusión y adquisición, Riesgos de cultura y compensación. Independiente de sus clasificaciones, los riesgos de los destructores del valor tienen que ser entendidos y abordados por la junta y por los ejecutivos, quienes también tienen que establecer mecanismos para detectarlos y monitorearlos.

- Capacidades de respuesta: No todos los riesgos pueden ser anticipados; sin embargo, la simulación de las respuestas ante los eventos de riesgo y el desarrollo de planes de respuesta pueden ayudar a mejorar las capacidades de respuesta.

La transformación de la administración del riesgo estratégico va incluso más allá. Incluye análisis amplio y profundo del riesgo, planeación de escenarios, y contingencia, capacidad de recuperación, y planes de recuperación. Considera los potenciales riesgos estratégicos en las decisiones relacionadas con entrada a o ampliación del mercado, iniciativas de producto, actividades de M&A, planes de compensación, nuevas contrataciones, y administración del talento. Al mismo tiempo, fomenta la conciencia de los riesgos estratégicos a través de la organización y de las potenciales oportunidades que los desarrollos pueden presentar para generar valor y ganar ventaja competitiva. Además, las herramientas de escaneo de grandes datos y las analíticas sofisticadas pueden ayudarles a las organizaciones a obtener y analizar las enormes cantidades de información que ahora están disponibles en el ciberespacio. Las actividades incluyen monitorear nuevos feeds y blogs por los desarrollos entre los competidores y seguir – e incluso influenciar – los gustos del consumidor y las necesidades de los negocios, que están en evolución. Pero esas actividades tienen que ser sostenidas, y dirigidas dentro de una estructura que identifique qué buscar, dónde mirar, y cómo monitorear los desarrollos

6.3 Riesgos Financieros

El riesgo financiero es un término utilizado para referirse al riesgo asociado a cualquier forma de financiación. El riesgo puede se puede entender como

posibilidad de que los beneficios obtenidos sean menores a los esperados o de que no hay un retorno en absoluto.

Por tanto, el riesgo financiero engloba la posibilidad de que ocurra cualquier evento que derive en consecuencias financieras negativas. Se ha desarrollado todo un campo de estudio en torno al riesgo financiero para disminuir su impacto en empresas, inversiones, comercio, etc.

6.3.1 Riesgo de Mercado

Es el riesgo de que una o más variables relevantes para la entidad financiera, cuyo valor depende de los mercados financieros, evolucionen de forma adversa a las expectativas de ésta, provocándole pérdidas.

Para que las pérdidas sean efectivas deben darse los dos requisitos siguientes:

- Las variables deben experimentar una variación que conlleve consecuencias económicas negativas para la entidad financiera y esta variación debe producirse dentro del tiempo considerado por la misma para la liquidación de las operaciones financieras. En caso contrario, las pérdidas serán potenciales, pero no efectivas o reales.
- Dicha variación no debe producir en otras operaciones financieras un beneficio de valor igual o similar a las pérdidas en cuestión. De ser así, los beneficios obtenidos en unas se compensarían con las pérdidas sufridas en las otras y viceversa.

Atendiendo a la naturaleza de esas variables cuyo valor depende de los mercados financieros, se distingue entre los riesgos de tipo de interés, de tipo de cambio, de variación en el precio de: las acciones y activos reales.

6.3.1.1 Riesgo de Tipo de interés

Es el riesgo de que una variación en los tipos de interés provoque pérdidas en las operaciones financieras que realiza la entidad financiera.

Estas pérdidas se producen principalmente por las tres razones siguientes:

1. La influencia que tiene una variación de los tipos de interés en el medio efectivo del costo de las fuentes de financiación o en el medio efectivo de rentabilidad de las inversiones empleadas por la entidad. La variación de los tipos de interés afecta al medio efectivo del costo de las fuentes de financiación o al medio efectivo de rentabilidad de las inversiones, cuando las fuentes de financiación y las inversiones se consideran individualmente y sus respectivos medios de efectivo dependen de un determinado tipo de interés del mercado. Éste es el caso de los créditos y las inversiones relacionadas a un tipo de interés. Sin embargo, si las fuentes de financiación y las inversiones en las que se encuentran realizadas las mismas se consideran conjuntamente, una variación de los tipos de interés afecta solamente a la rentabilidad neta que la entidad financiera obtiene cuando los vencimientos de las inversiones y de las fuentes de financiación son distintos.

Así, cuando el vencimiento de las inversiones es mayor que el de las fuentes de financiación empleadas para realizarlas, un incremento de los tipos de interés conlleva que el tanto medio efectivo del costo de las fuentes de financiación sea, finalmente, mayor que el previsto inicialmente por la entidad financiera, provocando una disminución de la rentabilidad neta del conjunto de las operaciones financieras, exponiendo a la entidad al denominado riesgo de refinanciación.

Por el contrario, cuando el vencimiento de las inversiones es menor que el de las fuentes de financiación empleadas para realizarlas, un descenso en

los tipos de interés conlleva que el medio efectivo de rentabilidad obtenido por las inversiones sea, finalmente, inferior que el previsto inicialmente por la entidad financiera, provocando una disminución de la rentabilidad neta del conjunto de las operaciones financieras, exponiendo a la entidad al denominado riesgo de reinversión.

2. La variación de los tipos de interés afecta al valor de mercado de los activos financieros. Uno de los métodos que con frecuencia se utilizan en la valoración de un activo, ya sea real o financiero, es el método del valor presente neto, en cuyo caso, un desplazamiento hacia arriba de la estructura temporal de tipos de interés –un incremento de los mismos- produce un decremento del valor presente de los flujos netos de caja que produce dicho activo, generando una disminución del valor del activo financiero en cuestión, y viceversa. Por tanto, existe una relación inversa entre el valor de los tipos de interés y el valor de los activos.
3. En este sentido, cuando una entidad financiera negocia continuamente activos financieros en uno o varios mercados financieros secundarios, un incremento de los tipos de interés provoca un descenso en el valor de mercado de dichos activos, exponiendo a la entidad financiera al denominado riesgo de precio, sobre todo si los activos financieros son de renta fija.
 - La existencia de una relación directa entre el valor que presentan los tipos de interés y el resultado que la entidad financiera obtiene de la operación financiera. Éste es el caso de los activos financieros derivados en los que el activo subyacente⁵⁴ es un tipo de interés.

⁵⁴ En los mercados de opciones y futuros financieros se denomina activo subyacente al activo financiero (acciones, bonos, índice bursátil o de activos financieros) que es objeto de un contrato normalizado de los negociados en el mercado. En general, es el activo que sirve como base para un contrato de derivados (futuros, opciones, warrants, Turbos, Bonus, Contratos por Diferencias -CFDs-) y otros productos financieros (Fondos cotizados o Exchange Trade Funds).

6.3.1.2 Riesgo de Tipo de cambio

Es el riesgo de que una variación en la relación entre dos monedas ocasione pérdidas en las operaciones financieras que la entidad financiera lleva a cabo. El riesgo de tipo de cambio afecta a las entidades financieras que operan en mercados financieros internacionales empleando fuentes de financiación y realizando inversiones denominadas en monedas distintas a su moneda nacional.

Estas pérdidas se producen principalmente por las dos razones siguientes:

1. El tipo de cambio influye en el medio efectivo del costo de las fuentes de financiación denominadas en moneda extranjera, en el medio efectivo de rentabilidad de las inversiones denominadas en moneda extranjera, o incluso en ambos. Si se consideran individualmente, el medio efectivo del costo de las fuentes de financiación y el medio efectivo de rentabilidad de las inversiones, denominadas ambas en moneda extranjera, se ven afectados por la variación del tipo de cambio, debido a que los cobros y los pagos están relacionados a dicho tipo.

Cuando se consideran conjuntamente las fuentes de financiación y las inversiones se produce una situación similar. En este caso, los pagos que la entidad financiera realiza en un determinado momento por las fuentes de financiación denominadas en moneda extranjera se compensan con los cobros que obtiene en ese momento por las inversiones denominadas en esa misma moneda, de forma que una variación en el tipo de cambio sólo afectará a la diferencia entre ambos.

Asimismo, si el vencimiento de las inversiones denominadas en moneda extranjera es distinto al de las fuentes de financiación denominadas en moneda

extranjera, la entidad financiera estará expuesta, además, al riesgo de tipo de interés de dicha moneda.

2. El resultado que la entidad financiera obtiene de la operación financiera depende directamente del tipo de cambio, tal y como ocurre, por ejemplo, en los activos financieros derivados en los que el activo subyacente es un tipo de cambio.

Riesgo de variación de precio de: las acciones y activos reales

Es el riesgo de que una variación en el valor de mercado de las acciones o de los activos reales de una entidad financiera provoque pérdidas en las operaciones que realiza la entidad financiera. Estas pérdidas se producen principalmente porque el resultado de la operación financiera depende del valor de mercado de la acción o de los activos reales en un determinado momento, siendo el caso de las acciones o activos reales que se negocian continuamente en los mercados financieros secundarios o de los activos financieros derivados en los que el activo subyacente es una acción.

6.3.2 Riesgo de Crédito

Un crédito es, en sentido amplio, una cesión temporal de un bien económico con la esperanza de recuperarlo en un momento futuro⁵⁵. Los créditos presentan un conjunto de elementos comunes entre los que destacan los siguientes:

⁵⁵ Definiciones básicas, Banco de México, noviembre 2015

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

- La existencia de dos partes: una que cede temporalmente un bien, denominada acreedor, y otra que lo recibe, denominada deudor.
- El objeto de la cesión es un bien económico, de naturaleza real o financiera, que, en la mayoría de las ocasiones, es dinero o algo que le resulta equivalente.
- El acreedor tiene la esperanza de recuperar el bien en un momento futuro, el cual puede estar determinado o no. El significado etimológico de la palabra crédito es confianza, de forma que la esperanza del acreedor se basa en la confianza que tiene sobre el deudor, las características de la cesión o los acuerdos establecidos en ésta. En este sentido, el crédito conlleva un derecho de cobro para el acreedor y una obligación de pago para el deudor, siendo un activo financiero para el primero y un pasivo⁵⁶ para el segundo.
- El establecimiento de una remuneración a favor del acreedor cuya finalidad es compensarle por la renuncia temporal al bien cedido.

El riesgo de crédito es el caso particular cuando el contrato es uno de crédito, y el deudor no puede pagar su deuda, además del caso de incumplimiento, se pueden incorporar eventos que afectan el valor de un crédito, sin que necesariamente signifique incumplimiento del deudor. Esto ocurre típicamente por cambios en la calidad de un crédito, cuando una calificadora lo degrada. Cuando esto ocurre, significa que la calificadora considera que ha aumentado la probabilidad de incumplimiento del emisor de la deuda, y por lo tanto el crédito vale menos ya que se descuenta a una tasa mayor.

La medida de riesgo de un crédito individual es su probabilidad de incumplimiento. Al igual que en riesgo de mercado, en el caso de una cartera de créditos, lo que se

⁵⁶ El pasivo, desde el punto de vista contable, representa las obligaciones actuales surgidas como consecuencia de sucesos pasados, para cuya extinción la entidad financiera espera desprenderse de recursos que puedan producir beneficios o rendimientos económicos en el futuro. A estos efectos, se entienden incluidas las provisiones.

requiere es encontrar una distribución de probabilidades de las pérdidas y ganancias crediticias asociada a los créditos de la cartera.

6.3.3 Riesgo de Liquidez

Es el riesgo de que una falta de liquidez⁵⁷ neta ocasione pérdidas a la entidad financiera. Dicha falta de liquidez puede deberse a problemas en la estructura económica o en la financiera, por lo que se distingue entre riesgo de liquidez de la estructura económica y de la financiera, respectivamente.

Riesgo de liquidez en la estructura económica

El concepto de riesgo de liquidez de la estructura económica es distinto atendiendo al mercado financiero en el que se negocien los activos financieros que componen la estructura económica de la entidad financiera. Así, en el caso de los activos financieros negociados en mercados financieros al contado, el riesgo de liquidez de la estructura económica es el riesgo de que la entidad financiera no pueda vender dichos activos financieros a un precio razonable como consecuencia de una falta de liquidez de estos mercados.

Por el contrario, en el supuesto de los activos financieros negociados en mercados financieros derivados, es el riesgo de que la entidad financiera no pueda deshacer una posición tomada con anterioridad sin sufrir pérdidas significativas.

⁵⁷ La liquidez es la capacidad de la entidad financiera de hacer frente a sus obligaciones de corto plazo. La liquidez se define como la capacidad que tiene una entidad financiera para obtener dinero en efectivo. Es la proximidad de un activo a su conversión en dinero.

Riesgo de liquidez en la estructura financiera

Es el riesgo de que la entidad financiera no pueda financiarse a un costo aceptable o, en última instancia, de que no tenga acceso a ninguna fuente de financiación. principal causa de este riesgo es la pérdida de la confianza que los agentes que operan en los mercados financieros tienen depositada en la entidad financiera, la cual puede estar motivada por diversos factores. Como, por ejemplo, un descenso brusco de la clasificación crediticia de la entidad.

La situación expuesta en el párrafo anterior puede desencadenar una serie de sucesos que afectan negativamente a la liquidez de la estructura financiera de la entidad financiera. En concreto, los inversores pueden no renovar sus inversiones o incluso liquidarlas antes de su vencimiento, los deudores que no hayan dispuesto de su crédito hasta el límite pueden animarse a hacerlo, y puede incrementarse el costo y las garantías de aquellos créditos que contemplen esta posibilidad y en los que la entidad financiera sea deudora.

6.4 Otros riesgos

Riesgo legal

El riesgo legal se define como la posible pérdida debido a: el incumplimiento de normas jurídicas y administrativas, a la emisión de resoluciones administrativas o judiciales desfavorables, así como a la aplicación de sanciones con relación a las operaciones. Una vertiente del Riesgo Legal es el riesgo derivado de los cambios en la normativa fiscal, por ello tiende a llamarse también riesgo derivado de los efectos fiscales.

El riesgo legal crece con la incertidumbre sobre las leyes, normativa y acciones legales aplicables. Por tanto, el riesgo legal incluye la exigibilidad legal, la legalidad de los instrumentos financieros y la exposición a cambios no anticipados en leyes y

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

regulaciones. Básicamente, los efectos del fraude, las malas prácticas (auditoría) y de las regulaciones. Las causas del riesgo legal, por tanto, son la posibilidad de cambio de la normativa, malas o inadecuadas prácticas, incumplimiento de la normativa y acciones similares, cuyas consecuencias son posibles pérdidas monetarias por responsabilidades y obligaciones legales, y por multas y penalizaciones fiscales y regulatorias.

El riesgo legal se puede clasificar en función de las causas que lo originan:

- Riesgo legal o de legislación
- Riesgo de capacidad
- Riesgo de documentación

Riesgo de insolvencia.

El riesgo de insolvencia o contrapartida es aquel riesgo de que una entidad financiera no sea capaz de satisfacer sus deudas. También conocido como riesgo de quiebra. Para la gestión de este riesgo resulta especialmente útil la información proporcionada por las agencias de calificación, que evalúan la calidad de las emisiones y de los emisores sobre la base de la posibilidad de incumplimiento. Se puede definir como la posibilidad de que la entidad de crédito incurra en pérdidas por el incumplimiento total o parcial de las obligaciones contractuales de las personas a la que ha realizado un préstamo, concedido un crédito o un aval. El riesgo de insolvencia surge como consecuencia de la situación económica financiera del deudor y de la incapacidad de atender al pago de sus obligaciones.

El riesgo de insolvencia está asociado a la estructura de financiación de una entidad y, en definitiva a la situación continua de pérdidas contables que van mermando los recursos propios. Este riesgo se produce cuando la entidad financiera no puede afrontar las pérdidas acumuladas provocando unos recursos propios pequeños que acercan el valor del activo real y el pasivo, y no tiene capacidad para hacer frente a todas sus deudas. Los factores que determinan el nivel de incertidumbre de una operación son:

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

- Características de la operación.
- Información sobre el solicitante.
- Garantías complementarias.
- Diversificación

Riesgo de spread

Spread dentro de los mercados financieros se utiliza en la bolsa de valores para indicar las diferencias de distintos tipos y las estrategias a seguir basadas en esas diferencias; es decir indica la diferencia en las cotizaciones entre la oferta o venta y la demanda o compra, y sirve para cualquier acción o derivado de la bolsa de valores.

Riesgo-país

Se define el riesgo-país como el que afecta en las deudas de un país, globalmente consideradas, por circunstancias distintas del riesgo comercial habitual. El riesgo-país, es provocado por el grado de solvencia (o insolvencia) del total de contrapartidas que pertenecen a un área geopolítica legalmente definida. Este riesgo comprende el riesgo soberano y el riesgo de transferencia:

- Riesgo soberano es el de los acreedores de los estados o de entidades garantizadas por ellos, en cuanto pueden ser ineficaces las acciones legales contra el prestatario o último obligado al pago por razones de soberanía.
- Riesgo de transferencia es el de los acreedores extranjeros de los residentes de un país que experimenta una incapacidad general para hacer frente a sus deudas, por carecer de la divisa o divisas en que estén denominados.

El riesgo país que se deriva de las condiciones económicas, políticas y sociales de cada país, las cuales determinan la estabilidad de las inversiones, el flujo de capitales y las expectativas de arbitraje.

CAPÍTULO VII, ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Un análisis de sensibilidad se ocupa de identificar las ventajas y desventajas en el comportamiento del proyecto bajo diferentes escenarios, los cuales relacionan los aspectos económicos, políticos, sociales, ambientales y legales que afectan de manera directa la evolución de este y que lo ponen en riesgo determinado proyecciones futuras, no exactas pero si posibles. Los posibles escenarios del proyecto de inversión financiera han sido clasificados de la siguiente manera:

- Probable o caso base: Éste sería el resultado más probable que se supone en el análisis de la inversión, debe ser objetivo y basado en la mayor información posible.
- Pesimista: Es el peor panorama de la inversión, es decir, es el resultado en caso del fracaso del proyecto. en este caso las variables pueden concretarse a lo largo del horizonte de planificación, tomando valores que empeoran las previsiones iniciales. Por ejemplo: aumento del valor de la inversión inicial, reducción de la cifra estimada de ingresos, incremento de los gastos operativos.
- Optimista: Siempre existe la posibilidad de lograr más de lo que se proyecta, el escenario optimista normalmente es el que se presenta para motivar a los inversionistas a correr el riesgo. Por ejemplo: reducción del valor de la inversión inicial, incremento de la cifra estimada de ingresos, reducción de los gastos operativos.

Así se puede percibir que en dos proyectos donde se está dispuesto a invertir una misma cantidad, el grado de riesgo y las utilidades se pueden comportar de manera muy diferente, por lo que se debe analizar de acuerdo a su nivel de incertidumbre, pero también por la posible ganancia que representan.

7.1 Proyección del GNV

El gas natural se adopta como combustible para vehículos desde la década de los 40, debido al elevado precio de la gasolina durante la segunda guerra mundial y fue para este periodo que se comenzó a probar sus beneficios económicos como alternativa de combustible. Italia es el propulsor de la instalación de GNV en vehículos particulares, pero Argentina toma riendas del negocio a finales de los años 70, pasando al primer lugar del ranking mundial. En 1991 se da inicio formal al proyecto de GNV para vehículos de transporte público.

El GNV también es conocido como gas natural comprimido (GNC), está compuesto principalmente por metano y como es difícilmente licuable se le comprime. Todos los vehículos que funcionan a gasolina se pueden convertir a GNV, a tal fin debe instalarse en los vehículos, uno o varios cilindros de acero como tanques contenedores de combustible, capaces de soportar la presión del GNV. El GNV es el combustible más económico que se conoce, ya que no requiere refinación como la gasolina. Actualmente se ha considerado al GNV como combustible alternativo, para proporcionar al usuario un sistema alternativo de combustible económicamente atractivo y menos contaminante. El GNV proporciona una mayor relación de compresión y un mayor octanaje y poder calorífico, lo que hace al combustible alternativo más atractivo que el combustible líquido desde el punto de vista de eficiencia y seguridad. En los últimos años, el creciente desarrollo industrial y tecnológico ha originado diversas formas de contaminación, las cuales alteran el equilibrio del aire, el agua, el suelo y la vida humana, animal y vegetal.

Así, con respecto a las emisiones de escape, el GNV resulta mucho menos contaminante que los combustibles fósiles como la gasolina y el diésel, debido a que este está compuesto principalmente por metano, que es un gas por naturaleza y por ende le permite mezclarse más fácilmente con el aire para formar mezclas

homogéneas, que al quemarse resultan más inocuas que las originadas por los carburantes líquidos.

México como un país con grandes reservas probadas de gas debería crear proyectos que formen parte de una política energética, la cual permita promover el consumo del gas natural como combustible automotor alternativo. No sólo por el hecho de que es menos contaminante, sino que el gas natural representa un ahorro económico ya que no requiere costosos procesos de refinamiento, lo que garantiza precios aún más favorables para los consumidores finales. Además se ha comprobado que al implementar el hidrocarburo como fuente de combustible vehicular, se reducen notablemente los costos de operación y de mantenimiento por su eficiencia y limpieza, prolongando así la vida del motor, al disminuir la frecuencia del cambio de aceite y aumentar la vida útil de los lubricantes, bujías, filtros de aire y de aceite. Los costos de la conversión de un auto se encuentran en el anexo D.

7.2 Desarrollo del proyecto

El proyecto a estudiar consiste en la instalación de una estación de servicio de gas vehicular (GNV) en una zona donde no existe una red de ductos de gas natural comprimido, enfocando la evaluación en la rentabilidad del proyecto de acuerdo a las necesidades de la población de la localidad, las políticas ambientales y de seguridad. El objetivo del proyecto es el de proveer al mercado de un combustible alternativo, y es el GNV una opción ventajosa para el transporte de bienes y personas, debido a su alta calidad y bajos costos para su producción.

El proyecto se encargara de asegurar la integridad de los medios de distribución, dado que parte del desarrollo económico y social del país depende de un sistema complejo de interdependencia de la infraestructura de energía.

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

La ubicación de desarrollo de la estación de servicio de gas, tendrá domicilio físico en Av. José López Portillo No.80, Tultitlán, Estado de México C.P.54900.



Figura 38, Imagen satelital de en Av. José López Portillo No.80, Tultitlán, Estado de México, google maps.

Aportes de la proyección del escenario

A través de la evaluación planteada, se dará a conocer la factibilidad del establecimiento de una estación de GNV, en una zona carente de ductos para el abastecimiento de gas, representando una vía que permita incentivar a la población hacia el uso de otras alternativas, dando a conocer los beneficios de este importante combustible

Alcance

El alcance de la investigación delimita a Tultitlán como área de estudio, evaluando a través de información recolectada, el uso del GNV como combustible alternativo a la gasolina en esta zona y la viabilidad económica del proyecto.

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Objetivo general

Evaluar la factibilidad económica del proyecto, auxiliando a la promoción del uso del gas natural vehicular como una alternativa energética para disminuir la contaminación ambiental por emisiones peligrosas y el ahorro económico que representa para el usuario final.

Objetivos:

- Cortó plazo: consolidarse como la estación de servicio que más confianza le dé al automovilista para cargar combustible dentro de los tramos carretero en el que se ubica.
- Mediano plazo: posicionarse como la estación de servicio con el mayor número de clientes en la zona y recuperar la inversión inicial.
- Largo plazo: se pretende que esta estación tenga servicios únicos en el área donde se piensa instalar, esto puede ser, mediante la instalación en sus locales adyacentes de algún banco o cajero automático, zona de comida, tienda de conveniencia y construir una pensión de camiones permitiéndole así ser una.

El área considerada para el establecimiento de la estación de servicio de GNV es de $2550m^2$ (según Neogas el área mínima para instalar una estación de servicio es de $620m^2$), de acuerdo a las consideraciones establecidas en la sexta sección de la NOM-010-SECRE-2002 y de la distribución de las oficinas o servicios a instalarse, detallados en el plano de distribución de planta (figura 39), se diseñara para atender a 650 vehículos (ver el capítulo 7.2.1). El área de construcción de la estación de servicio estará dividida en: oficinas administrativas, zona de almacenamiento de gas natural comprimido (GNC), zona para trasvase de GNC, zona de despacho, área para el tablero eléctrico, sistema de seguridad y servicios auxiliares, área de maniobras, así como el área para colocar los carteles de seguridad y señalizaciones que serán instalados en las zonas de seguridad y de fácil visualización.

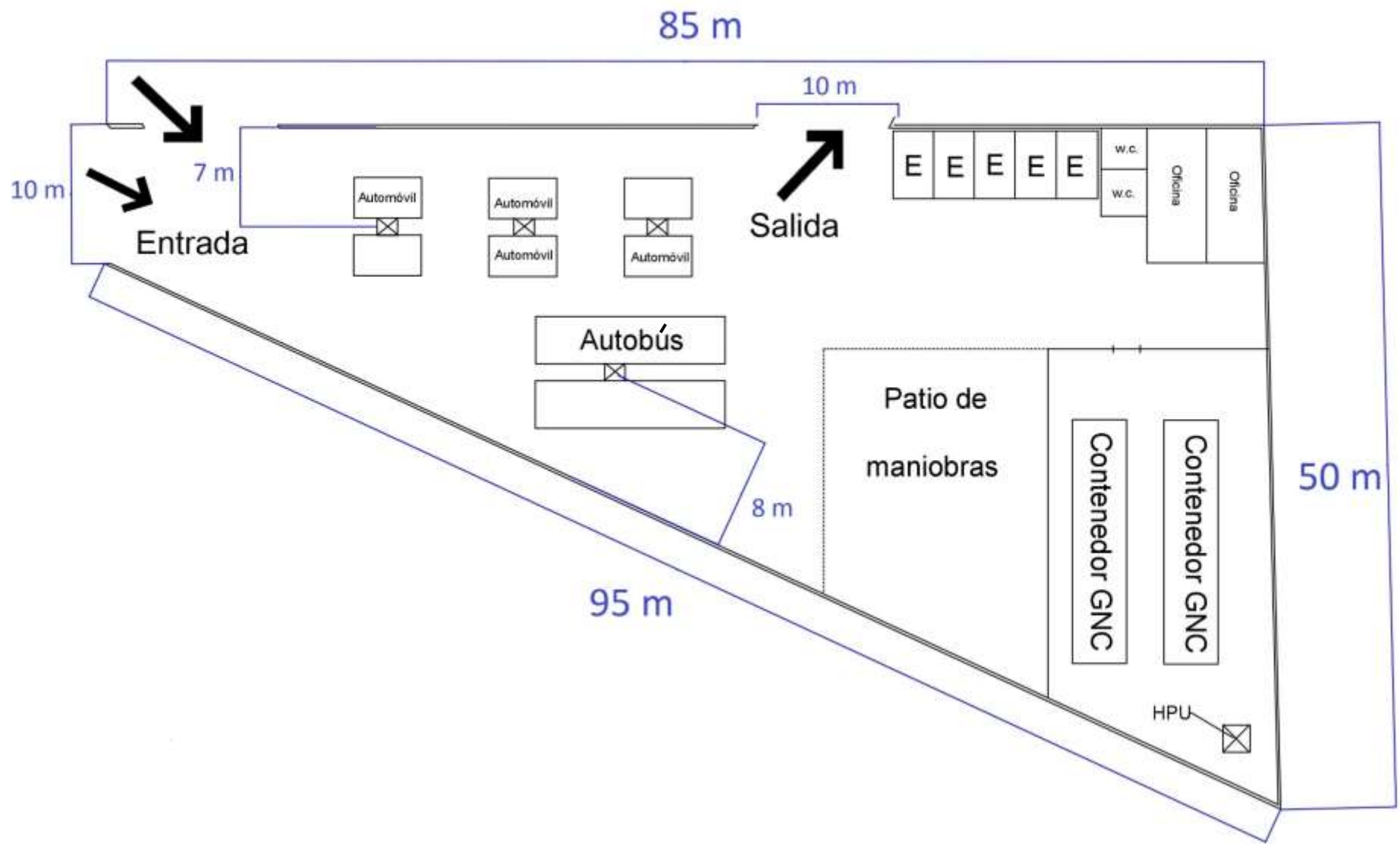


Figura 39, Plano de distribución de planta, elaboración propia.

7.3 Calculo de la capacidad de la estación de servicio a instalar

7.3.1 Demanda proyectada

Dados los principales indicadores económicos de INEGI la población en el Estado de México es de 15, 175, 862 habitantes, mientras que en el municipio de Tultitlán es de 524,074 habitantes al 2015. En el Estado de México se tienen registrados 5, 485, 808 vehículos automotores (excluyendo las motocicletas) de los cuales solo el 0.5% funcionan con gas natural. A continuación se describe el proceso de cálculo de la demanda proyectada

$$Pa = \frac{NaEM}{NhEM} * 1000$$

donde:

Pa , es la proporción de automóviles por cada mil habitantes

$NaEM$, es el número de automóviles en el Edo. De Mex.

$NhEM$, es el número de habitantes en el Edo. De Mex.

Por lo tanto

$$Pa = \frac{5485808}{15175862} * 1000 = 361.48 \text{ automóviles por cada mil habitantes}$$

$$\text{automóviles en Tultitlán} = 361.48 * \frac{524074}{1000} = 189442.27 \text{ automóviles}$$

$$\text{automóviles a gas natural en Tultitlán} = 189443 * 0.005 = 947.22 \text{ automóviles}$$

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Por lo tanto con la población de Tultitlán y el porcentaje de automóviles a GN se determinó que en Tultitlán se determinó que hay 189,443 automóviles de los cuales 947 funcionan con gas natural. La estación de servicio más cercana se encuentra en el municipio vecino Coacalco, por lo cual se consideran sólo 650 autos como demanda, ya que se supone que el 68.5% de los automóviles a gas natural se encuentran en el centro del municipio y el lugar de la estación de servicio es muy próximo él.

Teniendo en cuenta que el automovilista promedio recorre alrededor de 30000 kilómetros al año lo cual sería 82 kilómetros por día, suponiendo que el auto es un sedán de 4 cilindros con un rendimiento promedio de 10 km/lt el consumo por vehículo será de 8.2 litros de gas natural equivalentes (ltseq)⁵⁸.

Escenario probable o base

La estación de servicio de GNV, la cual permitirá satisfacer la necesidad primordial de abastecimiento del gas natural vehicular, pero teniendo como parte fundamental el retorno de la inversión realizada, obteniendo ganancias conforme el negocio crezca y pueda mantenerse en el mercado, a un nivel competitivo. Se ha planteado la realización de un plan de negocios mediante el cual se fijan bases necesarias para el buen funcionamiento de la estación, plan que será proyectado a 10 años.

La estación requiere llenados rápidos de tres minutos para una mejor y eficaz calidad de servicio; la inversión inicial se valúa en \$ 4.7 millones de pesos⁵⁹; contemplando, las bombas, los tanques de suministro, las bardas de contención, las islas de suministro, la construcción de las oficinas, servicio de W.C, instalación eléctrica, suministro de agua, bardas delimitantes, e instalación complementaria.

⁵⁸ Un litro equivalente (lteq) representa la misma energía contenida en un litro de gasolina Magna o en un litro de Diésel, dependiendo del combustible de referencia.

⁵⁹ Ver capítulo ocho, inversión inicial

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Dado que el terreno será rentado, y la inversión para la renta de este es de \$17,500 pesos por mes.

Dentro de los ingresos obtenidos tras el suministro de gas natural en este escenario se tomó en cuenta un incremento del 18% mensual, considerando la demanda inicial y sin considerar el crecimiento de parque vehicular a gas natural ni la instalación de algún otro centro de servicio de gas natural vehicular en la zona.

Cantidad de vehículos	Consumo diario [ltseq]	Total [ltseq/dia]	Total [ltseq/mes]	Tasa de crecimiento (mes)
150	8.5	1275	38250	18%

La demanda inicial del centro de servicio es de 38,250 ltseq al mes con un crecimiento de consumo al mes del 18% hasta alcanzar el total parque vehicular para el cual fue diseñado, en este caso fue para cubrir alrededor del 70% de los automóviles a gas natural del municipio de Tultitlán.

Con respecto al tiempo requerido para lograr la máxima demanda estimada de 165,750 ltseq al mes proyectamos el consumo a un tiempo estimado de 20 meses. Después realizando los cálculos correspondientes, se obtuvo que la máxima demanda del centro de servicio se alcanza a los 9 meses, después de haber iniciado la venta de gas natural vehicular en la estación de servicio.

Tabla 10, proyección de consumo de GNV escenario probable, elaboración propia.

