



**TESIS DE GRADO
EN INGENIERÍA INDUSTRIAL**

PLANTA GLP – CAMUZZI GAS

**AUTOR:
GUIDO DESCALZI**

**DIRECTOR DE TESIS:
JORGE TERSOGLIO**

2008

RESUMEN EJECUTIVO

Camuzzi Gas del Sur es una empresa cuya actividad principal es la distribución de gas natural por redes. Sin embargo, también cuenta con una planta de GLP de más de cuarenta años de antigüedad, que fue incluida entre los activos de Gas del Estado que obtuvo la empresa en la privatización. Debido a su antigüedad y al grado de deterioro en que se encuentra, esta planta ha sufrido numerosos inconvenientes en los últimos años, llegando incluso a estar fuera de servicio reiteradas veces. Estos hechos generaron la inquietud de evaluar distintas alternativas posibles para invertir en la planta. El fin de este trabajo es llegar a una propuesta de inversión que resulte rentable para la compañía, colaborando de esta forma con la toma de decisiones. Para la evaluación del mismo se consideró un horizonte de tiempo de diez años.

En primer lugar se realizó un completo estudio de mercado, donde se analizó principalmente al mercado de GLP tanto cualitativa como cuantitativamente. En este capítulo se proyectaron las demandas potenciales y el precio de venta de los líquidos del gas natural. También se detectaron las oportunidades, debilidades, fortalezas y amenazas del proyecto, destacándose como oportunidad el alto precio actual del petróleo y los líquidos, y como fortaleza el hecho de contar con una infraestructura inicial y con el know-how del negocio.

En el siguiente capítulo -el estudio de ingeniería- se realizó una descripción de la localización de la planta y luego se plantearon dos alternativas de inversión, en base a las tecnologías disponibles. La primera consiste básicamente en hacer a nuevo la planta actual, utilizando el mismo tipo de tecnología de procesamiento (absorción refrigerada) pero con maquinarias y equipos modernos. La segunda alternativa consiste en utilizar una tecnología de procesamiento superior (turboexpansión) que tiene un mejor rendimiento, pero implica una mayor inversión inicial. Para ambas alternativas se consideró una capacidad de procesamiento similar, de acuerdo a los volúmenes de gas que la empresa podría disponer en zona, y se analizaron los siguientes ítems, entre otros:

- ✓ Descripción de los procesos
- ✓ Cuantificación de hidrocarburos recuperados
- ✓ Cuantificación del gas retenido en proceso
- ✓ Necesidades de equipos
- ✓ Necesidades de espacio y obras
- ✓ Necesidades de personal
- ✓ Análisis de la potencia requerida
- ✓ Costo de inversión
- ✓ Plazo de ejecución de las obras
- ✓ Layout

Como resultados del capítulo, se tiene el programa de producción que se implementaría con cada alternativa, el que se obtuvo teniendo en cuenta el volumen de gas rico a procesar, las riquezas del gas (según cromatografías), y el rendimiento de cada tecnología.

Programa de Producción	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
<i>-sm3 diarios de 9300kcal</i>									
Gas Procesado	650.000	650.000	650.000	650.000	650.000	650.000	650.000	650.000	650.000
Gas Consumido	127.262	126.344	125.472	124.644	123.857	123.109	122.399	121.725	121.084
<i>RTP</i>	70.762	69.844	68.972	68.144	67.357	66.609	65.899	65.225	64.584
<i>Combustible+Mermas</i>	56.500	56.500	56.500	56.500	56.500	56.500	56.500	56.500	56.500
Gas Residual	522.738	523.656	524.528	525.356	526.143	526.891	527.601	528.275	528.916
Producción Obtenida									
Propano (ton/día)	17,6	17,4	17,3	17,1	17,0	16,8	16,7	16,6	16,5
Butano (ton/día)	16,3	16,2	16,0	15,8	15,7	15,6	15,4	15,3	15,2
Gasolina (m3/día)	35,1	34,5	33,9	33,3	32,7	32,2	31,7	31,2	30,8

Tabla Resumen.1. Programa de producción –Alternativa 1.

Programa de Producción	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
<i>-sm3 diarios de 9300kcal</i>									
Gas Procesado	650.000	650.000	650.000	650.000	650.000	650.000	650.000	650.000	650.000
Gas Consumido	124.460	123.468	122.525	121.629	120.779	119.970	119.202	118.473	117.780
<i>RTP</i>	77.960	76.968	76.025	75.129	74.279	73.470	72.702	71.973	71.280
<i>Combustible+Mermas</i>	46.500	46.500	46.500	46.500	46.500	46.500	46.500	46.500	46.500
Gas Residual	525.540	526.532	527.475	528.371	529.221	530.030	530.798	531.527	532.220
Producción Obtenida									
Propano (ton/día)	21,7	21,5	21,3	21,1	20,9	20,8	20,6	20,5	20,3
Butano (ton/día)	17,4	17,3	17,1	16,9	16,8	16,6	16,5	16,3	16,2
Gasolina (m3/día)	36,0	35,3	34,7	34,1	33,5	33,0	32,5	32,0	31,5

Tabla Resumen.2. Programa de producción –Alternativa 2.

Posteriormente, en el siguiente capítulo -dimensionamiento económico- se utilizaron estos cálculos y las proyecciones de precio realizadas en el estudio de mercado, para calcular los ingresos por venta de líquidos. A lo largo del capítulo también se dimensionaron todas las inversiones y los costos, y se calculó el cuadro de resultados de cada alternativa.

En el dimensionamiento financiero se estableció la estructura de financiación del proyecto y se calcularon los gastos de financiación, que incluyen los intereses de la deuda. Para ambas alternativas se utilizó un porcentaje de endeudamiento del 40% sobre la inversión inicial. Dado que esto tiene influencia en el cuadro de resultados, el mismo fue recalculado. Luego se confeccionaron el balance y el flujo de fondos, tanto del inversor como el del proyecto.

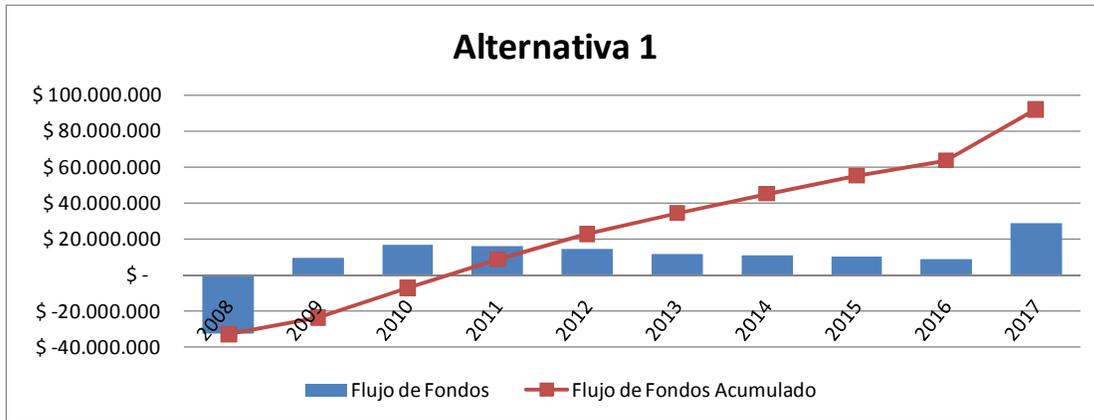


Figura Resumen.1. Flujo de fondos del proyecto para la alternativa 1.

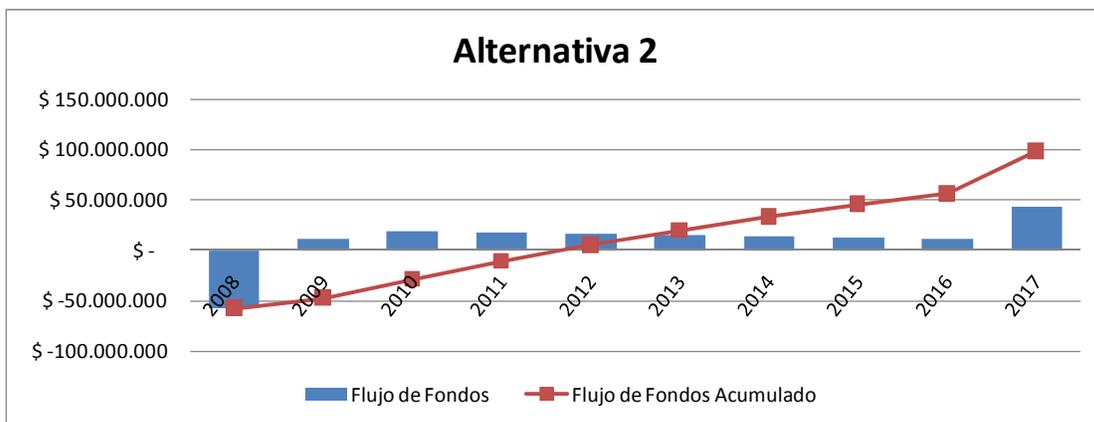


Figura Resumen.2. Flujo de fondos del proyecto para la alternativa 2.

Una vez desarrollado el flujo de fondos, se calculó la tasa de descuento (WACC) y se aplicaron los distintos criterios para evaluación de proyectos: VAN, TIR y período de repago. Los resultados obtenidos se resumen en la siguiente tabla:

<u>Comparación</u>	<u>Absorción Refrigerada Alternativa 1</u>	<u>TurboExpander Alternativa 2</u>
T.I.R.	37,2%	23,2%
W.A.C.C. promedio	21,1%	21,3%
V.A.N. del proyecto	\$ 18.187.975	\$ 3.265.665
TOR	44,2%	24,9%
Ke promedio	21,4%	21,7%
V.A.N. del inversor	\$ 18.370.418	\$ 3.903.125
TOR/TIR	1,19	1,07
Período de repago simple (años)	3,45	4,66

Tabla Resumen.3. Comparación de los resultados de la evaluación financiera.

En el capítulo Riesgos, se analizaron los resultados obtenidos desde el punto de vista probabilístico. Para realizar este análisis se determinaron las variables claves del proyecto que están sometidas a volatilidad y se les asignó una distribución de probabilidades para sus valores. Luego se realizaron simulaciones que permitieron evaluar el comportamiento del VAN frente a la variación de los valores que las variables volátiles fueron tomando en los distintos escenarios. En la parte final del capítulo se recomendaron una serie de medidas para acotar el riesgo.



Figura Resumen.3. Distribución de probabilidades del VAN para la alternativa 1.

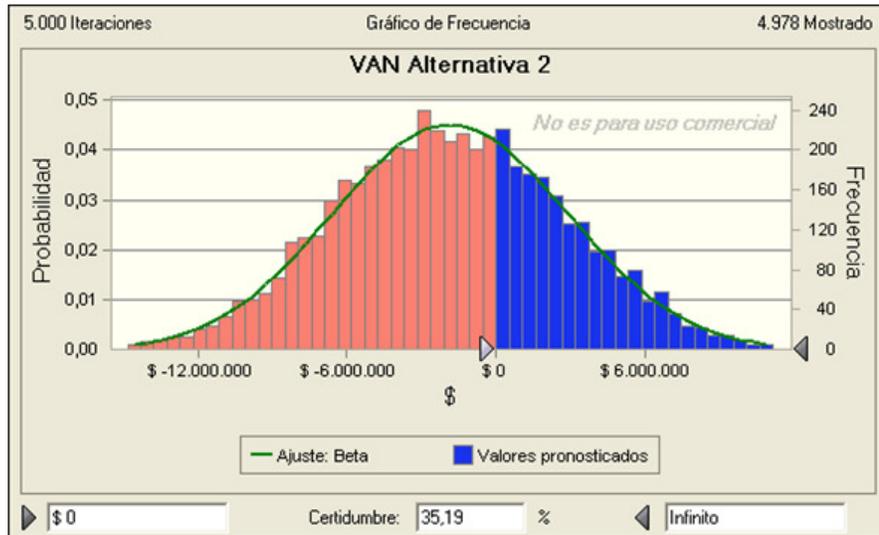


Figura Resumen.4. Distribución de probabilidades del VAN para la alternativa 2.

Finalmente, como resultado final, se llega a la conclusión de que la mejor opción para la compañía es invertir en la alternativa 1 (planta de absorción refrigerada).

ABSTRACT

Camuzzi Gas del Sur's main business consists of the distribution of natural gas. Among its assets, there is a forty year old LPG plant, transferred from Gas del Estado at the privatization times. This outdated and highly deteriorated plant permanently faced serious operation problems during the last years, being also completely out-of-service several times. These facts generated the need to evaluate different alternatives to improve the plant performance. The objective of this work is to contribute with an investment proposal, to help the company in the decision making process towards the efficiency and profitability of the plant. The time horizon considered in this project is ten years.

Initially, a complete quali/quantitative market research was conducted, to deeply analyze the LPG market. In the market research chapter, were projected the potential demand and the selling price of the natural gas liquids (NGL). It was also detected the strengths, weaknesses, opportunities, and threats of the project, emphasizing the great opportunity represented by the actual record high of the oil and liquids international prices as well as the strength of having the know-how of the business and an existing infrastructure to start building on.

In the engineering chapter the plant location was described, and were suggested two different investing alternatives, based on the technologies available. The first one consists basically on revamping the present plant, using the same installed technology (refrigerated lean oil absorption) updated with new machineries and equipment. The second alternative is based on a more efficient and newer technology (turbo expansion) that implies a larger investment. Both alternatives consider a similar processing capacity, according to the gas volumes that the company could manage in the area. The following items –among others- were also analyzed:

- ✓ Description of the processes
- ✓ Hydrocarbon recovery
- ✓ Natural gas shrinkage
- ✓ Needs of equipment
- ✓ Needs of land and works
- ✓ Needs of personnel
- ✓ Required Power Analysis
- ✓ Investment cost
- ✓ Schedule
- ✓ Layout

At the end of the chapter can be founded the production program to be implemented, that was calculated after considering the volume of gas to be processed, the hydrocarbon composition of the gas, and the yield of each technology.

Production Chart	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
<i>-sm3d @9300kcal</i>									
Volume of gas processed	650.000	650.000	650.000	650.000	650.000	650.000	650.000	650.000	650.000
Consumption	127.262	126.344	125.472	124.644	123.857	123.109	122.399	121.725	121.084
Shrinkage	70.762	69.844	68.972	68.144	67.357	66.609	65.899	65.225	64.584
Fuel + Losses	56.500	56.500	56.500	56.500	56.500	56.500	56.500	56.500	56.500
Residue Gas	522.738	523.656	524.528	525.356	526.143	526.891	527.601	528.275	528.916
Production									
Propane (tons per day)	17,6	17,4	17,3	17,1	17,0	16,8	16,7	16,6	16,5
Butane (tons per day)	16,3	16,2	16,0	15,8	15,7	15,6	15,4	15,3	15,2
Gasoline (m3 per day)	35,1	34,5	33,9	33,3	32,7	32,2	31,7	31,2	30,8

Chart Abstract.1. Production program –Alternative 1.

Production Chart	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
<i>-sm3d @9300kcal</i>									
Volume of gas processed	650.000	650.000	650.000	650.000	650.000	650.000	650.000	650.000	650.000
Consumption	124.460	123.468	122.525	121.629	120.779	119.970	119.202	118.473	117.780
Shrinkage	77.960	76.968	76.025	75.129	74.279	73.470	72.702	71.973	71.280
Fuel + Losses	46.500	46.500	46.500	46.500	46.500	46.500	46.500	46.500	46.500
Residue Gas	525.540	526.532	527.475	528.371	529.221	530.030	530.798	531.527	532.220
Production									
Propane (tons per day)	21,7	21,5	21,3	21,1	20,9	20,8	20,6	20,5	20,3
Butane (tons per day)	17,4	17,3	17,1	16,9	16,8	16,6	16,5	16,3	16,2
Gasoline (m3 per day)	36,0	35,3	34,7	34,1	33,5	33,0	32,5	32,0	31,5

Chart Abstract.2. Production program –Alternative 2.

In the economic chapter, based on these calculations and the price projections, we arrived at the per-sale income for the NGL. After determining also the costs and the investment, we finally show an income statement for each alternative.

In the financial chapter, it is settled the finance structure of the project, which include the finance costs and interest expenses. Both alternatives considered the same percentage of debt over the initial investment (40%). Due to its influence in the income statement, it was recalculated. Later we calculated the balance sheet and the cash flows.

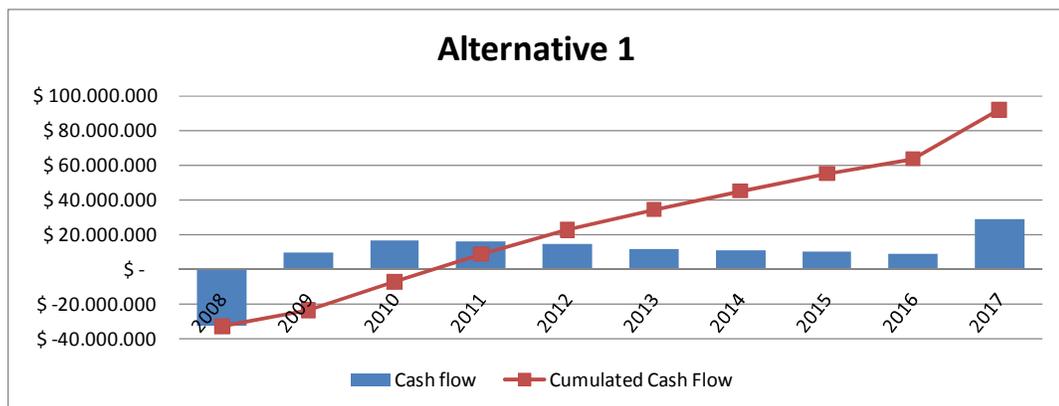


Figure Abstract.1. Project Cash Flow under alternative 1.

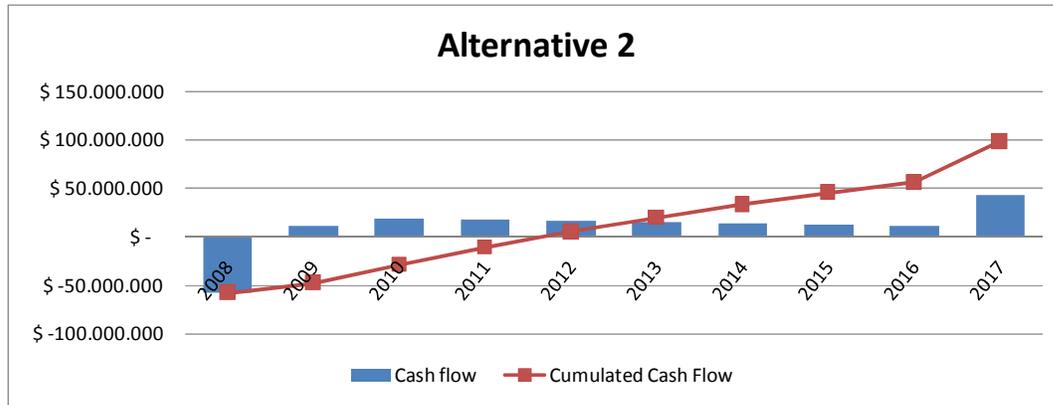


Figure Abstract.2. Project Cash Flow under alternative 2.

Once the cash flow and the Weighted Average Cost of Capital (WACC) were developed, different criteria were applied for evaluation: Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR), and the repayment period. The results are summarized in the following chart:

<u>Comparison</u>	<u>Lean Oil Absortion Alternative 1</u>	<u>TurboExpander Alternative 2</u>
IRR	37,2%	23,2%
W.A.C.C.	21,1%	21,3%
NPV for the project	\$ 18.187.975	\$ 3.265.665
TOR	44,2%	24,9%
Ke	21,4%	21,7%
NPV for the investor	\$ 18.370.418	\$ 3.903.125
TOR/IRR	1,19	1,07
Repayment period (years)	3,45	4,66

Chart Abstract.3. Financial evaluation comparison.

In the risks chapter, the previous results obtained were analyzed from a probabilistic point of view. In order to complete this analysis, the key volatile variables of the project were determined and a probability distribution was selected for each one. Later a simulation was run in order to evaluate the behavior of the NPV against the variation of the values that the volatile variables were taking in the different trials. At the end of the chapter some measures were recommended in order to reduce the risk.

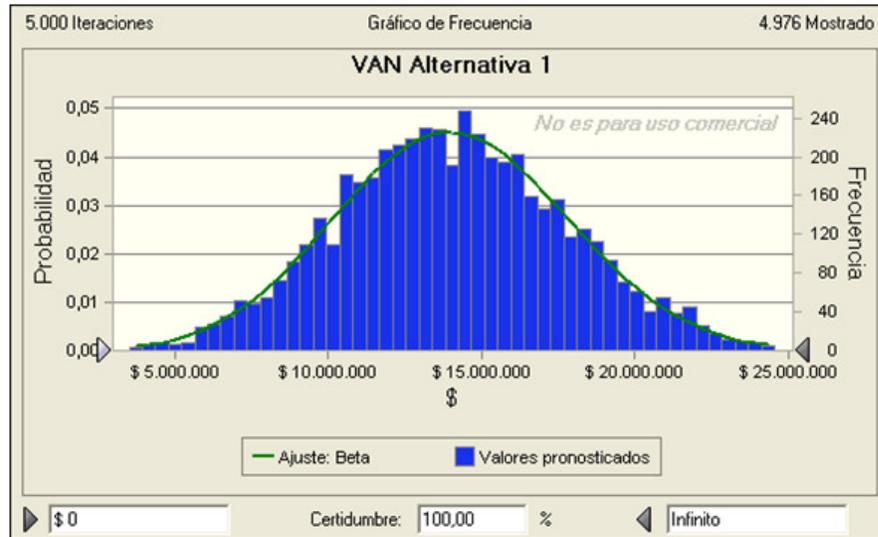


Figure Abstract.3. Probability Distribution of the NPV for alternative 1.

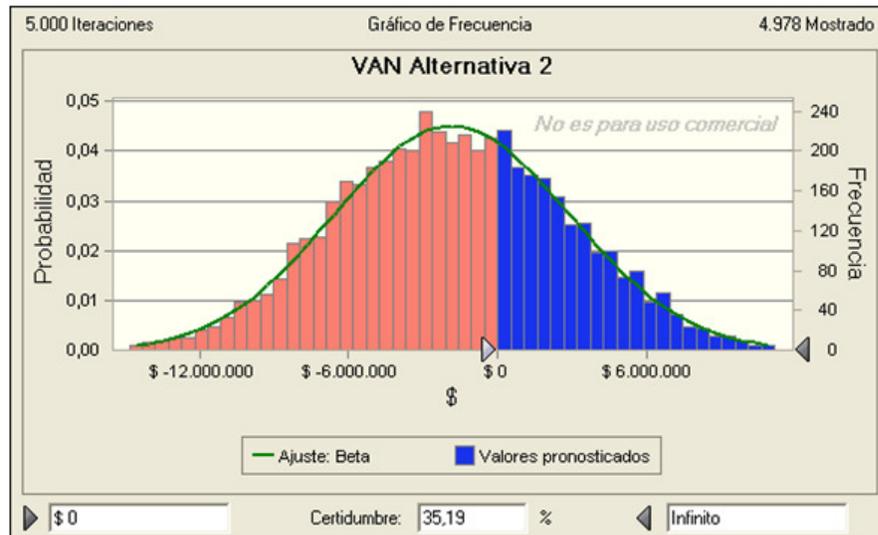


Figure Abstract.4. Probability Distribution of the NPV for alternative 2.

The final conclusion is that the best option for the company is to invest in a new lean oil absorption plant (alternative 1).

TABLA DE CONTENIDOS

1. INTRODUCCIÓN	1
1.1 OBJETIVO	1
1.2 ¿QUÉ ES EL GLP?	1
1.2.1 Características del GLP	2
1.2.2 Formas de obtención del GLP	3
1.2.3 Aplicaciones	3
1.2.4 Formas de comercialización	4
1.3 SITUACIÓN ACTUAL	5
1.4 ALTERNATIVA PROPUESTA	6
1.5 ALCANCE	6
1.6 HORIZONTE DE TIEMPO	6
1.7 MÉTODOS DE EVALUACIÓN	6
1.8 IMPLEMENTACIÓN DEL PROYECTO Y SU SOSTENIMIENTO EN EL TIEMPO	6
2. ESTUDIO DE MERCADO	9
2.1 HISTORIA DEL GLP EN ARGENTINA	9
2.2 ACTORES DE MERCADO	10
2.3 ANÁLISIS DEL MERCADO CONSUMIDOR	11
2.3.1 Uso doméstico (Residencial/Comercial)	11
2.3.1.1 GLP Envasado	12
2.3.1.1.1 Estacionalidad	14
2.3.1.2 GLP por Redes	15
2.3.1.2.1 Estacionalidad	19
2.3.1.3 GLP a Granel (Venta directa al usuario)	19
2.3.2 Petroquímica	21
2.3.2.1 Breve reseña de la Industria Petroquímica en Argentina	21
2.3.2.2 Descripción de la Industria Petroquímica Argentina	21
2.3.2.3 Perspectiva de la Industria Petroquímica	23
2.3.3 Otros usos del GLP	24
2.3.3.1 Propelentes	24
2.3.3.2 GLP Vehicular	24
2.3.4 Exportación	25
2.3.5 Cuantificación de la demanda	26
2.3.6 Proyección de la Demanda	31
2.3.6.1. Recolección de datos históricos	31

2.3.6.2	Análisis de los datos.....	34
2.3.6.3	Modelo de regresión lineal para series de tiempo con estacionalidad	36
2.3.6.4	Resultados del modelo de regresión lineal para series de tiempo con estacionalidad.....	38
2.3.6.5	Test de estacionalidad	40
2.3.6.6	Función predictora y error	41
2.3.6.7	Resultados de las proyecciones	44
2.3.6.8	Proyección del consumo de GLP por redes de las localidades dentro del área de concesión de Camuzzi	44
2.4	ANÁLISIS DEL MERCADO COMPETIDOR.....	49
2.4.1	Fuentes de GLP en Argentina	49
2.4.2	Productores y plantas de GLP en Argentina	51
2.4.3	Producción de GLP por productor.....	52
2.4.4	Ventas de GLP al mercado interno por productor	53
2.4.5	Exportaciones de GLP	55
2.4.6	Descripción de los productores.....	56
2.4.7	Impacto del proyecto en la competencia	60
2.4.8	Impacto de potenciales nuevos competidores	60
2.5	ANÁLISIS DEL MERCADO PROVEEDOR	60
2.5.1	Disponibilidad de recursos.....	60
2.5.2	Contratos de compra de gas natural	60
2.5.3	Poder de negociación con los proveedores	61
2.6	ANÁLISIS DEL MERCADO DISTRIBUIDOR	61
2.6.1	Distribución del producto	61
2.6.2	Empresas de Transporte.....	62
2.7	SUSTITUTOS.....	62
2.8	ESQUEMA DE PORTER	63
2.9	SITUACIÓN ACTUAL DE LA EMPRESA.....	65
2.9.1	El Negocio.....	65
2.9.2	Distribución de GLP por Redes.....	65
2.9.3	La Planta	67
2.10	ANÁLISIS DEL PRECIO	68
2.10.1	Mercado del GLP en Mont Belvieu	68
2.10.2	Proyección del precio del propano en Mont Belvieu.....	69
2.10.3	Precio Paridad de Exportación.....	73
2.10.4	Precio del GLP envasado	75

2.11 MARCO REGULATORIO	77
2.11.1 Tasa de Fiscalización.....	77
2.12 MERCADO DE LA GASOLINA NATURAL	78
2.12.1 Definición de la gasolina natural	78
2.12.2 Aplicaciones.....	78
2.12.3 Marco Regulatorio	78
2.12.4 Competidores.....	79
2.12.5 Venta de la Gasolina.....	80
2.12.6 Precio	81
2.13 ANÁLISIS FODA	82
2.14 CONCLUSIONES.....	83
2.14.1 Precio de venta	83
2.14.2 Cantidad a vender	83
2.14.3 Mercado objetivo.....	83
3. ESTUDIO DE INGENIERÍA	85
3.1 LOCALIZACIÓN.....	85
3.1.1 Ubicación geográfica	85
3.1.1 Descripción de la Región.....	86
3.1.2.1 Clima.....	86
3.1.2.2 Flora.....	86
3.1.2.3 Fauna	87
3.1.2.4 Historia	87
3.1.2.5 Datos del Departamento Deseado	87
3.1.3 Descripción del sistema Cañadón Seco.....	88
3.2 SITUACIÓN ACTUAL	89
3.3 SELECCIÓN DE LA TECNOLOGÍA.....	89
3.3.1 Tecnologías disponibles.....	89
3.3.2 Selección de la tecnología a utilizar	91
3.3.3 Descripción de los procesos.....	91
3.3.3.1 Absorción Refrigerada	92
3.3.3.2 TurboExpander	96
3.3.4 Necesidades de equipos	105
3.3.5 Necesidades de espacio y obras.....	108
3.3.6 Necesidades de personal.....	109
3.3.7 Necesidades de Insumos	110
3.3.8 Análisis de las Potencias Requeridas.....	110
3.3.8.1 Compresión y Generación Eléctrica	110

3.3.8.2 Refrigeración	112
3.3.9 Servicios auxiliares.....	112
3.3.9.1 Aire de Instrumentos.....	112
3.3.9.2 Gas de servicio.....	113
3.3.9.3 Venteos y drenajes.....	113
3.3.9.4 Lucha contra Incendio	114
3.3.9.5 Sistema de Generación de Energía Eléctrica	115
3.4 SELECCIÓN DEL TAMAÑO	115
3.4.1 Disponibilidad de gas rico.....	115
3.4.2 Elección de la capacidad a instalar.....	116
3.5 PROGRAMA DE PRODUCCIÓN	116
3.5.1 Rendimientos a utilizar	116
3.5.2 Cromatografías del gas a procesar	117
3.5.3 Proyección de los volúmenes de gas a procesar	117
3.5.5 Resumen de resultados	119
3.5.5.1 Producción versus Demanda.....	121
3.6 MARCOL LEGAL	122
3.6.1 Calidad del gas	122
3.6.2 Registro de la Industria del GLP.....	123
3.6.3 Higiene y Seguridad	123
3.6.4. Consideraciones Ambientales	124
3.7. LAY OUT.....	124
4. DIMENSIONAMIENTO ECONÓMICO.....	125
4.1 INGRESOS DEL PROYECTO.....	125
4.2 INVERSIÓN EN ACTIVO FIJO	126
4.2.1 Bienes de Uso.....	126
4.2.2 Cargos Diferidos	127
4.2.3 IVA sobre Inversiones.....	128
4.2.4 Renovación de Activos Fijos	130
4.2.5 Total de inversiones en Activo Fijo	131
4.2.6 Amortizaciones de las inversiones en Activo Fijo	131
4.3 COSTOS	134
4.3.1 Centros de Costos.....	134
4.3.2 Costos de Producción	135
4.3.2.1 Materia Prima	135
4.3.2.2 Mano de Obra Directa	137
4.3.2.3 Gastos Generales de Fabricación.....	139

4.2.2	Administración y Comercialización	142
4.2.3	Finanzas.....	144
4.3.4	Resumen de Costos.....	144
4.4	ACTIVO DE TRABAJO	144
4.4.1	Disponibilidad mínima en cajas y bancos.....	144
4.4.2	Créditos por ventas	144
4.4.3	Bienes de cambio	145
4.4.4	Inversión en Activo de Trabajo	146
4.5	CALENDARIO DE INVERSIONES TOTALES.....	147
4.6	PUNTO DE EQUILIBRIO.....	147
4.6.1	Análisis de Sensibilidad del punto de equilibrio	151
5.	DIMENSIONAMIENTO FINANCIERO	159
5.1	INTRODUCCIÓN	159
5.2	FINANCIACIÓN	159
5.2.1	Servicio de Créditos	159
5.3	ESTADOS DE RESULTADOS	161
5.4	CRÉDITO FISCAL IVA	162
5.5	VALOR RESIDUAL.....	163
5.6	FLUJO DE FONDOS	164
5.6.1	Cuadro de Fuentes y Usos.....	164
5.6.2	Flujo de Fondos del Proyecto.....	165
5.6.3	Flujo de Fondos del Inversor	166
5.7	BALANCE PROFORMA.....	167
5.8	TASA DE DESCUENTO.....	168
5.8.1	Costo del Capital	169
5.8.3	Costo del Capital Propio	170
5.9	EVALUACIÓN DEL PROYECTO	171
5.9.1	Valor Actual Neto (VAN).....	172
5.9.2	Tasa Interna de Retorno (TIR).....	172
5.9.3	Rentabilidad del Capital Propio (TOR)	172
5.9.4	Período de repago.....	174
6.	RIESGOS	175
6.1	INTRODUCCIÓN	175
6.2	VARIABLES DE RIESGO.....	175
6.2.1	Distribución de probabilidades.....	175
6.3	SIMULACIÓN DE MONTECARLO	179
6.4	ANÁLISIS DEL VAN.....	180

6.4.1 Estadísticas.....	183
6.4.2 Bondad de ajuste.....	184
6.4.3 Análisis de Sensibilidad del VAN	186
6.5 ANÁLISIS DE LA TIR	188
6.6 COBERTURA DE RIESGOS	190
7. CONCLUSIONES.....	193
8. REFERENCIAS	195
9. ANEXOS	197

1. INTRODUCCIÓN

1.1 OBJETIVO

Evaluar el proyecto de inversión en la planta de GLP de Camuzzi, colaborando en la toma de decisiones de la empresa.

1.2 ¿QUÉ ES EL GLP?

La sigla G.L.P. significa Gas Licuado del Petróleo. En inglés se denomina LPG (Liquefied Petroleum Gas).

El Gas Licuado de Petróleo es un hidrocarburo compuesto por Propano (C_3H_8), Butano (C_4H_{10}), o una mezcla de ambos [Di Pelino *et al.*, 2002]. El GLP se comercializa ampliamente debido a sus propiedades [Oeyen, 1998]:

- ✓ Concentrado (por su propiedad de licuarse fácilmente)
- ✓ Fácil de transportar
- ✓ Fácil de almacenar
- ✓ Combustión limpia (no deja cenizas)
- ✓ Bajo contenido de azufre, no es corrosivo
- ✓ Alto calor específico
- ✓ Eficiencia (se combustiona el 100%)
- ✓ Versatilidad
- ✓ Se puede utilizar solo, o mezclado con aire u otros gases (ejemplo: agregar contenido de propano al butano comercial para evitar en invierno su tendencia a congelar)

Existen dos tipos de GLP comercial, comúnmente llamados Propano (propano comercial) y Butano (butano comercial).

El propano comercial es una mezcla de propano (C_3H_8), propileno (C_3H_6), y otros compuestos minoritarios (etano, butano, etc.). Puede tener hasta un máximo de 30% de butano. El butano comercial es una mezcla de butano y su isómero isobutano (C_4H_{10}), butilenos (C_4H_8), y otros compuestos minoritarios (propano, pentanos, etc.). Puede tener un máximo de 50% de propano [Oeyen, 1998]. En la figura 1.1 se ilustra la estructura molecular del GLP.



Figura 1.1. Estructura molecular del GLP.

Fuente: <http://www.shellgaslpg.com>

Propiedades		Propano	Butano
Fórmula Química		C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀
Punto de ebullición a P atm (°C)	°C	-42	0
Densidad de los vapores (Aire = 1)		1,5	2,01
Densidad del líquido a 15,4 °C (Agua = 1)		0.504	0.582
Poder Calorífico Superior Líquido	kcal/kg	12.023	11.878
Poder Calorífico Superior Gas	kcal/ Nm ³	23.400	30.700
Expansión volumétrica (vol gas/vol líq.) a 0 °C		273	233
Límite de inflamabilidad	% en aire	2.4 - 9.6	1.9 - 8.6
Aire requerido para la combustión por m ³ de gas	m ³	23.87	31.03

Tabla 1.1. Propiedades del GLP.

Fuente: <http://www.altenergy.com>

1.2.1 Características del GLP

a) Estado

A presión atmosférica y temperatura ambiente (1 atmósfera y 20°C), el Gas Licuado de Petróleo se encuentra en estado gaseoso. Para obtener líquido a presión atmosférica, la temperatura del butano debe ser inferior a -0,5°C y la del propano a -42,2°C. En cambio, para obtener líquido a temperatura ambiente, se debe someter al G.L.P. a presión. Para el butano, la presión debe ser de más de 2 atmósferas. Para el propano, la presión debe ser de más de 8 atmósferas. Un litro de líquido se transforma en 272,6 litros de gas para el propano y 233,8 litros de gas para el butano aproximadamente [Di Pelino *et al.*, 2002].

b) Efecto de la Temperatura

Al aumentar la temperatura del GLP que se encuentra dentro de un tanque cerrado, aumenta su presión. Esto es debido a que aumenta la presión de vapor y, además, el líquido se expande. Por lo tanto, nunca se debe calentar un recipiente que contiene GLP y tampoco se debe llenar totalmente un recipiente con GLP líquido, sino que se debe dejar un espacio de por lo menos el 15% del volumen total del recipiente para la dilatación del líquido [Di Pelino *et al.*, 2002].

c) Densidad y Viscosidad

La densidad y presión de vapor del GLP varían según la composición. La densidad y peso específico son mayores que el aire, por lo que el GLP resulta más pesado que éste. Por lo tanto una nube de GLP tenderá a permanecer a nivel del suelo. El GLP líquido es más liviano y menos viscoso que el agua, por lo que hay que tener cuidado ya que puede pasar a través de poros donde ni el agua, gasoil o kerosene pueden hacerlo [Di Pelino *et al.*, 2002].

d) Equivalencias

En términos energéticos, 1 kg de GLP es equivalente a 1,28 m³ de Gas Natural; 1,33litros de gasoil, 1,33 litros de Fuel Oil, 2,3kg de carbón ó 4 kg de leña.

En la tabla 1.1 pueden observarse otras características del GLP.

1.2.2 Formas de obtención del GLP

El GLP se puede obtener mediante plantas de tratamiento de gas natural o a través del proceso de refinación del petróleo.

a) a partir del Gas Natural

La primera fuente es el gas natural rico, que solo o mezclado con petróleo crudo aflora a la superficie a una presión aproximada de 250 Kg/cm², encontrándose generalmente en las profundidades cercanas a los 2.000 metros. Se habla también de gas rico porque emerge del subsuelo mezclado con gasolina y gases licuados. El gas licuado de petróleo obtenido del gas rico es una mezcla de hidrocarburos saturados. En la figura 1.2 puede observarse el esquema de esta forma de obtención del GLP.

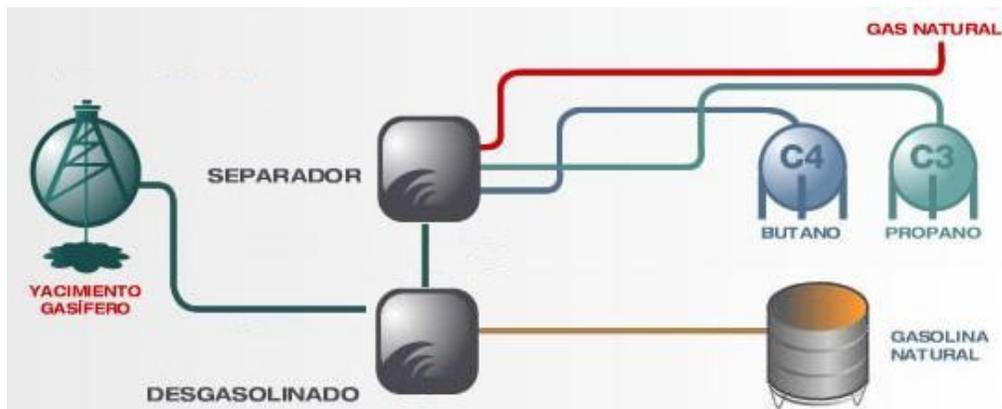


Figura 1.2. Obtención de GLP a partir de un yacimiento gasífero.

Fuente: <http://www.totalgaz.com.ar>

b) a partir del Petróleo Crudo

Es la segunda fuente de donde es obtenido mediante dos procesos, que son: por destilación fraccionada y por cracking térmico y catalítico, empleando para ello temperaturas y presiones altas en presencia de catalizadores con lo que se logra el rompimiento de las grandes moléculas pesadas, en moléculas de cadenas cortas de carbono. El gas licuado de petróleo obtenido del petróleo crudo además de los hidrocarburos saturados también tiene pequeñas cantidades de hidrocarburos insaturados (propileno y butilenos).

1.2.3 Aplicaciones

El GLP tiene diversas aplicaciones, entre ellas:

- ✓ Doméstico: Residencial y comercial (cocina, calefacción, agua caliente, etc.)
- ✓ Agrícola (Secaderos, Invernaderos, etc.)
- ✓ Transporte (GLP Automotor)
- ✓ Industrial
- ✓ Refinería
- ✓ Petroquímica

En todo el mundo el mayor uso del GLP corresponde al Doméstico. A continuación se presenta la participación de cada sector en el consumo de GLP.

Consumo Mundial por Sectores

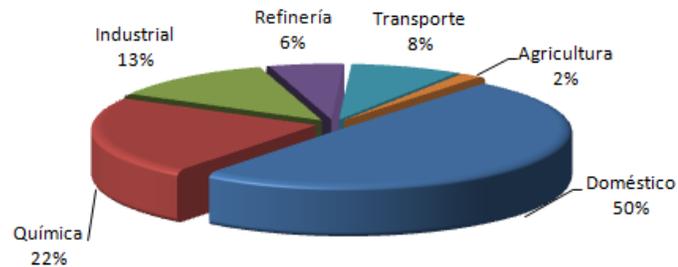


Figura 1.3. Consumo mundial del GLP por aplicación.
Fuente: World LPG Association

1.2.4 Formas de comercialización

Debido a su propiedad de licuable, el GLP se comercializa de diversas formas tales como:

- ✓ Buques de GLP
- ✓ Camiones tanque
- ✓ Redes de distribución
- ✓ Poliductos
- ✓ Cilindros y garrafas

A continuación se presenta un esquema que ilustra las formas más comunes comercialización del GLP.

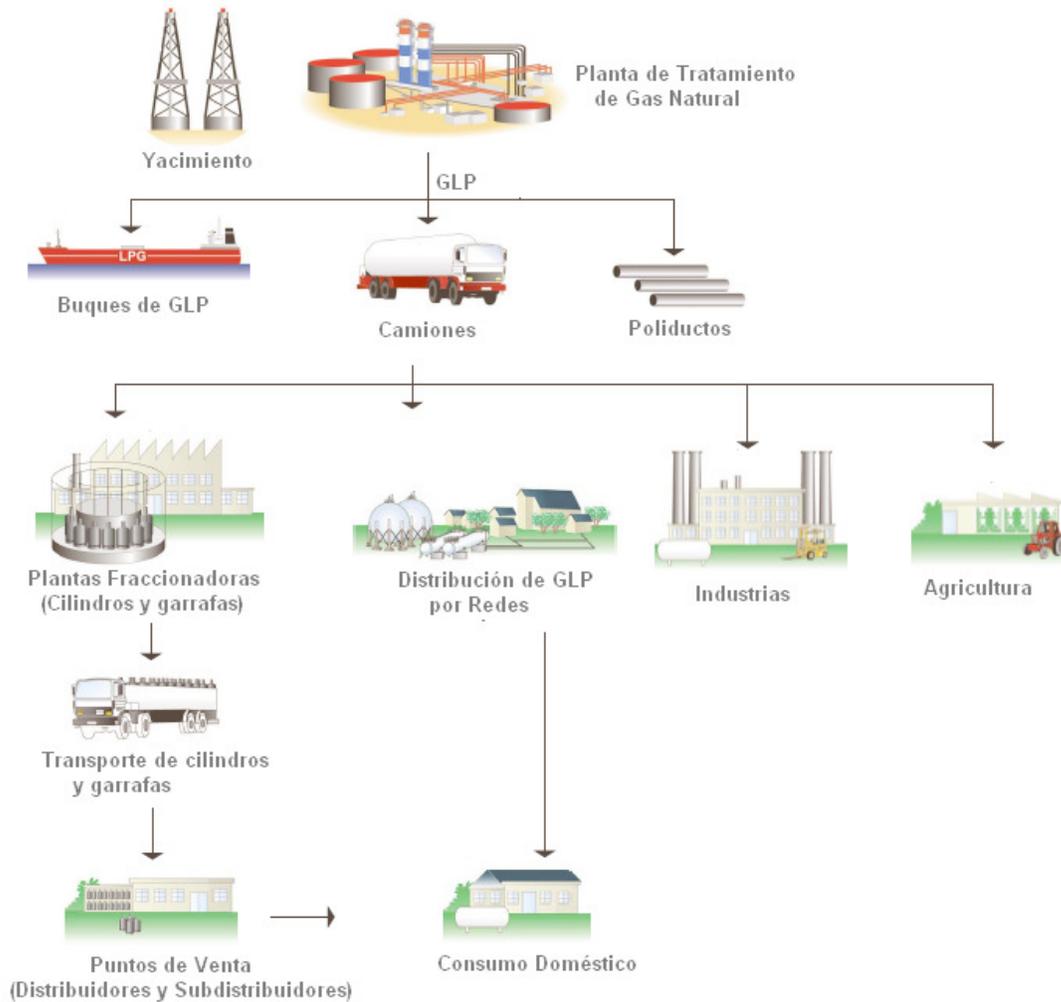


Figura 1.4. Cadena de comercialización del GLP.

1.3 SITUACIÓN ACTUAL

Camuzzi Gas del Sur cuenta con una planta de recuperación de hidrocarburos en la localidad de Cañadón Seco (Santa Cruz). La misma tiene más de 40 años de antigüedad y posee equipos y máquinas obsoletos, de tecnología que ya fue superada. Además, el grado de deterioro de la planta era causa del bajo rendimiento de la misma y de continuos problemas operativos, e inclusive ocasionaba paradas de planta en forma reiterada. Recientemente, la planta fue puesta fuera de servicio por razones de seguridad.

Para el abastecimiento de la planta, la empresa posee dos contratos de compra de gas natural. Con el gas natural residual de la planta, se abastece a las localidades cercanas (Caleta Olivia, Comodoro Rivadavia, etc.). Los líquidos extraídos del gas se utilizan de la siguiente forma:

- ✓ Propano: se transporta e inyecta en las redes de GLP de las localidades sobre las que Camuzzi Gas del Sur tiene licencia de distribución (Perito Moreno,

Gob.Gregores, etc.), utilizando toda la producción para éste abastecimiento. Eventualmente también puede abastecer otras localidades de otras distribuidoras (por ejemplo, de Camuzzi Gas Pampeana).

- ✓ Butano: se transporta a Bahía Blanca, donde se intercambia por cantidades iguales de propano con la empresa TGS (Transportadora de Gas del Sur).
- ✓ Gasolina: se comercializa a distintas empresas mayoristas que lo utilizan como materia prima para fabricación de otros combustibles y solventes.

1.4 ALTERNATIVA PROPUESTA

Dada la situación actual y el buen negocio que representa la venta de líquidos debido al alto precio internacional del crudo, resulta de interés analizar la rentabilidad de la inversión en una planta nueva que reemplace a la actual.

1.5 ALCANCE

El presente estudio se limita a analizar el mercado de GLP, sin profundizar en el impacto del proyecto en otros mercados tales como el de gas natural.

No se profundizará sobre nuevas tecnologías alternativas para la recuperación de GLP, sino que se analizarán tecnologías ampliamente probadas y difundidas.

1.6 HORIZONTE DE TIEMPO

El proyecto se evaluará en un horizonte de 10 años.

1.7 MÉTODOS DE EVALUACIÓN

Para analizar las distintas alternativas propuestas, se utilizarán los criterios del Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el período de repago de la inversión inicial.

También se analizará la sensibilidad de la rentabilidad del proyecto respecto de las variables más influyentes, y se ensayarán distintos escenarios posibles.

1.8 IMPLEMENTACIÓN DEL PROYECTO Y SU SOSTENIMIENTO EN EL TIEMPO

Si el proyecto resultase rentable, se dejará bien definido en qué contexto el mismo sería implementado. Se definirán las variables más importantes y los valores de las mismas al momento de implementarse el proyecto, y se explicitarán los posibles riesgos. Además, se analizarán las distintas alternativas en escenarios distintos al proyectado.