Mes	Número de Vehículos	Consumo diario total (ltseq)	Consumo mensual total (ltseq)
1	150	1275.00	38250

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

2	177	1504.50	45135	
3	209	1775.31	53259.3	
4	246	2094.87	62845.974	
5	291	2471.94	74158.2493	
6	343	2916.89	87506.7342	
7	405	3441.93	103257.946	
8	478	4061.48	121844.377	
9	650	5525	165750	Demanda máxima
10	650	5525	165750	
11	650	5525	165750	

Escenario optimista

La tasa de crecimiento del despacho de gas natural en este escenario es de 30% mensual considerando la demanda inicial y sin considerar el crecimiento de parque vehicular a gas natural ni la instalación de algún otro centro de servicio de gas natural vehicular en la zona.

Se considera una demanda inicial de 150 automóviles con un crecimiento de esta del 30% mensual.

Cantidad de vehículos	Consumo diario [ltseq]	Total [ltseq/dia]	Total [ltseq/mes]	Tasa de crecimiento (mes)
150	8.5	1275	38250	30%

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

La demanda inicial del centro de servicio es de 38,250 ltseq al mes con un crecimiento de consumo al mes del 30% hasta alcanzar el total parque vehicular para el cual fue diseñado el mismo en este caso fue para cubrir alrededor del 70% de los automóviles a gas natural del municipio de Tultitlán.

Con respecto al tiempo requerido para lograr la máxima demanda estimada de 165,750 ltseq al mes, se proyectó el consumo a un tiempo estimado de 12 meses. Después realizando los cálculos correspondientes, se obtuvo que la máxima demanda del centro de servicio se alcanza a los 7 meses, después de haber iniciado la venta de gas natural vehicular en la estación de servicio.

Tabla 11, proyección de consumo de GNV escenario optimista, elaboración propia.

Mes	cantidad de vehículos	Consumo diario total (ltseq)	Consumo mensual total (ltseq)	
1	150	1275	38250	
2	195	1657.5	49725	
3	254	2159	64770	
4	330	2805	84150	
5	428	3638	109140	
6	557	4734.5	142035	
7	650	5525	165750	Demanda máxima
8	650	5525	165750	
9	650	5525	165750	
10	650	5525	165750	
11	650	5525	165750	
12	650	5525	165750	

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Después de llegar a la demanda máxima en los 7 meses el crecimiento de esta será conforme al crecimiento del parque vehicular a gas natural el cual es menor al 0.01% respecto al parque vehicular del Estado de México.

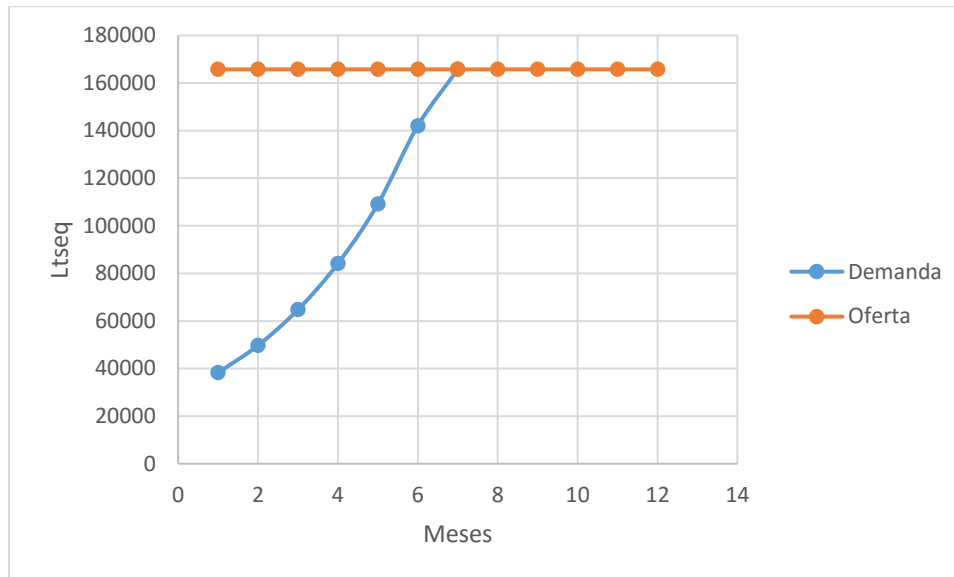


Figura 40, grafica de oferta y demanda, elaboración propia.

Escenario pesimista

La tasa de crecimiento del despacho de gas natural en este escenario es de 8% mensual considerando la demanda inicial y sin considerar el crecimiento de parque vehicular a gas natural ni la instalación de algún otro centro de servicio de gas natural vehicular en la zona. Se considera una demanda inicial de 150 automóviles con un crecimiento de esta del 8% mensual.

cantidad de vehículos	Consumo diario [ltseq]	Total [ltseq/día]	Total [ltseq/mes]	Tasa de crecimiento (mes)
150	8.5	1275	38250	8%

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

La demanda inicial del centro de servicio es de 38,250 ltseq al mes con un crecimiento de consumo al mes del 8% hasta alcanzar el total parque vehicular para el cual fue diseñado el mismo en este caso fue para cubrir alrededor del 70% de los automóviles a gas natural del municipio de Tultitlán.

Con respecto al tiempo requerido para lograr la máxima demanda estimada de 165,750 ltseq al mes se proyectó el consumo a un tiempo estimado de 43 meses. Después realizando los cálculos correspondientes, se obtiene que la máxima demanda del centro de servicio se alcanza a los 21 meses, después de haber iniciado la venta de gas natural vehicular en la estación de servicio.

Tabla 12, proyección de consumo de GNV escenario pesimista, elaboración propia.

Mes	Número de vehículos	Consumo diario total (ltseq)	Consumo mensual total (ltseq)
1	150	1275.00	38250
2	162	1377.00	41310
3	175	1487.16	44614.8
4	189	1606.13	48183.984
5	204	1734.62	52038.7027
6	220	1873.39	56201.7989
7	238	2023.26	60697.9429
8	257	2185.13	65553.7783
9	278	2359.94	70798.0805
10	300	2548.73	76461.927
11	324	2752.63	82578.8811
12	350	2972.84	89185.1916
13	378	3210.67	96320.007
14	408	3467.52	104025.608
15	441	3744.92	112347.656

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

16	476	4044.52	121335.469	
17	514	4368.08	131042.306	
18	555	4717.52	141525.691	
19	599	5094.92	152847.746	
20	647	5502.52	165075.566	
21	650	5525	165750	Demanda máxima
22	650	5525	165750	
23	650	5525	165750	

7.4 Componentes del centro de servicio de gas natural

Para la instalación y/o funcionamiento del centro de servicio, se necesitan los siguientes equipos:

- Módulos contenedores o de almacenamiento
- Sistema de potencia hidráulica (HPU)
- Surtidores
- Instalaciones eléctricas
- Instalaciones mecánicas
- Instalaciones de sistema de computación

a) Módulos contenedores de almacenamiento

Consta de un conjunto de cilindros de acero para gas natural comprimido (GNC), unidos por un colector o colectores, y a la estructura que lo soporta conformando una unidad de almacenamiento, transportable fijo al medio de transporte o desmontable e intercambiable en el caso de ser desmontable.



Figura 41, Módulos de almacenamiento.



Figura 42, Módulos de almacenamiento, Neogas.

Estos módulos de almacenamiento tienen que cumplir con la NOM-122-STPS-1996 en relación a los equipos sometidos a presiones.

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

b) Sistema de potencia hidráulica (HPU)

El trasvase de GNC a una estación de servicio de GNV se efectúa empleando un sistema de trasvase mediante fluido hidráulico.

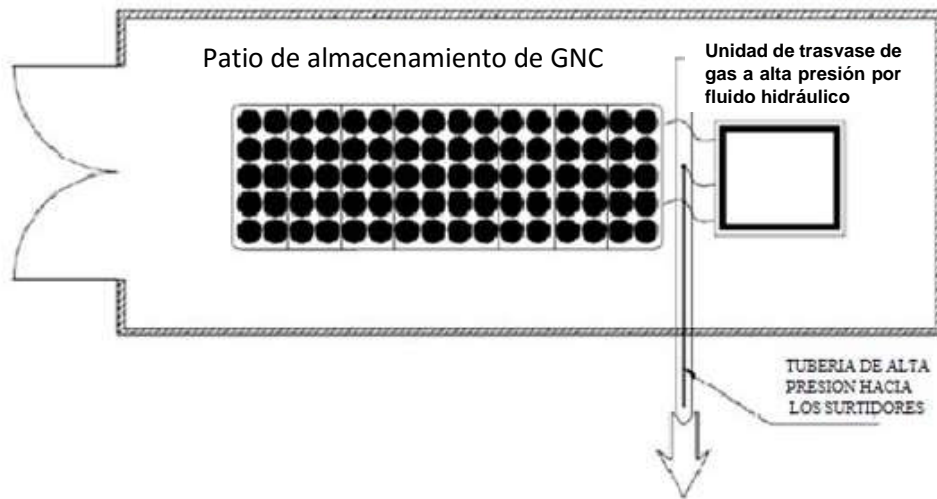


Figura 43, ejemplificación del trasvase en una estación de GNV, Neogas

Esta tecnología de trasvase reúne las características adecuadas para el desplazamiento de GNC almacenado, de forma que se entregue de manera segura el gas natural según los niveles de presión requerida por el dispensador de GNV y es la que empleamos en el trasvase de GNC en la estación de servicio al instalarse.



Figura 44, módulo de potencia hidráulica HPU, Neogas

c) Surtidores

Los surtidores para GNV son equipos que se utilizan para el abastecimiento, medición, control y registro del GNV; son los encargados de suministrar el gas natural a los vehículos, a una presión máxima a 200 bar.

La presión de llenado de los vehículos se halla limitada por una válvula reguladora de presión de llenado calibrada a 200 bar; el llenado es medido por un medidor de flujo másico, en el panel central se indica la cantidad entregada, el precio unitario y el total a cobrar. Las mangueras operan con una presión de 200 bar. La capacidad de carga de un surtidor depende de las líneas de alimentación que tengan (una, dos o tres vías), para el caso del centro de servicio vehicular, se usaran surtidores de alto caudal, marca ASPRO modelo AS120D, la alimentación del GNC provendrá de los tanques de los módulos de almacenamiento instalados.

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL



Figura 45, módulos de despacho de GNV, Aspro

Los surtidores deben estar montados sobre un módulo de abastecimiento, como mínimo con las características y distanciamientos que se definen en la NOM-010-SECRE-2002 y con una protección tubular contra choques sobre el sentido de circulación de los vehículos.

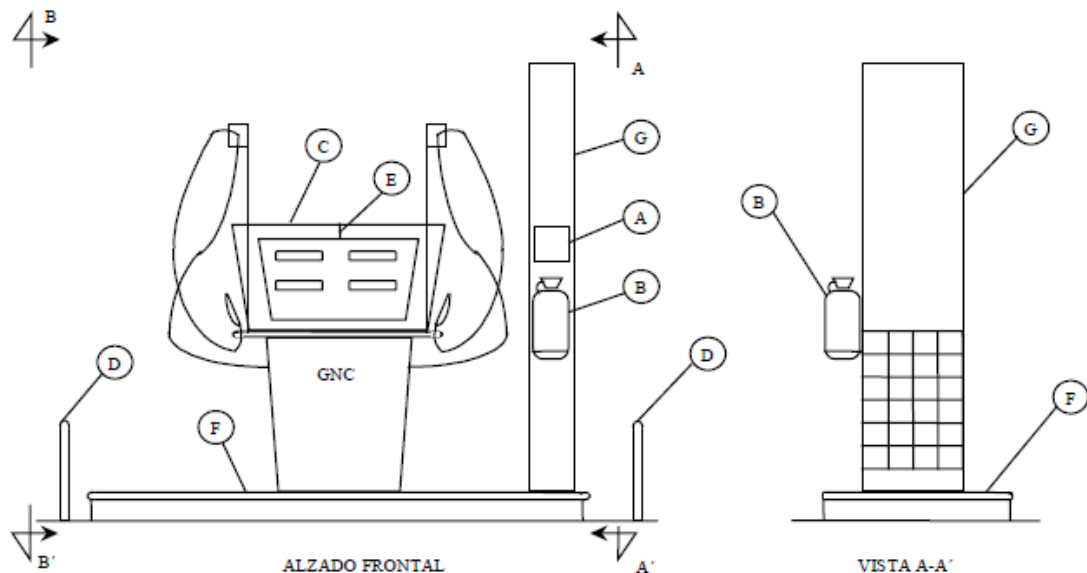


Figura 46, vista frontal de las especificaciones del módulo de despacho de GNV, NOM-010-SECRE-2002

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

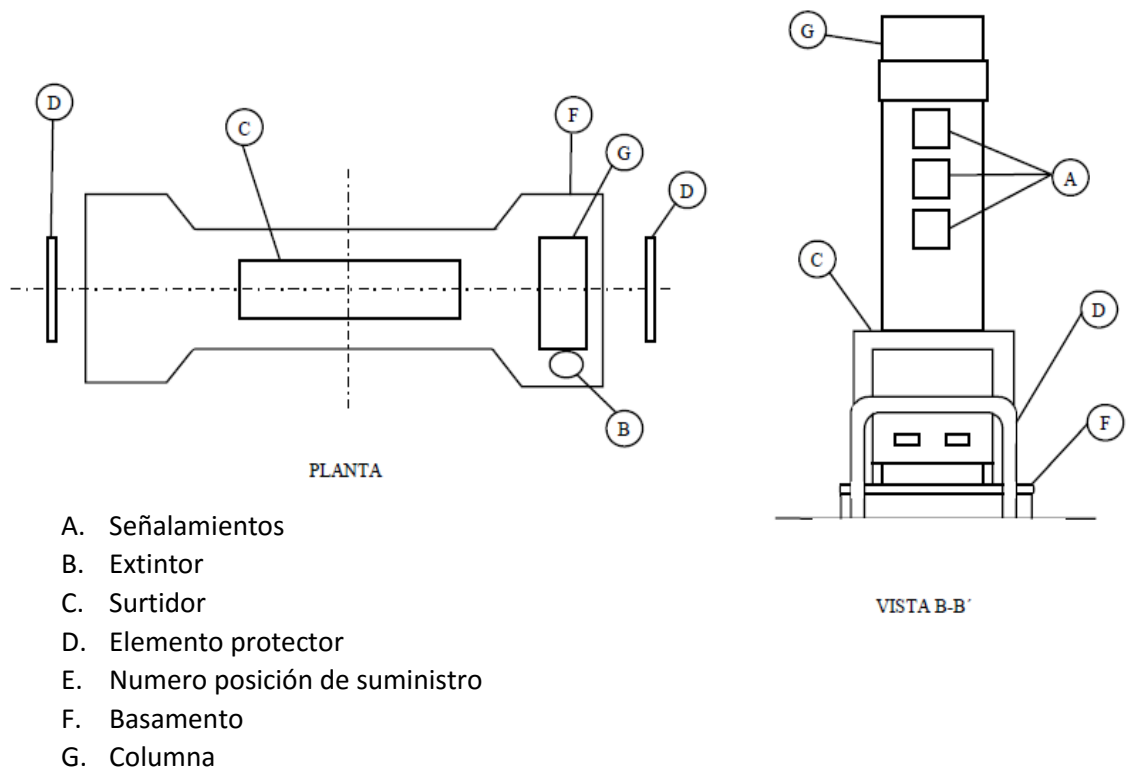


Figura 47, vista de planta las especificaciones del módulo de despacho de GNV, NOM-010-SECRE-2002

En el presente proyecto se consideró que el abastecimiento del combustible es en promedio de 5 min considerando maniobras, se tendría por hora que atender alrededor de 20 autos en surtidores de dos mangueras. Se supone que el consumo de gas natural se comporta como el de gasolina y diésel tomando en cuenta los datos de la Profeco que se muestran a continuación de las horas con mayor despacho de combustibles.

Tabla 13, datos de consumo de gasolina y diésel, PROFECO.

Hora de despacho	Porcentaje de consumo
0.00-3.00	5

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

3.00-6.00	10
6.00-9.00	30
9.00-12.00	10
12.00-15.00	15
15.00-18.00	5
18.00-21.00	20
21.00-24.00	5
Total	100

De la demanda máxima 650 automóviles el 30% es de alrededor de 195 repartidos igualmente en las 3 horas tenemos un consumo de alrededor de 65 automóviles por hora lo cual para satisfacer la demanda se necesitarán cuatro surtidores de doble manguera y uno destinado para autobuses para cubrir también el mercado de estos.

d) Instalaciones eléctricas

El sistema eléctrico cumplirá y/o estará de acuerdo a lo establecido en la NOM-010-SECRE-2002.

El tablero eléctrico considerara los siguientes circuitos:

- Línea para tensión de alimentación a los surtidores.
- Línea para sistema de alarma de detección de gases.
- Línea para sistema de iluminación.
- Línea para sistema de tomacorrientes.

En todos los casos, las líneas eléctricas que se ubiquen en lugares donde pueden generar vapor inflamable, serán entubadas herméticamente con materiales resistentes a la corrosión y a prueba de roedores. Cumplirán con las especificaciones de la NOM-001-SEDE-1999.

Así mismo se contará con líneas a tierra, para que los equipos estén protegidos ante descargas eléctricas.

La estación de servicio contara con anuncios alimentados con energía eléctrica, cuyos accesorios serán anti explosivos y cumplirán las medidas de seguridad correspondientes. Los interruptores de corte de energía se ubicarán en sitios estratégicos de la estación y ubicados a más de cinco metros de los puntos de emanación de gases.

7.5 Selección de suministro de gas natural

La tecnología a aplicar, es de gasoducto virtual, las principales empresas que ofrecen el servicio son: NEOgas (Neomexicana en México), Promotora Energética E3, ENERGEX y Comercial y Transporte GNC. El centro de servicio, será abastecido de gas natural comprimido a través de vehículos contenedores (semirremolques), que transportan dicho combustible desde las plantas de compresión.

Las empresas presentan tecnologías similares y se diferencian por el espacio que necesitan sus equipos, el sistema de transporte, la capacidad de transporte y la forma de trasvase. Para el presente proyecto se escoge la tecnología ofrecida por la empresa NEOgas por las facilidades que ofrece, lleva los cilindros de GNC en tráileres con semirremolques, deja el semirremolque en el espacio destinado en la

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

estación de GNV y luego se conecta con la unidad de HPU (y se lleva el vacío), la operación y mantenimiento de todos estos equipos (semirremolque y unidad HPU) son de entera responsabilidad y costo de NEOgas.

Tabla 14, empresas que ofrecen el servicio de transportas GNV por medio de gasoductos virtuales, elaboración propia.

Empresa	Ubicación	Sistema de transporte	Sistema de trasvase
NEOgas	San Miguel Xoxtla, Puebla	Con tráiler y semirremolque	Fluido Hidráulico- unidad HPU
Promotora Energética E3	--	Con tráiler y semirremolque	Con equipo tipo shelter
ENERGEX	Huehuetoca, Edo de Mex.	Con tráiler y semirremolque	Con regulador y RCU
Comercial y Transporte GNC	--	Con tráiler y semirremolque	Con regulador y RCU

La demanda final se dará cuando los 650 vehículos, se abastezca en el centro de servicio, que conjunto consumirá $6100Nm^3$. Las capacidades estándar de los semirremolques para trasladar GNC son de: $1920Nm^3$, $3200Nm^3$, $5040Nm^3$ y $6400Nm^3$. Semirremolques diseñados por la empresa NEOgas.

En consecuencia, para cubrir la demanda diaria se necesitará un semirremolque de $6400Nm^3$ de capacidad teniendo en cuenta que los $300Nm^3$ serian la reserva por algún aumento de demanda ocasional y si no se usan se consumirían retrasando el horario de llegada del semirremolque. Los precios del gas vendido por Neogas son los precios estipulados por la CRE para la zona correspondiente, más una cuota que incluye compresión y transporte. Teniendo en cuenta que las cantidades mínimas que suministra es de $35000Nm^3$ por mes.

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

El costo del GNC es de $1.90 \frac{\$}{Nm^3}$ más IVA, y, el costo de compresión y transporte por cada semirremolque de $6400Nm^3$ es de $160 \frac{\$}{Km}$, los kilómetros serán contados a partir de la ubicación de la estación de compresión de NEOgas hasta la estación de servicio; para ello existen tres rutas viables, con un promedio de 155 km de distancia entre ambas lo cual es alrededor de la mitad del máximo de la distancia que NEOgas estipula como límite para los recorridos de sus gasoductos virtuales la cual es de 350 km.

Por lo tanto, el costo del gas natural será de $6.04 \frac{\$}{Nm^3}$ o $5.49 \frac{\$}{lequ}$ incluyendo IVA

CAPÍTULO VIII, EVALUACIÓN ECONÓMICA

Los proyectos de inversión pueden evaluarse con base en el tiempo en que se recupera la inversión y su rentabilidad, siendo tres los aspectos de medición:

- ◆ Indicadores que no consideran el valor del dinero en el tiempo
- ◆ Indicadores que sí consideran el valor del dinero en el tiempo
- ◆ Punto de equilibrio.

El precio de venta

Debido a la escasa competencia dentro del ramo de la empresa de GNV en la zona, y al aun déficit de autos con este mecanismo de funcionamiento, se ha establecido que: el precio de venta del gas natural será más alto que el ofrecido en la estación de servicio de GNV más cercana, que es la que se encuentra en el municipio de Coacalco, siendo el costo de \$ 7.5 por litro de gas natural equivalente sin IVA. Proporcionando una ganancia de \$ 2 por cada litro de gas natural equivalente vendido; este riesgo de elevar el precio se toma debido a la distancia que se encuentra entre ambas estaciones y al tiempo que se ahorra el usuario para trasladarse hasta Coacalco.

Financiamiento del proyecto

El financiamiento de todo proyecto consiste en la obtención de los recursos de capital en las condiciones más óptimas y ventajosas para el desarrollo y rentabilidad del mismo. El financiamiento del proyecto puede ser mediante un préstamo bancario, crédito comercial o capital propio, a corto o largo plazo.

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Este proyecto, sin embargo, iniciara su proceso en el mercado con una inversión económica de alrededor de 4.7 millones de pesos, que se detalla en la tabla 15.

Tabla 15 Descripción de la inversión inicial del proyecto.

Concepto	Unidad	Cantidad	Costo unitario \$	Costo total \$
Estudio y Proyecto	-	1	50000	50000
Renta de terreno	m ²	2550	17500 \$/mes	210000 \$/año
Oficina	m ²	20	800	16000
Sala de control	m ²	20	500	10000
Isla de despacho	m ²	12	700	8400
Servicios higiénicos	m ²	30	800	24000
Estacionamiento	m ²	50	280	14000
Zona de trasvase	m ²	350	250	87500
Área de transito	m ²	2000	250	500000
Barda perimetral	m ²	440	400	176000
Instalación de Tuberías	m	200	600	120000
Instalación de surtidor	-	4	8500	34000
Instalación de equipos CI	-	4	3000	12000
Instalación de sistema eléctricos	-	1	18000	18000
Surtidor	-	4	450000	1800000
Equipo de control	-	1	800000	800000
Iluminación	-	1	60000	60000
Equipo CI y seguridad	-	10	50000	500000
Inversión demanda inicial	N m ³	42100	6,04	254284
			total	4694184

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

El capital necesario para la inversión se obtendrá del sistema bancario, mediante un préstamo financiado a un plazo de 10 años y con una tasa anual efectiva del 18%, para el cálculo del pago anual se usa la siguiente formula:

$$A = P \left(\frac{A}{P}, i\%, n \right) = P \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

donde:

A; Es la anualidad (pago anual)

P; Es el presente (préstamo)

i; Es el interés

n; Es el tiempo

$\left(\frac{A}{P}, i\%, n \right)$; Es el factor A dado P a determinado interés y tiempo

En la siguiente tabla se muestra una tabla de amortización de la deuda.

Tabla 16, desarrollo de la amortización de la deuda, elaboración propia.

Año	Deuda	Interés	Pago	Pago al capital	Deuda después del pago
1	4700000,00	846000,00	1045818,81	199818,81	4500181,19
2	4500181,19	810032,61	1045818,81	235786,20	4264394,99
3	4264394,99	767591,10	1045818,81	278227,72	3986167,27
4	3986167,27	717510,11	1045818,81	328308,71	3657858,56
5	3657858,56	658414,54	1045818,81	387404,27	3270454,29
6	3270454,29	588681,77	1045818,81	457137,04	2813317,25
7	2813317,25	506397,10	1045818,81	539421,71	2273895,54
8	2273895,54	409301,20	1045818,81	636517,62	1637377,92
9	1637377,92	294728,03	1045818,81	751090,79	886287,14
10	886287,14	159531,68	1045818,81	886287,13	0,01
	Total:	5758188,15	10458188,1	4699999,99	

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Para cubrir el pago anual de \$ 1,045,818.81 se especula que cada mes tenemos que ahorrar alrededor de \$ 87,151.57 los cuales se invertirán en el banco (HSBC) con una tasa de 0.126% recapitalizarse mensualmente y cuando se tenga que pagar el préstamo se retira el capital invertido y se paga el préstamo, el siguiente año se vuelve a realizar este proceso.

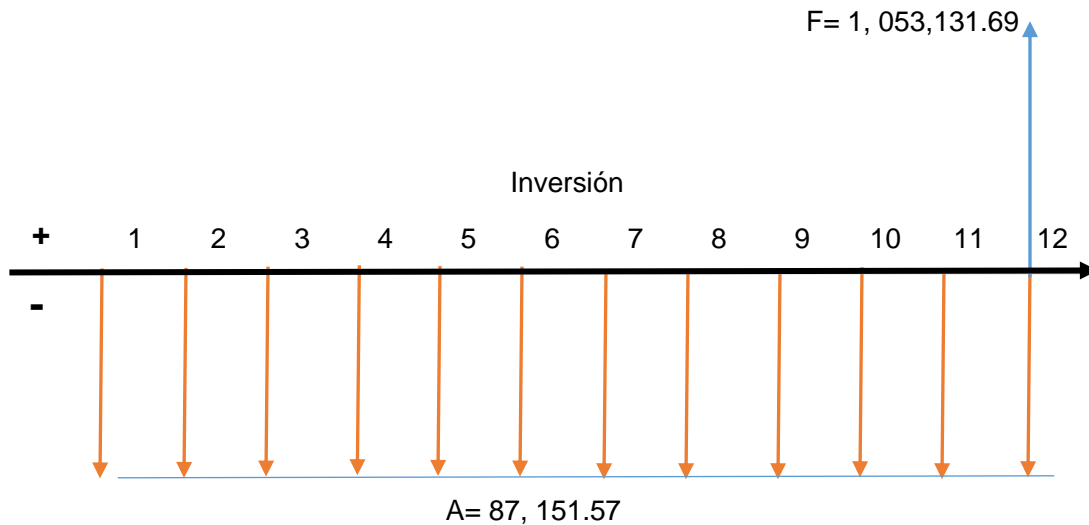


Figura 48, diagrama de inversiones para el pago del préstamo, elaboración propia

Para el cálculo del valor futuro de la inversión se realiza con la siguiente formula:

$$F = A \left(\frac{F}{A}, i\%, n \right) = A \left(\frac{(1 + i)^n - 1}{i} \right)$$

A; Es la anualidad (pago anual)

F; Es el futuro (capital + ganancia)

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

i; Es el interés

n; Es el tiempo

$\left(\frac{F}{A}, i\%, n\right)$; Es el factor F dado A a determinado interés y tiempo

Lo que se invierte es \$ 1,045,818.81 obteniendo \$1,053,131.69, por lo cual la ganancia que se tiene únicamente es de \$ 7,312.88 de la cual se tiene que pagar ISR, dado la ganancia se calculó el IRS, teniendo que pagar \$ 201.33, quedando una ganancia de \$ 7,111.55.

Depreciación

Dentro de este proyecto lo único que se consideró a ser depreciable son los surtidores de gas y las instalaciones (edificación), para el cálculo de su depreciación se empleó el método de la suma de los años.

- Surtidores de gas

El precio de los surtidores de gas es de \$ 450,000 y su valor final después de su vida útil es de \$100,000, por lo cual el valor total depreciable es de \$ 350,000.

En la siguiente tabla se especifica la tasa de depreciación y el valor de la depreciación anual.

Tabla 17, depreciación de los surtidores de gas del proyecto, elaboración propia.

Año	Valor contable	Costo total depreciable	Tasa de Depreciación %	Gasto por Depreciación	Depreciación acumulada	Valor contable final
1	450000	350000	18,18	63636,36364	63636,36364	386363,6364

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

2	386363,6364	350000	16,36	57272,73	120909,09	329090,91
3	329090,91	350000	14,55	50909,09	171818,18	278181,82
4	278181,82	350000	12,73	44545,45	216363,64	233636,36
5	233636,36	350000	10,91	38181,82	254545,45	195454,55
6	195454,55	350000	9,09	31818,18	286363,64	163636,36
7	163636,36	350000	7,27	25454,55	311818,18	138181,82
8	138181,82	350000	5,45	19090,91	330909,09	119090,91
9	119090,91	350000	3,64	12727,27	343636,36	106363,64
10	106363,64	350000	1,82	6363,64	350000,00	100000,00

- Instalaciones (edificación)

El costo de la edificación es de \$ 300,000 y su valor final después de su vida útil es de \$ 50,000, por lo cual el valor total depreciable es de \$ 250,000.

En la siguiente tabla se especifica la tasa de depreciación y el valor de la depreciación anual.

Tabla 18, depreciación del edificio, elaboración propia

Año	Valor contable	Costo total depreciable	Tasa de Depreciación %	Gasto por Depreciación	Depreciación acumulada	Valor contable final
1	300000	250000	12,50	31250,00	31250,00	268750,00
2	268750,00	250000	11,67	29166,67	60416,67	239583,33
3	239583,33	250000	10,83	27083,33	87500,00	212500,00
4	212500,00	250000	10,00	25000,00	112500,00	187500,00

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

5	187500,00	250000	9,17	22916,67	135416,67	164583,33
6	164583,33	250000	8,33	20833,33	156250,00	143750,00
7	143750,00	250000	7,50	18750,00	175000,00	125000,00
8	125000,00	250000	6,67	16666,67	191666,67	108333,33
9	108333,33	250000	5,83	14583,33	206250,00	93750,00
10	93750,00	250000	5,00	12500,00	218750,00	81250,00
11	81250,00	250000	4,17	10416,67	229166,67	70833,33
12	70833,33	250000	3,33	8333,33	237500,00	62500,00
13	62500,00	250000	2,50	6250,00	243750,00	56250,00
14	56250,00	250000	1,67	4166,67	247916,67	52083,33
15	52083,33	250000	0,83	2083,33	250000,00	50000,00

8.1.-SENSIBILIDAD DE LOS INDICADORES

8.1.1 Valor presente neto (VPN)

El Valor Presente Neto (VPN) es un método de valoración de inversiones que puede definirse como: la diferencia entre el valor actual de los cobros y de los pagos generados por una inversión. Proporciona una medida de la rentabilidad del proyecto analizado en valor absoluto, es decir expresa la diferencia entre el valor actualizado de las unidades monetarias cobradas y pagadas. Analíticamente se expresa como:

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

$$VPN = -A + \frac{R1}{(1+k)} + \dots + \frac{Rn}{(1+k)^t} = -A + \sum_{t=1}^n \left[\frac{Rt}{(1+k)^t} \right]$$

donde:

K; la tasa de interés de descuento

T; tiempo de estudio

A; inversión inicial (egreso)

R1, R2...Rn; flujos de efectivo de cada periodo de tiempo

Todo proyecto que tenga VPN positivo, o nulo, es candidato a ser aceptado y entre todos estos candidatos se preferirá aquel, o aquellos, proyecto/s que tengan el mayor valor de VPN, en concordancia con el criterio de maximizar las ganancias. Mientras que cuando el VPN es menor a cero, la inversión producirá pérdidas y por ende el proyecto es rechazado.

Escenario probable

El escenario base, realizado bajo las condiciones más probables dentro de su desarrollo en el mercado y considerando la poca competencia, se espera una tasa de incremento del 18% mensual para alcanzar las ventas esperadas de 165,750 lteq. en nueve meses, mismo tiempo en el que se espera cubrir la demanda en el mercado, de aproximadamente 70%. Respecto a las ventas proyectadas, tras los diez años a los que se realiza el análisis, los ingresos y los egresos, los gastos operacionales, los impuestos, depreciación y los pagos originados tras el préstamo obteniendo, se puede apreciar a detalle cada mes, el flujo de efectivo en la tabla 1 del anexo B.