Se pretende que con el tiempo se vaya analizando el comportamiento de las variables claves del proyecto. Es muy importante tener en todo momento un panorama completo

del mercado para identificar si cambió el marco dentro del cual el proyecto resulta rentable, y estar atentos a nuevas oportunidades y amenazas.

2. ESTUDIO DE MERCADO

2.1 HISTORIA DEL GLP EN ARGENTINA

El inicio del mercado del GLP en Argentina data al año 1933. En ese entonces el gas licuado era comercializado por YPF, en envases de 45 kg denominados cilindros.

En 1945 se creó la Dirección Nacional de Gas del Estado (D.N.G.E.), quien se encargó de la comercialización del GLP y comenzó a promover su consumo en todo el país. Además, inició la habilitación de las instalaciones domiciliarias, el llenado de los cilindros y, al principio, los transportaba al domicilio de los clientes en camiones propios. Luego, ante el incremento de usuarios, recurrió a terceros, contratando el servicio de distribución. La D.N.G.E. también fabricó sus propios cilindros para atender este servicio y los identificó con la marca Gas del Estado [Mattioni, 2006].

En esa época, *la D.N.G.E.* -más conocida como Gas del Estado (G.E.)- era la única empresa que comercializaba el GLP en Argentina. Toda la producción de gas licuado de YPF era transferida a G.E. para su comercialización. Luego, fueron apareciendo empresas privadas productoras de GLP, y también transferían la totalidad de la producción a G.E. [Mattioni, 2006].

En el año 1950, G.E. inició una nueva etapa, incorporando a los **usuarios a granel** de gas licuado. Estos usuarios tenían instalaciones con tanque fijo para el almacenamiento del producto [Mattioni, 2006].

En el año 1955 se inauguró un nuevo servicio de provisión de gas licuado, que fue el suministro por **redes de distribución**. El producto se almacenaba en tanques fijos con capacidad adecuada, se lo vaporizaba y luego se lo distribuía a través de una red de suministro. Se instaló este sistema en ciudades alejadas de los gasoductos, que tuvieran el proyecto de la llegada de gas natural y que tuvieran una población que justificara la inversión [Mattioni, 2006].

En 1960 G.E. inicia la comercialización de gas licuado en recipientes más pequeños (garrafas de 10, 15 y 30kg) y permite además la participación de la actividad privada. Con la incorporación de la actividad privada en la etapa de comercialización, la Secretaría de Energía delegó su carácter de Autoridad de Aplicación en Gas del Estado. En uso de aquellas nuevas facultades estableció las condiciones comerciales de venta del GLP, las normas técnicas y de seguridad que los distribuidores debían respetar en la comercialización del producto y las normas de fabricación de las garrafas [Mattioni, 2006].

La demanda de GLP, distribuido en estos nuevos envases se incrementó vertiginosamente y Gas del Estado fue habilitando paulatinamente nuevas plantas propias de llenado en lugares como Rosario, Córdoba, Aguaray (Salta), Tucumán, Mendoza, etc. El aumento de la demanda y la apertura de plantas de llenado originaron que algunos Distribuidores a comienzos de 1961 solicitaran autorización para montar plantas de llenado propias. Gas del Estado accedió ante dicho pedido, para lo cual fijó las normas de construcción y fraccionado de dichas plantas [Mattioni, 2006].

Con motivo de disposiciones superiores en materia de desregulación (Decreto N° 690/81), Gas del Estado tuvo que transferir a la actividad privada el servicio de fraccionamiento y comercialización del GLP en cilindros de 45 kg. de capacidad. Se autorizó también a los productores privados de GLP a vender directamente su producción al mercado interno. Además, Gas del Estado debió transferir a los usuarios, los cilindros (45 kg.) que tenían en su poder en calidad de comodato, y tuvo que vender parte de sus cilindros a las plantas fraccionadoras privadas. La transferencia del servicio se realizó en forma progresiva, finalizando en 1982 [Mattioni, 2006].

En diciembre de 1992 se privatizó Gas del Estado, quedando como autoridad de aplicación la Secretaría de Energía (S.E.) quien mantiene vigentes las normas dictadas por aquella, mediante el dictado de Resoluciones [Mattioni, 2006].

2.2 ACTORES DE MERCADO

A continuación se define a los principales actores del mercado.

Productor: Aquél que obtiene gas licuado a partir de la refinación de hidrocarburos líquidos o plantas petroquímicas o de la captación o separación del gas licuado de petróleo a partir del gas natural por cualquier método técnico.

Fraccionador: Aquél que, por cuenta propia y disponiendo de instalaciones industriales, fracciona y envasa GLP, en envases fijos y móviles, como microgarrafas, garrafas, cilindros, tanques fijos o móviles, de su propia marca o de terceros.

Transportista: Aquél que transporta de modo habitual GLP a granel o en envases por cuenta propia o de terceros desde su lugar de producción o almacenaje hasta los puntos de fraccionamiento, distribución o comercialización o entre ellos.

Distribuidor: Aquel que, en virtud de un contrato de distribución con un fraccionador, distribuya y/o comercialice por su cuenta y orden GLP envasado.

Distribuidor por Redes: Toda persona que posea una planta de almacenamiento y vaporización para suministrar por cañerías Gas Licuado de Petróleo (GLP) vaporizado, mediante una red de distribución a usuarios de cualquier categoría.

Comercializador: Aquél que venda por cuenta propia o de terceros GLP a granel a fraccionadores, usuarios o consumidores finales o a terceros.

Almacenador: Todo aquél que por cuenta propia o de terceros almacene GLP.

Gran Consumidor: aquel consumidor de GLP que por sus características de consumo esté en condiciones de contratar el suministro directamente del productor, o del fraccionador, o de un comercializador, sin pasar por la intermediación del distribuidor.

El siguiente esquema ilustra la cadena de distribución del GLP en Argentina, con los principales actores.

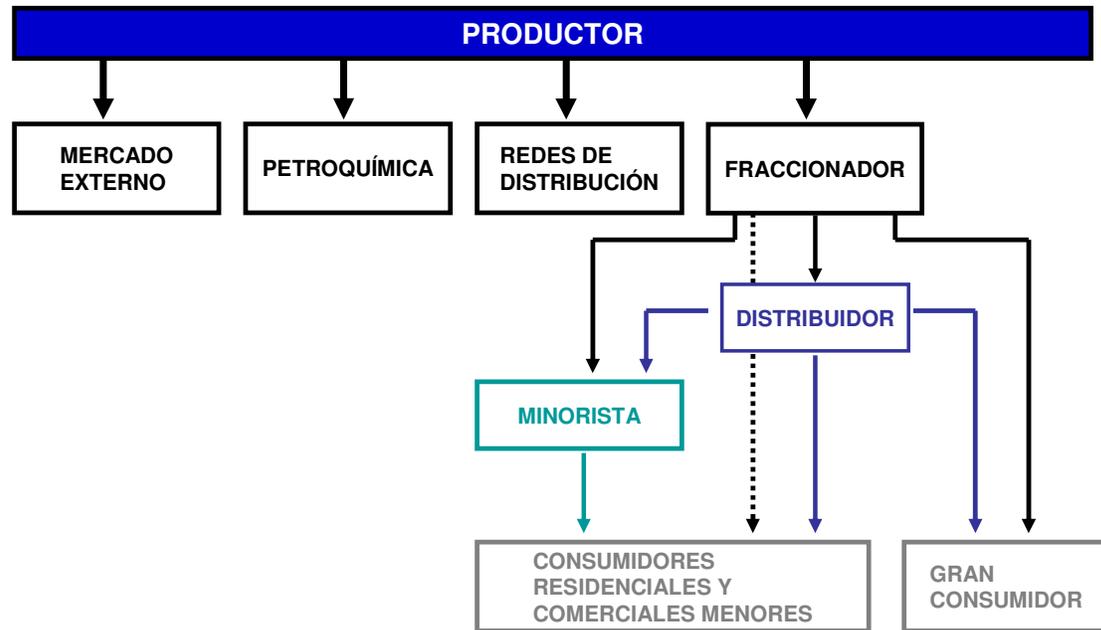


Figura 2.1. Cadena de distribución del GLP.

Fuente: CEGLA (Cámara de Empresas Argentinas de Gas Licuado)

2.3 ANÁLISIS DEL MERCADO CONSUMIDOR

En Argentina los usos más comunes del GLP son el Doméstico (Residencial y Comercial), que utiliza el GLP como combustible, y el de la Industria Petroquímica, que lo utiliza como materia prima.

2.3.1 Uso doméstico (Residencial/Comercial)

En Argentina el GLP es consumido en 4.5 millones de hogares, lo que equivale a un 40% de la población aproximadamente [Di Pelino *et al.*, 2002]. El mercado doméstico usa el GLP principalmente para calefacción y cocina. En general, las localidades que consumen GLP en lugar de gas natural, corresponden a sectores de la sociedad de escasos recursos. Es por ello que una gran parte del mercado doméstico cuenta con subsidios del Estado y/o provinciales.

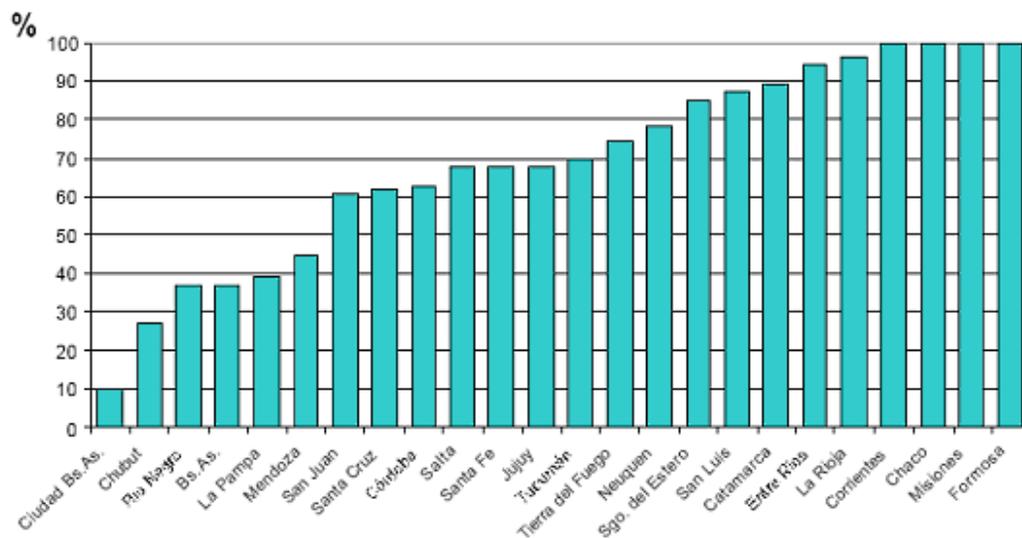


Figura 2.2. Porcentaje de hogares que consumen GLP sobre total de hogares de cada provincia.
Fuente: CEGLA (Cámara de Empresas Argentinas de Gas Licuado)

En la figura 2.2 puede observarse que la Ciudad de Bs. As. y las provincias de Chubut, Río Negro, Buenos Aires, La Pampa y Mendoza son las que poseen menor porcentaje de población consumidora de GLP. Las provincias del noreste argentino (Corrientes, Chaco, Misiones y Formosa) no tienen acceso al gas natural por gasoductos, muestran al 100% de su población como consumidores de GLP.

Existen tres tipos de mercado de GLP de uso doméstico:

- ✓ GLP Envasado
- ✓ GLP por Redes
- ✓ GLP a Granel directamente al usuario

2.3.1.1 GLP Envasado

De los tres tipos mencionados anteriormente, el que representa un mayor volumen de ventas es el mercado de GLP envasado. En dicho mercado, las empresas fraccionadoras compran el GLP a los productores y fraccionan al mismo en garrafas y cilindros. Luego, el GLP envasado se puede comercializar de la siguiente manera:

- a) venta a distribuidores
- b) venta a comercios/puntos de venta
- c) venta directa al usuario final

El butano tiene un punto de ebullición de 0°C, por eso es que su uso es recomendable para aquellos recipientes que se almacenan en el interior de las viviendas [Oeyen, 1998]. En general, el butano se fracciona en garrafas que pueden ser de 10, 15 ó 30 kg (también existen microgarrafas de 1 y 2kg).

En cambio, el propano tiene un punto de ebullición de -42°C , por lo cual es utilizado cuando el recipiente está a la intemperie y debe soportar inviernos rigurosos [Oeyen, 1998]. Generalmente se envasa en cilindros de 45 kg.

En la figura 2.3 se ilustran los distintos tipos de envases del GLP.

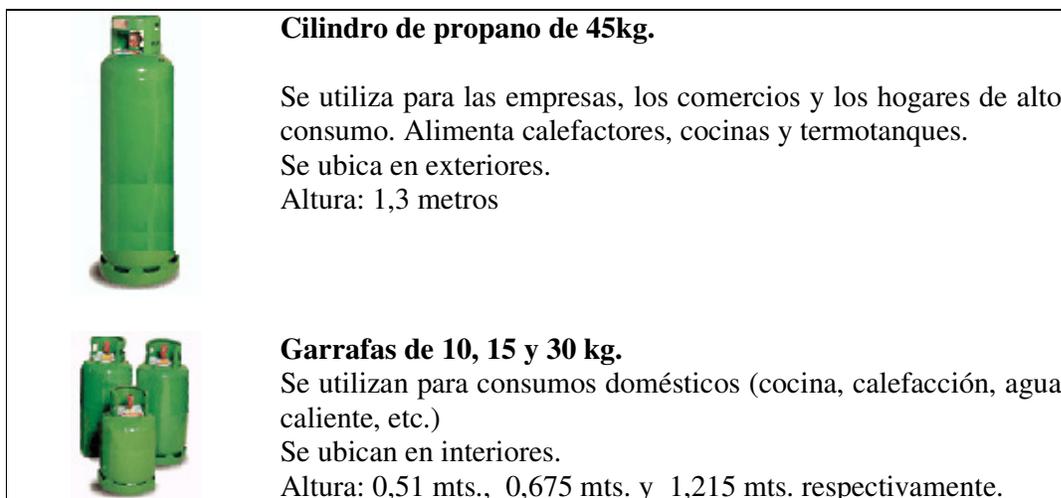


Figura 2.3. Envases de GLP.

Fuente: <http://www.totalgaz.com.ar>

De las empresas fraccionadoras que operan en el país algunas son independientes y otras son controladas por productores de GLP, tal es el caso de YPF GAS, Total Gaz, Shell Gas, etc. Muchas de las empresas fraccionadoras, utilizan además el sistema de venta directa a granel al usuario.

Las empresas fraccionadoras son aproximadamente cincuenta, y poseen a lo largo del país, 120 plantas de fraccionamiento y almacenamiento. La mayoría de dichas empresas están agrupadas en la Cámara de Empresas Argentinas de Gas Licuado (CEGLA), y otra menor parte en la Cámara Argentina de Empresas Fraccionadoras No Productoras de Gas Licuado (CAFRAGAS).

A continuación se destacan las de mayor importancia a nivel ventas y luego se presenta el gráficos 2.4 con la participación de mercado de cada uno.

- ✓ Amarilla Gas
- ✓ Cañuelas (Extragas)
- ✓ Dolores Gas
- ✓ Gas Areco
- ✓ Italgas
- ✓ Repsol YPF-Gas
- ✓ Shell Gas
- ✓ SurGas
- ✓ Total Gaz

Participación de mercado - Fraccionadores

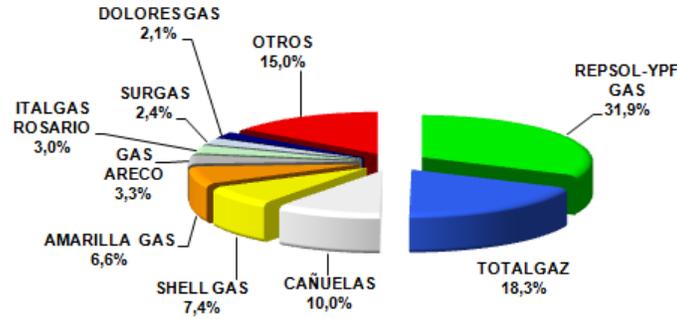


Figura 2.4. Participación de Mercado de las empresas fraccionadoras de GLP.
Fuente: CEGLA (Datos período 2005-2006)

2.3.1.1 Estacionalidad

Como es de esperarse, el consumo de GLP envasado tiene una marcada estacionalidad con picos en el período invernal (junio, julio y agosto).

A continuación se presenta en gráficos la evolución mensual de las ventas de butano y propano envasado, para remarcar la estacionalidad de las mismas.

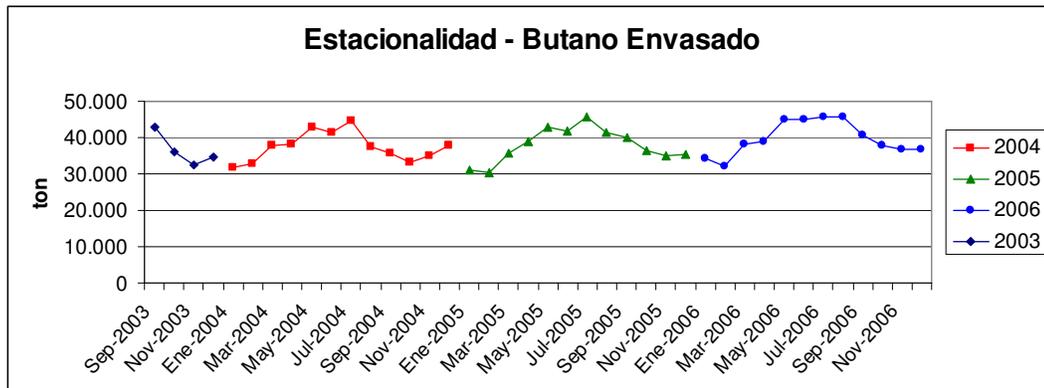


Figura 2.5. Estacionalidad de las ventas de GLP Butano a fraccionadores.
Fuente: CEGLA

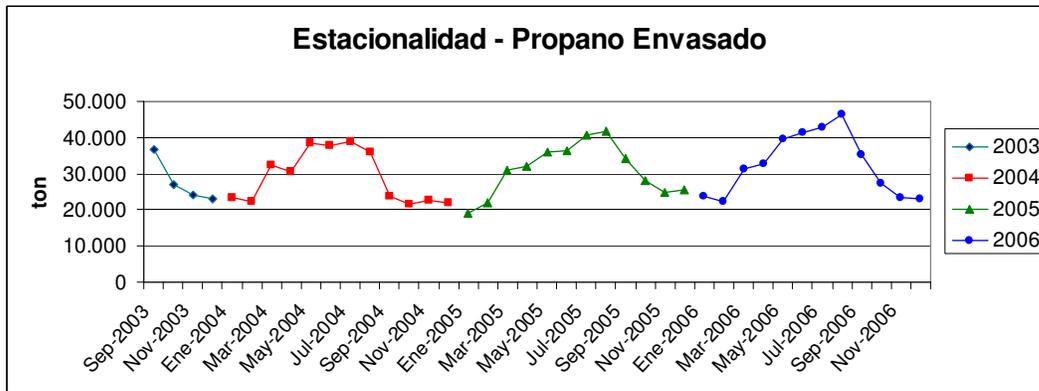


Figura 2.6. Estacionalidad de las ventas de GLP Propano a fraccionadores.
Fuente: CEGLA

La estacionalidad presente en el consumo de GLP será luego analizada con mayor profundidad y utilizada en las proyecciones de demanda del GLP.

2.3.1.2 GLP por Redes

En Argentina existen más de 45 localidades que tienen instalaciones de redes de distribución de GLP similares a las redes de gas natural, sólo que por las mismas circula propano vaporizado. En este caso, el GLP es transportado a granel en camiones (como el que puede observarse en la figura 2.7) hasta la localidad, donde se descarga el propano en una planta que almacena al mismo en un tanque, y lo vaporiza antes de ser inyectado en las redes de distribución.



Figura 2.7. Camión-tanque para transporte de GLP a granel.

La distribución de propano a usuarios a través de redes urbanas comprende las siguientes instalaciones.

a) Planta de almacenamiento de propano.

En la figura 2.8 se presenta un esquema típico de una planta de propano. En general se ubica en el exterior del radio urbano de la localidad, y comprende de [Oeyen, 1998]:

- ✓ Estación de descarga de camiones (báscula de pesaje, bombas y compresores para descarga).
- ✓ Vaporizadores (caldera e intercambiadores)

- ✓ Estación reguladora de presión (se pone un doble puente para poder reparar un puente sin desafectar el servicio).
- ✓ Medición de caudal de salida
- ✓ Sistema de lucha contra incendio.

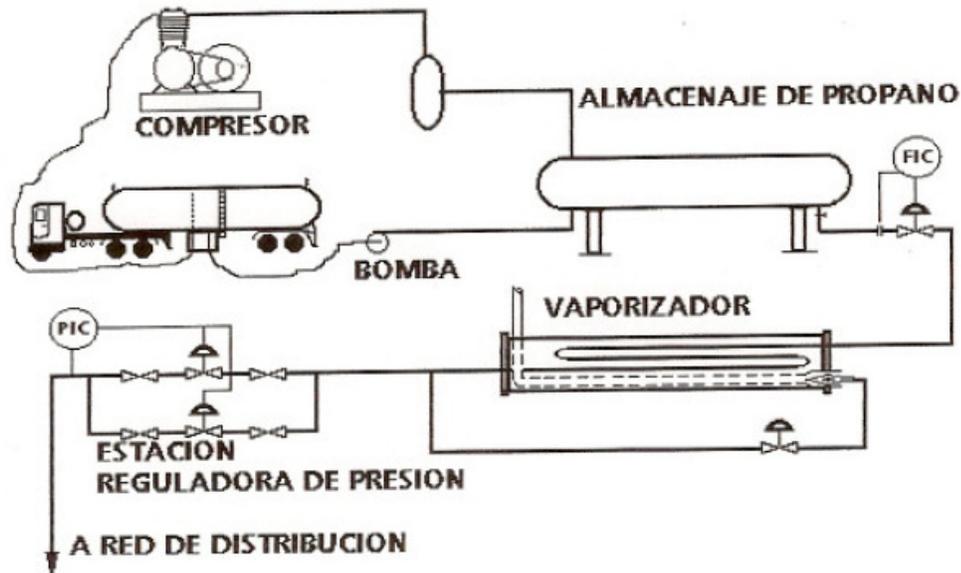


Figura 2.8. Diagrama de una planta de propano distribuido por redes.

Fuente: Manual IPSA del GLP.

b) Red urbana de distribución de propano.

Usualmente se construye en cañerías de acero sin costura que se pueden utilizar para la distribución de gas natural, en caso que en un futuro se construya un gasoducto que provea de dicho gas a la localidad [Oeyen, 1998]. En la figura 2.9 se presenta un diagrama de red urbana. Esta red de distribución consta de:

- ✓ Cabezal de unión planta-red.
- ✓ Ramales principales de distribución.
- ✓ Ramales laterales o peines.
- ✓ Rulos de manzana.

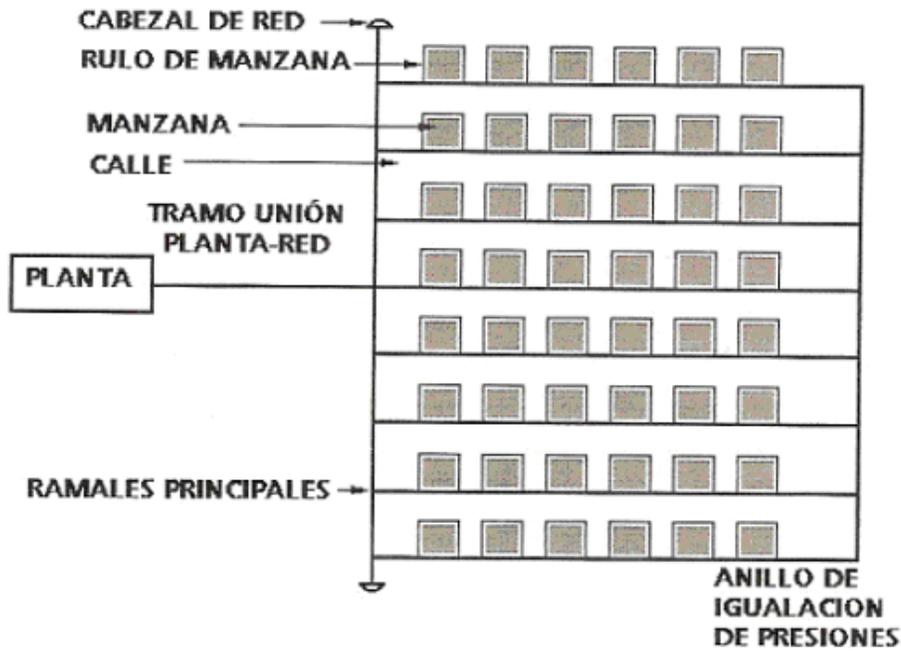


Figura 2.9. Diagrama de una red de distribución de propano.
Fuente: Manual IPSA del GLP.

- c) Medidores domiciliarios y conexión a la red.
- d) Instalación interna a cargo del usuario.

Actualmente son más de 47 las localidades que poseen estas redes abastecidas por GLP. Hasta hace poco tiempo entre ellas también estaba Calafate, que fue convertida a gas natural, y Esquel, que utilizaba el GLP como refuerzo en invierno, sistema que también posee Bariloche hasta el día de hoy. Existen además numerosas localidades que están realizando gestiones para comenzar a instalar y operar redes de distribución de GLP.

Algunos de los proyectos para abastecer de GLP por redes a nuevas localidades son iniciativas de Miscoopgas (cooperativa de Misiones que gestiona el proyecto para distribuir gas licuado a las ciudades de Eldorado, Montecarlo, Puerto Rico, Dos de Mayo, Aistóbulo del Valle, Oberá y Leandro N.Alem) y BAGSA, que está realizando proyectos para llevar el gas licuado por redes a distintas localidades de la provincia de Buenos Aires. Además, HIDENESA tiene 6 localidades de Neuquén en proceso de habilitación.

A continuación se presenta el listado de las localidades abastecidas de GLP por redes, y las respectivas empresas que tienen la licencia de distribución.

Operador	Localidad	Provincia
SDB	Carnerillo	Córdoba
SDB	Laboulaye	Córdoba
SDB	Tostado	Santa Fe
SDB	Avellaneda	Santa Fe
Litoral Gas	Rufino	Santa Fe
	Wheelwright	Santa Fe
	Uranga	Santa Fe
Cuyana	Malargüe	Mendoza
CGP	Daireaux	Buenos Aires
	Ameghino	Buenos Aires
	Gral. Villegas	Buenos Aires
CGP/ SDB	N. de la Riestra (*)	Buenos Aires
Bagsa (SDB)	Dudignac (*)	Buenos Aires
	Quenumá (*)	Buenos Aires
	Guaminí (*)	Buenos Aires
	Claromecó (*)	Buenos Aires
SDB	Roberts (*)	Buenos Aires
CGS	Alto Río Senguer	Chubut
	Camarones	Chubut
	Gobernador Costa	Chubut
	Gobernador Gregores	Santa Cruz
	José de San Martín	Chubut
	Perito Moreno	Santa Cruz
	Río Mayo	Chubut
	Rospentek	Santa Cruz
	Tecka	Chubut
	Bariloche (PIPA)	Río Negro
	Esquel (PIPA)	Chubut
Distrigas (SDB)	El Calafate	Santa Cruz
	Los Antiguos	Santa Cruz
	Río Turbio	Santa Cruz
	28 Nov.- J. Dufour	Santa Cruz
	Tres Lagos	Santa Cruz
	El Chaltén	Santa Cruz
	Lago Posadas	Santa Cruz
Hidenesa (SDB)	Aluminé	Neuquén
	Loncopué	Neuquén
	Tricao Malal	Neuquén
	Las Ovejas	Neuquén
	Caviahue	Neuquén
	Barrancas (*)	Neuquén
	El Cholar (*)	Neuquén
	Bajada del Agrio (*)	Neuquén
	Villa Pehuenia (*)	Neuquén
	Villa Traful (*)	Neuquén
	Taquimilán (*)	Neuquén
Coopetel (SDB)	Los Menucos	Río Negro
	Maquinchao	Río Negro
	Sierra Colorada	Río Negro
Gasnea	Formosa	Formosa

Tabla 2.1. Localidades abastecidas con GLP por redes.

Fuente: Secretaría de Energía.

(*): en proceso de habilitación.

2.3.1.2.1 Estacionalidad

La venta de GLP por redes presenta lógicamente una marcada estacionalidad con picos en el período invernal. Sin embargo, puede presentar saltos/caídas escalonadas por la conversión de alguna localidad a gas natural o por el ingreso de una nueva localidad a este sistema de abastecimiento por red.

A continuación se presenta mediante gráficos la evolución mensual de las ventas de propano a las distribuidoras por redes, a fines de resaltar el factor estacional presente.

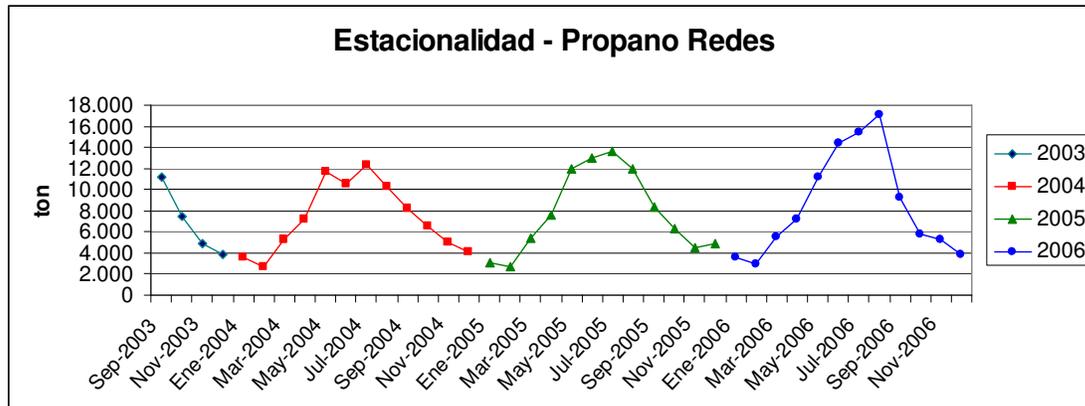


Figura 2.10. Venta de GLP a distribuidoras y subdistribuidoras de GLP por redes.

Fuente: elaboración propia.

2.3.1.3 GLP a Granel (Venta directa al usuario)

Este tipo de comercialización consiste en llevar el producto a granel hasta el cliente, y descargarlo en un pequeño tanque de almacenamiento instalado en el domicilio del particular. El gas licuado (GLP) comercializado a granel tiene múltiples aplicaciones, como pueden ser el ámbito de servicios (hotelería, restaurantes, hospitales, etc.), la industria ligera (autoelevadores, vidrios, cerámicas, etc), avicultura y la agricultura (secado de granos, maní, tabaco, desmotadora de algodón, etc.).

A continuación se describe a los principales consumidores de GLP a Granel:

- ✓ **El sector avícola.** Este sector es uno de los mayores beneficiados con la incorporación de gas licuado de petróleo en sustituto de la leña, ya que ha contribuido al proceso de racionalización en la cría de pollos minimizando la mortandad de los mismos por causa de contaminación.
- ✓ **Secaderos de granos.** Es realizado por acopiadores, habiéndose iniciado una tendencia de secado de cereales, maní, tabaco, etc. con combustibles gaseosos por ser más limpios y de mejor contribución a la calidad final del producto.
- ✓ **En el segmento doméstico.** Su uso es similar al del gas natural y tiene las mismas aplicaciones. Si no está cerca de la red de distribución de gas natural o red de distribución de GLP, el GLP a granel es una alternativa.

- ✓ Para **uso comercial**, en restaurantes, hoteles y clubes, etc. se puede usar el combustible para múltiples aplicaciones como hornos, calefactores, y baños.
- ✓ En el **segmento industrial**, el GLP es un recurso energético para un rango muy amplio de usos industriales.

Bajo esta modalidad de comercialización, que tiene una participación minoritaria en el mercado interno, los usuarios son abastecidos directamente del GLP a granel. En los domicilios de los usuarios se colocan tanques que son abastecidos por un camión provisto de una bomba y un medidor volumétrico, que periódicamente efectúa el servicio de llenado [Oeyen, 1998]. Las figuras 2.11 y 2.12 ilustran un tanque de GLP a granel.

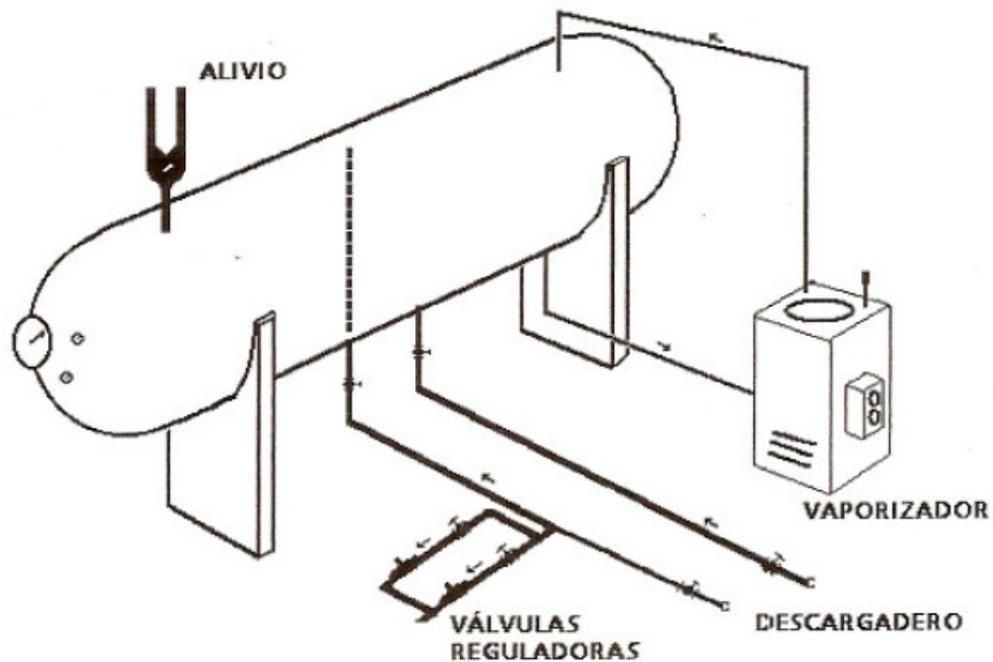


Figura 2.11. Planta de GLP a granel.
Fuente: Manual IPSA del GLP.

También es denominado por algunos “Gas para Criaderos”, por ser los criaderos de pollos unos de los primeros clientes de este segmento.

Usualmente se carga con propano, o en algunos casos con mezcla 50% Propano y 50% Butano.



Figura 2.12. Tanque de GLP a granel
Fuente: CEGLA

2.3.2 Petroquímica

El GLP contiene sustancias denominadas olefinas, que son muy importantes para la industria Petroquímica. En la Petroquímica el GLP no tiene un fin combustible sino que consiste en una de las materias primas que requiere dicha industria. Los productos finales de esta industria se pueden dividir en cinco familias: termoplásticos, elastómeros, fertilizantes, materias primas para fibras sintéticas y otros productos diversos

2.3.2.1 Breve reseña de la Industria Petroquímica en Argentina

En una primera etapa - décadas del '50 y del '60 - la industria petroquímica tendió a radicar sus plantas cerca de los principales centros de consumo, coherente con una orientación dirigida a satisfacer la demanda del mercado local. Así, se desarrollaron los sitios de San Lorenzo, Campana, Río Tercero y áreas del Gran Buenos Aires [Brudnick, 2003].

En los 70 y 80, las expectativas de un salto de escala con posibilidades exportadoras afirmó el desarrollo de dos localizaciones: Ensenada, basada en materias primas disponibles en la Refinería La Plata (YPF) y Bahía Blanca, fundada en el gas natural que la conjunción de los gasoductos del sur y del oeste aseguraba [Brudnick, 2003].

Desde entonces, tanto San Lorenzo como Ensenada y Bahía Blanca fueron logrando - a través de ampliaciones e instalación de nuevas plantas, sinergias productivas y logísticas, que las caracterizan como verdaderos polos petroquímicos [Brudnick, 2003].

Finalmente, a comienzos de la presente década, en Bahía Blanca se produjo un salto significativo de la capacidad instalada, por medio de la puesta en marcha de un conjunto de plantas de escala internacional y de tecnologías de última generación [Brudnick, 2003].

2.3.2.2 Descripción de la Industria Petroquímica Argentina

Los polos petroquímicos en Argentina son:

- ✓ Bahía Blanca
- ✓ Campana-Zárate
- ✓ Ensenada
- ✓ San Lorenzo
- ✓ Río Tercero
- ✓ Luján de Cuyo
- ✓ Plaza Huincul

La ubicación geográfica de los mismos puede observarse en la siguiente figura.



Figura 2.13. Ubicación geográfica de los polos petroquímicos en Argentina
Fuente: Brudnick, 2003. Panorama de la Industria Petroquímica Argentina.

A continuación se describen algunos detalles de los polos más importantes del país.

San Lorenzo

Las principales empresas del polo petroquímico San Lorenzo son:

- PECOM (Petrobras)
- ICI Argentina
- Dow Química
- BASF

Dichas empresas son abastecidas por todo tipo de productos de refinerías derivados del gas y del petróleo. En cuanto al consumo de GLP se encuentra PECOM, que compra propano a REFINOR, que es transportado por un poliducto desde su refinería en Campo Durán (Salta).

Ensenada

El principal actor de este polo es Repsol YPF, con su planta *Petroquímica La Plata*, y con la planta que absorbió a *Polibutenos Argentinos*, en la década anterior. Otra planta importante de este sector es Petroken, controlada por Shell.

Las plantas de este polo son abastecidas por Refinería la Plata (YPF) y por Refinería Buenos Aires (Shell), Dock Sud, Buenos Aires.

Bahía Blanca

Este polo está integrado por empresas tales como PBB Polisur, Profertil y Solvay Indupa.

De estas empresas, PBB consume líquidos del gas natural, y es abastecida por TGS y por la Compañía MEGA, que produce los líquidos (etano, GLP y gasolina) en su planta de Loma La Lata (Neuquén) y los transporta en poliducto hasta Puerto Galván (Bahía Blanca).

Campana – Zárate

En este polo se destaca Carboclor, que consume olefinas de la refinería de Esso en Campana.

Luján de Cuyo

A fines de los 80, a partir de la disponibilidad de propileno existente en la Refinería Luján de Cuyo (YPF), Petroquímica Cuyo instaló la primer planta productora de polipropileno en el país. Actualmente cuenta con una capacidad de 100.000 ton/año.

Más tarde, a mediados de los 90, YPF puso en marcha en su refinería una planta de MTBE de 48.000 ton/año.

2.3.2.3 Perspectiva de la Industria Petroquímica

El desarrollo de la industria petroquímica argentina está determinado por los siguientes factores:

- ✓ Disponibilidad y precio de materias primas
- ✓ Crecimiento de la demanda local y regional
- ✓ Estrategia de empresas internacionales y regionales
- ✓ Situación de oferta – demanda mundial de cada producto

El crecimiento de la demanda local y regional depende de los siguientes factores [Brudnick, 2003]:

- ✓ Recuperación de la actividad económica en el país y en la región

- ✓ Mejora del poder adquisitivo de la población
- ✓ Recuperación del crédito interno y externo

2.3.3 Otros usos del GLP

2.3.3.1 Propelentes

Además del uso como combustible residencial y comercial, y del uso como materia prima para la industria petroquímica, el GLP se usa como propelentes para contenedores presurizados de aerosol. Debido al efecto invernadero, y dado que los gases CFC cuando alcanzan la atmósfera deterioran la capa de ozono, empresas argentinas que utilizaban gas FREON (gasCFC) para el llenado de aerosoles de uso doméstico, y otras, que lo utilizaban como espumante para fabricación de bandejas y aislación de caños de plástico, han adoptado el uso de gas butano, prácticamente puro como elemento de sustitución. El mercado de GLP para estos usos tiene una participación de mercado minoritaria.

2.3.3.2 GLP Vehicular

El GLP Vehicular es el GLP usado como combustible en el transporte automotor. También es llamado GLP automotor o autogas. Este uso no se encuentra desarrollado en Argentina, pero en algunos países del mundo ya está más avanzado y en otros se encuentra en crecimiento. Por lo tanto existe la posibilidad de que en algún momento comience a desarrollarse en el país el GLP Vehicular. Actualmente hay cerca de 6 millones de vehículos alimentados a GLP automotor, alrededor del mundo y este número está creciendo rápidamente [CEGLA, 2007].

La creciente preocupación acerca de la contaminación ambiental en las grandes ciudades, causada principalmente por combustibles de automotores, ha contribuido a presionar sobre los gobiernos para fomentar el reemplazo de los combustibles convencionales por otros de combustión más limpia y menor polución. Desde la década del 90 la atención ha sido puesta en la amenaza de los cambios climáticos globales debido al creciente efecto invernadero, resultado de la combustión de hidrocarburos fósiles. Como resultado los gobiernos están inclinándose por combustibles que emanen cantidades menores de dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄) y óxido nitroso (NO₂), la principal energía relacionada con el efecto invernadero [CEGLA, 2007].

La investigación y desarrollo de la tecnología para la producción de combustibles automotores alternativos, en años recientes, se ha focalizado en combustibles derivados del petróleo y gas natural, biocombustibles derivados de materias vegetales, tales como etanol, metanol o biodiesel, vehículos a energía eléctrica y combustibles a base de células de hidrógeno. El desarrollo de baterías eléctricas y células combustibles está avanzando, pero estas dos tecnologías están todavía lejos de una amplia comercialización debido a su alto costo y restricciones técnicas. Los principales combustibles alternativos en uso en el mundo actualmente son el GLP automotor (GLP), gas natural comprimido (GNC), el etanol y el metanol [CEGLA, 2007].

El GLP Automotor como combustible alternativo presenta las siguientes ventajas:

- ✓ Las emanaciones de gases tóxicos regulados o no regulados que se desprenden del uso del GLP automotor están entre las más bajas de todos los combustibles alternativos disponibles comercialmente en la actualidad.
- ✓ Las emanaciones de gases que contribuyen a aumentar el efecto invernadero, con el GLP automotor son significativamente menores que aquellas producidas por la gasolina, diesel y otros combustibles alternativos.
- ✓ El GLP automotor compite en costos con otros combustibles alternativos, permitiendo escasas inversiones para establecer una infraestructura de distribución y la conversión de vehículos para que funcionen con GLP automotor.
- ✓ El desempeño operativo de los vehículos a GLP automotor es favorable comparado con los vehículos convencionales y otros con combustible alternativo.

Por lo tanto, según lo expuesto previamente, no se debe descartar al GLP vehicular como un combustible alternativo a ser utilizado en el futuro. Sin embargo, para ello debe vencer fuertes barreras de entrada y además competir contra el GNC, que debido a su bajo precio es el combustible alternativo por excelencia en Argentina.

2.3.4 Exportación

La producción de GLP en Argentina es suficiente para satisfacer la demanda interna y para exportar gran parte de la misma. Argentina en la actualidad es un exportador neto de GLP, siendo sus principales clientes Brasil, Chile, Paraguay y Uruguay, tal cual puede observarse en la figura 2.14.

Por lo general, los clientes extranjeros son compradores mayoristas (en su mayoría fraccionadores) que compran el producto en las plantas y lo transportan a sus países en barco, ductos o camiones.



Figura 2.14. Países a los que Argentina exporta GLP.
Fuente: CEGLA

2.3.5 Cuantificación de la demanda

Hasta aquí se ha realizado una descripción cualitativa del mercado consumidor de GLP. A continuación se procede a describir cuantitativamente a dicho mercado.

El siguiente cuadro presenta el resumen de las ventas anuales de GLP en los últimos, por parte de los productores.

Ventas de GLP (toneladas) - Período 2005 - 2006			
	2005	2006	Promedio
Fraccionadores	837.304	853.033	845.168
Petroquímicas	399.720	460.707	430.213
Redes	97.509	106.716	102.113
Propelentes	55.133	62.480	58.806
Otros Destinos	10.699	2.095	6.397
Total Mercado Interno	1.400.364	1.485.031	1.442.698
BRASIL	546.532	667.388	606.960
CHILE	549.242	639.266	594.254
PARAGUAY	89.041	92.089	90.565
OTROS PAISES	530.418	394.427	462.423
Total Exportaciones	1.715.233	1.793.170	1.754.201
Total Ventas	3.115.597	3.278.201	3.196.899

Tabla 2.2. Ventas de GLP según destino.

Fuente: Informe elaborado por YPF con información enviada por cada productor.

*Aclaración: en estos datos fueron neteadas las transferencias entre productores.

Se puede concluir del cuadro anterior que en los dos años señalados se exportó un 55% de la producción vendida, siendo Brasil y Chile los principales compradores.

Mercado interno vs. Exportaciones

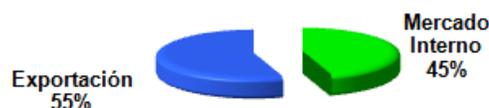


Figura 2.15. Exportaciones de GLP vs. Ventas al mercado interno.

Fuente: elaboración propia.

En cuanto a las ventas en el mercado interno, se observa en el siguiente gráfico que el mayor volumen de ventas corresponde a las realizadas a los fraccionadores, seguida por la industria Petroquímica, y en tercer lugar las Redes de GLP.

Ventas GLP Mercado Interno - Período 2005 - 2006

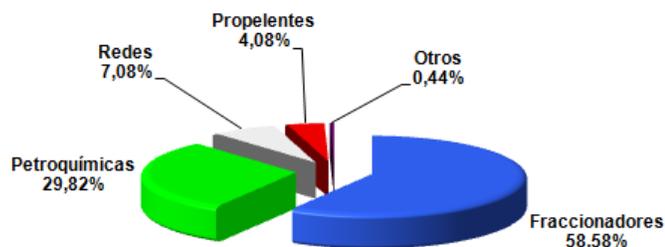


Figura 2.16. Usos del GLP en el mercado interno, con sus respectivos porcentajes.
Fuente: elaboración propia.

Para lograr un mayor entendimiento del mercado de GLP se procede a analizar las ventas de butano y propano por separado, y observar si hay alguna diferencia trascendente entre el comportamiento de ambas.

Ventas	GLP Propano (toneladas)			GLP Butano (toneladas)			Total GLP
	2005	2006	Promedio	2005	2006	Promedio	2005/2006
Fraccionadores	376.580	376.367	376.473	460.724	476.666	468.695	845.168
Petroquímicas	313.354	374.325	343.840	86.366	86.382	86.374	430.213
Redes	97.509	106.716	102.113	0	0	0	102.113
Propelentes	13.510	4.904	9.207	41.623	57.576	49.599	58.806
Otros Destinos	720	597	658	9.979	1.498	5.739	6.397
Total Mercado Interno	801.673	862.909	832.291	598.691	622.122	610.407	1.442.698
Brasil	172.594	251.094	211.844	373.938	416.294	395.116	606.960
Chile	419.923	398.669	409.296	129.319	240.597	184.958	594.254
Paraguay	15.709	21.079	18.394	73.332	71.010	72.171	90.565
Otros Países	212.689	179.916	196.303	317.729	214.511	266.120	462.423
Total Exportaciones	820.915	850.758	835.836	894.317	942.412	918.365	1.754.201
Total Ventas	1.622.588	1.713.667	1.668.128	1.493.009	1.564.534	1.528.771	3.196.899

Tabla 2.3. Ventas de propano y butano según destino.

Fuente: Informe elaborado por YPF con información enviada por cada productor. Aclaración: en estos datos fueron neteadas las transferencias entre productores.

A continuación se presentan gráficos que ilustran la información del cuadro anterior y ayudan a obtener algunas conclusiones.

Exportaciones vs. Ventas al mercado interno



Figura 2.17. Exportaciones de GLP vs. Ventas al mercado interno.
Fuente: elaboración propia.

**Ventas GLP Propano
Mercado Interno - Periodo 2005 - 2006**

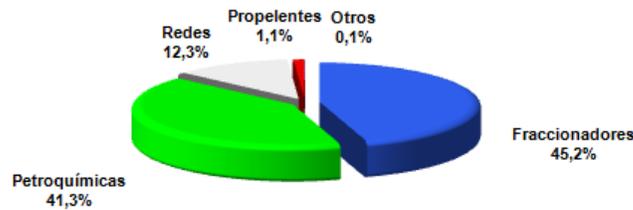


Figura 2.18. Usos del propano en el mercado interno, con sus respectivos porcentajes.
Fuente: elaboración propia.