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Para el cálculo del VPN se utilizará una tasa de descuento de 13%, tomando en cuenta que el 12% es el mínimo que permite hacienda para los proyectos. Para dar inicio al cálculo de este indicador financiero, se presentan los flujos de efectivo por año, de los 10 años en los que se presenta la evaluación, en la siguiente tabla:

Tabla 19, flujos de efectivo en los 10 años de estudio del proyecto, elaboración propia

Año	Flujo de efectivo
0	-4700000
1	384901.5374
2	1194261.674
3	1194261.674
4	1193788.905
5	1192026.481
6	1166153.447
7	1165708.447
8	1165263.447
9	1164818.447
10	1164373.447

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

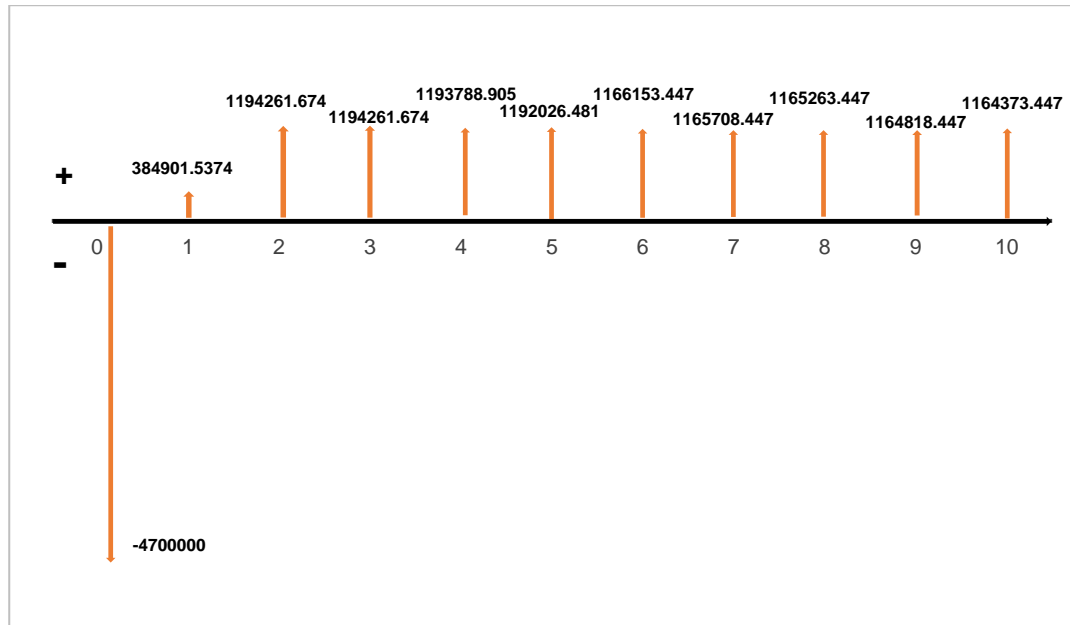


Figura 49, diagrama de flujos de efectivo del proyecto escenario probable, elaboración propia

Para el valor estimado de VPN, se utiliza la siguiente ecuación, contemplando los flujos de efectivo anuales, la tasa de descuento del 13% y la duración de la evaluación:

$$\begin{aligned}
 VPN = & -4700000 + \frac{384901.5}{(1 + .13)^1} + \frac{1194261.6}{(1 + .13)^2} + \frac{1194261.6}{(1 + .13)^3} + \frac{1193788.9}{(1 + .13)^4} \\
 & + \frac{1192026.4}{(1 + .13)^5} + \frac{1166153.4}{(1 + .13)^6} + \frac{1165708.4}{(1 + .13)^7} + \frac{1165263.4}{(1 + .13)^8} \\
 & + \frac{1164818.4}{(1 + .13)^9} + \frac{1164373.4}{(1 + .13)^{10}}
 \end{aligned}$$

$$VPN = \$1,007,451.93$$

Con respecto a la teoría, como el VPN es mayor a cero el proyecto es aceptable.

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Escenario optimista

El escenario optimista espera una tasa de incremento del 30% mensual para alcanzar las ventas esperadas de 165,750 lteq. en siete meses, mismo tiempo en el que se espera cubrir el 70 % de la demanda de GNV en el municipio de Tultitlan. Respecto a las ventas proyectadas, los ingresos, egresos, gastos operacionales se reflejan con detalle en el anexo B. Las utilidades mensuales de este escenario hacen que el préstamo sea solventado tras el fin de año, auxiliando a esto que los gastos ven una variación mínima y despreciable dentro de los flujos, en cada mes. Tras la proyección del periodo de 10 años, se ve reflejando un saldo a favor y por ello un proyecto rentable hasta este punto del análisis, bajo las condiciones fiscales que se han establecido, así como el desarrollo dentro del mercado y las condiciones esperadas del mismo. Sin embargo el análisis no se da por concluido, pues para determinar su rentabilidad, será calculado a continuación el VPN, con los flujos de efectivo anuales que se ven reflejados a continuación.

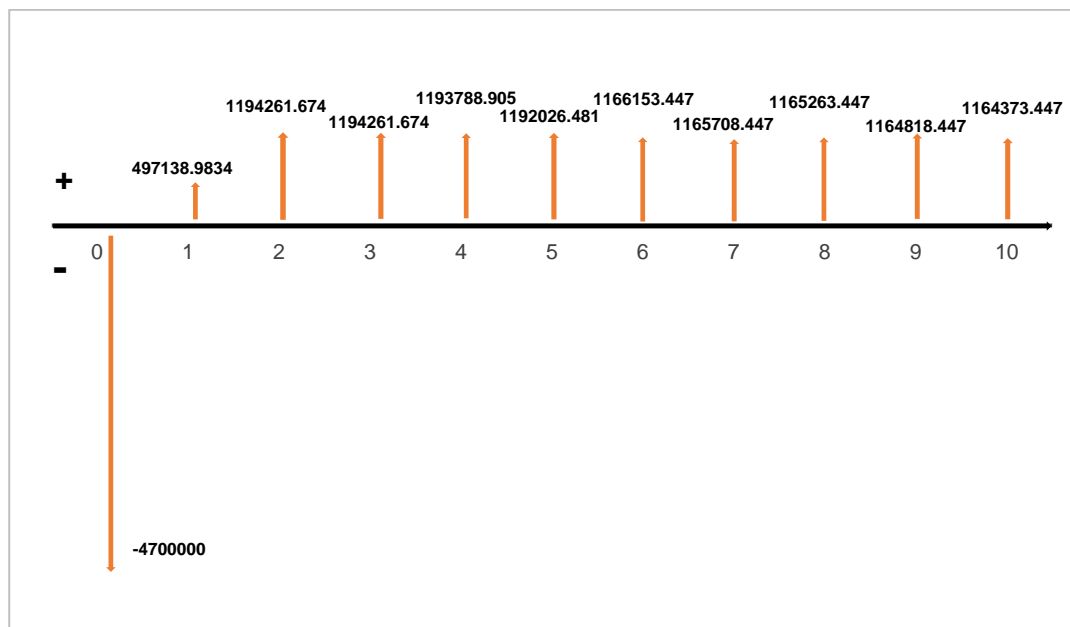


Figura 50, diagrama de flujos de efectivo del proyecto escenario optimista, elaboración propia

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Para el valor estimado de VPN, se utiliza la siguiente ecuación, contemplando los flujos de efectivo anuales, la tasa de descuento del 13% y la duración de la evaluación:

$$VPN = \$1,106,777.10$$

El VPN en este escenario también es mayor a cero y el proyecto es aceptable, cabe mencionar que, entre el VPN del escenario probable y el optimista la diferencia es poco notable.

Escenario pesimista

El escenario pesimista contempla un periodo para alcanzar las ventas esperadas de hasta 19 meses, tras haber iniciado operaciones. El flujo de efectivo es mostrado a continuación y detallado tras cada mes en el anexo B.

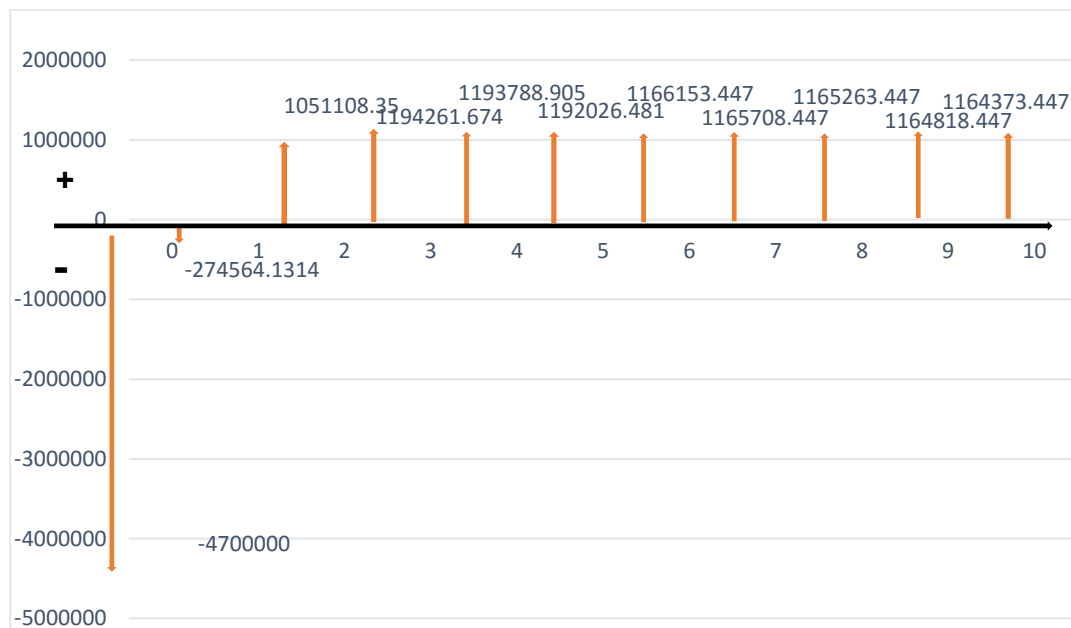


Figura 51, diagrama de flujos de efectivo del proyecto escenario pesimista, elaboración propia

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Para el valor estimado de VPN, se utiliza la siguiente ecuación, contemplando los flujos de efectivo anuales, la tasa de descuento del 13% y la duración de la evaluación:

$$VPN = \$311,743.94$$

El VPN de este escenario también resulto positivo y por ende es aceptable el proyecto, pero con una inversión tan grande el VPN se esperaría de una magnitud similar a la de la inversión. Dado que el VPN obtenido en el escenario pesimista es positivo, podemos deducir que este está indicando que se gana con el proyecto, por sobre la tasa del 13% anual, una vez recuperada la inversión

8.1.2 Tasa interna de retorno (TIR)

La tasa interna de retorno o de rentabilidad (TIR) es una tasa de rendimiento que se utiliza para determinar la rentabilidad de las inversiones. Esta tasa constituye una forma de determinar cuánto rinde la inversión inicial. Al permitir la estimación de la rentabilidad sirve como herramienta de previsibilidad y planificación. Sin embargo, no es exacta sino es estimativa. En términos más específicos, es la tasa de interés a la que el VPN de los costos (los flujos de caja negativos) de la inversión es igual al de los beneficios (flujos positivos de efectivo) de la inversión. Se obtiene igualando la ecuación de VPN a cero y despejando la tasa de descuento.

$$VPN = \sum_{t=0}^n \frac{R_t}{(1 + TIR)^t} = 0$$

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

donde:

T; tiempo del flujo

TIR; la tasa de descuento (la tasa de rendimiento que se podría ganar en una inversión en los mercados financieros con un riesgo similar).

Rt; el flujo neto de efectivo (la cantidad de dinero en efectivo, entradas menos salidas) en el tiempo t.

Escenario Probable

Se verifica que en la ecuación de VPN no tenga TIR múltiples, graficando el VPN obtenido de una tasa de descuento de 0 a 100%.



Figura 52, gráfico de VPN vs tasa de descuento escenario probable, elaboración propia

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Una vez realizada la gráfica se observó que sólo tiene una TIR y que esta se encuentra entre un 10 y 20% por lo cual, para el cálculo de la TIR se realizó un método de interpolación y se obtuvo la TIR=17.6771. Y esta se sustituye en la ecuación de VPN para verificar que con esta tasa de descuento del VPN=0.

$$\begin{aligned} VPN = & -4700000 + \frac{384901.5}{(1 + .1767)^1} + \frac{1194261.6}{(1 + .1767)^2} + \frac{1194261.6}{(1 + .1767)^3} + \frac{1193788.9}{(1 + .1767)^4} \\ & + \frac{1192026.4}{(1 + .1767)^5} + \frac{1166153.4}{(1 + .1767)^6} + \frac{1165708.4}{(1 + .1767)^7} + \frac{1165263.4}{(1 + .1767)^8} \\ & + \frac{1164818.4}{(1 + .1767)^9} + \frac{1164373.4}{(1 + .1767)^{10}} \end{aligned}$$

$$VPN = 0$$

Por lo cual se tiene que la Tasa de descuento de 17.6771 % efectivamente es la TIR, y como la TIR mínima exigida por la Secretaria de Hacienda y Crédito Público (SHCP) para los proyectos es del 12%, el proyecto es aceptable.

Escenario optimista

El comportamiento de la ecuación de VPN es el mismo, pero igualmente se gráfica el VPN obtenido de una tasa de descuento de 0 a 100% para aproximar el valor de la TIR.

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

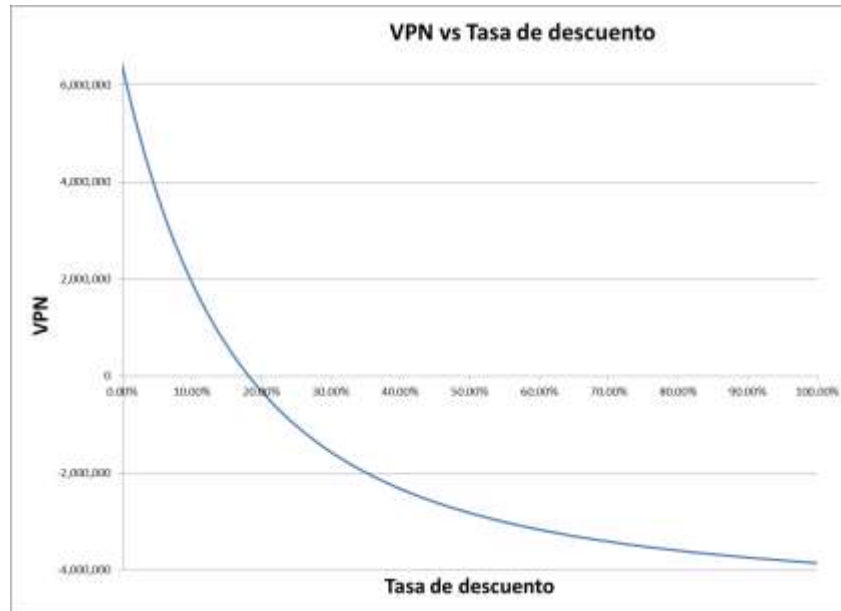


Figura 53, gráfico de VPN vs tasa de descuento escenario optimista, elaboración propia

Una vez realizada la gráfica se observa que la TIR se encuentra entre un 10 y 20% y se vuelve a realizar una interpolación para obtener la TIR que es $TIR=18.196$. SE sustituye en la ecuación de VPN para verificar que con esta tasa de descuento del $VPN=0$.

$$VPN = 0$$

Por lo cual se obtiene que la Tasa de descuento de 18.196% es la TIR y según los lineamientos de SHCP el proyecto es aceptable.

Escenario pesimista

Se vuelve a realizar la gráfica para aproximar la TIR.

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

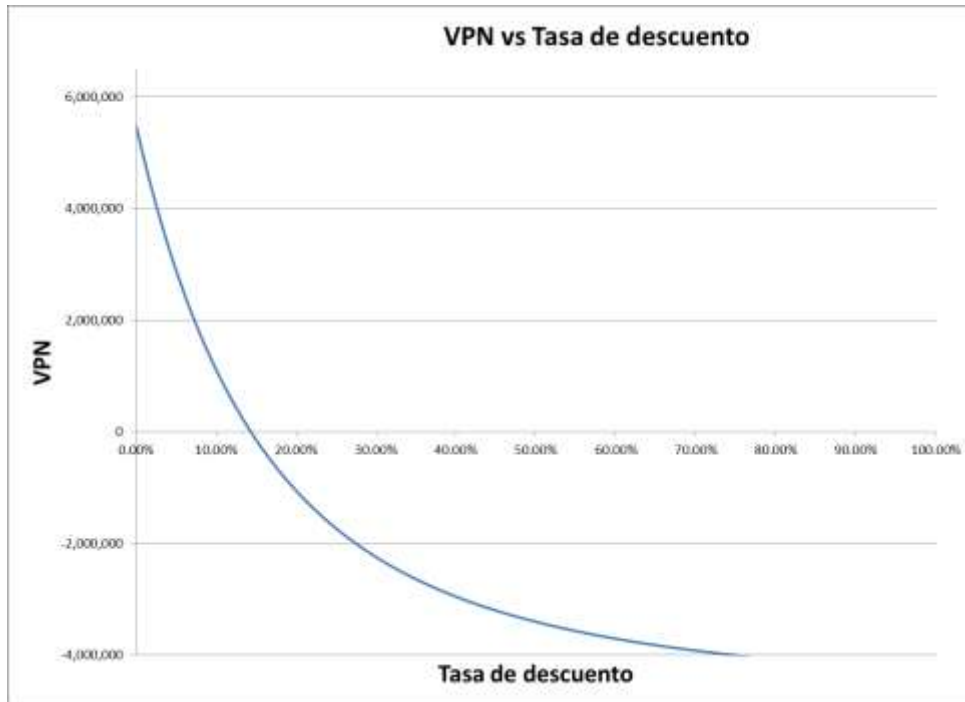


Figura 54, gráfico de VPN vs tasa de descuento escenario pesimista, elaboración propia

Una vez realizada la gráfica se observa que la TIR se encuentra entre un 10 y 20% por lo cual para el cálculo de la TIR realizando un método de interpolación y se obtiene la TIR=14.348. Se sustituye en la ecuación de VPN para verificar que con esta tasa de descuento del VPN=0.

$$VPN = 0$$

Por lo cual se obtiene que la Tasa de descuento de 14.348% es la TIR y según los lineamientos de SHCP el proyecto es aceptable.

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

8.1.3 Índice de Rentabilidad (IR) o relación Costo Beneficio

Es un método de valoración de inversiones que mide el valor actual de los cobros generados, por cada unidad monetaria invertida en el proyecto. Analíticamente se calcula dividiendo el valor actual de los flujos de caja de la inversión por inversión inicial.

$$IR = \frac{\sum_{t=1}^n \left[\frac{Rt}{(1+k)^t} \right]}{A}$$

donde:

K; la tasa de interés de descuento

t; tiempo de estudio

A; inversión inicial (egreso)

Rt; flujos de efectivo de cada periodo de tiempo

Si el IR es mayor a uno la inversión produce ganancias por encima de la rentabilidad exigida por la tasa de descuento, por lo tanto, el proyecto es aceptable; si el IR es igual a uno la inversión no produce ganancias ni pérdidas, por lo tanto, la decisión de aceptar o rechazar el proyecto puede tomarse con otro índice económico; si el IR es menor a uno la inversión produce pérdidas y debe rechazarse el proyecto.

Escenario probable

Para realizar el cálculo del IR se utiliza la tasa de descuento de 13% que se propuso para el estudio del VPN

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

$$\sum_{t=1}^n \left[\frac{Rt}{(1+k)^t} \right] = \frac{384901.5}{(1+.13)^1} + \frac{1194261.6}{(1+.13)^2} + \frac{1194261.6}{(1+.13)^3} + \frac{1193788.9}{(1+.13)^4} + \frac{1192026.4}{(1+.13)^5} \\ + \frac{1166153.4}{(1+.13)^6} + \frac{1165708.4}{(1+.13)^7} + \frac{1165263.4}{(1+.13)^8} + \frac{1164818.4}{(1+.13)^9} + \frac{1164373.4}{(1+.13)^{10}}$$

$$\sum_{t=1}^n \left[\frac{Rt}{(1+k)^t} \right] = 5707451.93$$

$$IR = \frac{5707451.93}{4700000} = 1.21$$

Realizando los cálculos se obtiene un IR de 1.21 el cual indica que se recupera la inversión y se obtiene un 0.21 la inversión inicial, y según la teoría de IR el proyecto es aceptable.

Escenario optimista

$$\sum_{t=1}^n \left[\frac{Rt}{(1+k)^t} \right] = \frac{497139}{(1+.13)^1} + \frac{1194262}{(1+.13)^2} + \frac{1194262}{(1+.13)^3} + \frac{1193789}{(1+.13)^4} + \frac{1192026}{(1+.13)^5} \\ + \frac{1166153}{(1+.13)^6} + \frac{1165708}{(1+.13)^7} + \frac{1165263}{(1+.13)^8} + \frac{1164818}{(1+.13)^9} + \frac{1164373}{(1+.13)^{10}}$$

$$\sum_{t=1}^n \left[\frac{Rt}{(1+k)^t} \right] = 5806777.1$$

$$IR = \frac{5806777.1}{4700000} = 1.24$$

Escenario pesimista

$$\begin{aligned} \sum_{t=1}^n \left[\frac{Rt}{(1+k)^t} \right] &= \frac{-274564.131}{(1+.13)^1} + \frac{1051108.35}{(1+.13)^2} + \frac{1194261.67}{(1+.13)^3} + \frac{1193788.91}{(1+.13)^4} \\ &+ \frac{1192026.48}{(1+.13)^5} + \frac{1166153.45}{(1+.13)^6} + \frac{1165263.45}{(1+.13)^7} + \frac{1164818.45}{(1+.13)^8} \\ &+ \frac{1164818.45}{(1+.13)^9} + \frac{1164373.45}{(1+.13)^{10}} \end{aligned}$$

$$\sum_{t=1}^n \left[\frac{Rt}{(1+k)^t} \right] = 5011743.94$$

$$IR = \frac{5011743.94}{4700000} = 1.07$$

8.1.4 Periodo de recuperación de capital (PRC)

El periodo de recuperación de capital es el periodo en el cual la empresa recupera la inversión realizada en el proyecto. Este método es uno de los más utilizados para evaluar y medir la liquidez de un proyecto de inversión. Sin embargo este método presenta varios inconvenientes: ignora por completo muchos componentes de la entrada de, no toma en cuenta el valor del dinero en el tiempo. Sin embargo, el método puede ser aplicable cuando una empresa atraviesa por una crisis de liquidez, cuando la empresa insiste en preferir la utilidad a corto plazo.

$$\sum_{t=1}^{n=T} \left[\frac{B_n - C_n}{(1+k)^t} \right] - A = 0$$

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

donde:

A ; Inversión inicial

B_t, Beneficio o ingresos netos del periodo k (año k)

C_t, Costos netos del periodo n

k, tasa de interés (llamada tasa de descuento)

n, años de duración del Proyecto

donde la expresión a la izquierda de la igualdad representa los flujos llevados al punto de estudio, es decir desde el año cero (donde se realiza la inversión A) hasta el año T que hace que el flujo total sea cero. En este caso se dice que: T = PRC.

Escenario probable

Para el cálculo del PRC primero se especifican los costos y beneficios por años los cuales se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 20, costos y beneficios del capital, elaboración propia.

Año	Costos	Beneficios
1	10483639.41	10868541
2	16110038.33	17304300
3	16110038.33	17304300
4	16110511.09	17304300
5	16112273.52	17304300
6	16138146.55	17304300
7	16138591.55	17304300

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

8	16139036.55	17304300
9	16139481.55	17304300
10	16139926.55	17304300

Seguidamente para el cálculo de PRC se aplica la fórmula para cada paso del tiempo buscando una aproximación del resultado a cero.

Tabla 21, Periodo de recuperación de capital, elaboración propia.

Año	$\sum_{t=1}^{n=T} \left[\frac{B_n - C_n}{(1+k)^t} \right] - A$
1	-\$4,359,379.17
2	-\$3,424,097.10
3	-\$2,596,413.85
4	-\$1,864,240.76
5	-\$1,217,256.55
6	-\$657,131.44
7	-\$161,634.66
8	\$276,690.68

Por lo tanto el periodo de recuperación se encuentra entre 7 y 8 años, realizando una interpolación se obtiene que el periodo de recuperación de capital es de 7 años 4 meses.

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Escenario optimista

Tabla 22, costos y beneficios del capital, elaboración propia.

Año	Costos	Beneficios
1	12401220.02	12898359
2	16110038.33	17304300
3	16110038.33	17304300
4	16110511.09	17304300
5	16112273.52	17304300
6	16138146.55	17304300
7	16138591.55	17304300
8	16139036.55	17304300
9	16139481.55	17304300
10	16139926.55	17304300

Tabla 23, Periodo de recuperación de capital, elaboración propia.

Año	$\sum_{t=1}^{n=T} \left[\frac{B_n - C_n}{(1+k)^t} \right] - A$
1	-\$4,260,054.00
2	-\$3,324,771.93
3	-\$2,497,088.68
4	-\$1,764,915.59
5	-\$1,117,931.37
6	-\$557,806.27
7	-\$62,309.48
8	\$376,015.86

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Por lo tanto, el periodo de recuperación se encuentra entre 7 y 8 años, realizando una interpolación obtenemos que el periodo de recuperación de capital es de 7 años 1 meses.

Escenario pesimista

Tabla 24, costos y beneficios del capital, elaboración propia.

Año	Costos	Beneficios
1	6589677.389	6315113.26
2	13630316.06	14681424.4
3	16110038.33	17304300
4	16110511.09	17304300
5	16112273.52	17304300
6	16138146.55	17304300
7	16138591.55	17304300
8	16139036.55	17304300
9	16139481.55	17304300
10	16139926.55	17304300

Tabla 25, periodo de recuperación de capital, elaboración propia.

Año	$\sum_{t=1}^{n=T} \left[\frac{B_n - C_n}{(1+k)^t} \right] - A$
1	-\$4,942,977.11
2	-\$4,119,805.09
3	-\$3,292,121.84
4	-\$2,559,948.75
5	-\$1,912,964.53
6	-\$1,352,839.43

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

7	-\$857,342.64
8	-\$419,017.31
9	-\$31,266.91
10	\$311,743.94

Por lo tanto, el periodo de recuperación se encuentra entre 9 y 10 años, realizando una interpolación obtenemos que el periodo de recuperación de capital es de 9 años 1 meses.

8.1.5 Costo-Volumen-Utilidad

El análisis de Costo-Volumen-Utilidad (CVU) presenta la interrelación de los cambios en costos, volumen y utilidades, y constituye una herramienta útil en la planeación, el control y la toma de decisiones, debido a que proporciona información para evaluar en forma apropiada los probables efectos de las futuras oportunidades de obtener utilidades. Este análisis se divide en tres estudios:

1. Margen de contribución
2. Punto de equilibrio
3. Mezcla de ventas

Para fines de esta tesis solo analizaremos el punto de equilibrio.

Punto de equilibrio. Es el nivel de ventas, ya sea en unidades o en pesos, que genera una contribución marginal que iguala a los costos fijos, de tal forma que la empresa no gana, pero tampoco pierde.

Se expresa como:

$$V = CT \quad V - CT = 0$$

donde:

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

V; Ventas expresadas en dinero

CT; Costo total

Presentando los costos identificados en su parte fija y parte variable, la ecuación se presenta de la siguiente forma:

$$V - [CVT + CFT] = 0$$

donde:

CFT; costo fijo total

CVT; costo variable total

Introduciendo en esta ecuación el elemento de volumen (unidades vendidas), expresado por la literal "x", se tendría:

$$PV(x) - [CVU(x) + CFT] = 0$$

donde:

PV; precio de venta

CVU; costo variable unitario

Partiendo de que el margen de contribución es igual a las ventas menos los costos variables totales $PV(x) - CVU(x)$, la ecuación anterior se puede presentar en la forma siguiente:

$$MCU(x) - CFT = 0$$

donde:

MCU; margen de contribución unitario

Finalmente, despejando x en la ecuación anterior para determinar la cantidad de unidades que se deberían vender para estar en el punto de equilibrio, se tendría:

$$x = \frac{CFT}{MCU}$$

donde:

x; punto de equilibrio

Cálculo

Para el análisis de CVU de cada uno de los escenarios propuestos se tomaran valores análogos de PVU y CVU, siendo únicamente variable el CFT que varía tras cada mes, cuyos valores a detalle son mostrados en el anexo B, y al final del periodo de estudio se muestra un promedio. Este cálculo comprende El punto de equilibrio en unidades, que señala el número de productos que se tendrían que vender para estar en punto de equilibrio, y epunto de equilibrio en pesos, que es el nivel de ventas expresado en dinero, que se tiene que vender para obtener una contribución marginal.

Escenario probable

Este escenario toma un valor unitario de la venta del gas de siete pesos con cinco centavos, un precio ligeramente más elevado que el de la competencia; mientras que por cada unidad se paga en promedio 6.1604 pesos. Con estos datos podemos proseguir a calcular el MCU:

$$MCU = PVU - CVU$$

$$MCU = 7.5 - 5.49$$

$$MCU = 2.01$$

Así, calculando el punto de equilibrio en unidades del escenario probable o base y con un CFT promedio de 240, 472.21 pesos, obtenemos:

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

$$x = \frac{CFT}{MCU}$$

$$x = 119,637.92 \text{ litros}$$

Es decir que, al vender 119,637.92 litros de GN la empresa no presentara pérdidas dentro del lapso en el que se realiza el análisis, y para ello debe presentarse esta venta como mínima, sin embargo, alcanzar este volumen no representa una ganancia, esta empezaría a producir utilidades a partir de los 180, 855 litros. Mientras que para el punto de equilibrio expresado en dinero obtenemos un MC porcentual:

$$MC\% = \frac{PVU - CVU}{PVU}$$

$$MC\% = \frac{7.5 - 5.49}{7.5}$$

$$MC\% = 0.268$$

Obteniendo un x de:

$$x = \frac{CFT}{MC\%}$$

$$x = 897,284.36 \text{ pesos}$$

es decir, el monto de las ventas para estar en equilibrio, expresada en pesos debe ser de \$897,284.36 para no generar pérdidas. La tabla 26 muestra valores promedios tras los 10 Años que dura el análisis.

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Tabla 26, costo-volumen- utilidad escenario probable, elaboración propia.

PVU (\$)	7.5
CVU (\$)	5.49
CFT (\$)	240472.209
MCU (\$)	2.01
MC %	0.268
x (unidades)	119637.915
x (\$)	897284.363

Escenario optimista

El valor de PVU es análogo al de los del cálculo del escenario probable. Mientras que el CVU presenta un ligero cambio, siendo de seis pesos con dieciocho centavos. Con estos datos se prosigue a calcular el MCU:

$$\text{MCU} = \text{PVU} - \text{CVU}$$

$$\text{MCU} = 7.5 - 5.49$$

$$\text{MCU} = 2.01$$

Así, calculando el punto de equilibrio en unidades y con un CFT promedio de 242, 884.1 pesos, se obtiene:

$$x = \frac{\text{CFT}}{\text{MCU}}$$

$$x = 120,837 \text{ litros}$$

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Es decir que, al vender 120,837 litros de GN la empresa no presentara pérdidas dentro del lapso en el que se realiza el análisis, y para ello debe presentarse esta venta como mínima, sin embargo, alcanzar este volumen no representa una ganancia, esta empezaría a producir utilidades a partir de los 120, 838 litros. Mientras que para el punto de equilibrio expresado en dinero obtenemos un MC porcentual:

$$MC\% = \frac{PVU - CVU}{PVU}$$

$$MC\% = \frac{7.5 - 5.49}{7.5}$$

$$MC\% = 0.268$$

Obteniendo un x de:

$$x = \frac{CFT}{MC\%}$$

$$x = 906,283.9 \text{ pesos}$$

es decir, el monto de las ventas para estar en equilibrio, expresada en pesos debe ser de \$906,283.9 para no generar pérdidas. La tabla muestra valores promedios tras los 10 Años que dura el análisis.