**Ventas GLP Butano
Mercado Interno - Periodo 2005 - 2006**



Figura 2.19. Usos del butano en el mercado interno, con sus respectivos porcentajes.
Fuente: elaboración propia.



Figura 2.20. Exportaciones de GLP con sus respectivos porcentajes.
Fuente: elaboración propia.



Figura 2.21. Exportaciones de butano y de propano con sus respectivos porcentajes.
Fuente: elaboración propia.

De lo expuesto anteriormente se puede obtener las siguientes conclusiones:

El mercado de GLP envasado consume aproximadamente un 25% más de butano que de propano. Por otro lado, las redes de distribución de GLP operan exclusivamente con propano. Por lo tanto, en cuanto al uso de GLP como combustible para abastecimiento interno, los consumos de propano y de butano son muy parejos. Sin embargo, la industria petroquímica consume cuatro veces más propano que butano. Por lo tanto en el butano el saldo para exportar es mayor en porcentaje que el saldo exportable de propano.

En cuanto a la exportación, se observa que el principal comprador de propano es Chile, con un 50% de participación, y el principal comprador de butano es Brasil, con un 43% de participación sobre las exportaciones de dicho producto.

2.3.6 Proyección de la Demanda

Para estimar la demanda de GLP en Argentina se estudiarán los datos históricos del consumo mediante series de tiempo estacionales lineales, y de esta forma poder observar su comportamiento y sacar conclusiones al respecto.

Se proyectará la demanda de GLP envasado y la de GLP por Redes. La demanda de los otros usos del GLP, por ejemplo del polo Petroquímico no se proyectarán debido a que se encuentran fuera del objetivo de este proyecto.

2.3.6.1. Recolección de datos históricos

Para realizar la búsqueda de los datos se consultó a la página web de Secretaría de Energía. Allí se obtuvieron los datos históricos de venta desde el 2002, con apertura mensual. Vale aclarar que los datos no corresponden a consumos sino a ventas a los Fraccionadores y a las Distribuidoras por Redes. Sin embargo, los datos de venta se ajustan bien al consumo debido a que la capacidad de almacenaje de los compradores no es significativa como para achatar o desplazar la curva.

La información se puede consultar online en la siguiente dirección de internet:

https://energia2.mecon.gov.ar/pv_glp/publico/

Los valores obtenidos (en toneladas), se presentan en la siguiente tabla:

Venta a Distribuidores por Redes			
Mes y Año	Toneladas	Mes y Año	Toneladas
Ene-02	2,350	Jul-04	11,913
Feb-02	2,068	Ago-04	10,413
Mar-02	2,967	Sep-04	8,916
Abr-02	3,888	Oct-04	7,303
May-02	5,234	Nov-04	6,182
Jun-02	7,213	Dic-04	5,505
Jul-02	9,151	Ene-05	4,391
Ago-02	9,017	Feb-05	3,566
Sep-02	7,898	Mar-05	6,260
Oct-02	6,202	Abr-05	8,041
Nov-02	4,482	May-05	12,137
Dic-02	4,664	Jun-05	13,630
Ene-03	4,614	Jul-05	15,192
Feb-03	4,369	Ago-05	15,187
Mar-03	4,839	Sep-05	10,974
Abr-03	5,880	Oct-05	8,629
May-03	9,341	Nov-05	7,223
Jun-03	10,343	Dic-05	5,656
Jul-03	10,691	Ene-06	3,673
Ago-03	9,600	Feb-06	3,144
Sep-03	8,673	Mar-06	5,781
Oct-03	6,771	Abr-06	7,556
Nov-03	5,489	May-06	11,780
Dic-03	4,865	Jun-06	14,817
Ene-04	3,498	Jul-06	15,768
Feb-04	2,354	Ago-06	17,477
Mar-04	5,446	Sep-06	9,603
Abr-04	6,062	Oct-06	6,204
May-04	10,316	Nov-06	5,589
Jun-04	11,064	Dic-06	4,108

Tabla 2.4. Ventas de GLP realizadas por los productores a los distribuidores y subdistribuidores de GLP por redes.

Fuente: Secretaría de Energía.

Dado que estos datos incluyen localidades que luego fueron convertidas a gas natural, se netean dichos valores a fin de proyectar únicamente el consumo de las redes que continúan siendo abastecidas de GLP.

Venta a Distribuidores por Redes			
Mes y Año	Toneladas	Mes y Año	Toneladas
ene-02	1.739	jul-04	8.682
feb-02	1.504	ago-04	8.261
mar-02	1.756	sep-04	6.995
abr-02	2.601	oct-04	5.612
may-02	3.334	nov-04	4.853
jun-02	5.102	dic-04	4.394
jul-02	6.946	ene-05	3.602
ago-02	6.824	feb-05	2.994
sep-02	6.206	mar-05	5.110
oct-02	4.707	abr-05	6.145
nov-02	3.281	may-05	9.431
dic-02	3.868	jun-05	9.010
ene-03	3.805	jul-05	10.179
feb-03	3.615	ago-05	10.062
mar-03	3.755	sep-05	8.587
abr-03	4.430	oct-05	6.640
may-03	7.444	nov-05	5.744
jun-03	7.674	dic-05	4.496
jul-03	7.773	ene-06	2.873
ago-03	7.151	feb-06	2.331
sep-03	6.864	mar-06	4.103
oct-03	4.951	abr-06	5.464
nov-03	4.127	may-06	8.787
dic-03	3.665	jun-06	9.861
ene-04	2.768	jul-06	9.033
feb-04	1.782	ago-06	11.438
mar-04	4.383	sep-06	6.851
abr-04	4.380	oct-06	3.826
may-04	8.413	nov-06	3.730
jun-04	8.039	dic-06	2.543

Tabla 2.5. Ventas de GLP realizadas por los productores a los distribuidores y subdistribuidores de GLP por redes, excluyendo localidades luego convertidas a gas natural.

Fuente: elaboración propia.

Venta a Fraccionadores			
Mes y Año	Toneladas	Mes y Año	Toneladas
Ene-02	65,127	Jul-04	83,816
Feb-02	62,002	Ago-04	73,829
Mar-02	71,329	Sep-04	58,915
Abr-02	82,934	Oct-04	56,597
May-02	88,279	Nov-04	60,384
Jun-02	89,459	Dic-04	58,982
Jul-02	92,822	Ene-05	51,011
Ago-02	79,144	Feb-05	53,099
Sep-02	69,708	Mar-05	66,290
Oct-02	62,119	Abr-05	72,289
Nov-02	55,469	May-05	79,622
Dic-02	57,696	Jun-05	79,971
Ene-03	56,391	Jul-05	86,731
Feb-03	57,345	Ago-05	80,247
Mar-03	67,416	Sep-05	73,251
Abr-03	67,444	Oct-05	62,967
May-03	77,884	Nov-05	58,520
Jun-03	74,890	Dic-05	59,407
Jul-03	85,630	Ene-06	56,545
Ago-03	73,496	Feb-06	53,276
Sep-03	69,815	Mar-06	68,329
Oct-03	61,104	Abr-06	69,983
Nov-03	55,487	May-06	82,538
Dic-03	57,652	Jun-06	83,840
Ene-04	56,543	Jul-06	82,320
Feb-04	55,063	Ago-06	88,864
Mar-04	71,823	Sep-06	74,066
Abr-04	69,896	Oct-06	64,210
May-04	82,295	Nov-06	60,752
Jun-04	76,916	Dic-06	58,611

Tabla 2.6. Ventas de GLP realizadas por los productores a los Fraccionadores.
Fuente: Secretaría de Energía.

2.3.6.2 Análisis de los datos

A efectos de poder observar el comportamiento del mercado a través de los distintos meses del año (período 2002-2006), se realiza el gráfico con la serie temporal, el cual se muestra a continuación:

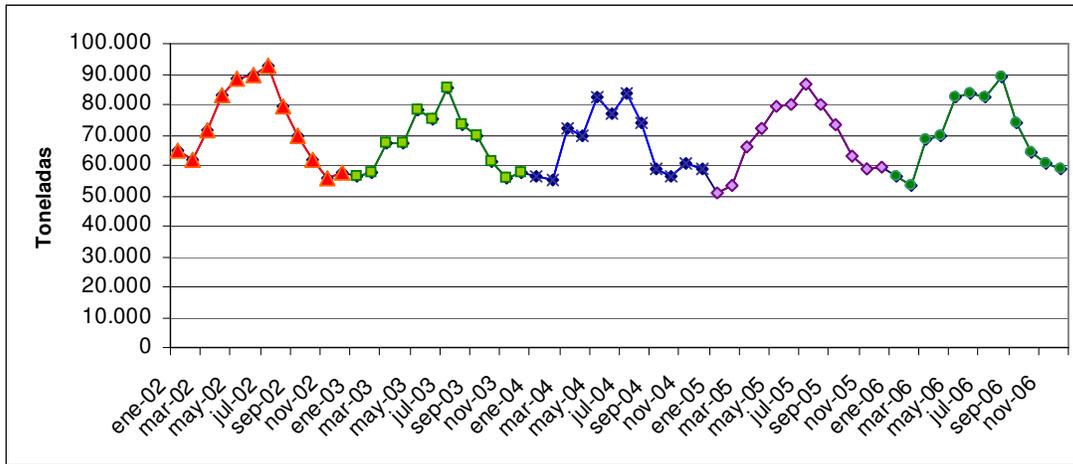


Figura 2.22. Serie temporal de las ventas de GLP a Fraccionadores.

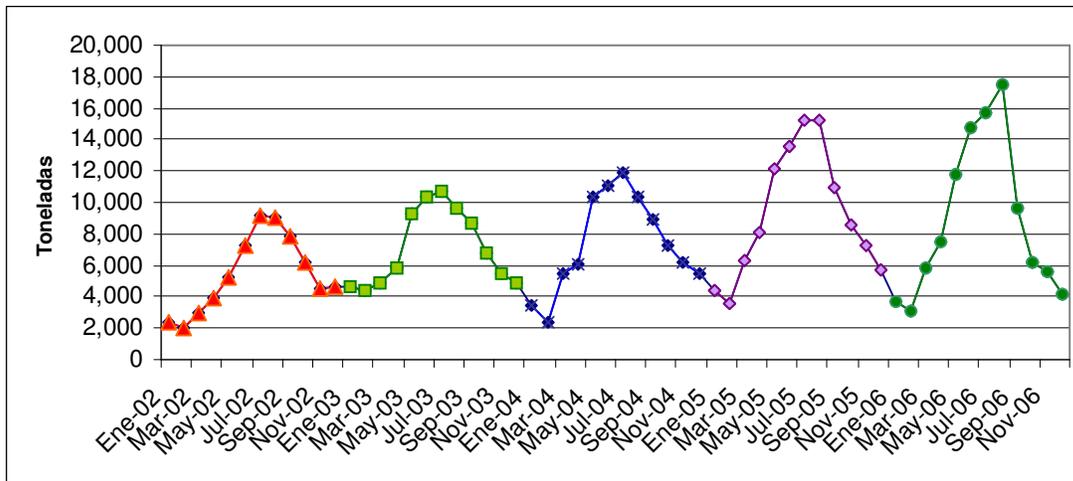


Figura 2.23. Serie temporal de las ventas de GLP a Distribuidores por Redes.

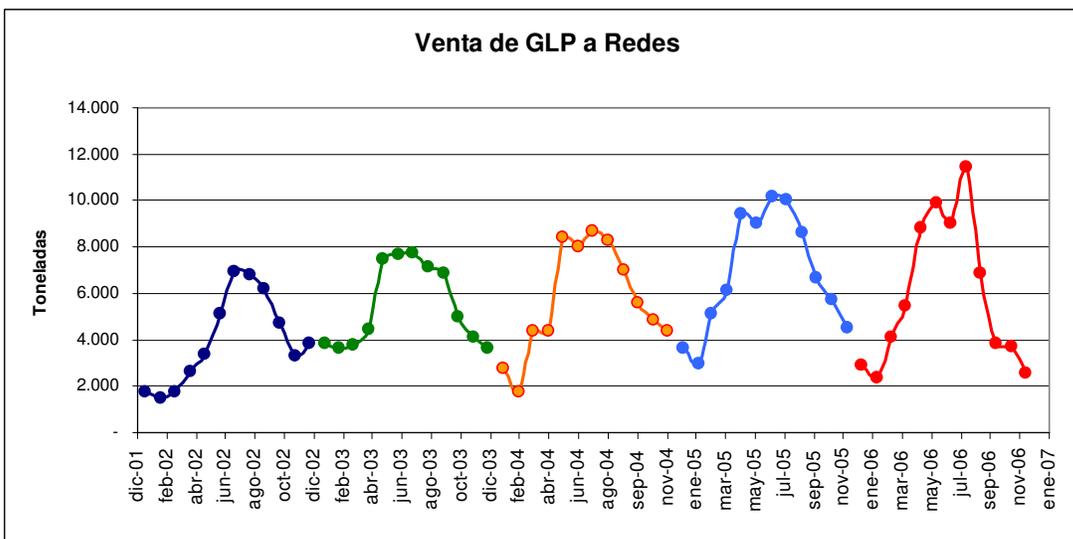


Figura 2.24. Ventas de GLP a Distribuidores por Redes. (Excluye las localidades convertidas a gas natural)

A partir de la observación de la evolución en los gráficos, se puede apreciar que el comportamiento en ambos casos es claramente estacional. Por lo tanto, se plantea un modelo de regresión para series temporales con estacionalidad.

A priori, se puede ver que para todos los años, el pico de consumo se obtiene entre Julio y Agosto, que es por lo general el período más frío del año.

2.3.6.3 Modelo de regresión lineal para series de tiempo con estacionalidad

El modelo a utilizar es el siguiente:

$$Y_{ij} = \alpha + \beta \cdot t_{ij} + \gamma_1 \cdot Z_1 + \gamma_2 \cdot Z_2 + \dots + \gamma_{12} \cdot Z_{12} + \varepsilon_{ij} \quad (2.1)$$

Siendo:

Y_{ij} : Demanda en el período j (mes) y el año i.

t_{ij} : Variable temporal en orden correlativo $t \in \{1 \dots n\}$.

Z_j : Variable binaria. Vale 1 si el período es j y 0 de otro modo.

α : Componente de Nivel (intercepto con el eje de Demanda).

β : Componente de Tendencia.

γ_j : Componente de Estacionalidad del período j.

ε_{ij} : Error, desvío o perturbación aleatoria.

$i \in \{1, \dots, 4\}; j \in \{1, \dots, 12\}$.

La suposición fundamental tras el método a aplicar es que la perturbación aleatoria, ε_{ij} es independiente de las variables del modelo, y tiene una distribución Normal de media 0 y varianza σ^2 (varianza residual) [García, 2004].

El objetivo del método de mínimos cuadrados es encontrar los parámetros a, b, $c_1 \dots c_{12}$ que minimizan la suma de los cuadrados de la diferencia entre el valor observado y el valor estimado:

$$Q = \sum_{i=1}^4 \sum_{j=1}^{12} (Y_{ij} - \hat{Y}_{ij})^2 \quad (2.2)$$

Donde el valor estimado es:

$$\hat{Y}_{ij} = a + b \cdot t_{ij} + c_1 \cdot Z_1 + \dots + c_{12} \cdot Z_{12} \quad (2.3)$$

Previo a la resolución se debe hacer una aclaración respecto a las variables de estacionalidad Z_j . Estas variables presentan entre sí un fenómeno denominado *Multicolinealidad Perfecta*. Este fenómeno se da cuando una variable, incluida como independiente en el modelo, es una combinación lineal de otras variables independientes del modelo. Si esto sucede, se hace imposible el cálculo de la solución, dado que en el mismo se debe invertir una matriz la cual, si una variable independiente es combinación

lineal de otras, es singular [García, 2004]. Para resolver esto, se reemplaza la variable Z_{12} en (2.3) por la siguiente expresión:

$$Z_{12} = 1 - \sum_{i=1}^{11} Z_i \quad (2.4)$$

Esta expresión proviene del hecho de que si el período no es ninguno de los primeros 11 ($\sum_{j=1}^{11} Z_j = 0$), entonces debe ser 12 ($Z_{12} = 1$).

Con esta modificación, la ecuación (2.3) resulta:

$$\hat{Y}_{ij} = a' + b \cdot t_{ij} + c_1' \cdot Z_1 + \dots + c_{11}' \cdot Z_{11} \quad (2.5)$$

donde:

$$\begin{aligned} a' &= a + c_{12} \\ c_j' &= c_j - c_{12} \end{aligned} \quad (2.6)$$

Se impone como condición (a efectos de poder resolver el sistema de ecuaciones (2.6) para $a, b, c_1 \dots c_{12}$) que el efecto acumulado debido a la estacionalidad sea nulo al finalizar un año, esto se establece a través de la siguiente identidad:

$$\sum_{j=1}^{12} c_j = 0 \quad (2.7)$$

Finalmente, empleando la herramienta de Análisis de Datos – Regresión (del Excel), se estiman los coeficientes $a', b, c_1' \dots c_{12}'$, y se resuelve el sistema de ecuaciones (2.6) – (2.7). La solución del mismo es:

$$\begin{aligned} c_{12} &= -\frac{1}{12} \left(\sum_{j=1}^{11} c_j' \right) \\ c_j &= c_j' + c_{12} \\ a &= a' - c_{12} \end{aligned} \quad (2.8)$$

A modo de obtener un estimador insesgado de la varianza residual σ^2 , se utiliza la siguiente expresión:

$$s^2 = \frac{Q}{n - m - 1} \quad (2.9)$$

Donde el término $n - m - 1$ son los grados de libertad de los residuos, siendo n es la cantidad de datos disponibles (inicialmente $n=60$); m son las variables independientes del modelo (en este caso $m=12$).

Sea entonces,

Variación total (T) = Variación residual (Q) + Variación explicada

$$\sum_{t=1}^n (Y_t - \bar{Y})^2 = \sum_{t=1}^n (Y_t - \hat{Y}_t)^2 + \sum_{t=1}^n (\hat{Y}_t - \bar{Y})^2 \quad (2.10)$$

El coeficiente de determinación es la fracción de la variación total que es explicada por el modelo:

$$R^2 = 1 - \frac{Q}{\sum (Y_t - \bar{Y})^2} \quad (2.11)$$

2.3.6.4 Resultados del modelo de regresión lineal para series de tiempo con estacionalidad

Utilizando la herramienta de análisis de datos de Microsoft Excel, y mediante el sistema de ecuaciones planteado en (2.8) se obtienen los siguientes valores de los parámetros de la función predictora \hat{Y}_{ij} (2.3):

GLP Redes		GLP Fraccionadores	
Parámetro	Valor	Parámetro	Valor
a	4.431,30	a	71.155,54
b	43,54	b	-32,40
c₁	-2.562,45	c₁	-13.221,90
c₂	-3.117,94	c₂	-14.156,23
c₃	-1.785,58	c₃	-1.243,32
c₄	-1.046,37	c₄	2.261,11
c₅	1.787,72	c₅	11.907,80
c₆	2.199,84	c₆	10.831,42
c₇	2.741,71	c₇	16.112,56
c₈	2.922,93	c₈	8.997,38
c₉	1.232,56	c₉	-935,29
c₁₀	-764,46	c₁₀	-8.654,44
c₁₁	-1.607,96	c₁₁	-11.899,09
c₁₂	-2.205,67	c₁₂	-11.519,35

Tabla 2.7. Parámetros de las funciones predictoras.

Los indicadores de ajuste del modelo a los datos obtenidos fueron los siguientes:

Redes		Fraccionadores	
Suma Cuad. Resid. (Q)	58.301.337	Suma Cuad. Resid. (Q)	937.326.745
Variación Residual	1.240.454	Variación Residual	19.943.122
Variación Total (T)	370.195.943	Variación Total (T)	7.564.238.009
R ²	0,8425	R ²	0,8761

Tabla 2.8. Indicadores de ajuste del modelo a los datos.

Por lo tanto, se puede decir que el modelo ajusta bien a los datos y es un estimador aceptable de los futuros consumos.

A continuación se presentan las estadísticas de la regresión.

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coefficiente de correlación múltiple	0,9179
Coefficiente de determinación R ²	0,8425
R ² ajustado	0,8023
Error típico	1113,7567
Observaciones	60

<i>Análisis de Varianza</i>					
<i>Grados de libertad</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Valor crítico de F</i>	
Regresión	12	311894606,5	25991217,21	20,95298802	6,5143E-15
Residuos	47	58301336,66	1240453,972		
Total	59	370195943,2			

Tabla 2.9. Resultados del Análisis de Regresión del mercado de GLP por Redes.

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coefficiente de correlación múltiple	0,9360
Coefficiente de determinación R ²	0,8761
R ² ajustado	0,8444
Error típico	4465,7723
Observaciones	60

<i>Análisis de Varianza</i>					
<i>Grados de libertad</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Valor crítico de F</i>	
Regresión	12	6626911264	552242605,3	27,69088004	2,80394E-17
Residuos	47	937326745	19943122,23		
Total	59	7564238009			

Tabla 2.10. Resultados del Análisis de Regresión del mercado de GLP a Fraccionadores.

Una vez obtenidos los parámetros de la función predictora, se grafican los resultados de la regresión y se contrastan con los datos reales (figuras 2.25 y 2.26).

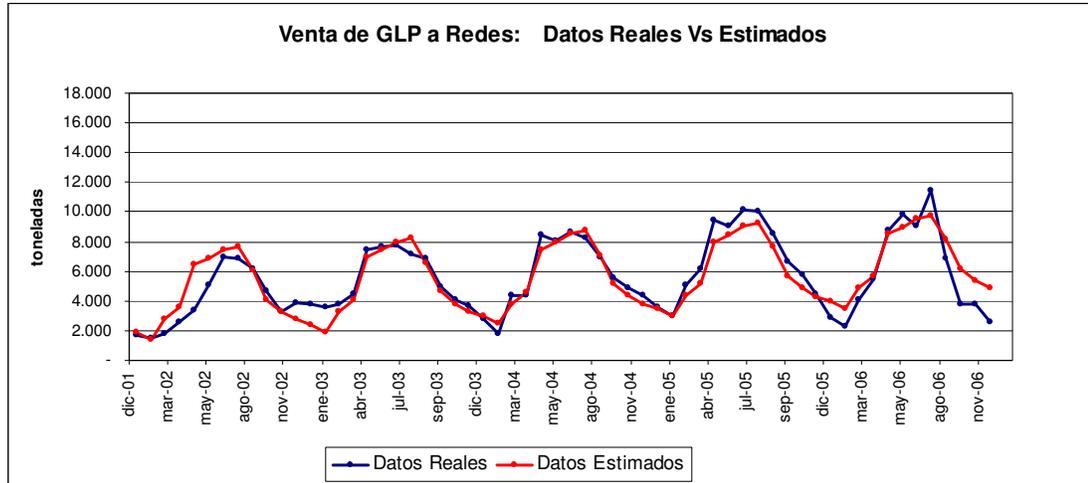


Figura 2.25. Datos reales de venta a Redes vs. Estimados de la regresión.

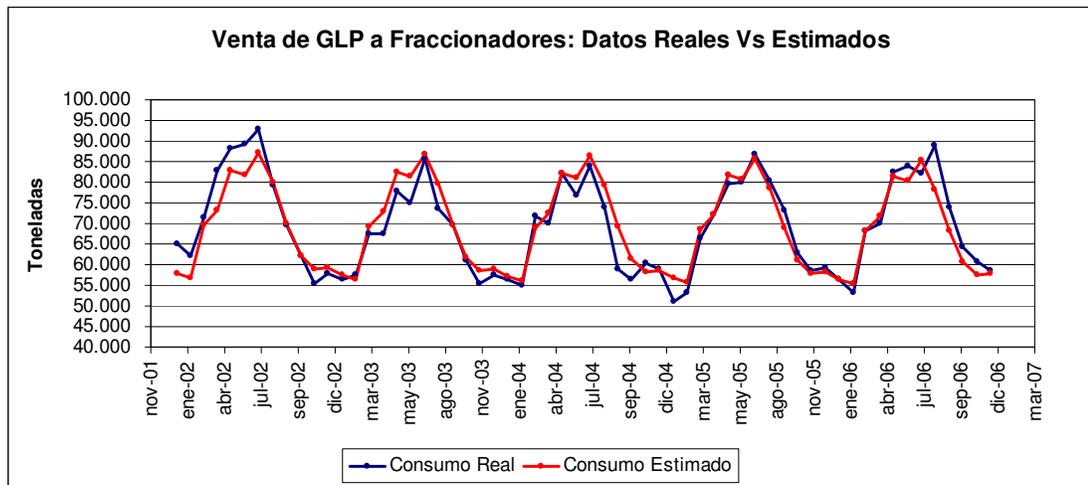


Figura 2.26. Datos reales de venta a Fraccionadores vs. Estimados de la regresión.

Los gráficos anteriores demuestran el buen ajuste del modelo lineal de regresión estacional a los datos reales. Se puede ver, como fue antes comentado, el aumento del consumo en los meses de invierno (Junio a Agosto), y la baja considerable en los meses de calor.

2.3.6.5 Test de estacionalidad

Se realiza adicionalmente el llamado test de estacionalidad para tener pruebas estadísticas significativas de la presencia de estacionalidad en la serie temporal.

Bajo la hipótesis nula:

$$H_0) c_1 = c_2 = \dots = c_{12} = 0$$

El ensayo se realiza con el siguiente estadístico:

$$F = \frac{(Q' - Q)/(m - 1)}{Q/(mr - m - 1)} \quad (2.12)$$

Donde Q es la suma de los cuadrados residuales del modelo, Q' es la suma de cuadrados residuales del modelo reducido excluidas las variables cuyo aporte se desea ensayar (Z_1, Z_2, \dots, Z_{12}), m es igual a 12 meses y r es igual a 5 años.

Si el valor de F , o sea la probabilidad de superarlo es pequeña, se rechaza la hipótesis de ausencia de estacionalidad, concluyéndose que la hay.

Los valores obtenidos para Q , Q' y el estadístico F se presentan a continuación:

Redes		Fraccionadores	
Q'	326.822.268	Q'	7.539.757.394
Q	58.301.337	Q	937.326.745
F (estadístico)	19,679	F (estadístico)	30,097
F (95%,11,47)	1,999	F (95%,11,47)	1,999

Tabla 2.11. Resultados del Test de estacionalidad.

Observando los resultados se establece que el ensayo es fuertemente significativo, se rechaza la hipótesis nula y se asegura la presencia de una marcada estacionalidad.

2.3.6.6 Función predictora y error

A continuación se presenta las ecuaciones predictoras con sus errores correspondientes. Según la suposición fundamental, la perturbación aleatoria ϵ_{ij} es independiente de las variables del modelo y tiene una distribución Normal de media 0 y varianza σ^2 (varianza residual). Para estimar los parámetros de las distribuciones de los errores se utilizó el Input Analyzer del programa Arena de Simulación. A continuación se muestran los resultados obtenidos:

Parámetros del error – GLP Redes

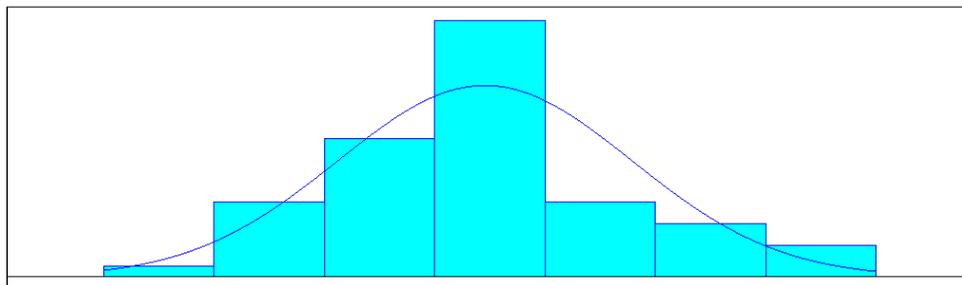


Figura 2.27. Histograma de la perturbación aleatoria de la regresión de GLP por Redes.

<u>Distribution Summary</u>	
Distribution:	Normal
Expression:	NORM(3.05e-013, 3.95e+003)
Square Error:	0.023025
Chi Square Test	
Number of intervals	5
Degrees of freedom	2
Test Statistic	= 5.34
Corresponding p-value	= 0.0734
Kolmogorov-Smirnov Test	
Test Statistic	= 0.105
Corresponding p-value	> 0.15
<u>Data Summary</u>	
Number of Data Points	60
Min Data Value	= -1.02e+004
Max Data Value	= 1.05e+004
Sample Mean	= 3.05e-013
Sample Std Dev	= 3.99e+003
<u>Histogram Summary</u>	
Histogram Range	= -1.02e+004 to 1.05e+004
Number of Intervals	7

Tabla 2.12. Resultados de la estimación de los parámetros del error para la regresión del GLP por Redes.

Parámetros del error – GLP Envasado

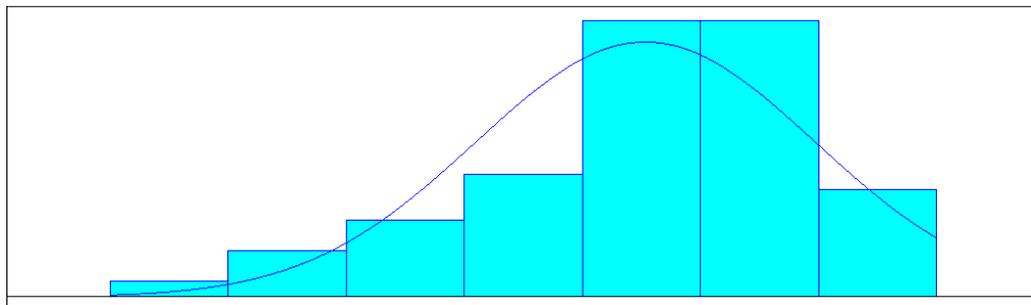


Figura 2.28. Histograma de la perturbación aleatoria de la regresión de GLP envasado.

<u>Distribution Summary</u>	
Distribution:	Normal
Expression:	NORM(-6.67e-006, 986)
Square Error:	0.014631
Chi Square Test	
Number of intervals	5
Degrees of freedom	2
Test Statistic	= 3.82
Corresponding p-value	= 0.165
Kolmogorov-Smirnov Test	
Test Statistic	= 0.125
Corresponding p-value	> 0.15
<u>Data Summary</u>	
Number of Data Points	60
Min Data Value	= -3.1e+003
Max Data Value	= 1.69e+003
Sample Mean	= -6.67e-006
Sample Std Dev	994
<u>Histogram Summary</u>	
Histogram Range	= -3.1e+003 to 1.69e+003
Number of Intervals	7

Tabla 2.13. Resultados de la estimación de los parámetros del error para la regresión del GLP Envasado.

Finalmente se presentan las funciones predictoras:

Función Predictora del Consumo de las Redes de Distribución:

$$Y_{ij} = 4.431,30 + 43,54 \cdot t_{ij} - 2.562,45 \cdot Z_1 - 3.117,94 \cdot Z_2 - 1785,58 \cdot Z_3 - 1.046,37 \cdot Z_4 + 1.787,72 \cdot Z_5 + 2.199,84 \cdot Z_6 + 2.741,71 \cdot Z_7 + 2.922,93 \cdot Z_8 + 1.232,56 \cdot Z_9 - 764,46 \cdot Z_{10} - 1.607,96 \cdot Z_{11} - 2.205,67 \cdot Z_{12} + \varepsilon_{ij}$$

donde

$$\varepsilon_{ij} \Rightarrow N(0;986)$$

(2.13)

Función Predictora de las Ventas de GLP envasado:

$$Y_{ij} = 71.155,54 - 32,40 \cdot t_{ij} - 13.221,90 \cdot Z_1 - 14.156,23 \cdot Z_2 - 1.243,32 \cdot Z_3 + 2.261,11 \cdot Z_4 + 11.907,80 \cdot Z_5 + 10.831,42 \cdot Z_6 + 16.112,56 \cdot Z_7 + 8.997,38 \cdot Z_8 - 935,29 \cdot Z_9 - 8.654,44 \cdot Z_{10} - 11.899,09 \cdot Z_{11} - 11.519,35 \cdot Z_{12} + \varepsilon_{ij}$$

donde

$$\varepsilon_{ij} \Rightarrow N(0;3.986)$$

(2.14)

2.3.6.7 Resultados de las proyecciones

Finalmente se presenta las proyecciones realizadas con la función predictora desarrollada previamente.

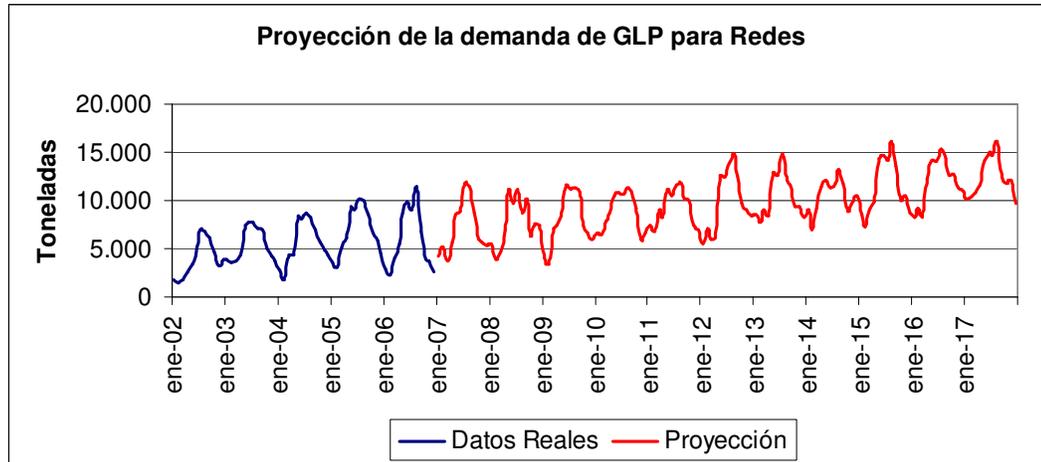


Figura 2.29. Proyección de la demanda de GLP por parte de los distribuidores por Redes.
Fuente: elaboración propia.

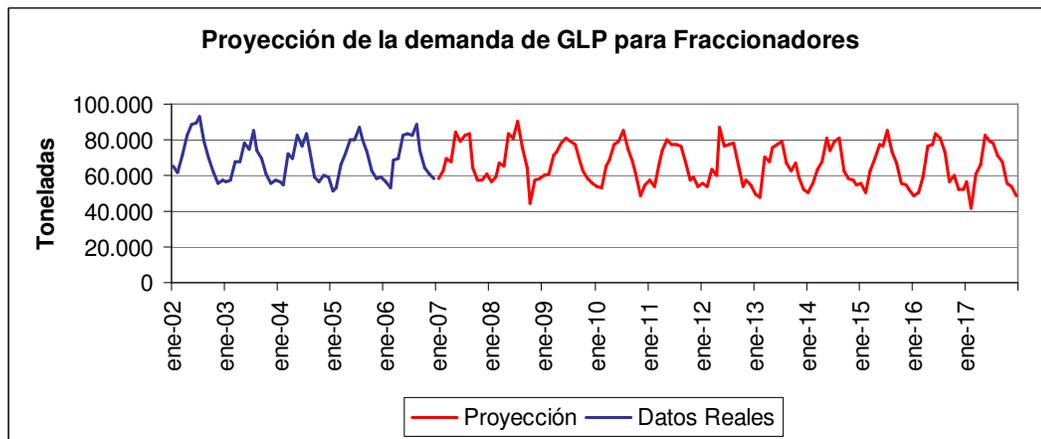


Figura 2.30. Proyección de la demanda de GLP por parte de los Fraccionadores.
Fuente: elaboración propia.

2.3.6.8 Proyección del consumo de GLP por redes de las localidades dentro del área de concesión de Camuzzi

Resulta de interés realizar las proyecciones del consumo exclusivamente de las localidades que se encuentran dentro del área de distribución de Camuzzi Gas del Sur y Camuzzi Gas Pampeana.

Para realizar las proyecciones se obtuvieron los siguientes datos históricos de la empresa. Dichos valores (excluyen las localidades convertidas posteriormente a gas

natural) corresponden al total consumido por las siguientes localidades: Gob. Gregores, Perito Moreno, Rospentek y Camarones (Camuzzi Gas del Sur), y Ameghino, Villegas y Daireaux (Camuzzi Gas Pampeana).

Consumo Histórico CGS + CGP			
Mes y Año	Toneladas	Mes y Año	Toneladas
ene-02	396	jul-04	1.832
feb-02	354	ago-04	1.622
mar-02	838	sep-04	1.360
abr-02	932	oct-04	996
may-02	1.484	nov-04	739
jun-02	1.690	dic-04	545
jul-02	1.699	ene-05	497
ago-02	1.598	feb-05	351
sep-02	1.264	mar-05	749
oct-02	1.030	abr-05	933
nov-02	763	may-05	1.655
dic-02	477	jun-05	2.006
ene-03	485	jul-05	2.066
feb-03	521	ago-05	2.003
mar-03	631	sep-05	1.476
abr-03	997	oct-05	1.145
may-03	1.372	nov-05	837
jun-03	1.694	dic-05	648
jul-03	1.670	ene-06	463
ago-03	1.600	feb-06	447
sep-03	1.286	mar-06	889
oct-03	1.081	abr-06	1.151
nov-03	775	may-06	1.767
dic-03	718	jun-06	2.127
ene-04	406	jul-06	2.219
feb-04	325	ago-06	2.327
mar-04	589	sep-06	1.715
abr-04	995	oct-06	1.232
may-04	1.462	nov-06	962
jun-04	1.500	dic-06	778

Tabla 2.14. Datos históricos del consumo de GLP de las localidades de Camuzzi, excluyendo las luego convertidas a gas natural.

Fuente: Camuzzi Gas.

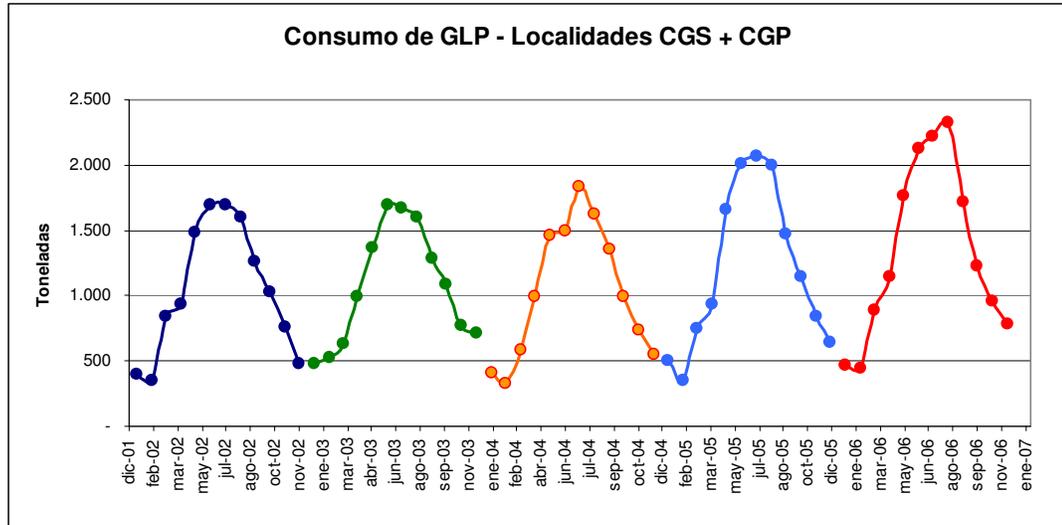


Figura 2.31. Serie temporal del consumo de GLP de las localidades de Camuzzi.
Fuente: Camuzzi Gas.

Usando el mismo método de las anteriores proyecciones se obtienen los siguientes resultados:

Redes Camuzzi	
Suma Cuad. Resid. (Q)	795.772
Variación Residual	16.931
Variación Total (T)	17.936.144
R ²	0,9556

Tabla 2.15. Indicadores de ajuste del modelo a los datos.

Tal como se observa en la tabla 2.15, el R² de la regresión es de 0,95; con lo cual se puede establecer un buen ajuste a los datos históricos. Esto también se puede observar en el siguiente gráfico:

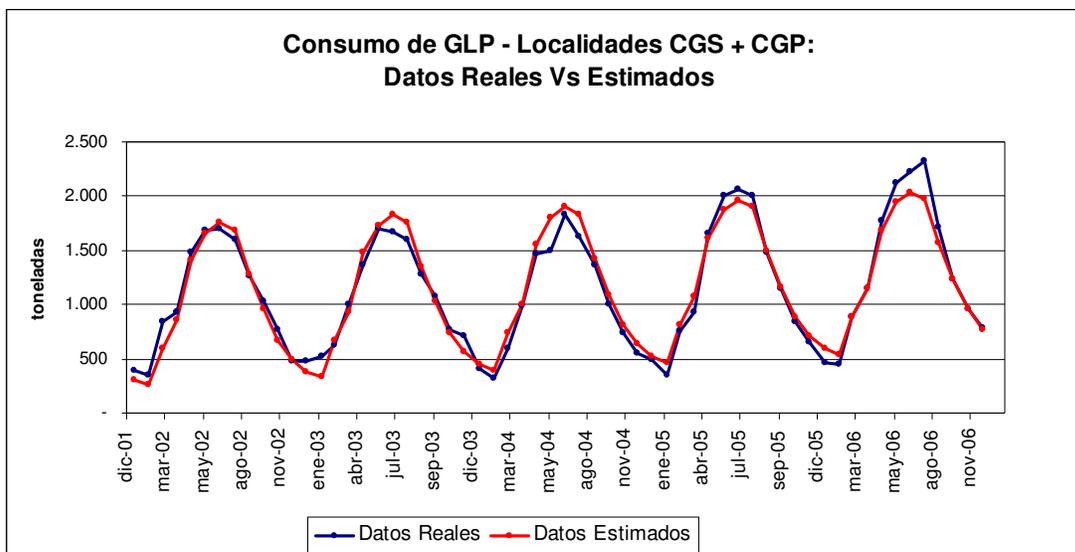


Figura 2.32. Consumo de las localidades de Camuzzi: Datos reales del vs. estimados de la regresión.

A su vez, también se calcularon los parámetros del error mediante el software Input Analyzer:

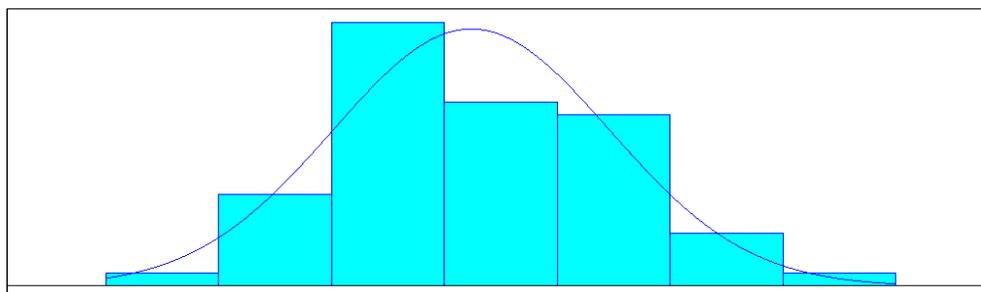


Figura 2.33. Histograma de la perturbación aleatoria de la regresión de las localidades de Camuzzi.

<u>Distribution Summary</u>	
Distribution:	Normal
Expression:	NORM(3.33e-006, 115)
Square Error:	0.011118
Chi Square Test	
Number of intervals	4
Degrees of freedom	1
Test Statistic	= 2.74
Corresponding p-value	= 0.0984
Kolmogorov-Smirnov Test	
Test Statistic	= 0.0965
Corresponding p-value	> 0.15
<u>Data Summary</u>	
Number of Data Points	60
Min Data Value	-303
Max Data Value	353
Sample Mean	= 3.33e-006
Sample Std Dev	116
<u>Histogram Summary</u>	
Histogram Range	= -304 to 354
Number of Intervals	7

Tabla 2.16. Resultados de la estimación de los parámetros del error para la regresión del consumo de GLP por redes de las localidades de Camuzzi.

A continuación se presenta la función predictora y el gráfico de las proyecciones de consumo:

$$Y_{ij} = 1.001,83 + 6,00 \cdot t_{ij} - 702,59 \cdot Z_1 - 758,39 \cdot Z_2 - 424,68 \cdot Z_3 - 168,48 \cdot Z_4 + 372,31 \cdot Z_5 + 621,51 \cdot Z_6 + 709,53 \cdot Z_7 + 635,92 \cdot Z_8 + 220,34 \cdot Z_9 - 109,01 \cdot Z_{10} - 396,46 \cdot Z_{11} - 584,42 \cdot Z_{12} + \varepsilon_{ij}$$

donde

$$\varepsilon_{ij} \Rightarrow N(0;115)$$

(2.15)

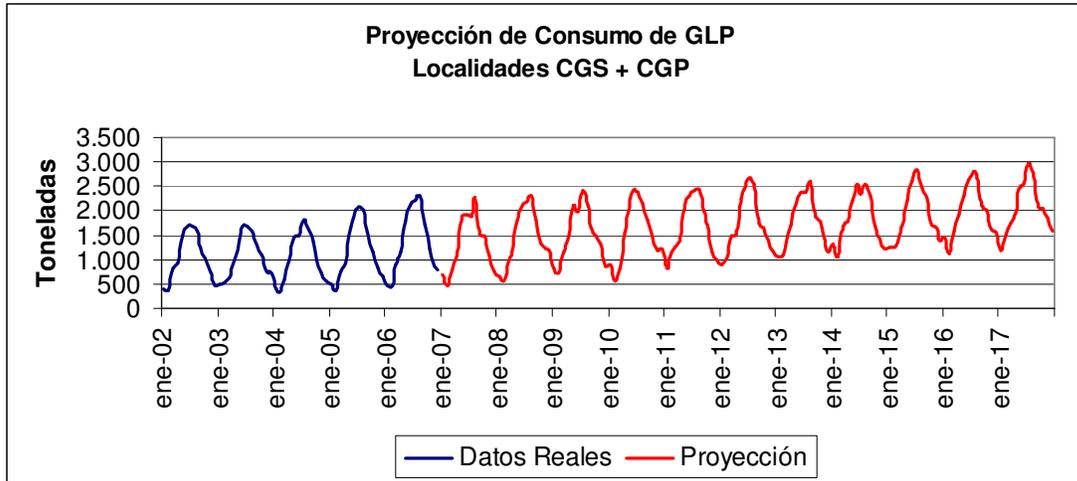


Figura 2.34. Proyección del consumo de GLP por redes de las localidades de Camuzzi.
Fuente: elaboración propia.

Los valores de esta proyección pueden consultarse en el Anexo I.

2.4 ANÁLISIS DEL MERCADO COMPETIDOR

2.4.1 Fuentes de GLP en Argentina

En Argentina son diecinueve las empresas productoras de GLP. Entre las más importantes en cuanto a volumen de producción se destacan Mega, YPF, Refinor y TGS. El GLP se produce en plantas separadoras del gas natural y en refinerías. El siguiente gráfico data del año 2005, pero sirve como referencia para obtener un panorama de las fuentes de GLP en Argentina y las ubicaciones geográficas de las distintas áreas de producción.