Tabla 27 costo-volumen- utilidad escenario optimista, elaboración propia

PVU (\$)	7.5
CVU (\$)	5.49
CFT (\$)	242884.077
MCU (\$)	2.01

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

MC %	0.268
x (unidades)	120837.849
x (\$)	906283.868

Escenario pesimista

El valor de PVU es análogo al de los del cálculo del escenario probable. Mientras que el CVU presenta un ligero cambio, siendo de seis pesos con dieciocho centavos. Con estos datos se prosigue a calcular el MCU:

$$\text{MCU} = \text{PVU} - \text{CVU}$$

$$\text{MCU} = 7.5 - 5.49$$

$$\text{MCU} = 2.01$$

Así, calculando el punto de equilibrio en unidades y con un CFT promedio de 231, 945.194 pesos, se obtiene:

$$x = \frac{\text{CFT}}{\text{MCU}}$$

$$x = 115,395.619 \text{ litros}$$

Es decir que, al vender 115,395.619 litros de GN la empresa no presentara pérdidas dentro del lapso en el que se realiza el análisis, y para ello debe presentarse esta venta como mínima, sin embargo, alcanzar este volumen no representa una ganancia, esta empezaría a producir utilidades a partir de los 115,395.619 litros.

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Mientras que para el punto de equilibrio expresado en dinero se obtiene un MC porcentual:

$$MC\% = \frac{PVU - CVU}{PVU}$$

$$MC\% = \frac{7.5 - 5.49}{7.5}$$

$$MC\% = 0.268$$

Obteniendo un x de:

$$x = \frac{CFT}{MC\%}$$

$$x = 865,467.141 \text{ pesos}$$

es decir, el monto de las ventas para estar en equilibrio, expresada en pesos debe ser de \$865,467.141 para no generar pérdidas. La tabla 27 muestra valores promedios tras los 10 Años que dura el análisis.

Tabla 28, costo-volumen- utilidad escenario pesimista, elaboración propia

PVU (\$)	7.5
CVU (\$)	5.49
CFT (\$)	231945.194
MCU (\$)	2.01
MC %	0.268
x (unidades)	115395.619
x (\$)	865467.141

8.1.6 Valor en Riesgo

Riesgo de tipo de cambio

En México, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) se encarga de establecer el precio de la molécula de gas natural, tomando como referencia el comportamiento del mercado estadounidense. Este monto representa la mayor parte del precio trasferido al cliente. Dichas moléculas se cotizan conforme a observaciones diarias y mensuales, según las transacciones de compra-venta entre particulares en los gasoductos de referencia.

Por lo tanto el precio de venta de NEOgás depende del precio estipulado por CRE y dado que las referencias de los precios se encuentran en otra moneda el riesgo de tipo de cambio está presente. Con el objetivo de evitar la incertidumbre y obtener seguridad en el precio de este energético, existen Servicios de Administración de Riesgos las cuales ofrecen diferentes estrategias de cobertura.

La estrategia de cobertura a utilizar es la de precio fijo la cual consiste en fijar el precio del GN a una fecha futura. Aunque el precio de referencia suba o baje durante los meses de cobertura siempre se paga el precio establecido.

Para establecer el precio de referencia se utiliza el método de Montecarlo con el histórico de precios de GN y con ayuda del software Crystal Ball.

Año	USD/MMBTU
2016	\$2,18
2015	\$2,63
2014	\$4,27
2013	\$3,73

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

2012	\$2,83
2011	\$4,03
2010	\$4,40

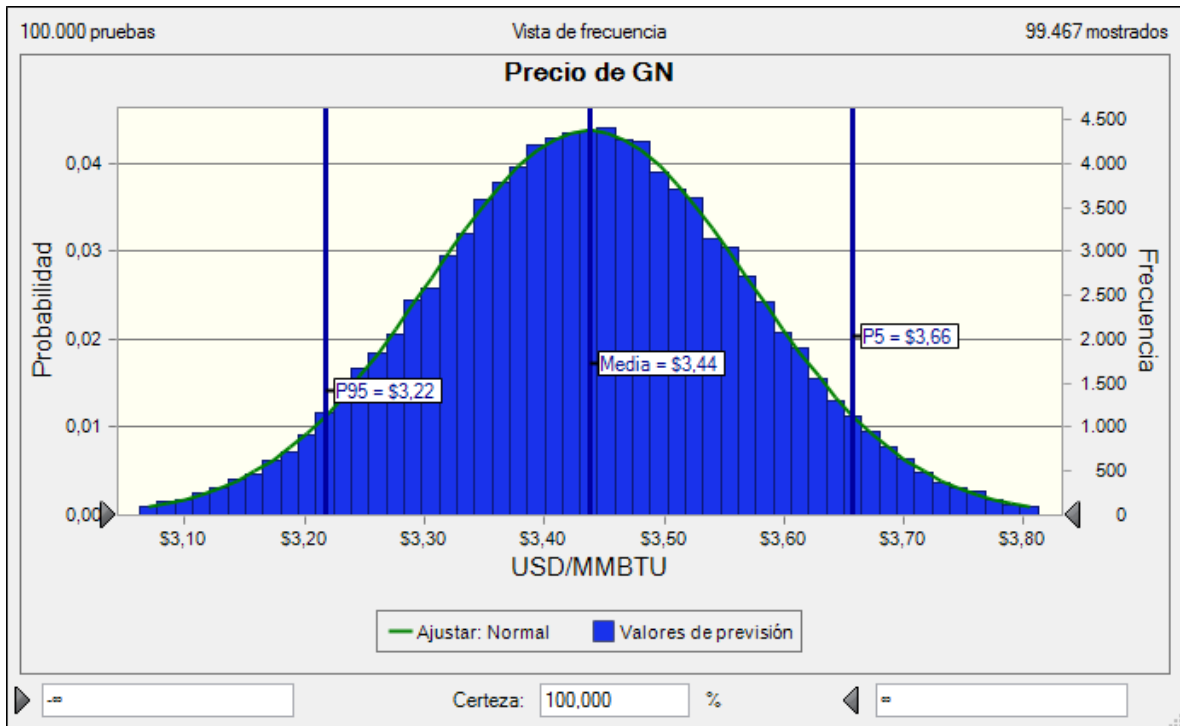


Figura 55, Crystal Ball precio del GN

Analizando los resultados se observa que existe una probabilidad de 95% de que el precio del GN este por arriba de los 3.22 USD/MMBTU y un 5% de que el precio se encuentre por arriba de 3.66 USD/MMBTU, suponiendo asi, que los precios de GN se comportaran con una distribución normal.

El precio de GN que se utilizó como fijo será la media obtenida de la simulación la cual es de 3.44 USD/MMBTU.

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

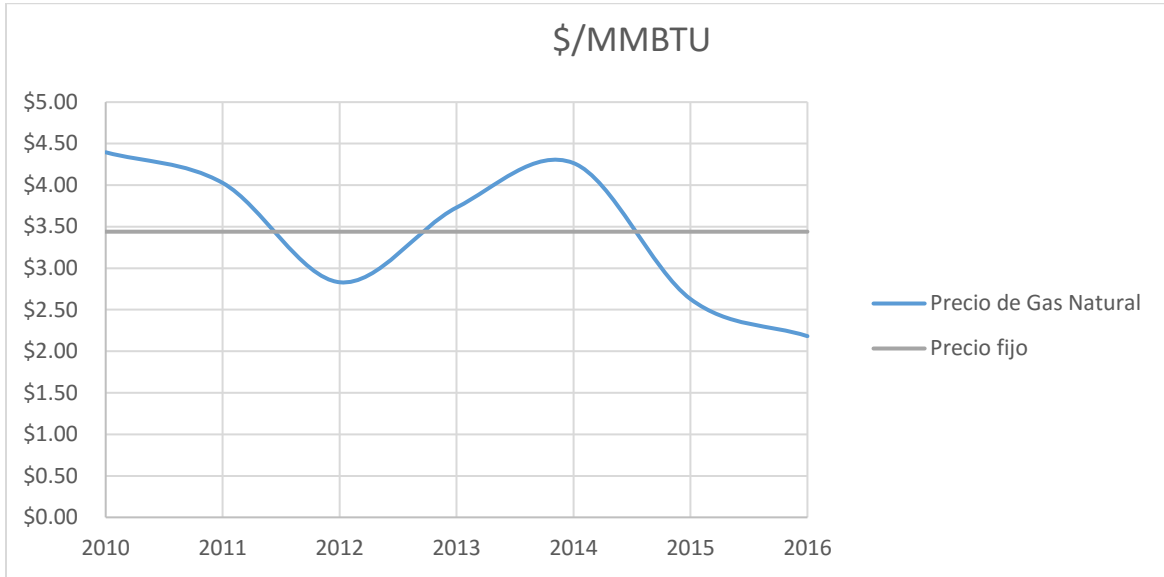


Figura 56, grafico de precio fijo del GN, elaboración propia

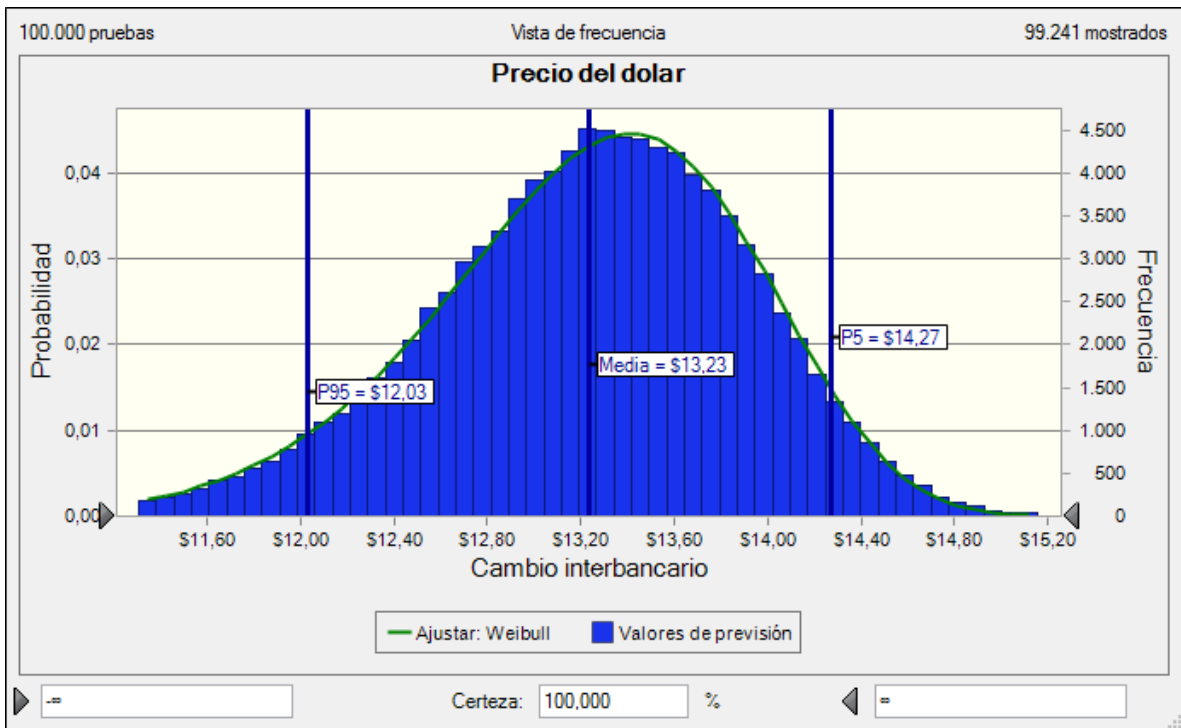


Figura 57, crystal ball precio del dólar

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Para el precio del dólar existe un 95% de probabilidad de que se encuentre por arriba de 12.03 \$/USD y un 5% que se encuentre por arriba de 14.27 \$/USD con una media de 13.22\$/USD.

En este caso también se puede implementar una estrategia de cobertura, el más usado para los dólares es el tipo de cambio FIX, que es determinado por el Banco de México con base en un promedio de cotizaciones del mercado de cambios al mayoreo para operaciones liquidables, el segundo día hábil bancario siguiente y que son obtenidas de plataformas de transacción cambiaria y otros medios electrónicos con representatividad en el mercado de cambios. Todos los porcentajes son relativos, ya que los precios de los combustibles y las monedas se comportan de manera diferente dependiendo de muchos factores como geopolíticos, políticos, sociales, económicos, etc. y no es posible especular correctamente sobre todos ellos.

Riesgo de crédito

El riesgo de crédito resulta originar una pérdida debida al incumplimiento o incapacidad de cubrir las obligaciones contractuales de pago.⁶⁰ En el caso del centro de servicio de GN puede suscitarse un adeudo o retraso en los pagos, debido a que no se alcanzaron los ingresos esperados que permitan cubrir con los gastos y el pago anual del adeudo acordado, cuyo cumplimiento da paso a la rentabilidad del proyecto, otro caso de atraso en el cumplimiento del pago, puede ser debido a casos emergentes, catastróficos que se consideran con una mínima posibilidad, sin embargo, no se escatima en ella.

⁶⁰ Ver capítulo 6, subcapítulo 6.3.2 “Riesgo de liquidez”

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Generalmente las compañías financieras cuyo giro se basa en el préstamo con tasas de interés, son las que se encargan de identificar, valorar y cuantificar el riesgo de cada uno de sus clientes según la cartera que manejan. Los factores que se toman en cuenta al medir riesgo de crédito son: las probabilidades de incumplimiento y/o de migración en la calidad crediticia del deudor, las correlaciones entre incumplimientos, la concentración de la cartera, la exposición a cada deudor y la tasa de recuperación en caso de incumplimiento de los deudores. En el caso de este proyecto se calcula la probabilidad de incumplimiento, debida a la omisión del pago de una deuda vencida.

A continuación se muestra el análisis de la probabilidad de incumplimiento por periodo que se realiza para los escenarios: base, optimista y pesimista; que se realizó por medio del software Crystal Ball y el método de simulación de Montecarlo.

Para el escenario base o probable

De acuerdo a las distribuciones se pudo concretar la probabilidad de que el adeudo anual sea liquidado, se estima que: se tomara una parte de las ganancias aproximadamente de \$200,000 al año, como mínimo.

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

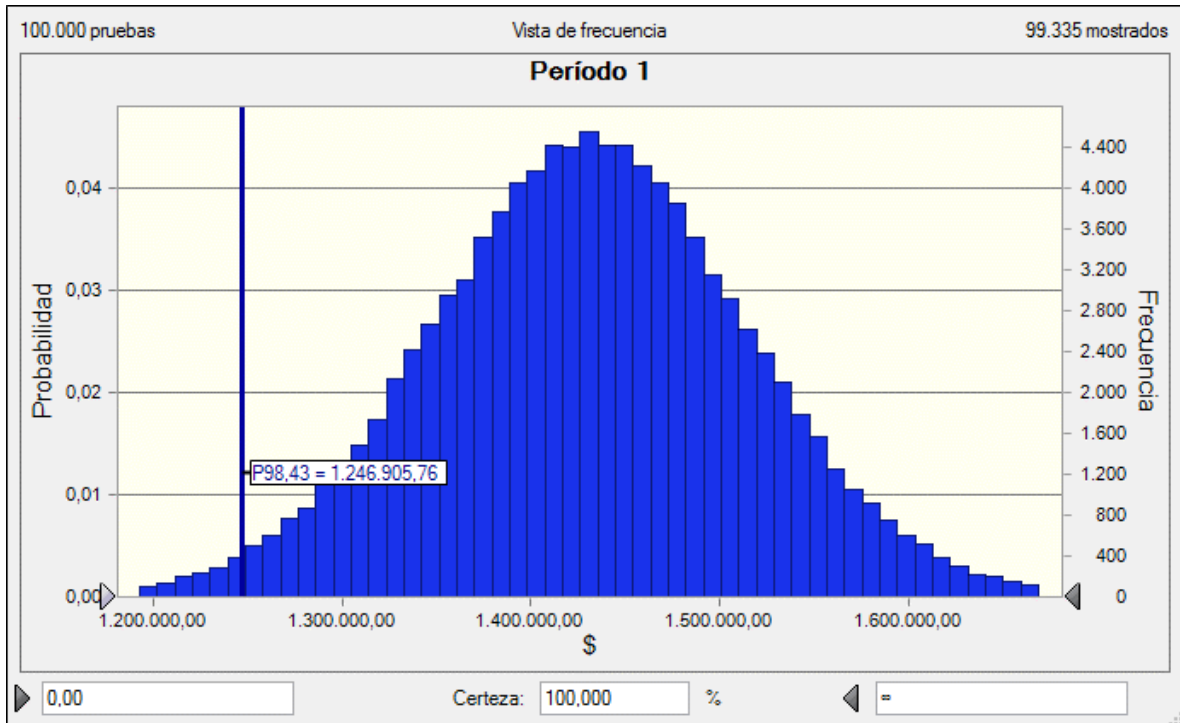


Figura 58, Crystal ball ingresos anuales, periodo uno.

Al realizar la interpretación de resultados del gráfico se puede visualizar que existe un 98,43 % de probabilidad de que el pago anual de la deuda pueda ser saldado en este periodo, debido a que las ganancias son positivas y rebasan lo estimado.

Para los siguientes periodos o años en los que debe quedar saldado el préstamo se presenta una probabilidad del 100%, haciendo posible y obligatorio el pago anual y sin desvío de la deuda. Estas probabilidades en cada uno de los periodos siguientes, muestra un flujo final anual de más de 1.5 millones.

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

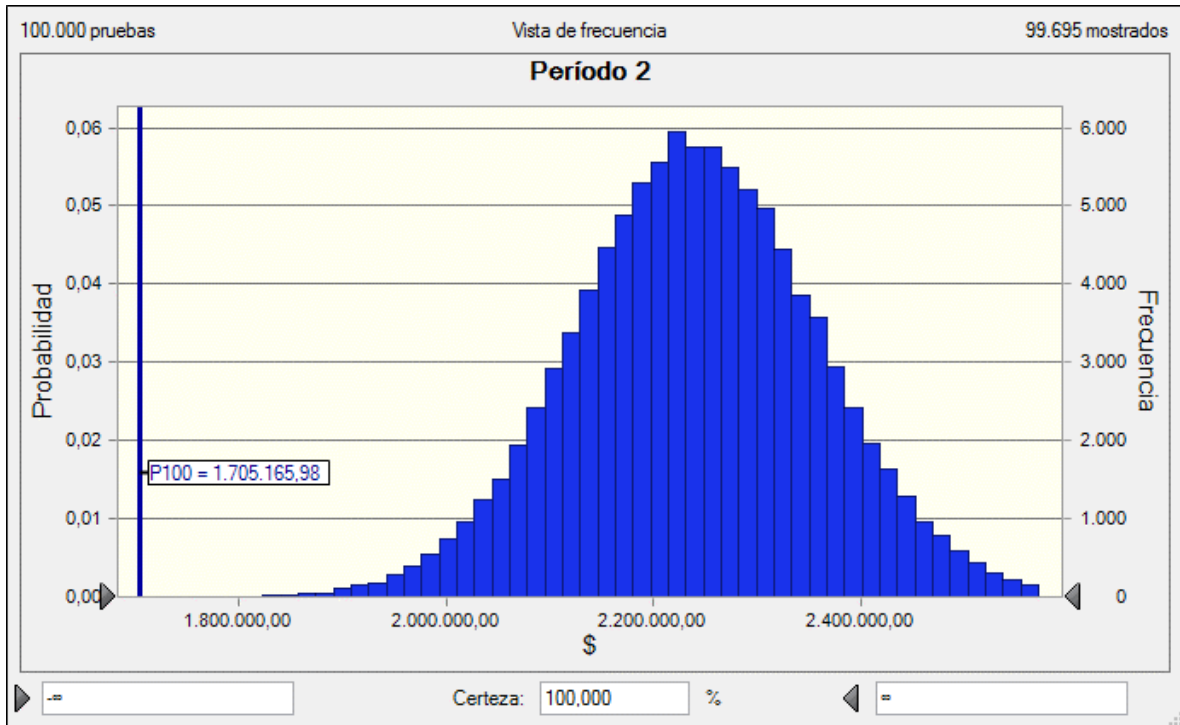


Figura 59, Crystal ball ingresos anuales, periodo dos.

En el anexo C se pueden consultar las gráficas de los diez años que dura el préstamo.

Optimista

El escenario optimista, no por el contrario muestra como probabilidad más baja la del primer periodo, con un 3.336 % de probabilidad de incumplimiento del pago mensual, es un poco mayor a la del escenario probable debido a que se tomara una aportación de las ganancias de alrededor de \$350,000 al año como mínimo, lo cual son \$ 150000 más que en el escenario probable y esto se ve reflejado en la probabilidad de alcanzar una cifra considerablemente mayor.

Mientras que en los nueve años restantes que dura el préstamo para cubrir la deuda, es nula la probabilidad de incumplimiento de los pagos, dado que se rebasa el 1.5 millones de pesos. Haciendo así, que el adeudo sea finiquitado en tiempo y forma.

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

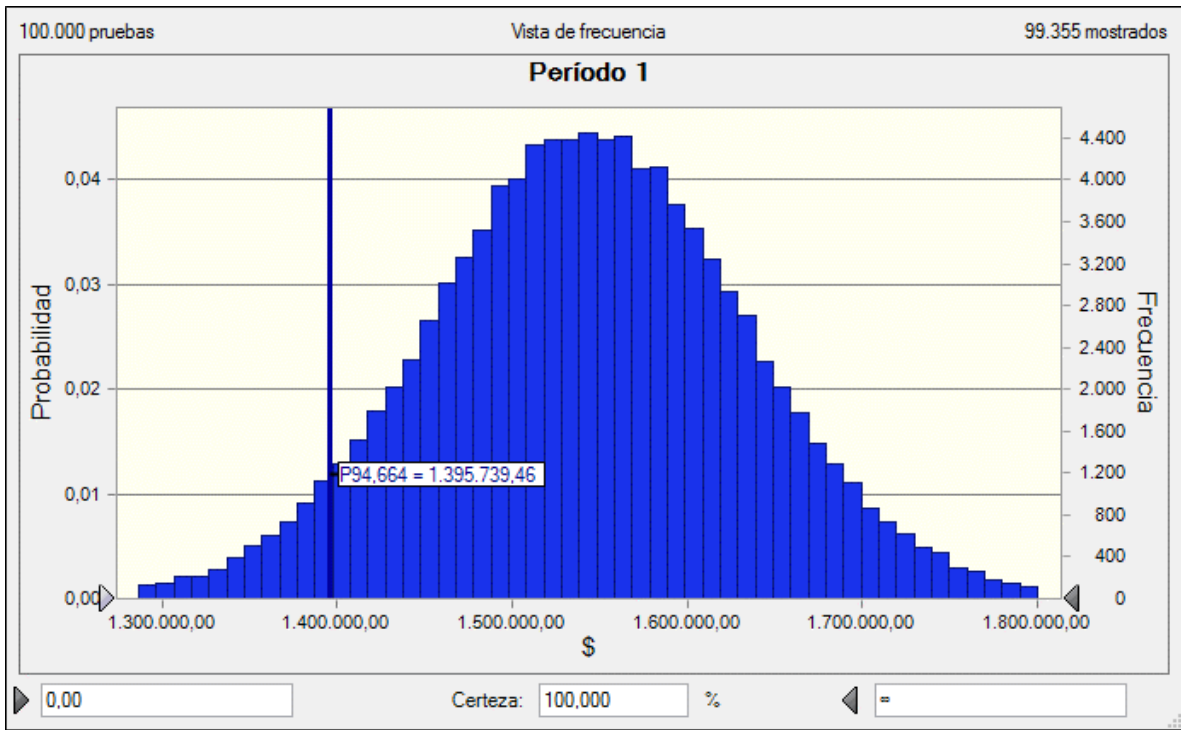


Figura 60, crystal ball periodo uno escenario optimista ingresos anuales.

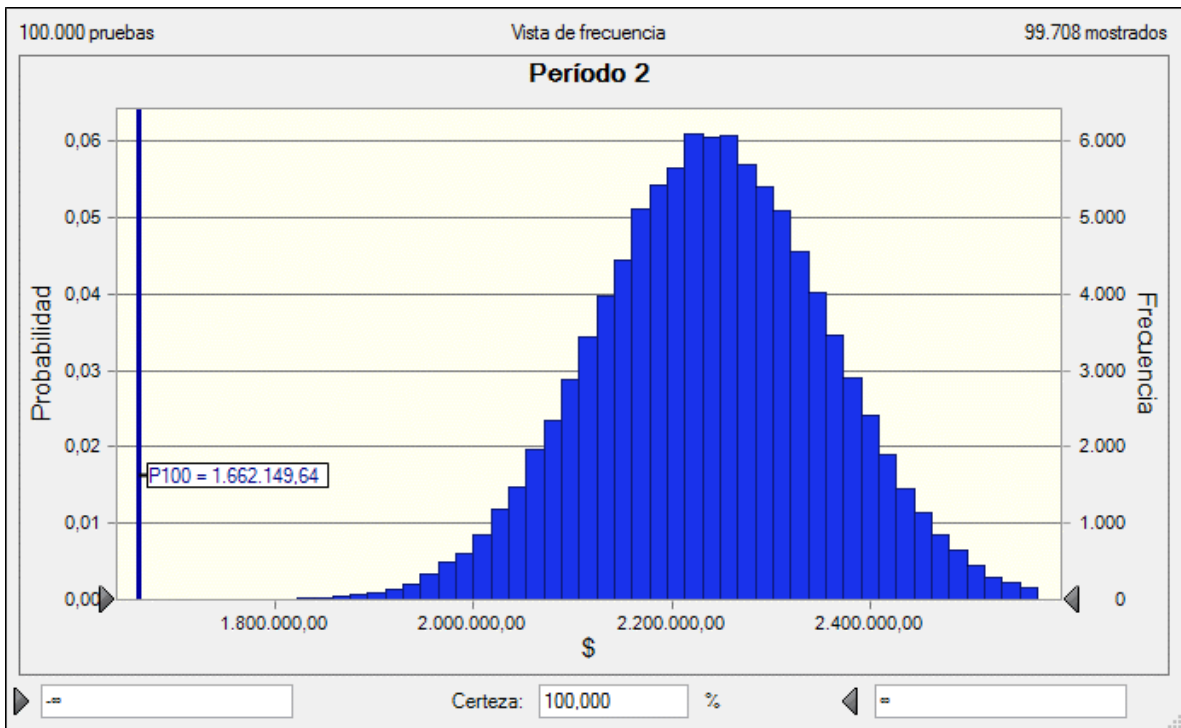


Figura 61, crystal ball periodo dos escenario optimista ingresos anuales

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

En el anexo C se pueden consultar las gráficas de los diez años que dura el préstamo.

Pesimista

De los tres escenarios analizados, en el pesimista como se esperaba, los resultados no fueron muy alentadores dado que en el primer año la probabilidad de que se pague el préstamo es nula. Como se muestra en el gráfico al final del primer año obtenemos una ganancia de \$ 995,390.51 y el pago de la deuda es de \$ 1,045,818.81 sin contar lo que se estima que se tomara una aportación de las ganancias de alrededor de \$100,000 al año como mínimo.

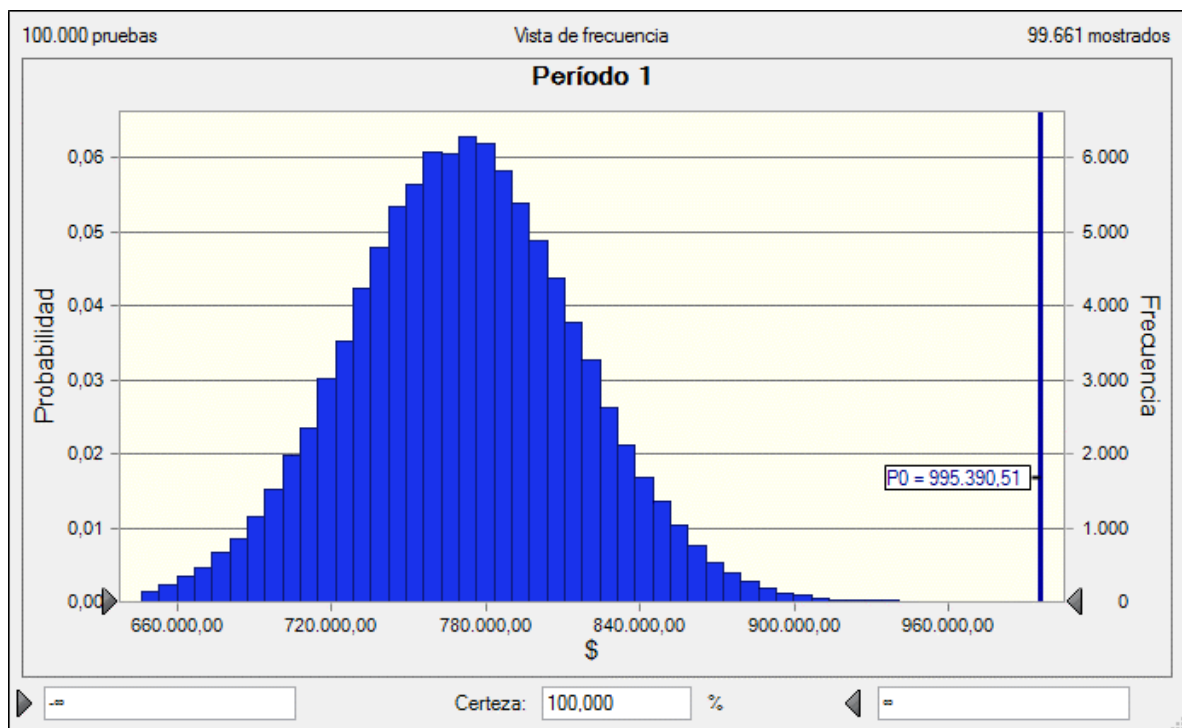


Figura 62, crystal ball periodo uno, escenario pesimista ingresos anuales

Se estima que en el año dos hay una posibilidad del 100% de que se realice el pago del año correspondiente, pero se debe el pago del año anterior por lo cual existe

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

una probabilidad de 19.58% (tomando en cuenta que tomamos \$ 100,000) de que se cubran los dos pagos suponiendo que en el año anterior se cubrieron los intereses generados por el incumplimiento del pago del primer año.

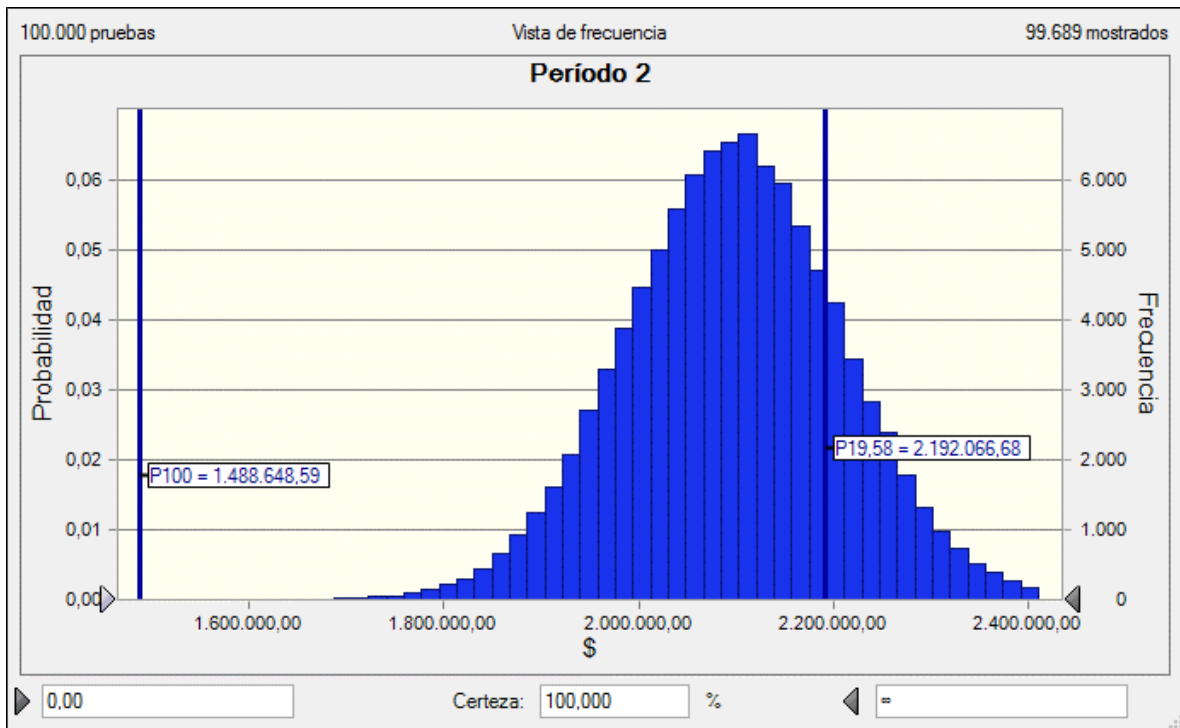


Figura 63, crystal ball periodo dos, escenario pesimista ingresos anuales

Del año tres en adelante la probabilidad de que se cubra el pago de la deuda es de 100%.