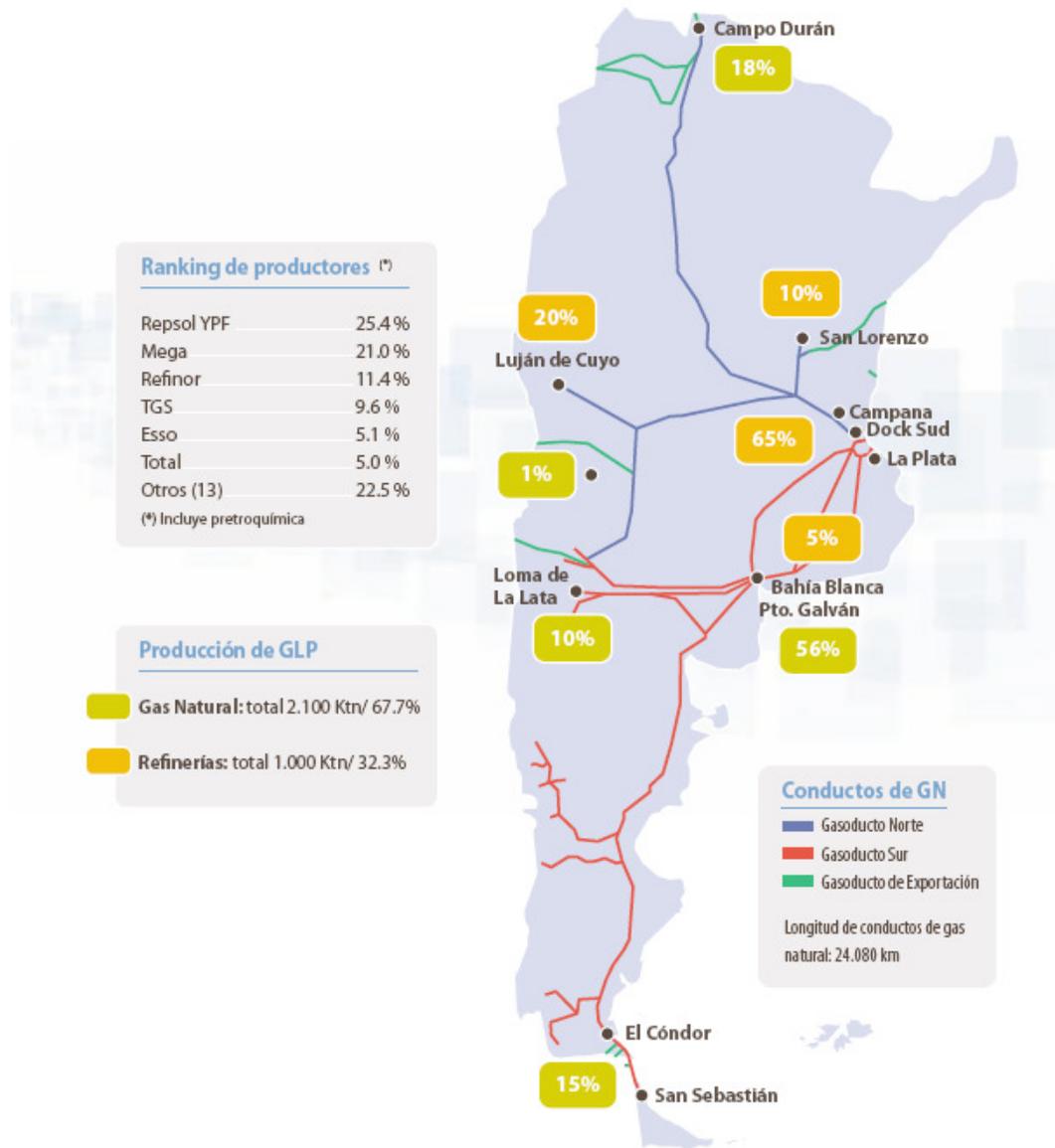


Figura 2.35. Fuentes de GLP en Argentina.
Fuente: CEGLA.

En el mapa anterior se puede observar lo siguiente:

El GLP producido por separación del gas natural es un 68% de la producción total. Las principales áreas de producción de GLP por método de separación del gas natural se encuentran en Neuquén, Salta, Bahía Blanca, Tierra del Fuego y sur de Santa Cruz. Lógicamente estas zonas son donde se encuentran las cuencas de gas natural, salvo en Bahía Blanca, que es donde se encuentra la planta Gral Cerri de TGS donde se produce aproximadamente un cuarto del total del GLP producido por separación del gas natural.

Las áreas donde se encuentran las refinerías productoras de GLP son La Plata, Dock Sud, Campana, Bahía Blanca, Luján de Cuyo y San Lorenzo.

2.4.2 Productores y plantas de GLP en Argentina

A continuación se enumeran a los productores de GLP y a sus respectivas plantas.

Productor	Planta	Provincia	Producción 2006 (tons.)
Apache	Loma Negra	Neuquén	40.473
	San Sebastián	Tierra del Fuego	28.716
	Est. Fernández Oro	Río Negro	1.243
	Lago Fuego	Tierra del Fuego	1.607
Camuzzi Gas del Sur	Cañadón Seco	Santa Cruz	6.231
Capex	Agua Del Cajón	Neuquén	56.307
Compañía Mega	MEGA	Neuquén	655.486
Esoo	Campana	Buenos Aires	158.700
Medanito	Medanito	Río Negro	19.484
Pan American	Gral. Cerri. Bahía Blanca	Buenos Aires	67.501
	San Sebastián	Tierra del Fuego	17.461
	Cañadón Alfa	Tierra del Fuego	66.586
Petroleos Sudamericanos SA Necon SA UTE	Caimancito	Jujuy	434
Petrolera Entre Lomas	Entre Lomas	Neuquén	33.790
Pluspetrol	Gral. Cerri. Bahía Blanca	Buenos Aires	15.212
	Centenario	Neuquén	34.682
Refinería del Norte SA	Campo Durán	Salta	363.624
Río Cullen Las Violetas Y Otros, UTE	Planta San Luis, yac. Río Cullen	Tierra del Fuego	6.808
Shell	Dock Sud	Buenos Aires	154.911
TGS	Gral. Cerri. Bahía Blanca	Buenos Aires	351.799
Total Austral	Cañadón Alfa	Tierra del Fuego	92.500
	Gral. Cerri. Bahía Blanca	Buenos Aires	80.572
Wintershall Energía	Cañadón Alfa	Tierra del Fuego	91.932
YPF	Gral. Cerri. Bahía Blanca	Buenos Aires	33.016
	Luján de Cuyo	Mendoza	84.640
	San Sebastián	Tierra del Fuego	16.703
	Refinería La Plata	Buenos Aires	235.151
	Filo Morado	Neuquén	2.533
	TurboExpander Loma La Lata	Neuquén	3.524
	El Portón	Neuquén	125.598
	Petroquímica La Plata	Buenos Aires	234.050
YPF IATE UTE (FILO MORADO)	Filo Morado	Neuquén	17.026
PBBPolisur	PBB POLISUR	Buenos Aires	27.641
Petrobras	Planta Cándor	Santa Cruz	33.735
	Puerto Gral San Martín	Santa Fe	66.718
	Refinería Bahía Blanca	Buenos Aires	59.569
Total general			3.285.960

Tabla 2.17. Plantas de GLP en Argentina.

Fuente: Secretaría de Energía

Se realizan las siguientes aclaraciones:

- ✓ La planta General Cerri de TGS ubicada en Bahía Blanca produce GLP de dicha empresa y también de Pan American, de Total, de Pluspetrol y de YPF.
- ✓ La planta Cañadón Alfa (Tierra del Fuego) forma parte de un consorcio de tres empresas: Total, Wintershall y Pan American.
- ✓ La planta San Sebastián (Tierra del Fuego) procesa líquidos de Apache y Pan American.
- ✓ Petrolera Entre Lomas forma parte del grupo Petrobrás Energía.

- ✓ En el caso de la Compañía Mega, la planta se encuentra en Loma La Lata (Neuquén), pero los líquidos son transportados por ductos hasta su planta de Bahía Blanca donde se fraccionan en los distintos componentes y se almacenan.

2.4.3 Producción de GLP por productor

En el 2006 se produjeron 3.286.000 toneladas de GLP, en el siguiente gráfico se muestran los productores de mayor producción.

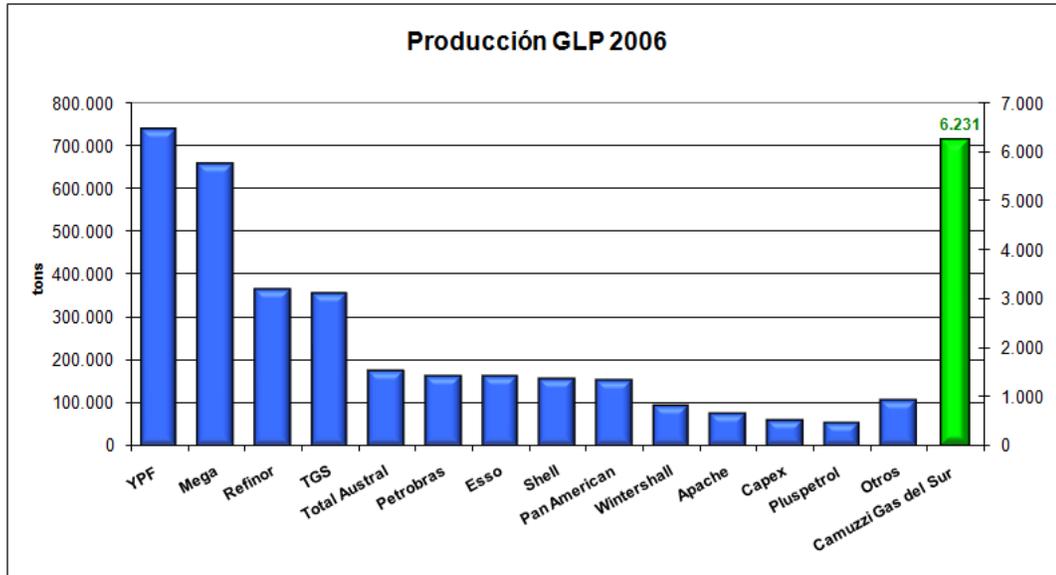


Figura 2.36. Producción de GLP por productor.

Fuente: elaboración propia en base a datos obtenidos de la Secretaría de Energía.

En la figura anterior se puede observar que YPF es la compañía que más GLP produce, seguida muy de cerca por Mega. A continuación se presenta el gráfico de torta con los porcentajes de participación en la producción de GLP de los principales productores.

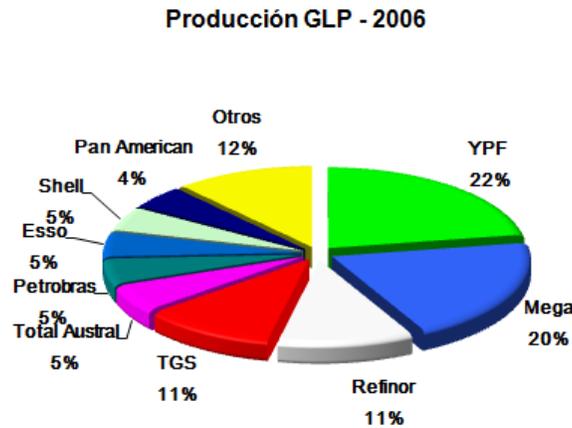


Figura 2.37. Participación en la producción de GLP.

Fuente: elaboración propia en base a datos obtenidos de la Secretaría de Energía.

2.4.4 Ventas de GLP al mercado interno por productor

No todos los productores abastecen a cada mercado por igual. A continuación se presenta en un cuadro el resumen de las ventas del 2006 de cada productor al mercado local.

Vendedor	Aero-solera	Consumidor indep'te	Comercializador	Distribuidor por Redes	Fracciona-dor	Petro-química	Productor	Total general	Market Share
YPF	13.315	5.645	132	24.334	344.214	214.873	34.535	637.047	35,28%
Refinor					89.263	83.502	181.681	354.447	19,63%
Eso	10.797	1.100	195		68.913	58.234	16.295	155.534	8,61%
Shell					40.552	40.701	58.608	139.860	7,75%
Petrobras	11.463			13.409	75.316	28.247	3.549	131.984	7,31%
TGS				23.411	80.966	6.945	5.754	117.077	6,48%
Pluspetrol	434	21	43	1.991	50.914		1.005	54.407	3,01%
Total Austral				5.811	27.557		18.371	51.739	2,87%
Mega				26.392	23.652			50.044	2,77%
Capex				1.218	15.270	20.193	28	36.709	2,03%
YPF IATE UTE (Filo Morado)				891			17.481	18.372	1,02%
Medanito			10.728		1.916			12.644	0,70%
Petrolera Entre Lomas					9.311	1.698		11.009	0,61%
Apache	1.811			2.371	5.352		2	9.536	0,53%
PBBPolisur			428			6.337		6.765	0,37%
Pan American Energy	248			2.206	3.935			6.389	0,35%
Camuzzi Gas del Sur				3.316	249		2.720	6.286	0,35%
Pan American Fuegoquina					2.863			2.863	0,16%
Río Cullen Las Violetas-UTE					1.347			1.347	0,07%
Apache (TDF)					1.061			1.061	0,06%
Petrol. Sudam. Necon- UTE					443			443	0,02%
Total general	38.068	6.766	11.527	105.350	843.094	460.730	340.029	1.805.563	100,00%

Tabla 2.18. Ventas de GLP de los productores a cada mercado.
Fuente: Secretaría de Energía

Con estos datos de venta se realizan los siguientes gráficos de torta:

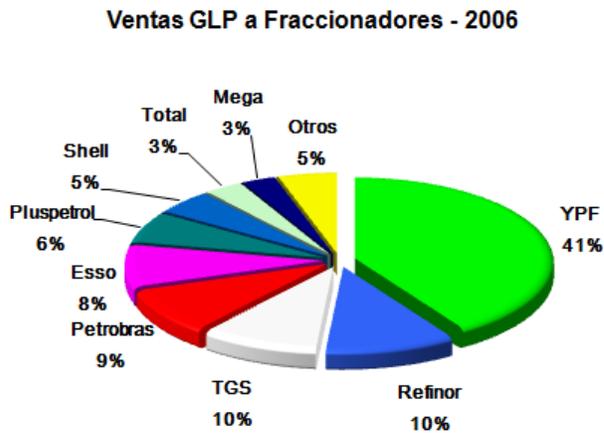


Figura 2.38. Participación en las ventas de GLP al mercado de fraccionadores.
Fuente: elaboración propia en base a datos obtenidos de la Secretaría de Energía.

Ventas GLP a Petroquímica - 2006

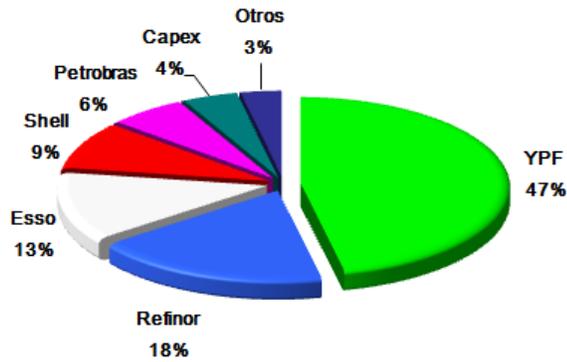


Figura 2.39. Participación en las ventas de GLP a la industria petroquímica.
Fuente: elaboración propia en base a datos obtenidos de la Secretaría de Energía.

Ventas GLP a Distribuidores por Redes - 2006

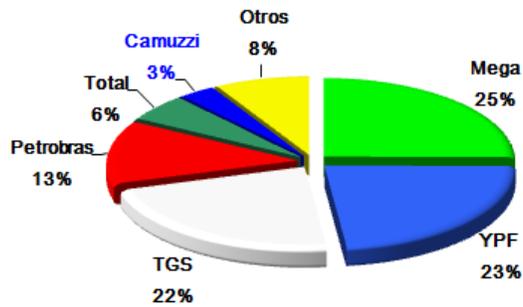


Figura 2.40. Participación en las ventas de GLP a distribuidores por redes.
Fuente: elaboración propia en base a datos obtenidos de la Secretaría de Energía.

Ventas GLP a Aerosoleras - 2006

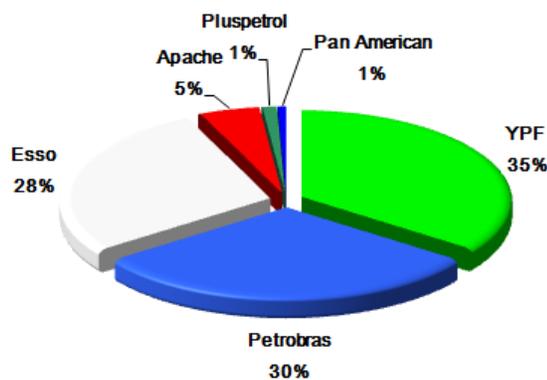


Figura 2.41. Participación en las ventas de GLP a aerosoleras.
Fuente: elaboración propia en base a datos obtenidos de la Secretaría de Energía.

Ventas GLP a consumidores independientes - 2006

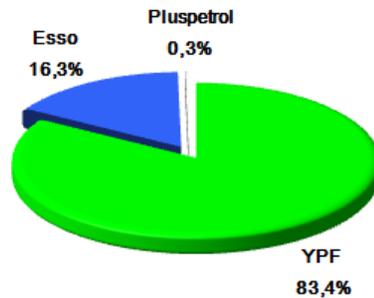


Figura 2.42. Participación en las ventas de GLP a consumidores independientes.
Fuente: elaboración propia en base a datos obtenidos de la Secretaría de Energía.

2.4.5 Exportaciones de GLP

Algunas empresas son netamente exportadoras, en la siguiente tabla se muestran las exportaciones de cada productor y el porcentaje que representa en el total de sus respectivas ventas.

Vendedor	Exportaciones 2006 (tons.)	Porcentaje de sus ventas
Apache	54.640	83,8%
Camuzzi Gas del Sur		0,0%
Capex	19.998	35,3%
Esso	4.768	3,0%
Medanito	16.582	56,7%
Mega	616.142	92,5%
Pan American	106.295	92,0%
PBB Polisor		0,0%
Petrobras	27.245	17,1%
Petrol. Sudam. Necon - UTE		0,0%
Petrolera Entre Lomas	22.946	67,6%
Pluspetrol	55.251	50,4%
Refinor		0,0%
Río Cullen Las Violetas UTE	4.986	78,7%
Shell	16.639	10,6%
TGS	250.232	68,1%
Total Austral	96.537	65,1%
Wintershall	91.931	100,0%
YPF	347.730	35,3%
YPF IATE UTE (Filo Morado)		0,0%
Total general	1.731.922	

Tabla 2.19. Exportaciones de GLP por productor, con el porcentaje respecto el total de las ventas.

Fuente: Secretaría de Energía

Se puede observar que en total, en el año 2006 se exportaron 1.731.922 toneladas de GLP. A continuación se representa la participación de los productores más importantes en el total de la exportación del GLP realizada en el 2006.



Figura 2.43. Participación en las ventas de GLP al exterior.
Fuente: Secretaría de Energía

2.4.6 Descripción de los productores

El mix de venta varía mucho entre cada empresa: algunas como Mega venden la mayor parte de su producción al exterior, otras como Esso venden el 98% de su producción al mercado interno, especialmente a fraccionadores y al polo petroquímico.

A continuación se detalla los casos de los productores más importantes.

Mega

La compañía Mega tiene su planta de producción en Loma La Lata, Neuquén. Allí separa los líquidos de la cuenca neuquina y los transporta a través de un poliducto de 600km hasta Bahía Blanca, donde posee una planta fraccionadora y almacenadora (figura 2.44). En dicha planta hay un puerto de donde salen barcos que exportan el GLP.



Figura 2.44. Plantas y Poliducto de la Compañía Mega.
Fuente: Compañía Mega.

La gran parte de las ventas de Mega son exportaciones a diversos países tales como Brasil, Chile, Estados Unidos, Japón y Uruguay. En el 2006 Mega vendió en el mercado interno 50.000 toneladas, lo que equivale al 7% de sus ventas totales. De dichas toneladas 26.000 fueron destinadas a las redes de propano, siendo uno de los principales abastecedores de dicho mercado, y 24.000 fueron ventas a fraccionadores (17.000 de butano y 7.000 de propano).

Esta empresa es sin duda de carácter netamente exportador, la misma produce el 20% del GLP del país pero su participación de mercado local entre todos los productores es del 2,7%. A pesar de que destina al mercado interno un porcentaje bajo de su producción, Mega es uno de los productores más importantes para las redes de GLP, ya que aporta casi un 25% del consumo total de las mismas.

TGS

TGS cuenta con una planta de procesamiento de líquidos en General Cerri, a 10km Bahía Blanca, donde procesa gases que llegan por los gasoductos Neuba I, Neuba II y San Martín (figura 2.45). Además, posee en Puerto Galván, a 15km de la planta de procesamiento, una planta de almacenamiento y despacho a camiones y barcos. En GLP tienen una capacidad de almacenaje de 75.000 m³, de los cuales 30.000 m³ son a presión, y 45.000 m³ refrigerado.

La planta tiene una capacidad de procesamiento de 44 MM m³ diarios divididos en tres trenes criogénicos y dos trenes de absorción.



Figura 2.45. Ubicación del complejo Cerri de TGS.

Fuente: TGS.

En el 2006 TGS exportó 251.000 toneladas, de las cuales más de la mitad fueron a Brasil y el resto a países varios tales como Uruguay, Ecuador, Estados Unidos y Japón. En el mercado interno vendió 117.000 toneladas, de las cuales 42.000 fueron toneladas de butano vendidas a fraccionadores, lo que significa que tuvo una participación del 8% de las ventas de butano totales a fraccionadores. Además, vendió unas 24.000 toneladas de propano a redes, y unas 41.000 a fraccionadores, teniendo una participación de mercado del 22% y del 11% respectivamente, en dichos mercados.

Como conclusión se tiene que TGS si bien exporta más del doble de lo que vende en el mercado interno, tiene una participación importante en las ventas de GLP a fraccionadores y a las redes de propano.

Refinor

La empresa posee su planta en Campo Durán, provincia de Salta, donde procesa gas de la cuenca noroeste. Refinor vende en el mercado interno el 100% de su producción de GLP. En el 2006 Refinor vendió 89.000 toneladas de GLP (61.000 de butano y 28.000 de propano) a fraccionadores, y el resto de su producción la vendió al polo petroquímico de San Lorenzo (Petrobrás), donde abastece del producto a través de poliducto, y a otros productores tales como YPF y Pluspetrol.

En total, vendió en el mercado local 355.000 toneladas, que equivale a casi un 19% de las ventas totales de GLP que hubo en el mercado interno. De esta manera, Refinor se coloca en el segundo lugar de los productores con más ventas de GLP en el mercado argentino, detrás de YPF.

Repsol YPF

YPF es sin duda el actor más influyente del mercado local. Esta empresa cuenta con diversas plantas, que le permiten producir GLP en Neuquén, Mendoza, Bahía Blanca (planta de TGS), La Plata y Tierra del Fuego (UTE).

En el 2006 vendió la importante suma de 344.000 toneladas de GLP a los fraccionadores, siendo el principal abastecedor de dicho mercado con más de un 40% de participación. También aportó 25.000 toneladas a las redes de propano, siendo uno de los principales contribuidores de las mismas con un 25% de participación.

Además, YPF vendió 215.00 toneladas al polo petroquímico, 15.000 toneladas al mercado de propelentes (aerosoleras), y otras 38.000 a otros productores y consumidores independientes. De esta manera, las ventas de YPF en el mercado argentino fueron de 637.000 toneladas en el 2006, lo que corresponde a un 34% de participación de mercado.

Las toneladas vendidas al polo petroquímico fueron todas producidas por su planta Petroquímica La Plata, y sus tres clientes en este rubro son: Petroken, Petroquímica Cuyo, y Esso Petrolera Argentina SRL. En cambio para las ventas a los fraccionadores utilizó como puntos de venta a las diversas plantas que posee en el país.

Esso

Esso cuenta con una refinería en Campana, que en el 2006 alcanzó una producción de 158.700 toneladas. Del total de sus ventas, exportó tan sólo el 3%, y vendió en el mercado local 69.000 toneladas a fraccionadores, 58.000 al polo petroquímico (a Carboclor y Petroken), 16.000 a otros productores, y 10.000 al mercado de propelentes. De esta manera Esso es el tercer proveedor de GLP al mercado local, con un 8% de participación de mercado.

Shell

Esta empresa posee una refinería en Dock Sud. En el 2006 sus ventas en el mercado interno alcanzaron las 148.000 toneladas, logrando un 7,7% de participación de mercado. De sus ventas, 40.000 toneladas fueron al mercado de fraccionadores, con la particularidad que fueron a un único cliente que es Shell Gas, empresa fraccionadora a la que controla. Además vendió 58.000 toneladas de GLP a otro productor (YPF), y más de 40.000 toneladas al polo petroquímico (Petroken).