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

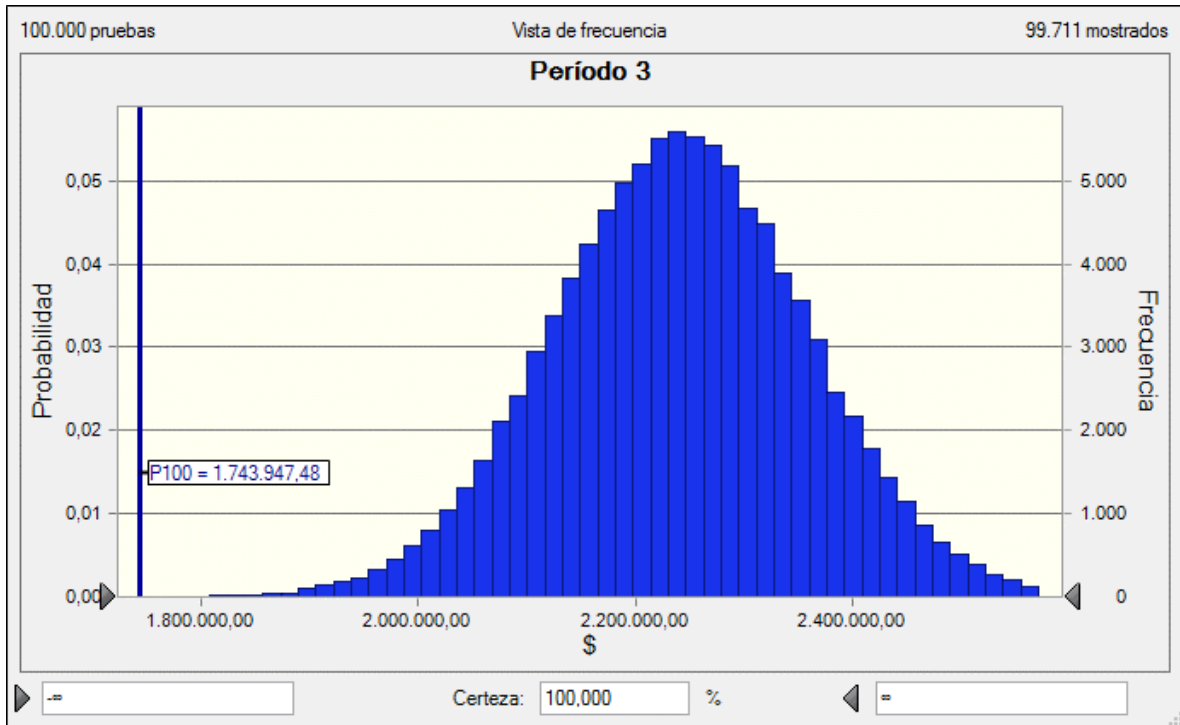


Figura 64, crystal ball periodo tres, escenario pesimista ingresos anuales

En el anexo C se pueden consultar las gráficas de los diez años que dura el préstamo.

Riesgo de interés

En el proyecto el riesgo de interés puede no estar presentes por dos motivos:

1. Debido a que el préstamo se expide a una tasa fija de descuento
2. Por la garantía del préstamo; debido a que se ha registrado al proyecto bajo el nombre de persona moral que carece inicialmente de bienes, no se considera que el préstamo se realice bajo una garantía (escrow), por lo que tampoco existiría el riesgo de crédito en el pago del seguro de la garantía por el aumento de los impuestos sobre la propiedad.

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Riesgo de liquidez

En la estructura económica el riesgo de liquidez está presente si el precio del Gas Natural Vehicular disminuye a menos de \$ 5.2 por litro de gas natural equivalente en el mercado al público, dado que este es el costo promedio de transporte, gastos operacionales y la deuda del préstamo por litro vendido.

Con ayuda del software Crystal Ball, el método de Montecarlo y el histórico de precios al público de GNV se realizó la siguiente predicción.

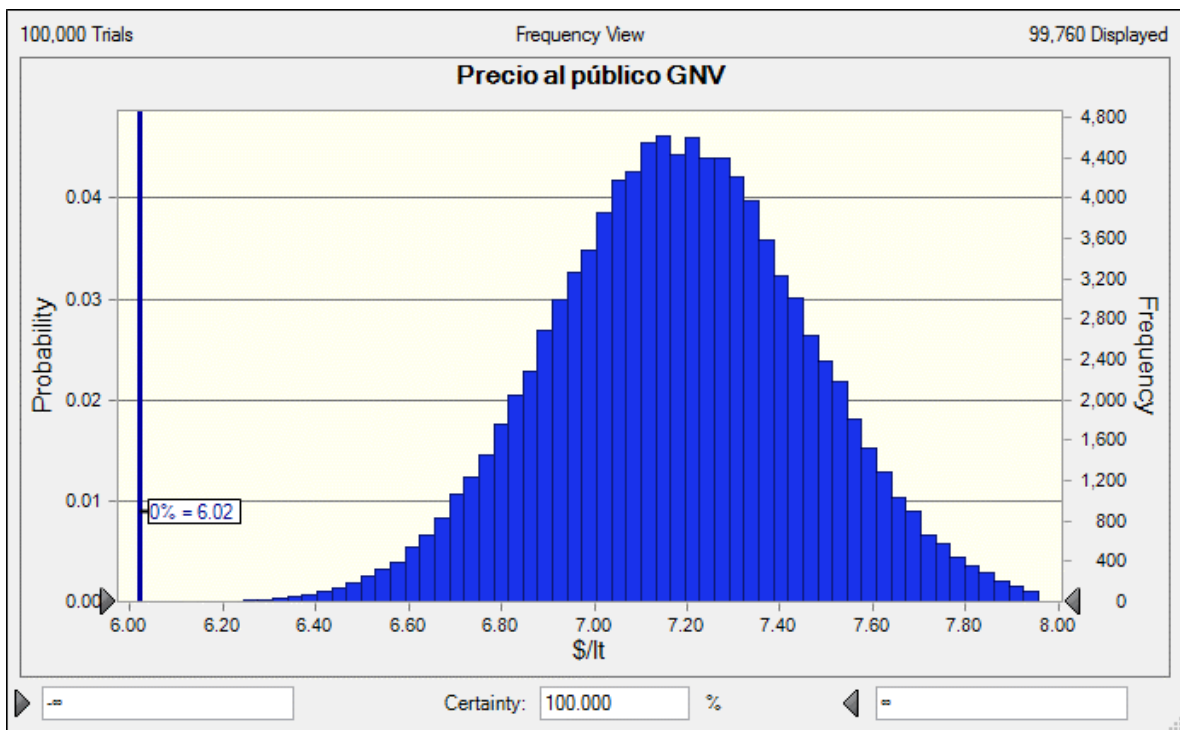


Figura 65, crystal ball precio al publico

En el grafico se observa que el la probabilidad de que el precio al público del GNV sea menor a \$ 5.2 por litro equivalente es prácticamente nula; pero cabe resaltar que esta cantidad de \$ 5.2 es considerando que no se tiene ninguna ganancia en base a esto podemos proponer una ganancia mínima fija por litro equivalente

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

vendido y analizar la probabilidad de que el precio disminuya de la cantidad estimada que sería \$ 5.2 más la ganancia mínima.

Conclusiones del proyecto, Resultados de acuerdo con los indicadores.

Escenario probable

Indicador	Valor obtenido
VPN	\$ 1,007,451.93
TIR	17.67 %
IR	1.21
PRC	7 años 4 meses
CVU	\$ 897,284.36
VaR	
Riesgo de tipo de cambio	5 %
Riesgo de crédito (1er año)	1.57 %
Riesgo de interés	/
Riesgo de liquidez	/

De acuerdo con la teoría de VPN, como el valor obtenido en este escenario es positivo el proyecto es aceptable, lo cual, por medio de la TIR reafirmamos, mientras que con los valores de IR se observa que por cada peso invertido obtenemos 1.21 pesos, cantidad que es favorable; en cuanto al periodo de recuperación cabe mencionar que es algo extenso y en este negocio se puede mejorar, aumentando de alguna manera la cantidad de litros equivalentes de Gas Natural vendidos.

En cuanto a los riesgos financieros el riesgo de tipo de cambio es mínimo y como el aumento del precio del Gas Natural regularmente es transferido en su mayoría al consumidor este no influye en la decisión y el riesgo de crédito tiene un valor

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

aceptable. Por lo cual el proyecto, si el escenario es probable, es aceptable y se podría llevar a cabo.

Escenario optimista

Indicador	Valor obtenido
VPN	\$ 1,106,777.10
TIR	18.19 %
IR	1.24
PRC	7 años 1 mes
CVU	\$ 906,283.9
VaR	
Riesgo de tipo de cambio	5 %
Riesgo de crédito (1er año)	3.336 %
Riesgo de interés	/
Riesgo de liquidez	/

En este escenario los valores deberían de ser más favorables sin embargo el PRC solo disminuye alrededor de 3 meses lo cual para ser un escenario optimista no es un cambio considerable en el proyecto; en el caso del riesgo de crédito, este aumenta y debido a que se considera que se toma una cantidad mayor de dinero tomada mensualmente. A pesar de los inconvenientes antes mencionados los indicadores de riesgo de interés se encuentran dentro de parámetros aceptables y el proyecto es aceptable con este escenario.

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Escenario pesimista

Indicador	Valor obtenido
VPN	\$ 311,743.94
TIR	14.348 %
IR	1.07
PRC	9 años 1 mes
CVU	\$ 865,467.14
VaR	
Riesgo de tipo de cambio	5 %
Riesgo de crédito (1er año)	100 %
Riesgo de interés	/
Riego de liquidez	/

El valor de VPN a pesar de ser positivo es muy pequeño para la inversión necesaria del proyecto, razón por la cual podría ser considerado como un indicador no representativo para la decisión o incluso un indicador encontrar de llevar a cabo el proyecto; en cuanto a la TIR es muy cercana al 13% , que fue la que se tomó como referencia, por lo cual se encuentra en la misma situación antes mencionada, al igual que el IR que es tan pequeño que podría considerarse que no se gana ni se pierde en el proyecto, lo cual no es lo que se busca.

El PRC es un factor muy importante dado que 9 años 1 mes es un lapso de tiempo bastante considerable, en cuanto al riesgo de crédito realmente es inaceptable y se tendría que hacer cambios para disminuir este riesgo y el tiempo de recuperación de capital. Por el PRC y el riesgo de crédito el proyecto no es aceptable con el escenario pesimista.

CONCLUSIONES

La mayor parte de energía que es consumida alrededor del mundo proviene de los hidrocarburos, por ende el mercado energético mundial y la creciente importancia que se presta al medio ambiente han traído como resultado una nueva reestructuración de las estrategias energéticas a nivel mundial, impulsando la tasa de restitución de reservas a través de investigación y desarrollo tecnológico, así como buscando fuentes alternas de energía más limpias y amigables al entorno.

Consolidar la seguridad energética es de suma importancia para todo país, incluso para aquellos que carecen de estas fuentes de energía, llevando a aquellos capaces de invertir en Ciencia y Tecnología, a explorar y ampliar conocimientos respecto a su exploración, extracción y generación en territorio extranjero; como es el caso de Japón, un país que carece de yacimientos convencionales de gas, y que ha decidido invertir flujos de efectivo para producir hidratos de metano en Canadá. A nivel mundial, así como Japón, diversos países continúan el desarrollo de programas que abren la puerta a fuentes alternas de energía, entre ellas al GN, el cual se ha transformado en una potencia en materia energética.

Proyectando estos escenarios a un nivel nacional, y esperando una aplicación eficiente de la reciente reforma energética se puede esperar que la experiencia de las empresas que participen en esta reforma beneficie al país, tanto económicamente como tecnológicamente, lo cual permita replantear las estrategias económicas y políticas del país, en el que (cuya economía actual los hidrocarburos juegan un papel importante) la política energética actual ha correspondido únicamente a intereses políticos y del grupo en el poder.

Las reservas probadas de México de gas natural ascienden a 15,291 miles de millones de pies cúbicos (MMMpc), posicionando a México en el lugar 31 en reservas probadas de GN. Este trabajo hace énfasis en que a pesar de estas abundantes reservas y de que México cuenta con grandes yacimientos de gas tanto convencionales como no convencionales, el abastecimiento de Gas Natural no está garantizado en el país, el incremento de la producción de gas en los últimos años

ha sido insuficiente para satisfacer el aumento de esta demanda debido a que existen razones que han impedido explotarla, siendo una de las principales: el requerimiento de altos montos de inversión, aunado a la falta de infraestructura en transporte, almacenamiento y distribución dentro del país. De esta forma, a pesar de que existen reservas, un marco jurídico que permite la inversión privada en la comercialización y transporte de GN que permite asegurar el abasto de este combustible, nuestro país enfrenta una escasez de visión respecto a fuentes alternas como el GN. Entre esta falta de visión, se ha señalado en capítulos de esta tesis que: no se ha realizado un ejercicio exploratorio importante tanto terrestre como marino que ayuden a reducir las importaciones del energético, también se hace énfasis en que México es un importador de GN por lo que es sabido que esta situación se puede revertir. Por otro lado, en México no está suficientemente desarrollada la tecnología para reducir el impacto ambiental y para cumplir con los convenios internacionales se debe recurrir a la compra de tecnología extranjera.

Se espera que la demanda nacional de GN experimente un crecimiento promedio anual de 3.3% en los próximos años, demanda que deberá ser cubierta por importaciones de dicho combustible. Por lo cual puede destacarse la conveniencia de realizar inversiones para: infraestructura de regasificación de GNL en zonas estratégicas, tecnologías nuevas de transporte y aprovechamiento del GN producido en regiones marinas. Esta consideración en el aumento de la demanda de GN se pronostica considerando impulso de su uso en sectores como: el petrolero, residencial, industrial y sobre en el que esta tesis basa su importancia: en el vehicular. Resultando una alternativa fundamental para impulsar la competitividad de la nación, así, al conmutar la forma de ver el potencial del aprovechamiento de GN, su rentabilidad cambia surgiendo nuevas oportunidades de inversión, como la sustitución de otras fuentes por el GN.

El aumento de la demanda de GN y el declive en su producción, ha llevado al país a la compra de recursos extranjeros vulnerando su desarrollo, incrementando sus debilidades por encima de sus fortalezas. Para México, la actual revolución energética, que entre otras cosas propone el uso intensivo de GN, significa más

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

oportunidades que amenazas y más fortalezas que debilidades, debido al costo de Oportunidad y Mantenimiento (O&M) que es de 2.77 USD/MWh, mientras que el costo de combustible varía entre 2.619 y 5.3 USD/MMBTU⁶¹ en plantas de ciclo combinado, la ubicación geográfica de México es estratégica, ya que representa un puente entre el norte y sur de América, así como entre Europa y Asia; existe una red de ductos de gas en crecimiento para transportarlo a casi todo el país, conectada al sur de Estados Unidos; la entrada de nuevas tecnologías para el abastecimiento de GN en lugares sin gasoductos convencionales por medio de gasoductos virtuales (como se detalla en capítulos de este trabajo) forman parte de sus fortalezas para el desarrollo y el futuro auge de este mercado en el país.

La búsqueda de alternativas más sostenibles de energía para hacer funcionar nuestros vehículos es una necesidad cada vez más evidente. Por ello esta tesis propone la sustitución de gasolina por GN en el sector vehicular como una fuente alterna de crecimiento económico para México, así como un punto de apoyo del uso racional de la energía y la reducción de la contaminación, debido a su menor impacto ambiental y el grado de madurez de esta tecnología.

Las ventajas principales del uso del GN son de tres tipos: Medio ambientales, Económicas y Técnicas lo cual beneficia no sólo a México sino a todo el mundo. Actualmente, todos los sectores de la actividad humana sacan provecho de este recurso: el doméstico, el comercial o el industrial, el vehicular, etc. dado que su versatilidad y comodidad de uso ha favorecido el desarrollo de un amplio abanico de tecnologías adaptadas a cada uso. Las políticas de ahorro y racionalización del consumo de energía de los estados, y la voluntad internacional de reducir la contaminación atmosférica, está favoreciendo la búsqueda de nuevas tecnologías que permitan un uso más intensivo del gas.

El gas natural se consume tal y como se encuentra en la naturaleza. Desde que se extrae de los yacimientos hasta que llega a los hogares y puntos de consumo, el

⁶¹ Platts, a través de Thomson Reuters. Referencia de México con base en la DIR-GAS-001-2009 expedida por la CRE.

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

gas natural no pasa por ningún proceso de transformación, siendo este una ventaja para su costo al usuario final. Sin embargo a pesar de las claras ventajas económicas y ecológicas, hasta la fecha no se han logrado introducir GNV en una forma masiva a nivel mundial. Así, el principal reto a solucionar es el desarrollo de redes de distribución de GNV cuya cobertura sirva para satisfacer la demanda automotriz de este combustible. Del mismo realizar campañas informativas sobre las ventajas de conversión de automóviles a un sistema de GNV, empezando con servicio público. Tal meta es factible si se aprovechan los ductos de gas que ya existen y si se establecen convenios con empresas comerciales para poner puntos de venta al alcance del usuario.

En este trabajo se elaboró un proyecto que se analiza desde la perspectiva de tres escenarios probables: un escenario optimista, otro base o más probable y finalmente un escenario pesimista según el crecimiento de la demanda de GNV prevista. Si finalmente se decide llevar a cabo el proyecto la empresa debe contratar un seguro para cubrir los riesgos que eventualmente pueden llegar a suceder con la probabilidad calculada en el respectivo capítulo y el costo de este también es en relación a esta probabilidad, eliminando de esta manera el riesgo; lo cual forma parte de la administración de riesgos en el proyecto.

Los resultados obtenidos en este proyecto resultan ser benéficos para los inversionistas debido al alza en la demanda y esperando un apoyo gubernamental para la apertura de este mercado, por lo que no tomar acciones para el progreso de estas propuestas alternas para un medio ambiente más sano, impediría llegar al auge como nación energética sustentable.

Fuentes de consulta

Capítulo I

Provincia petroleras, Pemex Exploración y Producción, 2013.

Capítulo II

Provincia petroleras, Pemex Exploración y Producción, 2013.

Caso de estudio: PEMEX incrementa la producción de gas de yacimiento en arenas compactadas, Schlumberger 2013.

Estudio para identificar las capacidades de la minería de carbón en el uso y aprovechamiento del gas metano asociado, SEMARNAT 2007.

Yacimiento de metano en capas de carbón, Schlumberger.

De la Vega Navarro Angel, Ramírez Villegas Jaime. El Gas de Lutitas (Shale Gas) en México. Recursos, explotación, usos, impactos.

Hernandez Mendoza, Abdiel. La creciente dependencia del gas natural en México, los hidratos de metano. Tesis (Maestro en Ciencias). México, UNAM, 2009.

Capítulo III

Anuario estadístico 2016, PEMEX.

BP, Statistical Review of World Energy June 2016

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Dr. Ross Beirut, Jim. SPE/ WPC/AAPG Petroleum resource Classification, 2004.

Capítulo IV

Perspectiva de Gas Natural y Gas LP 2015-2029, SENER

Diario DPI Suplemento Derecho y Tecnologías N°8-18.11.2015.

Prospectiva Industrial Price wáter House Coopers México

Vitro, Gas Natural en México 2013.

CIDAC, Gestión de la oferta y demanda de gas natural en México.

Capítulo V

James L. Williams: Oil Price History and Analysis, WTRG Economics.
Energy Economist Newsletter 2005 (precios al 2004)

Robert Skinner: Strategies for Greater Energy Security and Resource Security, Oxford Institute for Energy Studies. Background Notes, junio de 2006.

Sascha Müller-Kraenner: Energiesicherheit. Die neue Vermessung der Welt [Seguridad energética: La nueva medición del mundo], Munich 2007.

International Energy Agency: World Energy Outlook 2006

OEA, Seguridad Energética para el desarrollo sostenible en las Américas.

El sector energético en México, INEGI, 2014

Capítulo VI

Mascareñas, Juan. Introducción al Riesgo en la Empresa.

Zambrano Berendsohn, Mario. Medición de Riesgos Financieros en
Sistemas Financieros Menos Desarrollados.

Arias Montoya, Leonel. Rave Arias, Silvia. Metodologías para la medición
de riesgo financiero, 2006.

Hull, J.C. Introducción a los mercados futuros, 2002.

Deloitte. COSO, evaluación de riesgo, 2015

Capítulo VII

Vergara Schmalbach, J. Carlos. Fontalvo Herrera, J. Tomas. La planeación
por escenarios: Revisión de conceptos. 2010.

Téllez Cabrera, Marco Ricardo. Medición del riesgo en crédito:
Implementación y cálculo del VaR en tres modelos de incumplimiento.
Tesis (Maestro en Ciencias Matemáticas). México, UAM, 2010.

ANEXOS

Anexo A

Reservas Probadas al 2016 ⁶²

	País	Reserva
		(billones de pies cúbicos)
1	Irán	1201.4
2	Rusia	1139.6
3	Qatar	866.2
4	Turkmenistán	617.3
5	Estados Unidos	368.7
6	Arabia Saudita	294
7	Emiratos Árabes Unidos	215.1
8	Venezuela	198.4
9	Nigeria	180
10	Argelia	159
11	China	135.7
12	Irak	130.5

⁶² BP Statistical Review or World Energy June 2016

<http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2016/bp-statistical-review-of-world-energy-2016-natural-gas.pdf>

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

13	Indonesia	100.3
14	Canadá	70.2
15	Noruega	65.6
16	Egipto	65.2
17	Kuwait	63
18	Libia	53.1
19	India	52.6
20	Malasia	41.3
21	Azerbaiján	40.6
22	Uzbekistán	38.3
23	Kazajstán	33.1
24	Omán	24.3
25	Holanda	23.8
26	Vietnam	21.8
27	Ucrania	21.3
28	Pakistán	19.2
29	Myanmar	18.7
30	Brasil	15
31	Perú	14.6
32	Argentina	11.7
33	Trinidad y Tobago	11.5
34	México	11.4
35	Siria	10.1
36	Bolivia	9.9
37	Brunei	9.7
38	Yemen	9.4
39	Bangladesh	8.2
40	Tailandia	7.8
41	Reino Unido	7.3

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

42	Israel	6.4
43	Bahreíní	6.1
44	Nueva Guinea	5
45	Colombia	4.80
46	Rumania	3.9
47	Polonia	3.3
48	Italia	1.6
49	Alemania	1.4
50	Dinamarca	1.1

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Anexo B

Tablas de gastos y flujos económicos del proyecto

Escenario probable

Año 1

Flujos de Efectivo													
Mes	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Ingreso por ventas		286875	338512.5	399444.75	471344.805	556186.87	656300.506	774434.598	913832.825	1243125	1243125	1243125	1243125
IVA 16%		45900	54162	63911.16	75415.1688	88989.8992	105008.081	123909.536	146213.252	198900	198900	198900	198900
Total de ingreso		332775	392674.5	463355.91	546759.974	645176.769	761308.588	898344.133	1060046.08	1442025	1442025	1442025	1442025
inversion	4700000												
egreso por compra		66500	77960.4545	91993.33636	108552.137	128091.522	151147.995	178354.635	210458.469	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8
tarifa de transporte		148800	170500	192200	217000	266600	316200	365800	440200	644800	644800	644800	644800
IVA 16%		10640	12473.6727	14718.93382	17368.3419	20494.6434	24183.6793	28536.7415	33673.355	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328
Total de egreso		225940	260934.127	298912.2702	342920.479	415186.165	491531.675	572691.376	684331.824	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128
Utilidad Bruta		106835	131740.373	164443.6398	203839.495	229990.604	269776.913	325652.757	375714.253	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872
Gastos de Operación													
Mano de obra		38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24
Energia electrica		1133.333333	1133.333333	1133.333333	1133.333333	1133.333333	1133.333333	1133.333333	1133.333333	1133.333333	1133.333333	1133.333333	1133.333333
Servicio de agua		395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515
Gastos administrativos 0.25%		831.9375	981.68625	1158.389775	1366.89993	1612.94192	1903.27147	2245.86033	2650.11519	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625
Mantenimiento instalaciones y extintores		1500	1500	4900	1500	1500	4900	1500	1500	4900	1500	1500	4900
Gastos de venta 0.25%		717.1875	846.28125	998.611875	1178.36201	1390.46717	1640.75127	1936.08649	2284.58206	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125
Pago del IVA		45900	54162	63911.16	75415.1688	88989.8992	105008.081	123909.536	146213.252	198900	198900	198900	198900
Total de costos		88822.21333	97363.0558	110841.25	119333.519	133366.397	153325.192	169464.571	192521.038	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963
Utilidad Operacional		18012.78667	34377.3169	53602.38983	84505.9759	96624.2075	116451.721	156188.186	183193.216	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909
Depreciación no.años (-)													285795.45
Subtotal		18012.78667	34377.3169	53602.38983	84505.9759	96624.2075	116451.721	156188.186	183193.216	214735.909	218135.909	218135.909	-71059.5459
Impuesto sobre la renta ISR		886.1259467	1933.45588	3301.73763	6664.04779	8383.46519	11809.951	20052.4337	25820.708	32558.2272	33284.4672	33284.4672	0
Utilidad bruta despues de impuestos		17126.66072	32443.861	50300.6522	77841.9281	88240.7423	104641.77	136135.753	157372.508	182177.681	184851.441	184851.441	-71059.5459
depreciación no.años (+)													285795.45
Utilidad neta		17126.66072	32443.861	50300.6522	77841.9281	88240.7423	104641.77	136135.753	157372.508	182177.681	184851.441	184851.441	214735.909
Pago prestamo (anualidad)													1045818.81
Flujo de efectivo	4700000	17126.66072	32443.861	50300.6522	77841.9281	88240.7423	104641.77	136135.753	157372.508	182177.681	184851.441	184851.441	-831082.901

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Año 2

13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125
198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900
1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025
286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8
644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800
45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328
976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128
465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872
38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24
1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333
395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515
3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625
1500	1500	4900	1500	1500	4900	1500	1500	4900	1500	1500	4900
3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125
198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900
246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963
218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909
											258257.576
218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	-43521.6671
33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	0
184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	-43521.6671
											258257.576
184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	214735.909
											1045818.81
184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	-831082.901

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Año 3

25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125
198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900
1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025
286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8
644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800
45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328
976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128
465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872
38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24
1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333
395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515
3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625
1500	1500	4900	1500	1500	4900	1500	1500	4900	1500	1500	4900
3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125
198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900
246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963
218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909
											230719.697
218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	-15983.7883
33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	0
184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	-15983.7883
											230719.697
184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	214735.909
											1045818.81
184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	-831082.901

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Año 4

37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48
1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125
198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900
1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025
286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8
644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800
45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328
976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128
465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872
38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24
1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333
395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515
3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625
1500	1500	4900	1500	1500	4900	1500	1500	4900	1500	1500	4900
3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125
198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900
246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963
218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909
											203181.818
218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	11554.0905
33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	472.769391
184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	11081.3211
											203181.818
184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	214263.139
											1045818.81
184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	-831555.671

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Año 5

49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60
1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125
198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900
1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025
286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8
644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800
45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328
976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128
465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872
38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24
1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333
395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515
3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625
1500	1500	4900	1500	1500	4900	1500	1500	4900	1500	1500	4900
3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125
198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900
246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963
218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909
											175643.939
218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	39091.9693
33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	2235.19363
184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	36856.7756
											175643.939
184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	212500.715
											1045818.81
184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	-833318.095

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Año 6

61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72
1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125
198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900
1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025
286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8
644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800
45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328
976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128
465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872
38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24
1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333
395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515
3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625
1500	1500	4900	1500	1500	4900	1500	1500	4900	1500	1500	4900
3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125
198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900
246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963
218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909
											20833.3333
218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	193902.575
33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	28108.2272
184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	165794.348
											20833.3333
184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	186627.681
											1045818.81
184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	-859191.129

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Año 7

73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84
1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125
198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900
1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025
286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8
644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800
45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328
976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128
465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872
38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24
1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333
395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515
3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625
1500	1500	4900	1500	1500	4900	1500	1500	4900	1500	1500	4900
3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125
198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900
246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963
218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909
											18750
218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	195985.909
33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	28553.2272
184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	167432.681
											18750
184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	186182.681
											1045818.81
184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	-859636.129

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Año 8

85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96
1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125
198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900
1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025
286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8
644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800
45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328
976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128
465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872
38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24
1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333
395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515
3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625
1500	1500	4900	1500	1500	4900	1500	1500	4900	1500	1500	4900
3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125
198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900
246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963
218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909
											16666.6667
218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	198069.242
33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	28998.2272
184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	169071.015
											16666.6667
184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	185737.681
											1045818.81
184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	-860081.129

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Año 9

97	98	99	100	101	102	103	104	105	106	107	108
1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125
198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900
1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025
286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8
644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800
45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328
976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128
465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872
38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24
1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333
395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515
3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625
1500	1500	4900	1500	1500	4900	1500	1500	4900	1500	1500	4900
3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125
198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900
246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963
218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909
											14583.3333
218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	200152.575
33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	29443.2272
184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	170709.348
											14583.3333
184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	185292.681
											1045818.81
184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	-860526.129

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Año 10

109	110	111	112	113	114	115	116	117	118	119	120
1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125
198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900
1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025
286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8
644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800
45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328
976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128
465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872
38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24
1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333
395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515
3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625
1500	1500	4900	1500	1500	4900	1500	1500	4900	1500	1500	4900
3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125
198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900
246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963
218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909
											12500
218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	202235.909
33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	29888.2272
184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	172347.681
											12500
184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	184847.681
											1045818.81
184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	-860971.129

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Escenario optimista

Año 1

Flujos de Efectivo													
Mes	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Ingreso por ventas		286875	372937.5	485775	631125	818550	1065262.5	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125
IVA 16%		45900	59670	77724	100980	130968	170442	198900	198900	198900	198900	198900	198900
Total de ingreso		332775	432607.5	563499	732105	949518	1235704.5	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025
inversion	4700000												
egreso por compra		66500	85889.5	111875.8	145350	188516.1	245333.7	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8
tarifa de transporte		148800	195300	266600	341000	440200	564200	644800	644800	644800	644800	644800	644800
IVA 16%		10640	13742.32	17900.128	23256	30162.576	39253.392	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328
Total de egreso		225940	294931.82	396375.928	509606	658878.676	848787.092	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128
Utilidad Bruta		106835	137675.68	167123.072	222499	290639.324	386917.408	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872
Gastos de Operación													
Mano de obra		38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24
Energia electrica		1133.333333	1133.333333	1133.333333	1133.333333	1133.333333	1133.333333	1133.333333	1133.333333	1133.333333	1133.333333	1133.333333	1133.333333
Servicio de agua		395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515
Gastos administrativos 0.25%		831.9375	1081.51875	1408.7475	1830.2625	2373.795	3089.26125	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625
Mantenimiento instalaciones y extintores		1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
Gastos de venta 0.25%		717.1875	932.34375	1214.4375	1577.8125	2046.375	2663.15625	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125
Pago del IVA		45900	59670	77724	100980	130968	170442	198900	198900	198900	198900	198900	198900
Total de costos		88822.21333	103056.9508	125120.2733	145761.163	176761.2583	220967.506	246985.9633	246985.9633	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963
Utilidad Operacional		18012.78667	34618.72917	42002.79867	76737.8367	113878.0657	165949.902	218135.9087	218135.9087	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909
Depreciación no.años (-)													285795.45
Subtotal		18012.78667	34618.72917	42002.79867	76737.8367	113878.0657	165949.902	218135.9087	218135.9087	214735.909	218135.909	218135.909	-71059.55
Impuesto sobre la renta ISR		886.1259467	1948.906267	2421.486715	5818.87425	11348.75198	22137.5362	33284.46724	33284.46724	32558.2272	33284.4672	33284.4672	0
Utilidad bruta despues de impuestos		17126.66072	32669.8229	39581.31195	70918.9624	102529.3137	143812.366	184851.4414	184851.4414	182177.681	184851.441	184851.441	-71059.5459
depreciación no.años (+)													285795.45
Utilidad neta		17126.66072	32669.8229	39581.31195	70918.9624	102529.3137	143812.366	184851.4414	184851.4414	182177.681	184851.441	184851.441	214735.909
Pago prestamo (anualidad)													1045818.81
Flujo de efectivo	4700000	17126.66072	32669.8229	39581.31195	70918.9624	102529.3137	143812.366	184851.4414	184851.4414	182177.681	184851.441	184851.441	-831082.901

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Año 2

13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125
198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900
1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025
286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8
644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800
45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328
976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128
465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872
38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24
1133.333333	1133.333333	1133.333333	1133.333333	1133.333333	1133.333333	1133.333333	1133.333333	1133.333333	1133.333333	1133.333333	1133.333333
395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515
3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625
1500	1500	4900	1500	1500	4900	1500	1500	4900	1500	1500	4900
3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125
198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900
246985.9633	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963
218135.9087	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909
											258257.576
218135.9087	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	-43521.6671
33284.46724	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	0
184851.4414	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	-43521.6671
											258257.576
184851.4414	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	214735.909
											1045818.81
184851.4414	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	-831082.901

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Año 3

25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125
198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900
1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025
286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8
644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800
45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328
976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128
465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872
38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24
1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333
395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515
3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625
1500	1500	4900	1500	1500	4900	1500	1500	4900	1500	1500	4900
3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125
198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900
246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963
218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909
											230719.697
218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	-15983.7883
33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	0
184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	-15983.7883
											230719.697
184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	214735.909
											1045818.81
184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	-831082.901

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Año 4

37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48
1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125
198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900
1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025
286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8
644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800
45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328
976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128
465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872
38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24
1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333
395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515
3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625
1500	1500	4900	1500	1500	4900	1500	1500	4900	1500	1500	4900
3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125
198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900
246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963
218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909
											203181.818
218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	11554.0905
33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	472.769391
184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	11081.3211
											203181.818
184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	214263.139
											1045818.81
184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	-831555.671

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Año 5

49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60
1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125
198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900
1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025
286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8
644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800
45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328
976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128
465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872
38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24
1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333
395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515
3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625
1500	1500	4900	1500	1500	4900	1500	1500	4900	1500	1500	4900
3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125
198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900
246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963
218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909
											175643.939
218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	39091.9693
33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	2235.19363
184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	36856.7756
											175643.939
184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	212500.715
											1045818.81
184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	-833318.095

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Año 6

61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72
1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125
198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900
1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025
286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8
644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800
45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328
976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128
465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872
38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24
1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333
395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515
3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625
1500	1500	4900	1500	1500	4900	1500	1500	4900	1500	1500	4900
3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125
198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900
246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963
218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909
											20833.3333
218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	193902.575
33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	28108.2272
184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	165794.348
											20833.3333
184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	186627.681
											1045818.81
184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	-859191.129

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Año 7

73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84
1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125
198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900
1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025
286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8
644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800
45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328
976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128
465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872
38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24
1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333
395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515
3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625
1500	1500	4900	1500	1500	4900	1500	1500	4900	1500	1500	4900
3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125
198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900
246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963
218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909
											18750
218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	195985.909
33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	28553.2272
184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	167432.681
											18750
184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	186182.681
											1045818.81
184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	-859636.129

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Año 8

85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96
1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125
198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900
1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025
286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8
644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800
45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328
976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128
465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872
38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24
1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333
395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515
3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625
1500	1500	4900	1500	1500	4900	1500	1500	4900	1500	1500	4900
3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125
198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900
246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963
218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909
											16666.6667
218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	198069.242
33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	28998.2272
184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	169071.015
											16666.6667
184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	185737.681
											1045818.81
184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	-860081.129

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Año 9

97	98	99	100	101	102	103	104	105	106	107	108
1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125
198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900
1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025
286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8
644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800
45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328
976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128
465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872
38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24
1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333
395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515
3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625
1500	1500	4900	1500	1500	4900	1500	1500	4900	1500	1500	4900
3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125
198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900
246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963
218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909
											14583.3333
218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	200152.575
33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	29443.2272
184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	170709.348
											14583.3333
184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	185292.681
											1045818.81
184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	-860526.129

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Año 10

109	110	111	112	113	114	115	116	117	118	119	120
1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125
198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900
1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025
286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8
644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800
45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328
976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128
465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872
38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24
1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333
395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515
3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625
1500	1500	4900	1500	1500	4900	1500	1500	4900	1500	1500	4900
3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125
198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900
246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963
218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909
											12500
218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	202235.909
33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	29888.2272
184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	172347.681
											12500
184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	184847.681
											1045818.81
184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	-860971.129

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Escenario pesimista

Año 1

Flujos de Efectivo													
Mes	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Ingreso por ventas		286875	309825	334611	361379.88	390290.27	421513.492	455234.571	491653.337	530985.604	573464.452	619341.609	668888.937
IVA 16%		45900	49572	53537.76	57820.7808	62446.4433	67442.1587	72837.5314	78664.5339	84957.6967	91754.3124	99094.6574	107022.23
Total de ingreso		332775	359397	388148.76	419200.661	452736.714	488955.651	528072.103	570317.871	615943.301	665218.765	718436.266	775911.167
inversion	-4700000												
egreso por compra		66500	71353.6364	77061.9273	83226.8815	89885.032	97075.8345	104841.901	113229.253	122287.594	132070.601	142636.249	154047.149
tarifa de transporte		148800	148800	167400	167400	192200	198400	217000	241800	248000	272800	297600	322400
IVA 16%		10640	11416.5818	12329.9084	13316.301	14381.6051	15532.1335	16774.7042	18116.6805	19566.015	21131.2962	22821.7999	24647.5439
Total de egreso		225940	231570.218	256791.836	263943.182	296466.637	311007.968	338616.605	373145.934	389853.609	426001.897	463058.049	501094.693
Utilidad Bruta		106835	127826.782	131356.924	155257.478	156270.077	177947.683	189455.497	197171.937	226089.692	239216.867	255378.217	274816.474
Gastos de Operación													
Mano de obra		38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24
Energia electrica		1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333
Servicio de agua		395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515
Gastos administrativos 0.25%		831.9375	898.4925	970.3719	1048.00165	1131.84178	1222.38913	1320.18026	1425.79468	1539.85825	1663.04691	1796.09066	1939.77792
Mantenimiento instalaciones y extintores		1500	1500	4900	1500	1500	4900	1500	1500	4900	1500	1500	4900
Gastos de venta 0.25%		717.1875	774.5625	836.5275	903.4497	975.725676	1053.78373	1138.08643	1229.13334	1327.46401	1433.66113	1548.35402	1672.22234
Pago del IVA		45900	49572	53537.76	57820.7808	62446.4433	67442.1587	72837.5314	78664.5339	84957.6967	91754.3124	99094.6574	107022.23
Total de costos		88822.2133	92618.1433	100117.748	101145.32	105927.099	114491.42	116668.886	122692.55	132598.107	136224.109	143812.19	155407.319
Utilidad Operacional		18012.7867	35208.6385	31239.1766	54112.1578	50342.9775	63456.2628	72786.6109	74479.3868	93491.5848	102992.759	111566.026	119409.156
Depreciación no.años (-)													285795.45
Subtotal		18012.7867	35208.6385	31239.1766	54112.1578	50342.9775	63456.2628	72786.6109	74479.3868	93491.5848	102992.759	111566.026	-166386.299
Impuesto sobre la renta ISR		886.125947	1933.45588	3163.86055	3357.20039	2947.11357	4373.83901	5388.98088	5573.1549	7882.24557	9402.43339	10934.4345	0
Utilidad bruta despues de impuestos	0	17126.6607	33275.1826	28075.3161	50754.9574	47395.864	59082.4238	67397.63	68906.2319	85609.3393	93590.3253	100631.592	-166386.299
depreciación no.años (+)													285795.45
Utilidad neta		17126.6607	33275.1826	28075.3161	50754.9574	47395.864	59082.4238	67397.63	68906.2319	85609.3393	93590.3253	100631.592	119409.156
Pago prestamo (anualidad)													1045818.81
Flujo de efectivo	-4700000	17126.6607	33275.1826	28075.3161	50754.9574	47395.864	59082.4238	67397.63	68906.2319	85609.3393	93590.3253	100631.592	-926409.654

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Año 2

13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
722400.052	780192.056	842607.421	910016.015	982817.296	1061442.68	1146358.09	1238066.74	1243125	1243125	1243125	1243125
115584.008	124830.729	134817.187	145602.562	157250.767	169830.829	183417.295	198090.679	198900	198900	198900	198900
837984.061	905022.785	977424.608	1055618.58	1140068.06	1231273.51	1329775.39	1436157.42	1442025	1442025	1442025	1442025
166370.921	179680.595	194055.042	209579.446	226345.801	244453.466	264009.743	285130.522	286295.455	286295.455	286295.8	286295.8
347200	372000	396800	446400	471200	520800	545600	595200	644800	644800	644800	644800
26619.3474	28748.8952	31048.8068	33532.7113	36215.3282	39112.5545	42241.5589	45620.8836	45807.2727	45807.2727	45807.328	45807.328
540190.269	580429.49	621903.849	689512.157	733761.13	804366.02	851851.302	925951.406	976902.727	976902.727	976903.128	976903.128
297793.792	324593.295	355520.759	366106.42	406306.933	426907.488	477924.087	510206.014	465122.273	465122.273	465121.872	465121.872
38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24
1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333
395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515
2094.96015	2262.55696	2443.56152	2639.04644	2850.17016	3078.18377	3324.43847	3590.39355	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625
1500	1500	4900	1500	1500	4900	1500	1500	4900	1500	1500	4900
1806.00013	1950.48014	2106.51855	2275.04004	2457.04324	2653.6067	2865.89523	3095.16685	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125
115584.008	124830.729	134817.187	145602.562	157250.767	169830.829	183417.295	198090.679	198900	198900	198900	198900
160858.057	170416.854	184140.356	191889.737	203931.069	220335.708	230980.717	246149.327	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963
136935.735	154176.441	171380.403	174216.683	202375.864	206571.781	246943.37	264056.687	214736.309	218136.309	218135.909	214735.909
136935.735	154176.441	171380.403	174216.683	202375.864	206571.781	246943.37	264056.687	214736.309	218136.309	218135.909	258257.576
15940.1102	19622.7249	23297.4913	23903.3206	29918.1218	30814.3695	39437.741	43413.1139	32558.3128	33284.4672	33284.4672	0
120995.625	134553.716	148082.912	150313.362	172457.743	175757.411	207505.629	220643.573	182177.997	184851.842	184851.441	-43521.6671
											258257.576
120995.625	134553.716	148082.912	150313.362	172457.743	175757.411	207505.629	220643.573	182177.997	184851.842	184851.441	214735.909
											1045818.81
120995.625	134553.716	148082.912	150313.362	172457.743	175757.411	207505.629	220643.573	182177.997	184851.842	184851.441	-831082.901

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Año 3

25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125
198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900
1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025
286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8
644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800
45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328
976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128
465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872
38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24
1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333
395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515
3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625
1500	1500	4900	1500	1500	4900	1500	1500	4900	1500	1500	4900
3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125
198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900
246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963
218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909
											230719.697
218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	-15983.7883
33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	0
184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	-15983.7883
											230719.697
184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	214735.909
											1045818.81
184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	-831082.901

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Año 4

37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48
1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125
198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900
1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025
286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8
644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800
45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328
976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128
465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872
38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24
1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333
395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515
3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625
1500	1500	4900	1500	1500	4900	1500	1500	4900	1500	1500	4900
3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125
198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900
246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963
218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909
											203181.818
218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	11554.0905
33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	472.769391
184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	11081.3211
											203181.818
184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	214263.139
											1045818.81
184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	-831555.671

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Año 5

49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60
1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125
198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900
1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025
286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8
644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800
45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328
976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128
465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872
38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24
1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333
395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515
3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625
1500	1500	4900	1500	1500	4900	1500	1500	4900	1500	1500	4900
3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125
198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900
246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963
218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909
											175643.939
218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	39091.9693
33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	2235.19363
184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	36856.7756
											175643.939
184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	212500.715
											1045818.81
184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	-833318.095

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Año 6

61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72
1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125
198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900
1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025
286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8
644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800
45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328
976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128
465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872
38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24
1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333
395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515
3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625
1500	1500	4900	1500	1500	4900	1500	1500	4900	1500	1500	4900
3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125
198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900
246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963
218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909
											20833.3333
218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	193902.575
33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	28108.2272
184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	165794.348
											20833.3333
184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	186627.681
											1045818.81
184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	-859191.129

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Año 7

73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84
1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125
198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900
1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025
286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8
644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800
45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328
976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128
465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872
38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24
1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333
395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515
3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625
1500	1500	4900	1500	1500	4900	1500	1500	4900	1500	1500	4900
3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125
198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900
246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963
218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909
											18750
218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	195985.909
33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	28553.2272
184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	167432.681
											18750
184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	186182.681
											1045818.81
184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	-859636.129

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Año 8

85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96
1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125
198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900
1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025
286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8
644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800
45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328
976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128
465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872
38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24
1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333
395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515
3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625
1500	1500	4900	1500	1500	4900	1500	1500	4900	1500	1500	4900
3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125
198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900
246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963
218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909
											16666.6667
218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	198069.242
33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	28998.2272
184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	169071.015
											16666.6667
184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	185737.681
											1045818.81
184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	-860081.129

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Año 9

97	98	99	100	101	102	103	104	105	106	107	108
1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125
198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900
1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025
286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8
644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800
45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328
976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128
465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872
38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24
1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333
395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515
3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625
1500	1500	4900	1500	1500	4900	1500	1500	4900	1500	1500	4900
3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125
198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900
246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963
218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909
											14583.3333
218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	200152.575
33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	29443.2272
184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	170709.348
											14583.3333
184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	185292.681
											1045818.81
184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	-860526.129

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Año 10

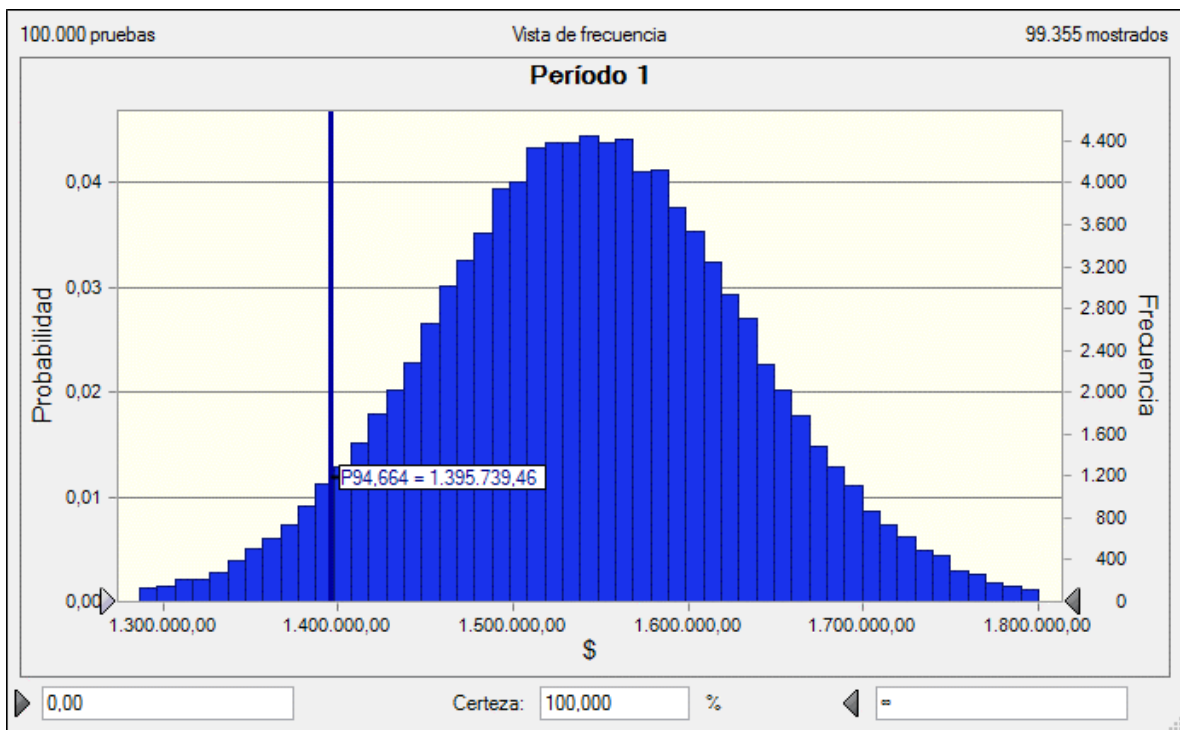
109	110	111	112	113	114	115	116	117	118	119	120
1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125	1243125
198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900
1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025	1442025
286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8	286295.8
644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800	644800
45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328	45807.328
976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128	976903.128
465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872	465121.872
38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24	38344.24
1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333	1133.33333
395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515	395.515
3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625	3605.0625
1500	1500	4900	1500	1500	4900	1500	1500	4900	1500	1500	4900
3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125	3107.8125
198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900	198900
246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963	246985.963	246985.963	250385.963
218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909
											12500
218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	214735.909	218135.909	218135.909	202235.909
33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	32558.2272	33284.4672	33284.4672	29888.2272
184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	172347.681
											12500
184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	184847.681
											1045818.81
184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	182177.681	184851.441	184851.441	-860971.129

RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

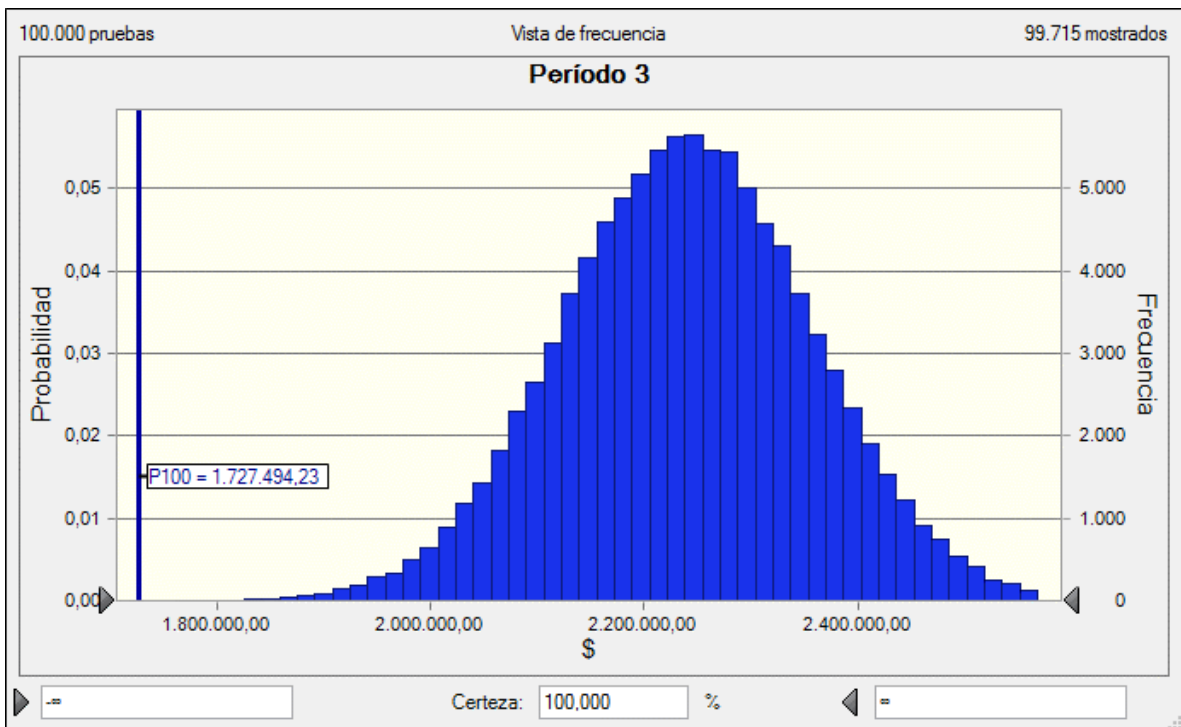
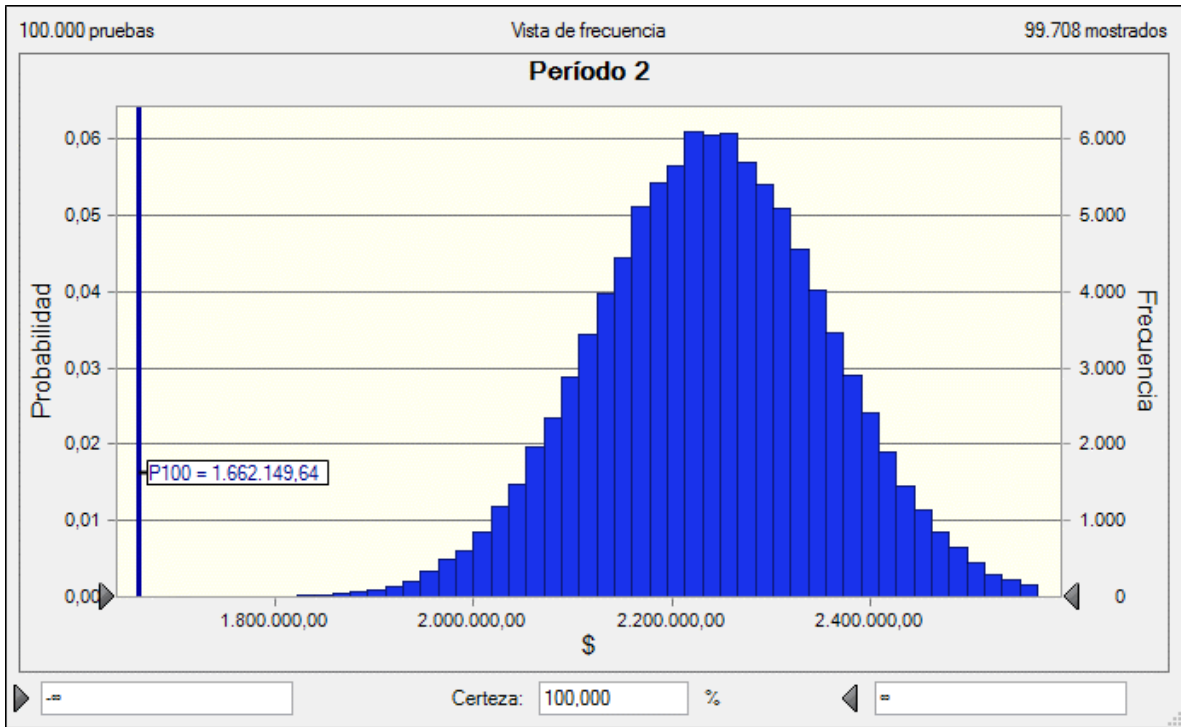
Anexo C

Gráficos de las simulaciones del método de Montecarlo en el cálculo del riesgo de crédito.

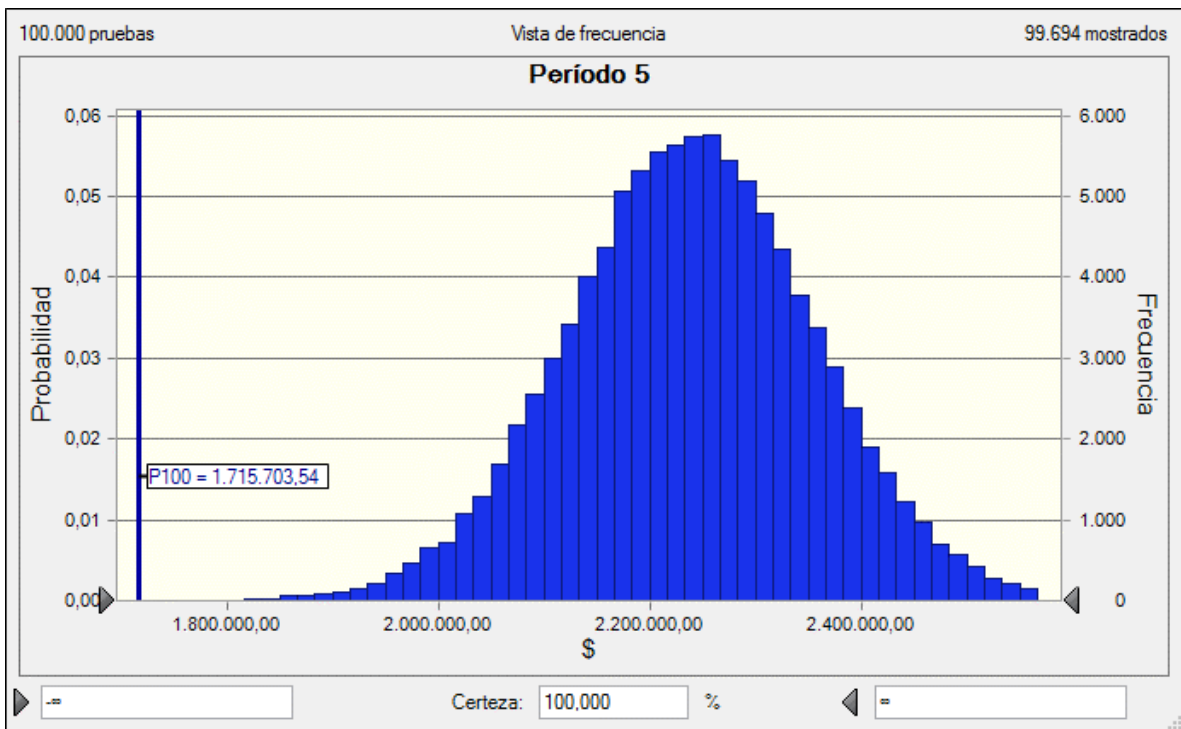
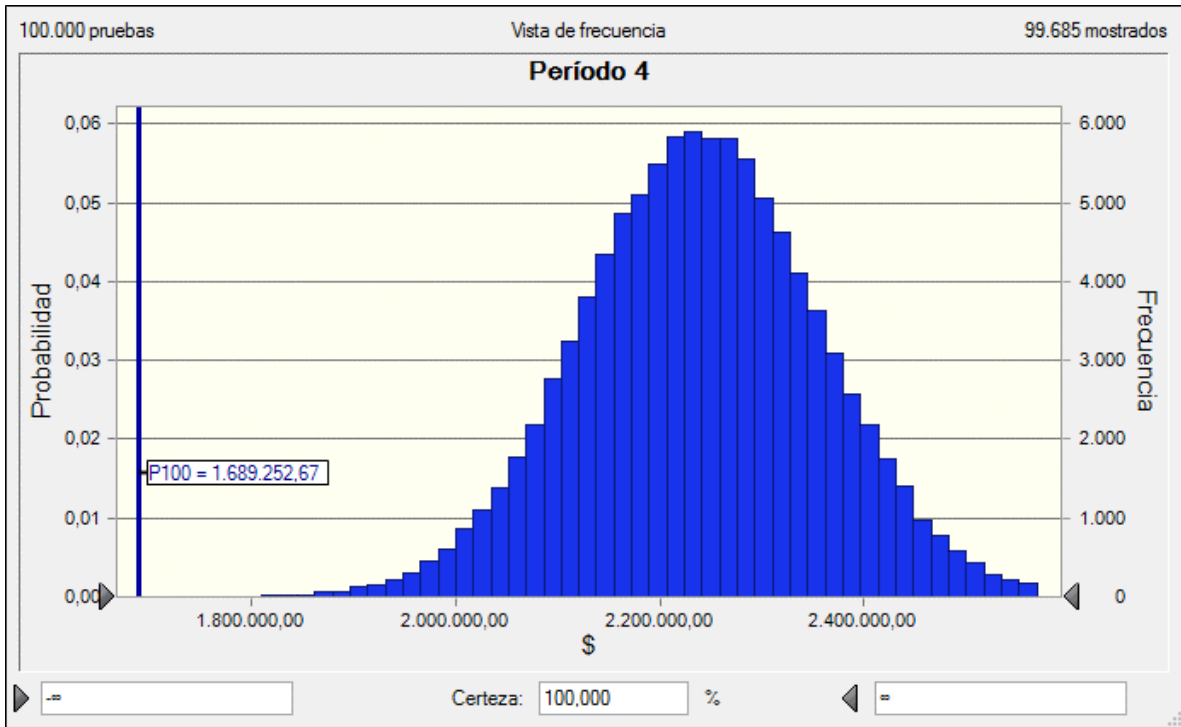
Escenario Optimista:



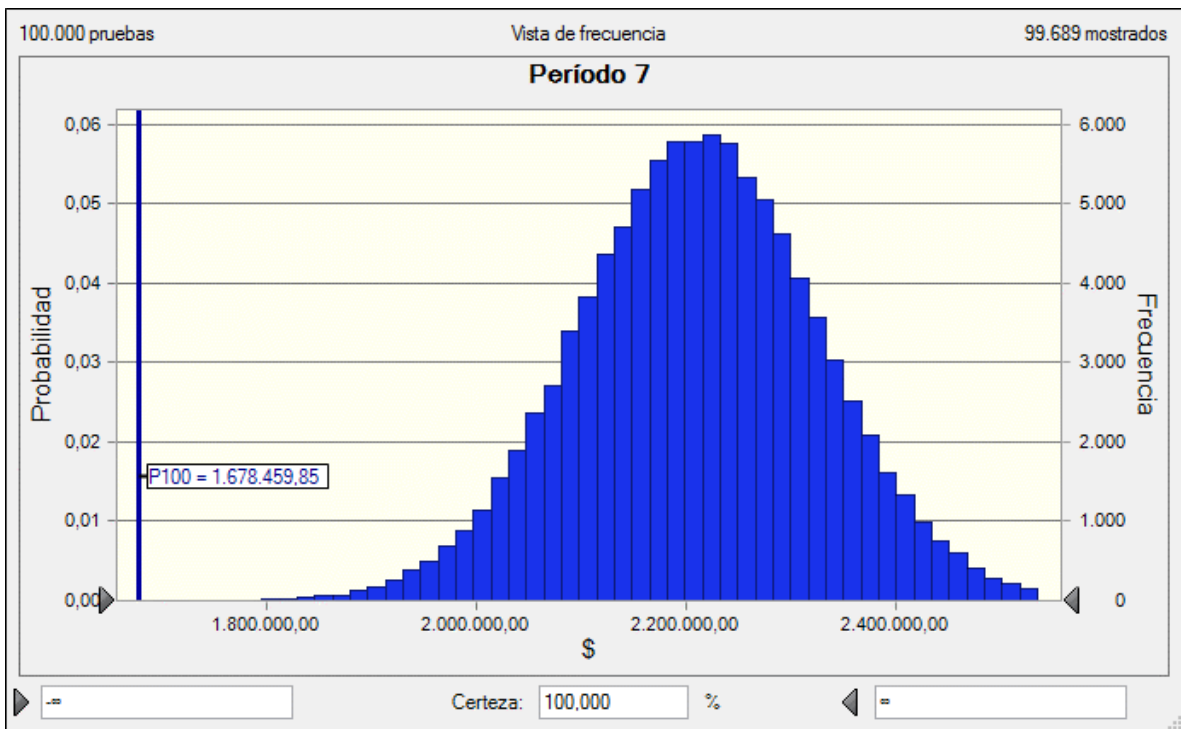
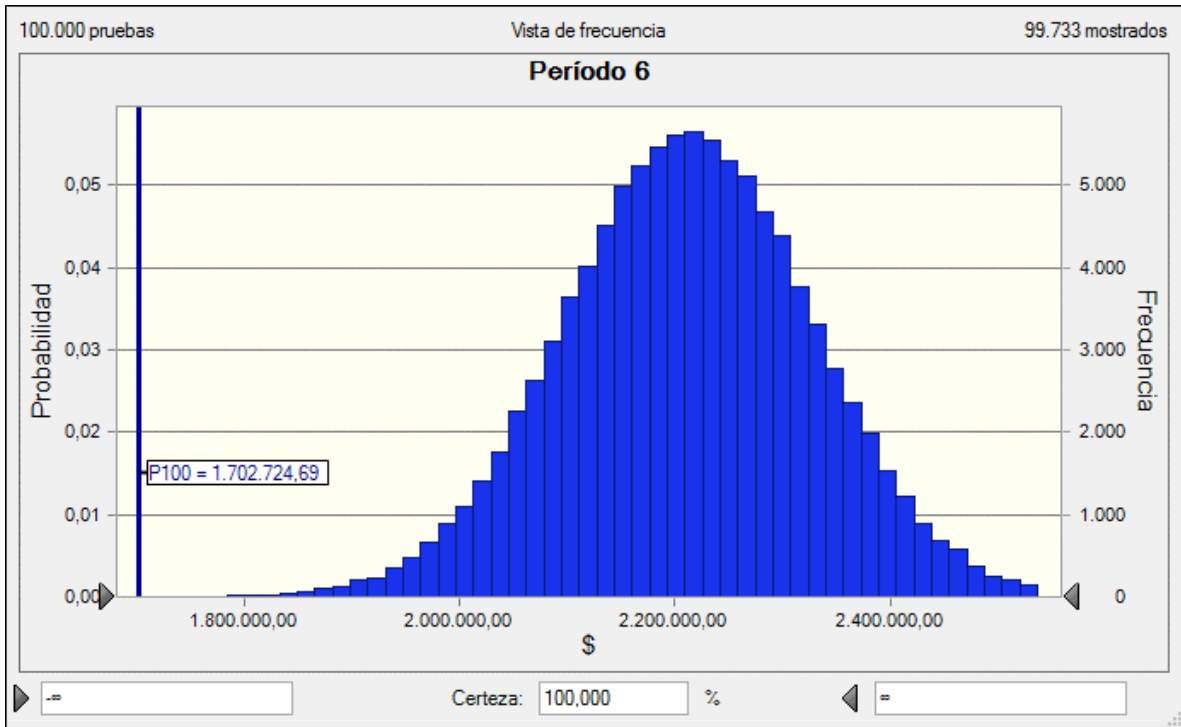
RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL



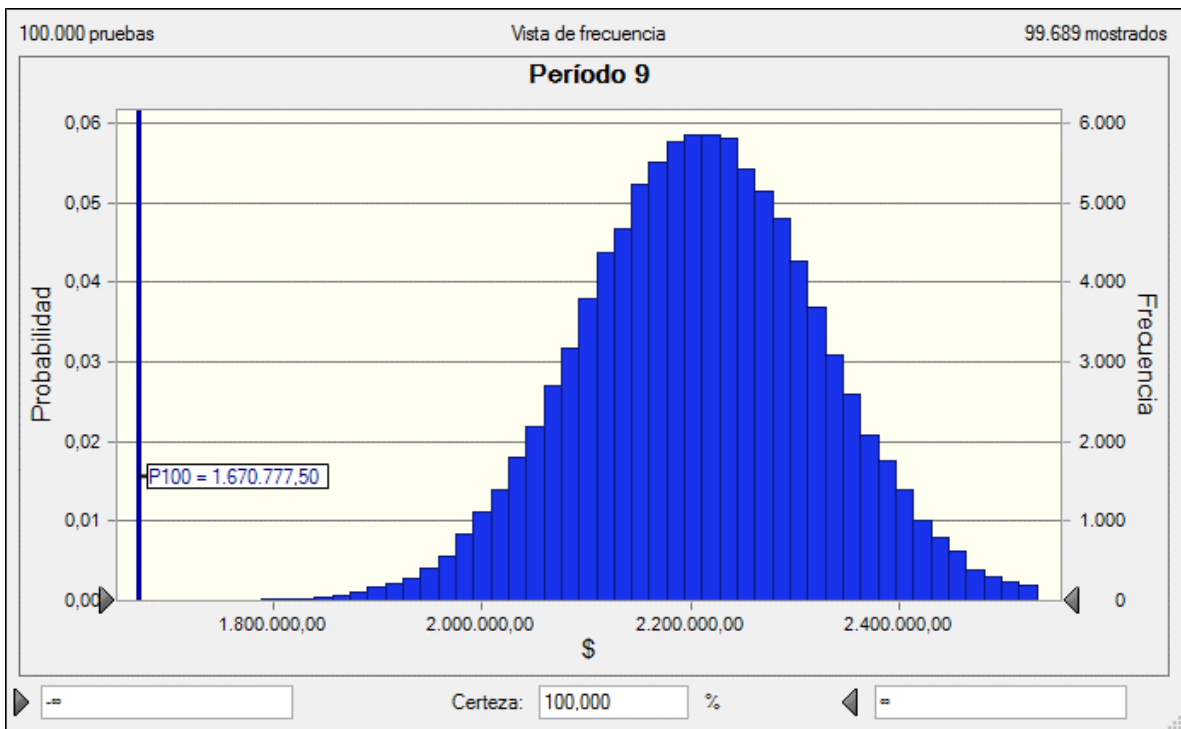
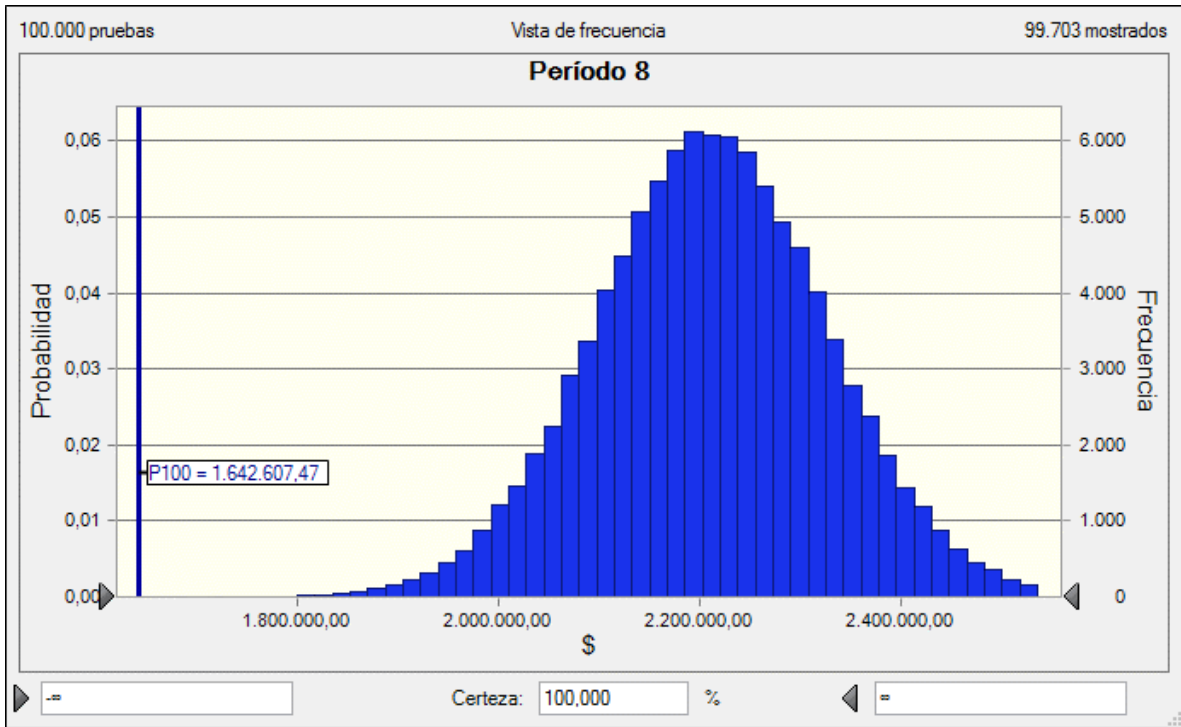
RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL



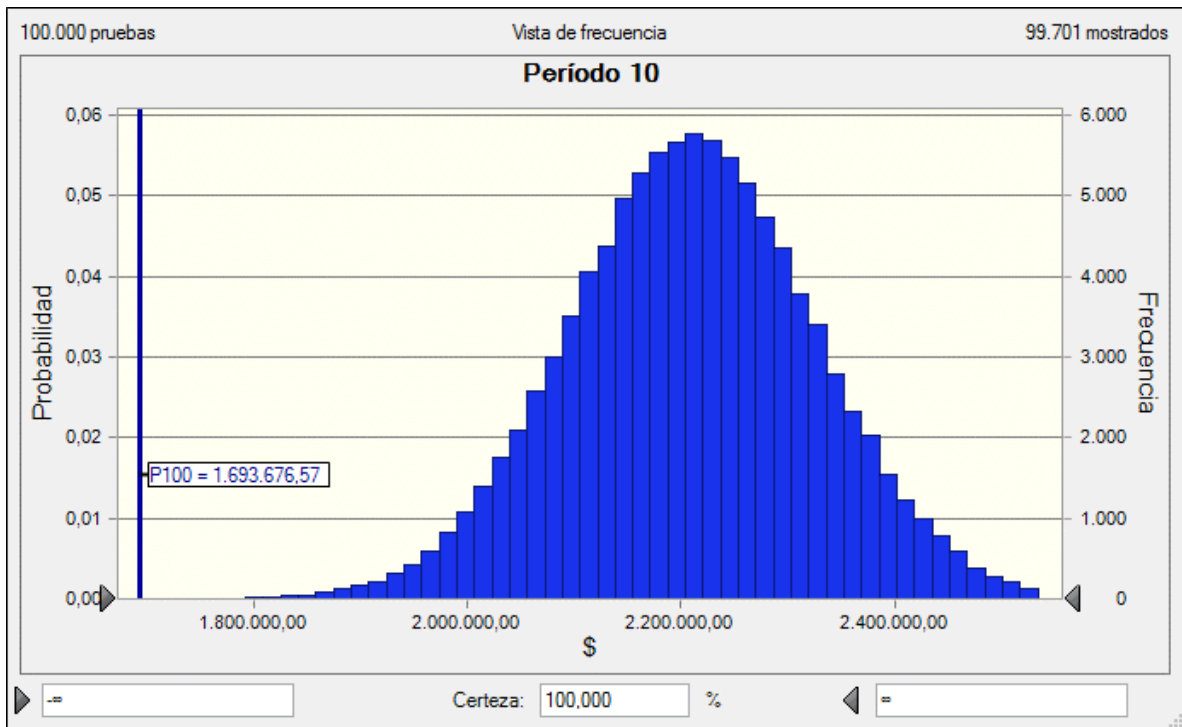
RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL



RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

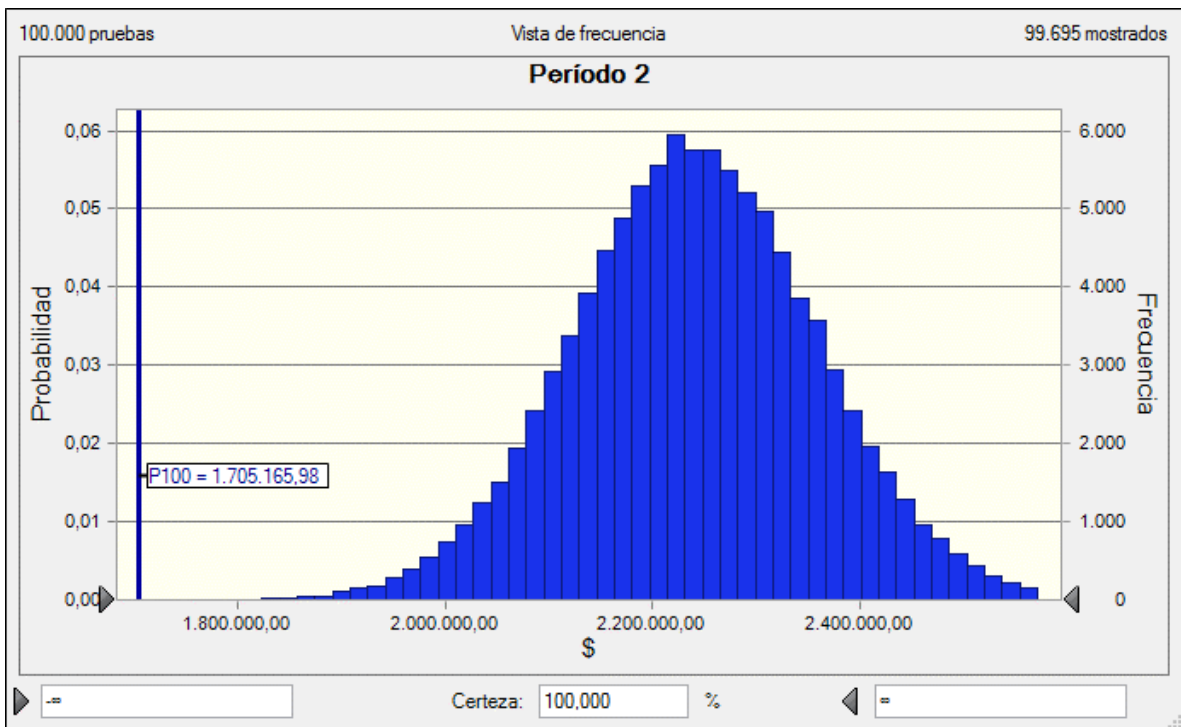
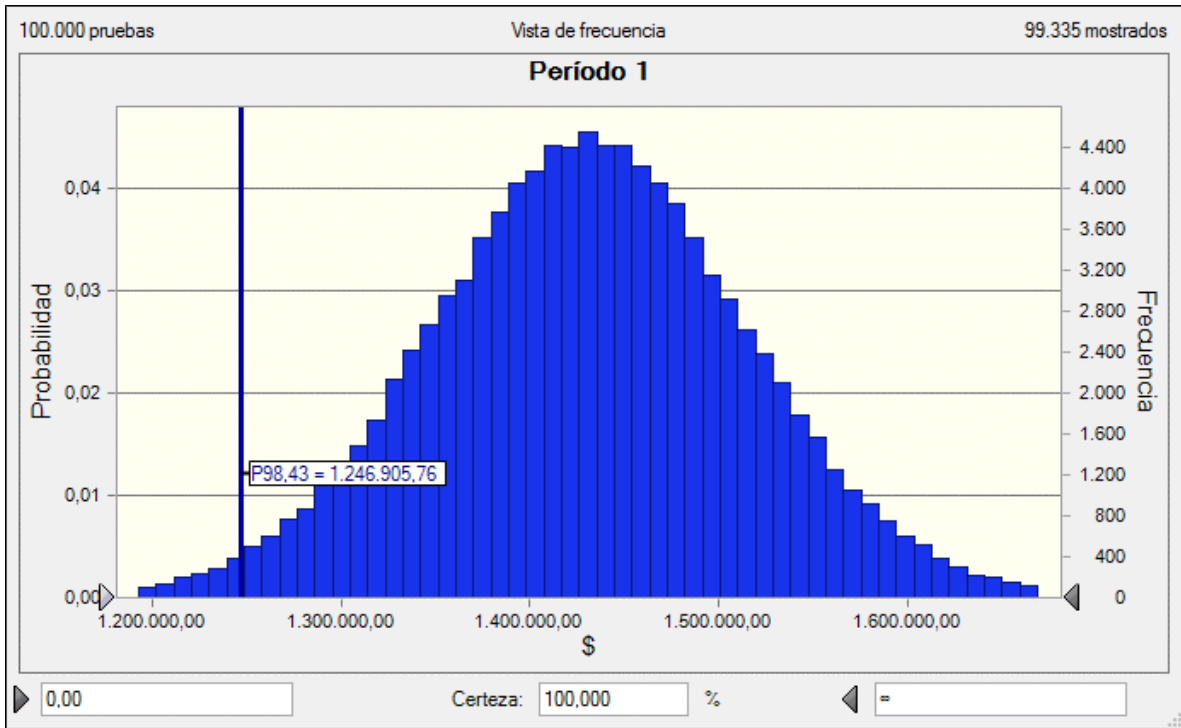


RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

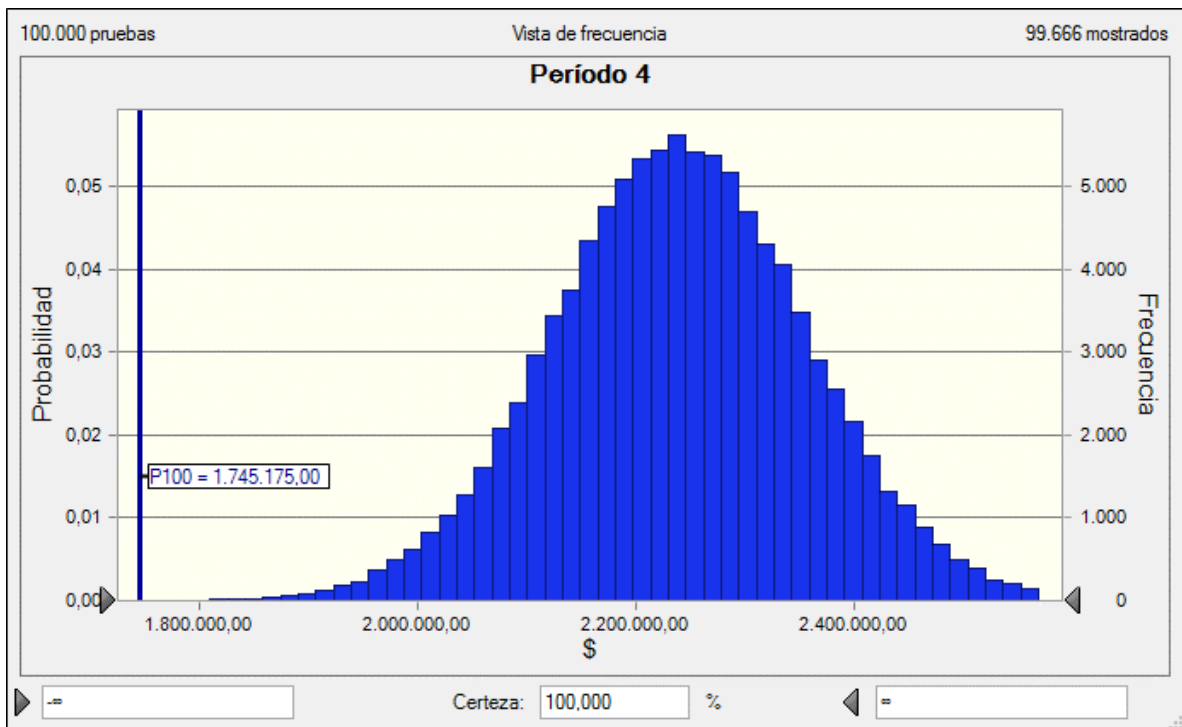
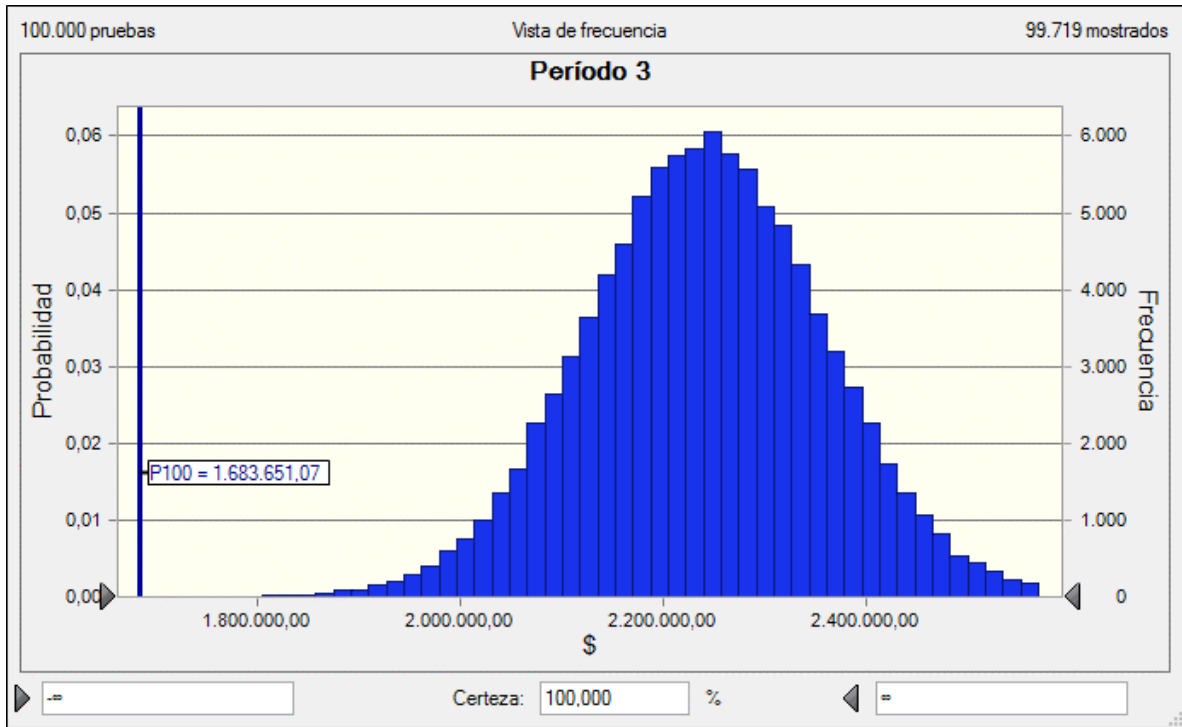


RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

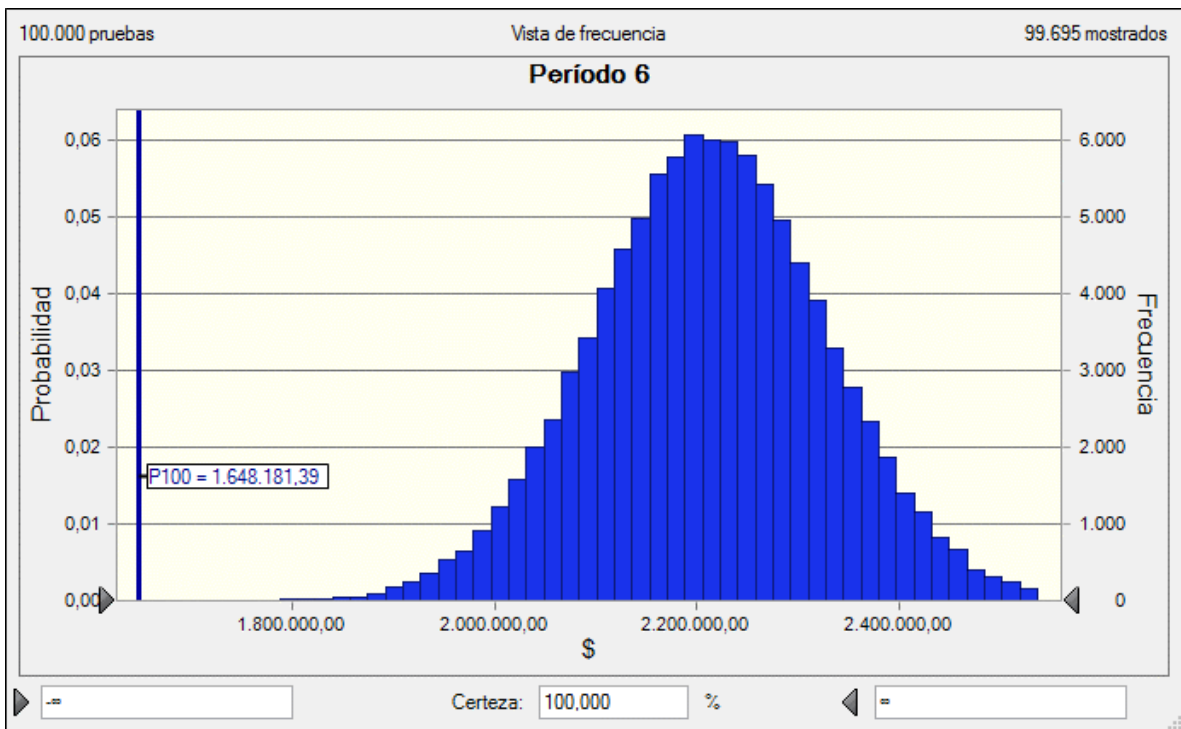
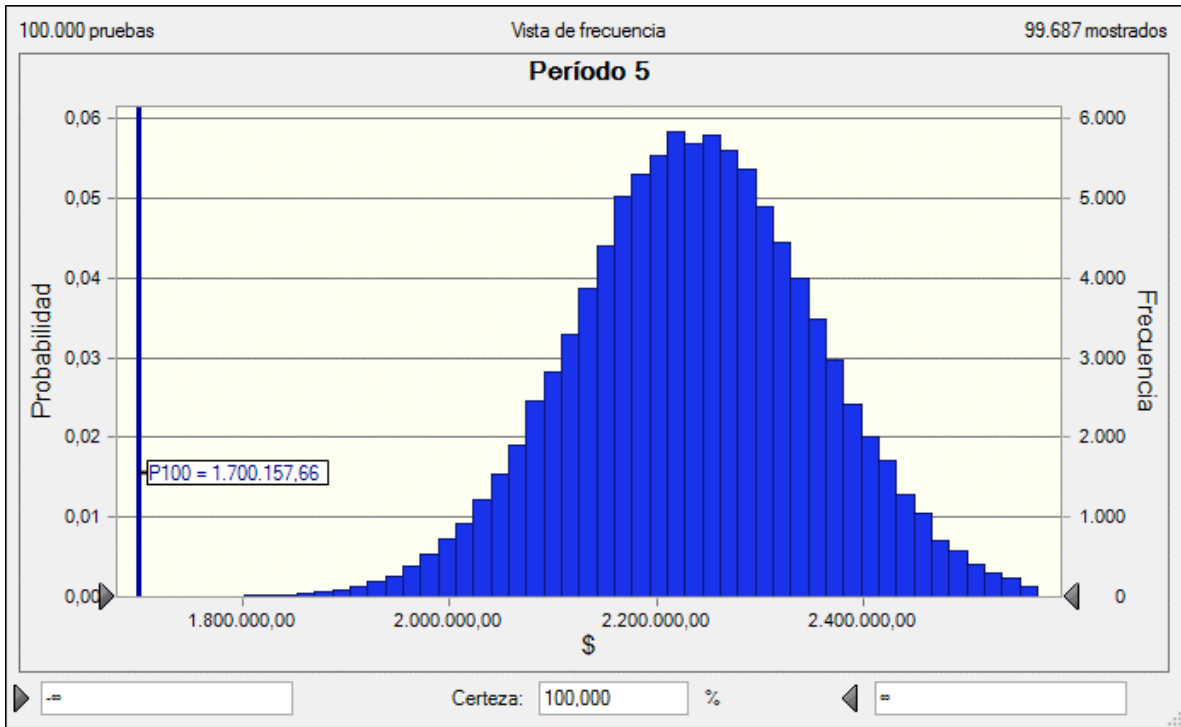
Escenario Probable



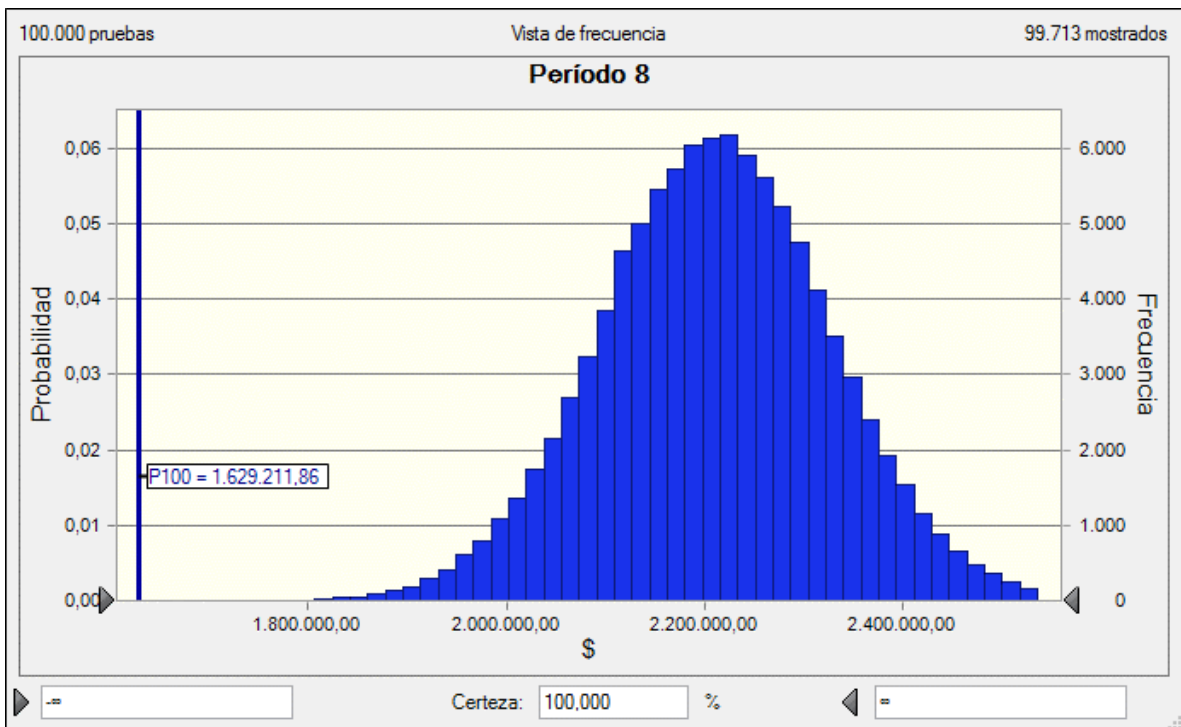
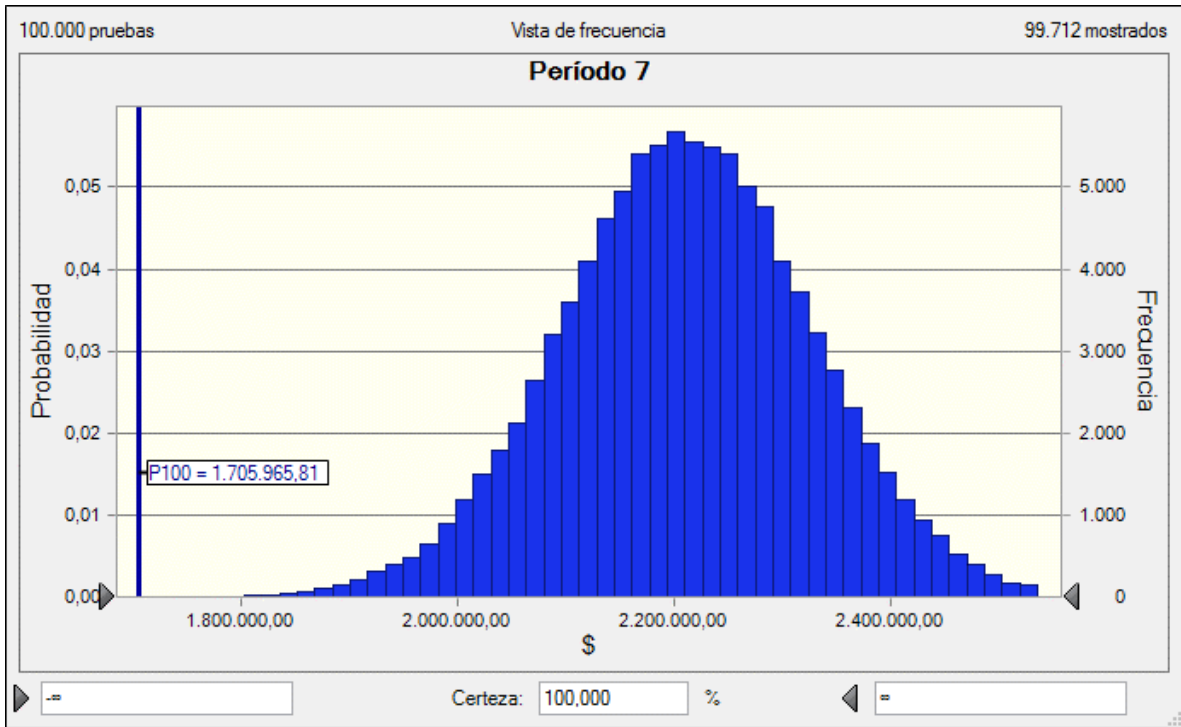
RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL



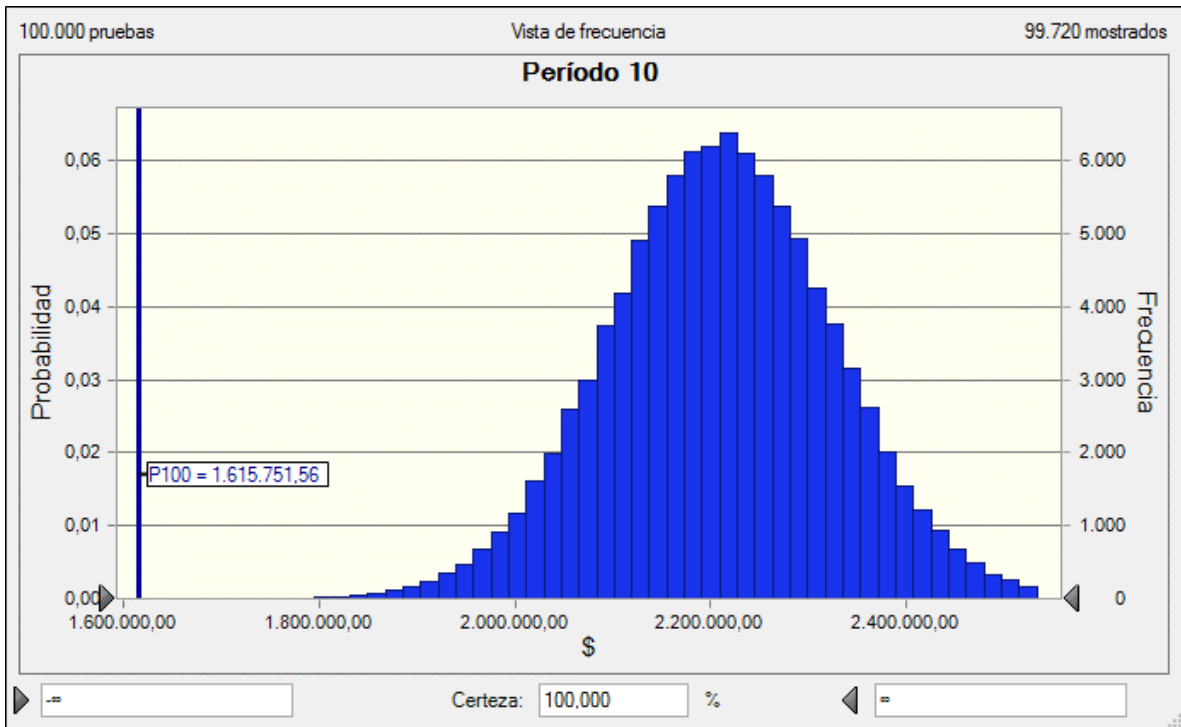
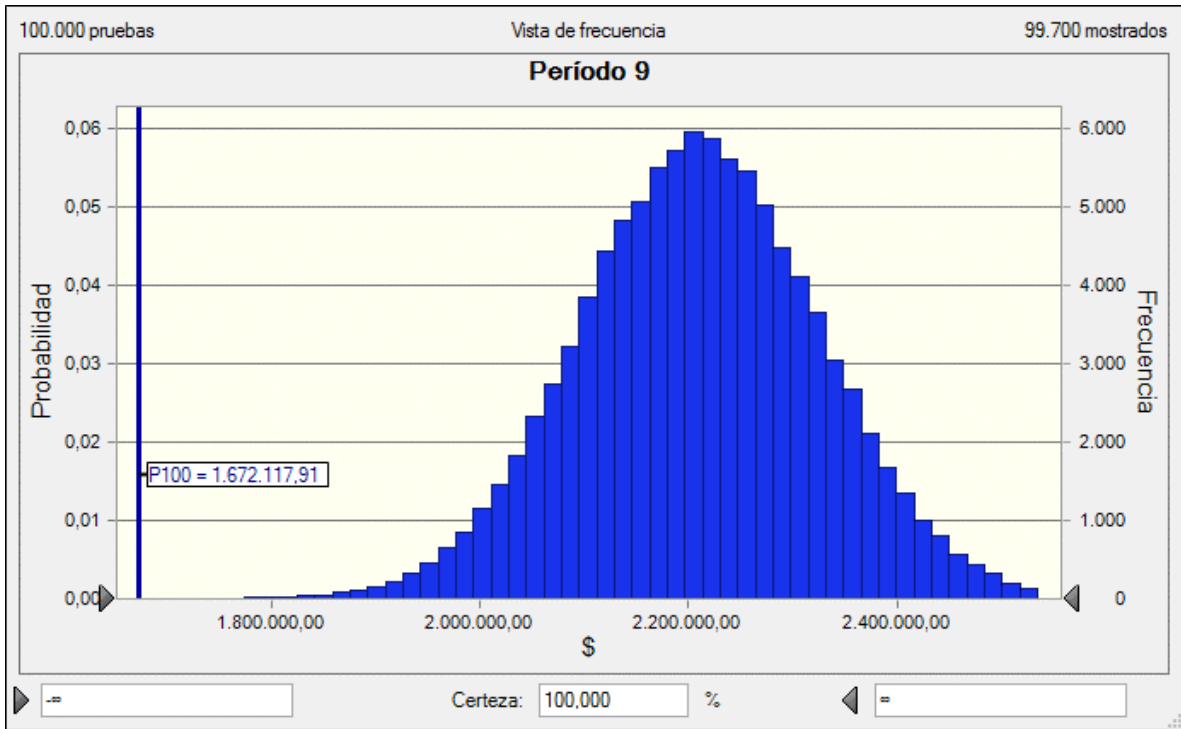
RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL



RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

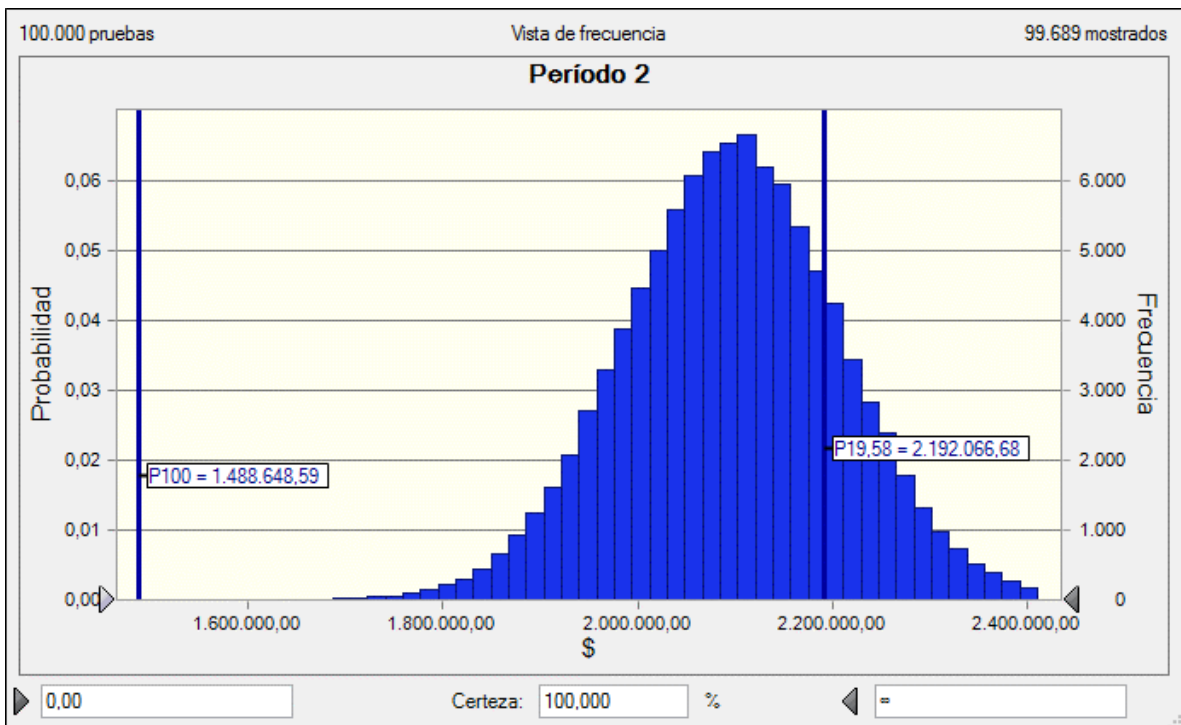
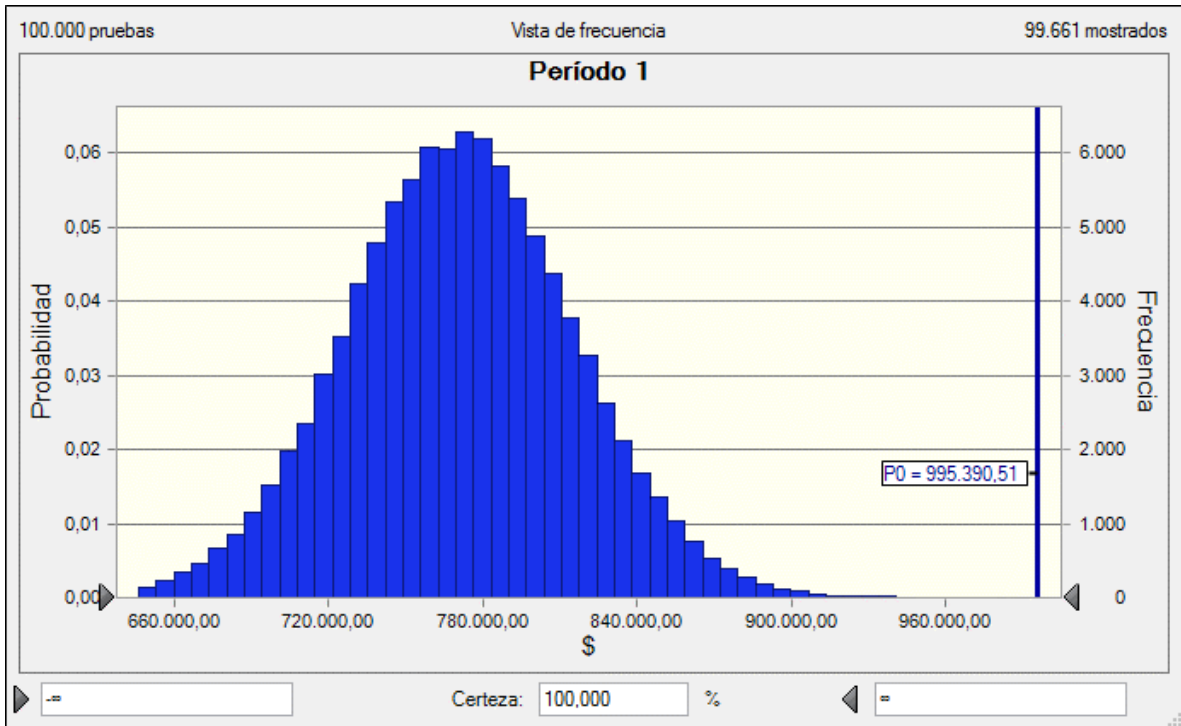


RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

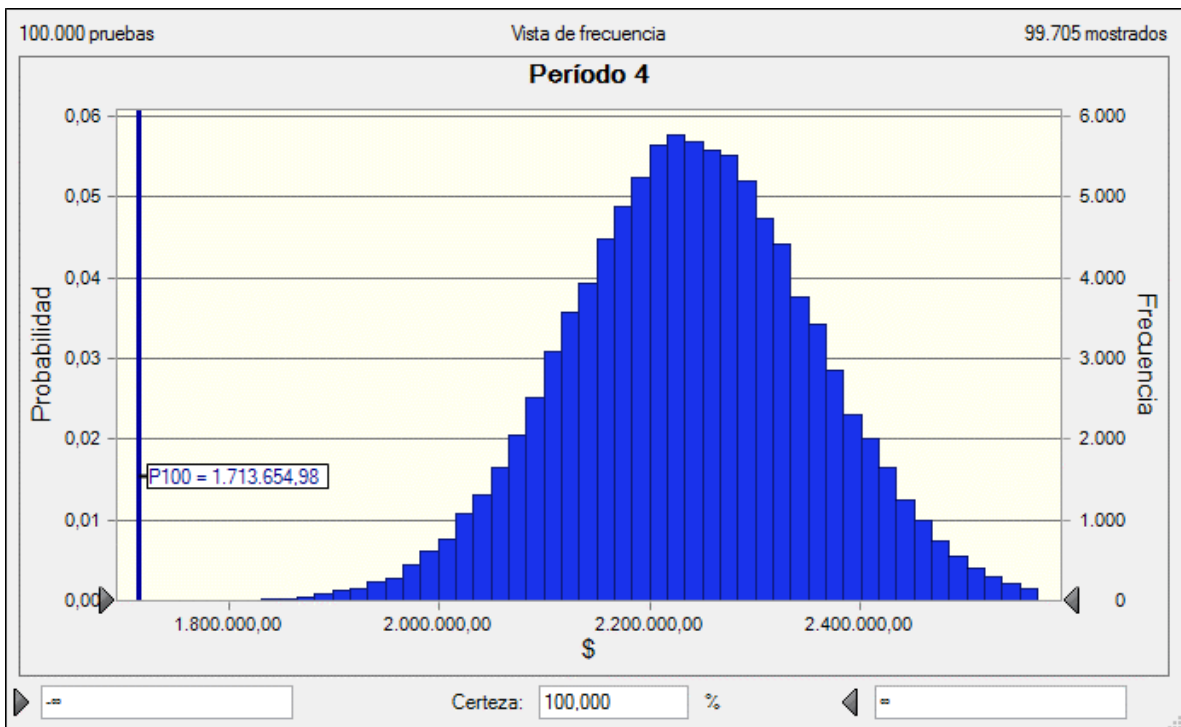
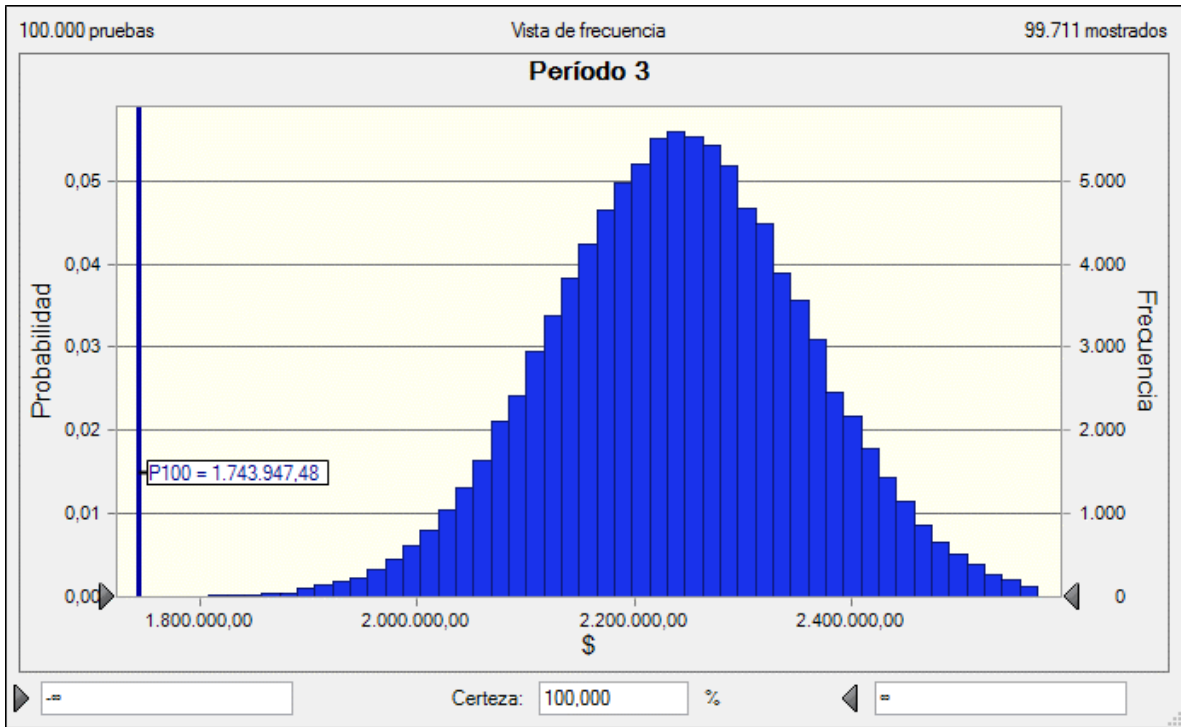


RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

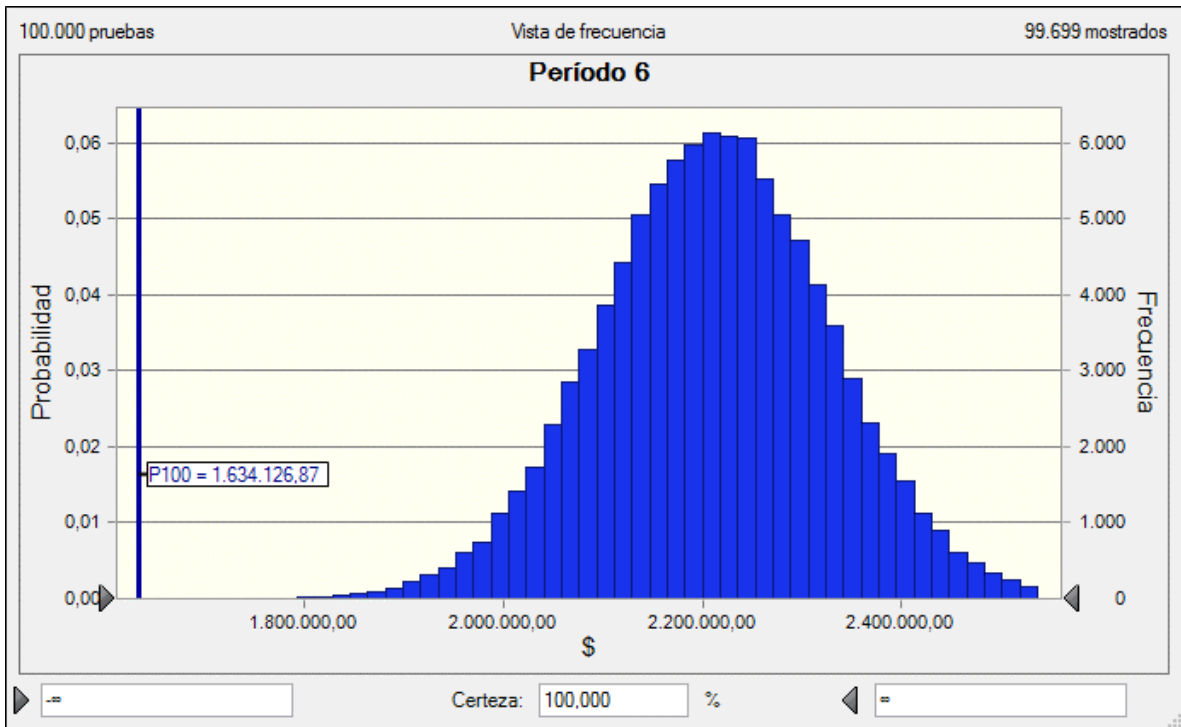
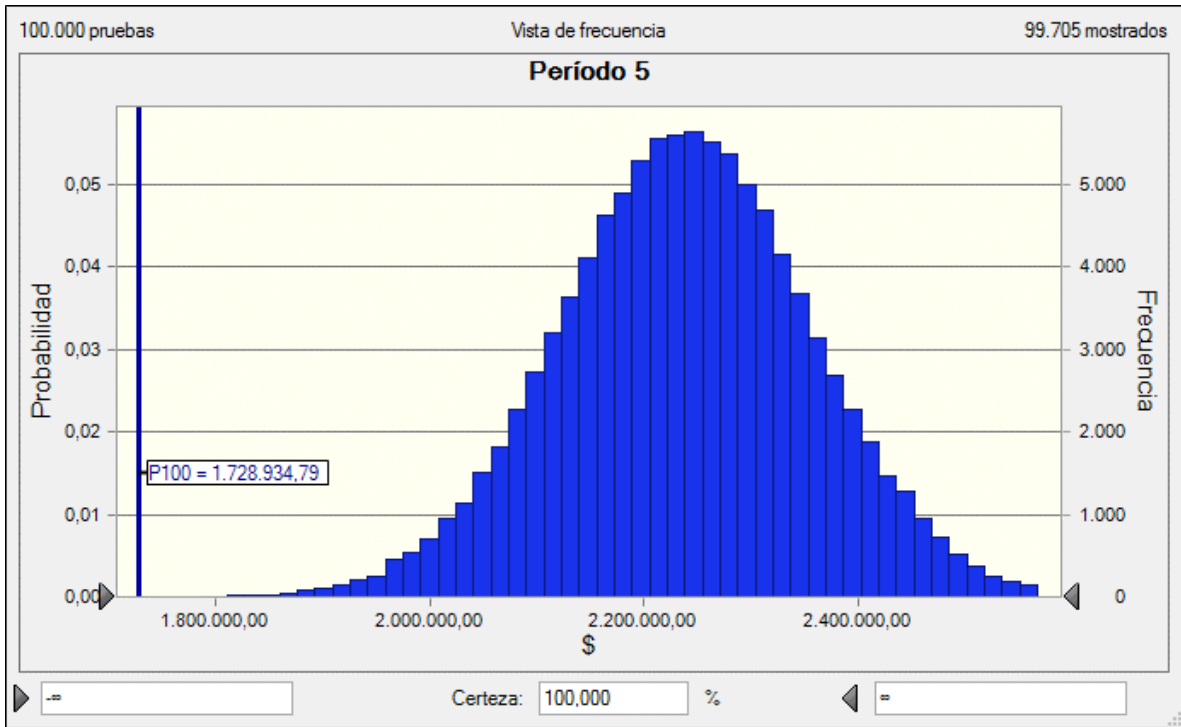
Escenario Pesimista



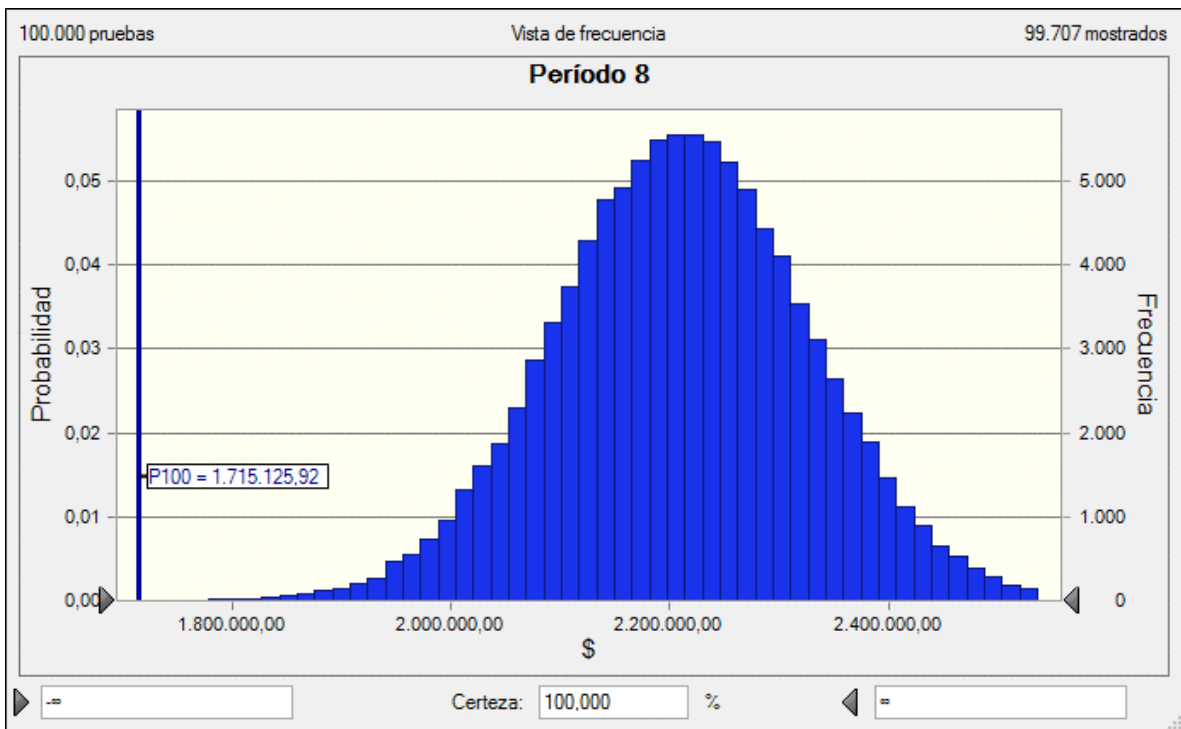
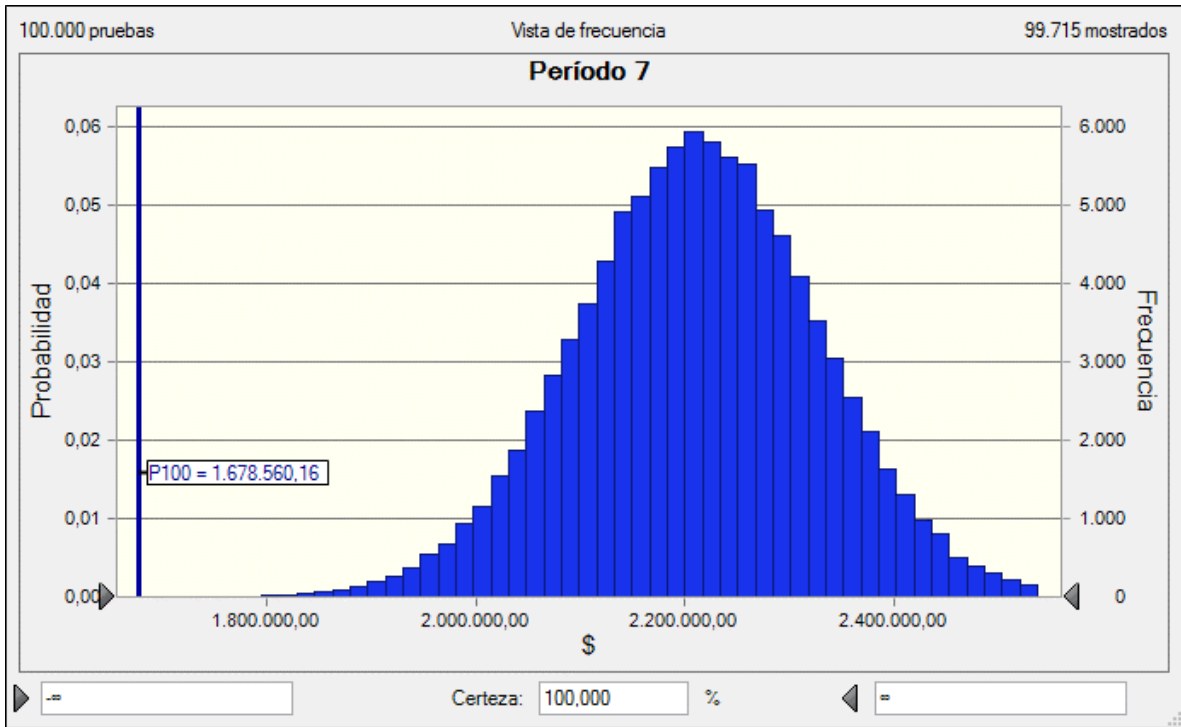
RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL



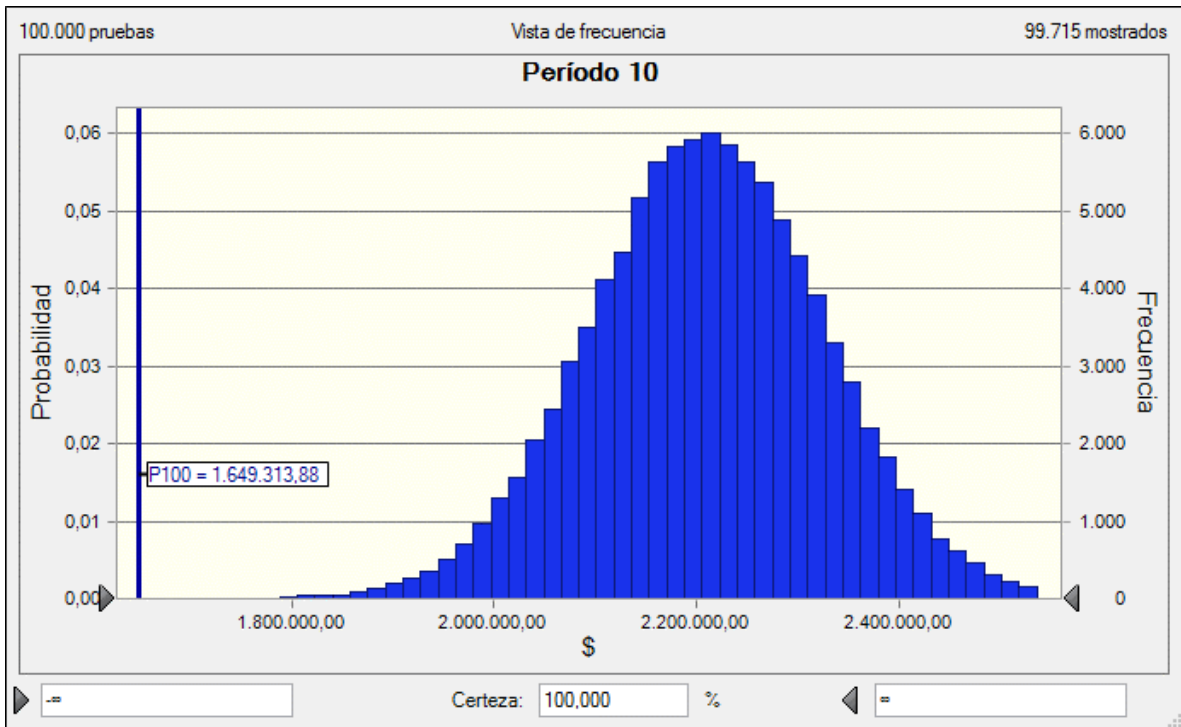
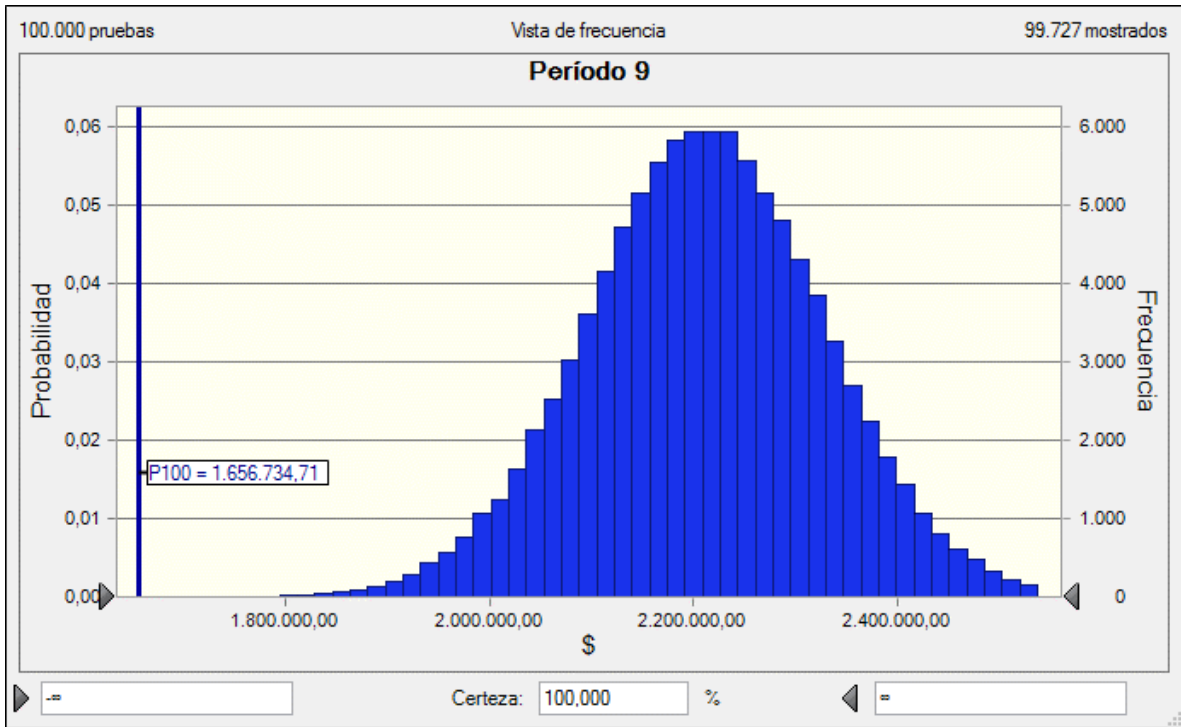
RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL



RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL



RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL



RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Anexo D

Costos de conversión a Gas Natural

	Automóvil 4 cilindros	Automóvil 6 cilindros	Automóvil 8 cilindros	Autobús
NeoMexicana	\$ 32000	\$ 40000	\$ 49000	/
gasNatural fenosa	\$ 30000.	\$ 40500	\$ 48000	\$ 348000
Gazo	\$ 30000	\$ 41000	\$ 50000	\$ 350000
INCOGAS	\$ 31000	\$ 42000	\$ 47500	\$ 345000

Tabla elaborada con información de cada una de las empresas mencionadas.

Gazo cuenta con un servicio de financiamiento propio el cual es de la siguiente forma:

Financiamiento GAZO GNV

- **Unidad taxi ó sedan GNV 52 semanas:**

- 2,900 pesos de enganche y 695 pesos a la semana por 52 semanas (1 año).

- **Urvan / Hiace GNV 52 semanas:**

- 4,350 pesos de enganche y 1,043 pesos a la semana por 52 semanas (1 año).

- **NP 300 GNV 52 semanas:**

- 3,350 pesos de enganche y 803 pesos a la semana por 52 semanas (1 año).

- **Unidad 6 cil. GNV 52 semanas:**

- 3,700 pesos de enganche y 887 pesos a la semana por 52 semanas (1 año).

- **Unidad 8 cil. GNV a 52 semanas:**

- 4,500 pesos de enganche y 1,079 pesos a la semana por 52 semanas (1 año).