Petrobrás

Petrobrás fue el quinto productor que aportó más GLP al mercado interno en el 2006, con 132.000 toneladas (el 7,31%). Esta empresa posee una planta de separación de líquidos en Cóndor (al sur de la provincia de Santa Cruz), una refinería en Bahía Blanca y otra en Puerto San Martín (Provincia de Santa Fe). La firma vendió 75.000 toneladas a los fraccionadores, 28.000 a la industria petroquímica, 13.000 a las distribuidoras por redes, 12.000 las aerosoleras y 3.500 a otros productores.

Pluspetrol

Esta empresa tiene una planta propia de separación de líquidos en Centenario (Neuquén), donde produce aproximadamente 35.000 toneladas al año. Además, cuenta con producción propia en la planta de procesamiento de TGS. Los principales clientes de esta empresa son los fraccionadores, a quien vendió aproximadamente 51.000 toneladas a lo largo del 2006. Además, aportó a las redes de propano unas 2.000 toneladas.

2.4.7 Impacto del proyecto en la competencia

Camuzzi tiene el compromiso de destinar su producción a las redes de distribución. Por lo tanto, el aumento de la producción que traería la implementación del proyecto generaría que otros productores necesiten aportar una menor cantidad de toneladas de propano a las redes de distribución de propano, con lo cual tendrían un saldo mayor para vender a fraccionadores o exportar. De todos modos la magnitud de la cantidad a producir del proyecto es muy pequeña en comparación a los demás productores, por lo que el impacto será leve.

2.4.8 Impacto de potenciales nuevos competidores

La potencial entrada de nuevos competidores no es un inconveniente para Camuzzi, ya que la empresa no compite con el resto sino que vende casi la totalidad de su producción a las Redes de GLP que abastece bajo licencia exclusiva de distribución.

Por el contrario, sí sería una verdadera amenaza que uno de los productores que proveen el gas sin tratar a Camuzzi intentara poner su propia planta de tratamiento y recuperación de líquidos. Si bien Camuzzi tiene contratos a largo plazo con el derecho a líquidos, no hay que descartar la posibilidad de que la otra parte intentara rescindir los mismos para instalar una planta propia.

2.5 ANÁLISIS DEL MERCADO PROVEEDOR

2.5.1 Disponibilidad de recursos

Dado que la empresa posee una planta que se encuentra desde hace muchos años en la región, se tiene la certeza de la disponibilidad de recursos. Además, la localidad Cañadón Seco si bien es muy pequeña, se encuentra a 17 km de Caleta Olivia y 83 km de Comodoro Rivadavia, que son ciudades más importantes a las cuales se puede comprar aquellos insumos que no estén disponibles en Cañadón.

El tamaño del proyecto a instalar y su impacto en el equilibrio del mercado proveedor están íntimamente relacionados. No se comportará de igual manera un mercado en el cual aumente la demanda de insumos en un 1% que aquel en la que aumente un 30%.

En este caso, que se trata de un proyecto marginal, el tamaño del mismo no es lo suficientemente grande como para generar un aumento considerable de materia prima que genere un aumento de precio.

2.5.2 Contratos de compra de gas natural

La empresa posee contratos de compra de gas con derecho de los líquidos con 2 empresas productoras de la región. Los yacimientos de la zona más importantes son Meseta Espinosa, Cañadón Seco y El Huemul. Estos yacimientos tienen reservas suficientes para alimentar a la planta. Sin embargo, el caudal de gas natural que se procesa está limitado por la capacidad instalada en la planta, que fue diseñada para un caudal de 600.000 Sm³ diarios, pero en las condiciones que se encuentra solamente se podían procesar aproximadamente 450.000 Sm³.

Dado que uno de los productores cuenta con una buena cantidad de reservas y ha manifestado interés en vender una mayor cantidad de gas, en el caso que se hiciera una planta nueva o que se realizara un revamping de la planta actual, se podría diseñar para un mayor caudal de procesamiento del que se puede aprovechar en la actualidad.

Es importante destacar la importancia de los contratos en este proyecto. Para asegurarse el suministro de gas natural es necesario poseer contratos a largo plazo. Sin embargo, los yacimientos Meseta Espinosa y Cañadón Seco son cautivos ya que la única forma de vender el gas es tratándolo previamente en la planta de Camuzzi (el único punto de entrega de dichos yacimientos). El yacimiento El Huemul también se encuentra cercano a la planta pero no es del todo cautivo de la planta de Camuzzi ya que tiene acceso al gasoducto San Martín de TGS y por su composición podría inyectarse directamente una cantidad limitada sin tratar (con un permiso del ENARGAS) al gasoducto y ser procesado luego en Cerri.

2.5.3 Poder de negociación con los proveedores

El yacimiento Meseta Espinosa, como se mencionó antes, es al momento cautivo de las instalaciones de Camuzzi, ya que no tiene otra opción para acondicionar el gas y cumplir con las especificaciones para su venta. La alternativa natural sería que el productor construya su propia planta, pero su yacimiento se encuentra en declinación con lo cual no les resultaría viable.

En cuanto al operador de los yacimientos Cañadón Seco y El Huemul, existen muchos factores que inducen a pensar que no instalarían una planta propia, entre ellos, deberían esperar a que finalice el contrato firmado con Camuzzi, o pagar la rescisión del mismo. Además, deberían hacer inversiones adicionales en cosas tales como la estructura para la comercialización de los líquidos, el tendido de caños para llevar su gas tratado al sistema troncal de TGS (suponiendo una ruptura comercial con Camuzzi), la adquisición de un predio para la planta, etc.

Por otro lado, según reuniones de la gerencia comercial de Camuzzi con los productores, se tiene la seguridad que ambos productores poseen interés en seguir vendiendo el gas a Camuzzi, y verían con buenos ojos que ésta invirtiera en mejorar o reemplazar la planta actual.

Según lo expuesto, se concluye que si bien los proveedores poseen un gran poder de negociación, las condiciones dadas y la relación comercial con ambos es muy fluida y existe predisposición y hasta cierto grado de compromiso para en un futuro seguir vendiendo el gas natural a la planta de Camuzzi.

2.6 ANÁLISIS DEL MERCADO DISTRIBUIDOR

2.6.1 Distribución del producto

Los fraccionadores y los distribuidores por redes, que compran el GLP a los productores son los que se encargan de retirar el producto. Muchas de las empresas fraccionadores tienen su propia flota de camiones para retirar el producto granel y llevarlo a la planta de fraccionamiento, y su propia flota de camiones que distribuyen el producto envasado.

Los distribuidores por redes en general contratan a empresas transportistas, que brindan el servicio de llevar el producto desde la planta del productor hasta las localidades donde se encuentran las redes de GLP.

En el caso de Camuzzi Gas del Sur, la misma empresa es productora y distribuidora por redes. Con la implementación del proyecto se aumentaría la producción, sin embargo la cantidad de GLP a comprar por parte de la empresa en su rol de distribuidora es independiente de la implementación del mismo. Por lo tanto el efecto total como distribuidora por redes sería la diferencia de costo de transporte del incremento de producción del proyecto desde la planta propia versus el costo de transporte desde la planta de otros productores.

2.6.2 Empresas de Transporte

En cuanto a las empresas de transporte que contrata Camuzzi, el único efecto del proyecto sería el hecho que tendrían que retirar más producto en la planta de Camuzzi y menos en otra boca de carga, lo cual genera un impacto despreciable en los mismos.

Las principales empresas transportistas autorizadas del sector son las siguientes:

- ✓ Liquigas SA
- ✓ Movigas SRL
- ✓ P.Tortoriello y Cía SRL
- ✓ Roligas SA
- ✓ Transporte Adamo SA
- ✓ Transporte MYF Tortoriello SC

Dado que el costo del transporte es una variable que puede llegar a influir en el proyecto, se realiza un relevamiento de las tarifas de los diferentes transportistas. En el siguiente cuadro se presentan las empresas más importantes, y las correspondientes tarifas del servicio.

Empresa	\$/Km. Ripio	\$/Km. Asfalto
F.M Transp.	2.05	1.82
Roligas	2.24	1.99
Liquigas	2.39	1.99
Petropat	2.05	2.05
P. Tortoriello	2.83	2.46

Tabla 2.20. Costos de transporte de GLP a granel por empresa.
Fuente: Camuzzi Gas

2.7 SUSTITUTOS

En el caso del GLP, hay un producto que es el sustituto perfecto: el gas natural. El GLP es el combustible más utilizado en aquellas zonas donde no llega ningún gasoducto y en las localidades donde tal vez hay algún gasoducto cercano pero no hay tendida una red de distribución que alcance a todos los residentes. Generalmente son zonas de pocos recursos, por lo que se da la paradoja que aquellos que tienen menos recursos son cautivos de un producto más caro que el gas natural utilizado por la mayoría del país.

Eventualmente surgen proyectos para construir un gasoducto que lleve el gas natural a localidades que consumen GLP envasado y/o distribuido por redes. Por ejemplo, a mediados del 2007 se inauguró el gasoducto Patagónico llevando el gas natural a las siguientes localidades que eran abastecidas de GLP por redes: Tecka, Gob.Costa, J. De San Martín, Río Mayo y Alto Río Senguer. Por el otro lado, actualmente se están desarrollando proyectos para llevar el GLP por redes a nuevas áreas que actualmente solamente son abastecidas por GLP envasado y/o a granel.

De todas formas, si la capacidad de producción de GLP instalada con la implementación del proyecto superara al consumo de las redes cuya licencia de distribución la tiene Camuzzi, se suministraría el producto a otras localidades que también consumen GLP por redes (por ejemplo Los Antiguos, Lago Posadas, El Chaltén y Tres Lagos), ya que la empresa tiene el compromiso de destinar su producción a las redes.

El mercado de GLP por redes y el de gas natural tiene la característica que las distribuidoras poseen licencias de exclusividad por zonas. Por lo tanto, en este caso el competidor sustituto es la misma empresa.

2.8 ESQUEMA DE PORTER

A través del esquema de las 5 fuerzas de Porter, se analizan los distintos mercados tenidos en cuenta en el estudio de mercado.

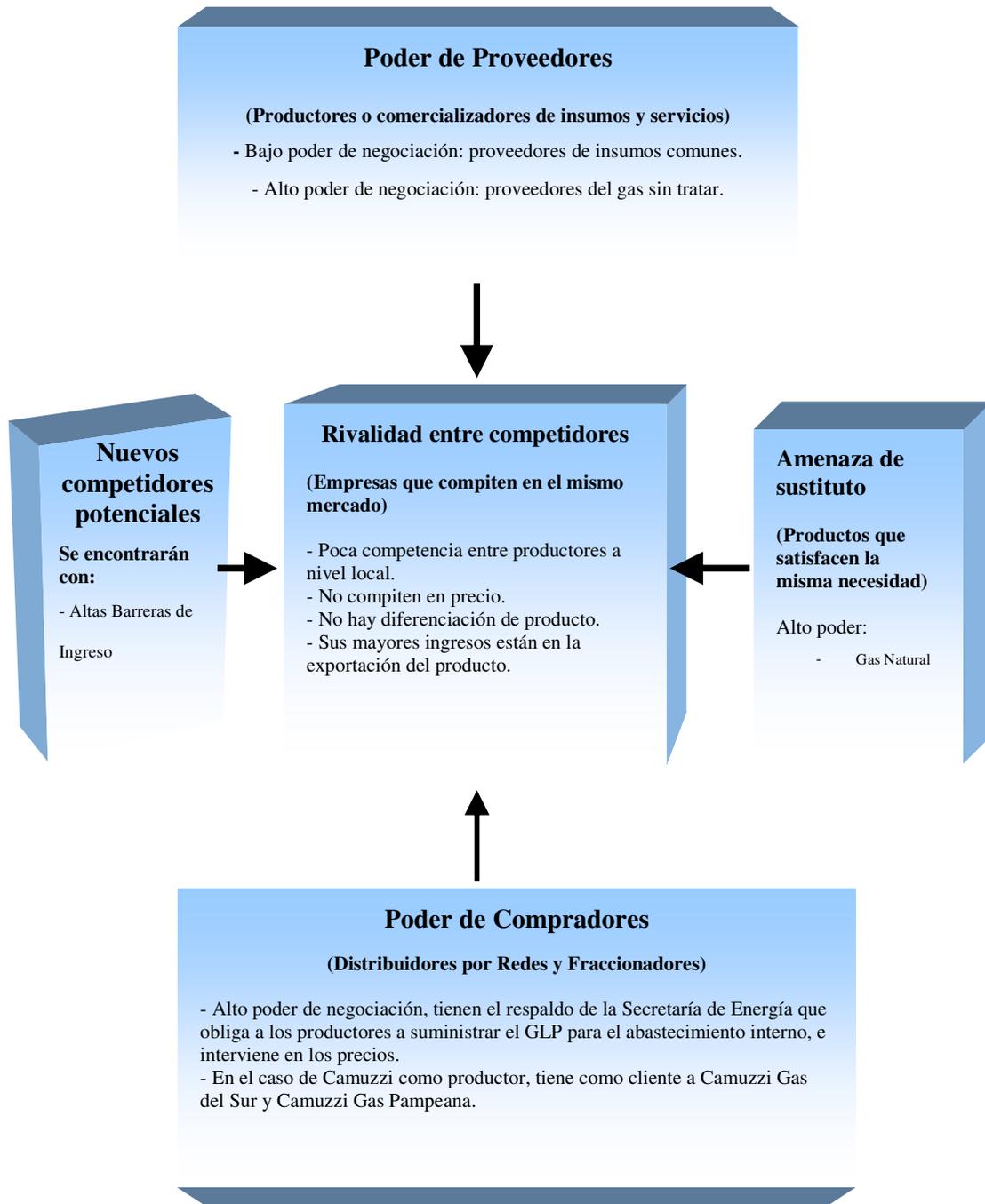


Figura 2.46. Esquema de Porter de las 5 fuerzas.

2.9 SITUACIÓN ACTUAL DE LA EMPRESA

2.9.1 El Negocio

La actividad principal de Camuzzi Gas del Sur es la distribución de gas natural, y además abastece a otras localidades que poseen redes de distribución de GLP. La producción de GLP no es el core-business de la compañía, sin embargo, cuenta con una planta de recuperación de hidrocarburos licuables (situada en Cañadón Seco, Santa Cruz), que fue heredada de Gas Del Estado al momento de la privatización.

Camuzzi Gas del Sur vende el 100% del GLP que produce al mercado interno. Casi la totalidad de su producción se destina a las localidades que consumen GLP por redes. La pequeña cantidad restante es propano que se fracciona en cilindros que luego los vende en algunas localidades pequeñas de la provincia de Santa Cruz. El esquema de ventas de GLP de Camuzzi fue observarse en la figura 2.47

2.9.2 Distribución de GLP por Redes

Tal como se mencionara anteriormente, existen localidades que consumen propano a través de redes de distribución, las cuales son abastecidas por distribuidoras y subdistribuidoras que tienen la licencia exclusiva. El GLP para Redes se encuentra subsidiado; existe un acuerdo entre los productores y la Secretaría de Energía de la Nación, mediante el cual los productores se comprometen a vender el propano a las distribuidoras y subdistribuidoras que abastecen a las localidades. Dicho Acuerdo se renueva año tras año, aunque recientemente se renovó hasta el año 2011.

Del Acuerdo de GLP por redes se desprende:

- ✓ Productores se comprometen a suministrar (hasta una cantidad máxima establecida) el propano a las distribuidoras/subdistribuidoras a un precio subsidiado, inicialmente establecido en \$300 por tonelada.
- ✓ El gas licuado excedente a dichas cantidades máximas se encuentra por fuera del Acuerdo y se comercializa sujeto a las condiciones del mercado (generalmente a precio igual a la paridad de exportación de referencia publicado por la SE).
- ✓ El cumplimiento de los límites máximos que pueden exigir las distribuidoras es de carácter trimestral, es decir dentro de un trimestre se puede adelantar/atrasar producto de un mes a otro.
- ✓ Camuzzi le entrega a TGS el 100% del butano de su producción, y a cambio esta última le entrega la misma cantidad de toneladas en propano.
- ✓ Las empresas productoras reciben una compensación económica por los menores ingresos por vender a un precio inferior al del mercado. Dicha compensación es en dólares, y le retribuye a los productores la diferencia que hubieran ganado exportando el producto.

El monto a percibir de la compensación económica surge de la siguiente fórmula:

$$C = (PC - PA) \times \text{Cantidad de Propano en Toneladas Métricas} / TC \quad (2.16)$$

Donde:

C = Monto de la compensación económica en dólares estadounidenses (U\$S) que le corresponde recibir a la Empresa Productora por sus entregas de gas propano a las distribuidoras y/o subdistribuidoras de gas propano por redes al precio acordado durante el mes.

PC = Precio a Compensar, en pesos por tonelada. El valor de PC se publica a comienzo mes como “GLP-Paridad de Exportación”, en la página web de la Secretaría de Energía.

PA = Precio Acordado en pesos por tonelada, establecido inicialmente en \$300 por tonelada.

TC = Tipo de cambio vendedor promedio aritmético del Banco Central de la República Argentina, en pesos por dólar estadounidense, correspondiente al mes en la cual se efectuaron las entregas de propano

El monto de la compensación económica indicado genera un saldo a favor de cada una de las Empresas Productoras participantes del Acuerdo. Este saldo, es un crédito fiscal por compensación que se deduce de las sumas que la respectiva empresa debiera eventualmente pagar por los derechos de exportación. Debido a que Camuzzi no realiza exportaciones sus certificados de compensación son cedidos a otra empresa (TGS), la cual le transfiere el dinero percibido. Las presentaciones para cobrar la compensación económica se realizan mensualmente.

Otro factor a considerar es que existe un acuerdo complementario celebrado entre Camuzzi y TGS. Como las redes solamente utilizan propano, a través de este acuerdo Camuzzi le entrega el total de su producción de butano a TGS, y éste le entrega a cambio las mismas cantidades en propano.

Por lo tanto, a la hora de estimar los ingresos por venta de GLP de la empresa a lo largo del proyecto se deberá proyectar:

- ✓ **Cantidad de GLP a vender**
- ✓ **Paridad de exportación del propano**
- ✓ **Tipo de cambio (\$/U\$D)**

Para proyectar la cantidad a vender hay que tener en cuenta la capacidad de la planta a instalar y la proyección de caudal de gas procesado con su respectiva composición. Como esas consideraciones surgirán del estudio de ingeniería, las proyecciones se completarán una vez finalizado el mismo.

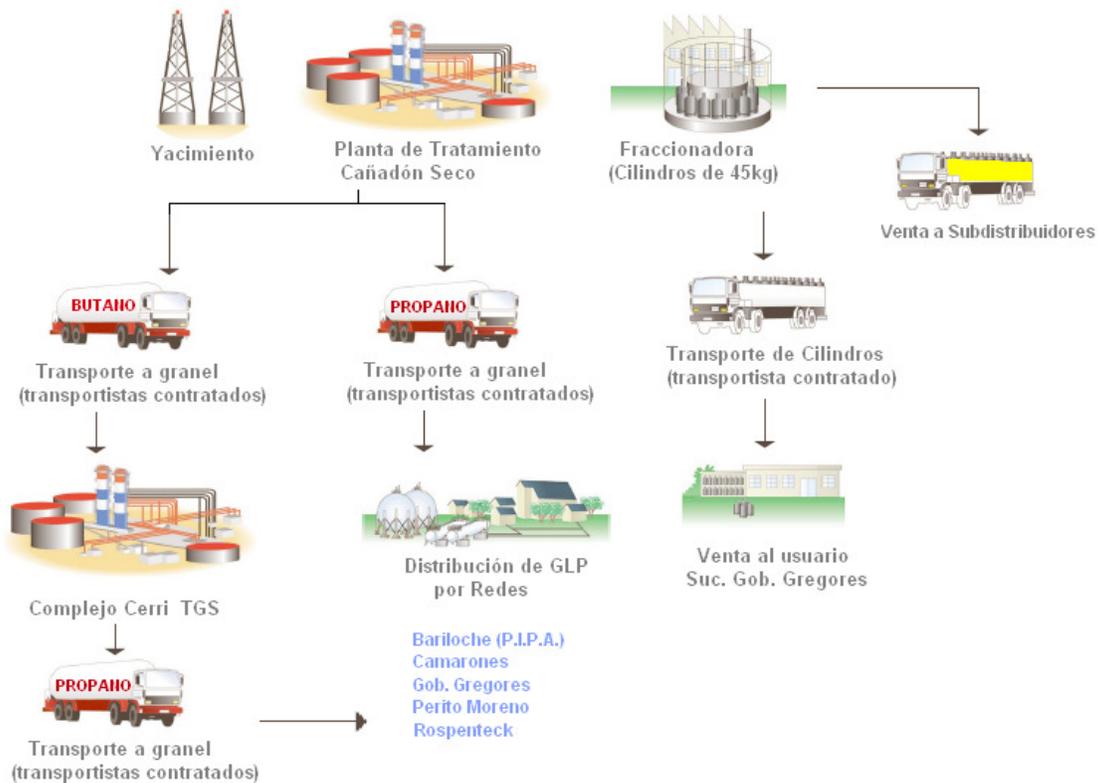


Figura 2.47. Esquema de venta actual de GLP de Camuzzi Gas del Sur.
Fuente: elaboración propia.

2.9.3 La Planta

La planta tiene una capacidad de procesamiento 600.000 m³ de gas por día. Sin embargo, la tecnología que utiliza es obsoleta y se encuentra en un estado muy deteriorado, por lo tanto el rendimiento de la misma es inferior a las de las plantas más nuevas que utilizan tecnologías superiores.

Tal como se mencionara anteriormente, la planta de Camuzzi Gas del Sur fue heredada de Gas Del Estado al momento de la privatización. La misma era parte de un paquete original de 4 plantas idénticas que se instalaron en General Cerri en 1967, y que luego, por motivos de capacidad fueron reemplazadas y trasladadas a Centenario, Cañadón Seco y Caimancito, en 1972. Actualmente la de Cañadón Seco es la única que se encuentra en servicio, ya que las demás fueron desactivadas. Además, la planta cuenta con una serie de defectos causados por la antigüedad y deterioro de algunos componentes, por lo que con cierta frecuencia ponen a la planta fuera de servicio. Estas paradas de planta que en los últimos años fueron aumentando en cantidad, traen problemas no sólo por el GLP que se deja de producir, sino también con aquellos productores de gas natural que para vender el mismo lo tratan previamente en la planta de Camuzzi con el fin de ponerlo dentro de las especificaciones. Otro factor importante de destacar es que el potencial de siniestro de la planta es considerable.

Recientemente se realizó un estudio de integridad de equipos que arrojó resultados críticos. A raíz de dicho estudio se decidió parar la planta en forma indeterminada. Por lo tanto, la empresa está determinada a tomar una decisión definitiva en cuanto al futuro

de la planta. Las opciones serían realizar todas las inversiones necesarias para reemplazarla por una nueva con una tecnología más nueva (turboexpander), o realizar un revamping completo de la planta.

El objetivo de este proyecto es analizar el beneficio que se podría obtener invirtiendo en la planta de Camuzzi, colaborando de esta forma en la toma de decisiones de la empresa a la hora de decidir acerca del futuro de la planta.

2.10 ANÁLISIS DEL PRECIO

2.10.1 Mercado del GLP en Mont Belvieu

Para calcular los ingresos de las ventas de GLP para las redes hay que proyectar la paridad de exportación. Para establecer dicho precio de referencia, la Secretaría de Energía se basa en el mercado de Mont Belvieu (Texas, Estados Unidos), que es el formador de precios más importante de la región. Por lo tanto se realizarán las proyecciones del precio del GLP en dicho mercado.

Para entender el precio del GLP hay que considerar ciertos aspectos:

El GLP se obtiene del gas natural y del petróleo, por lo tanto su precio depende de ambos, aunque principalmente del petróleo. En general el precio del GLP es un poco mayor que el del gas natural para cubrir el costo extra de extracción. En general el precio del petróleo crudo es un techo del precio del GLP debido a que en los mayores mercados compiten con productos derivados del petróleo (nafta, heating oil, gasoil) [NEB, 2007].

El 51% del propano producido en EEUU proviene de refinerías, y el 49% restante de las plantas de procesamiento de gas. Por lo tanto, el precio del propano se ve impactado por las fluctuaciones del precio del petróleo y del gas natural [Regan, 2003]. Históricamente, el propano ha seguido al crudo, como se puede observar en el siguiente gráfico. El coeficiente de correlación entre los precios de ambos desde 1992 es de 0,973.

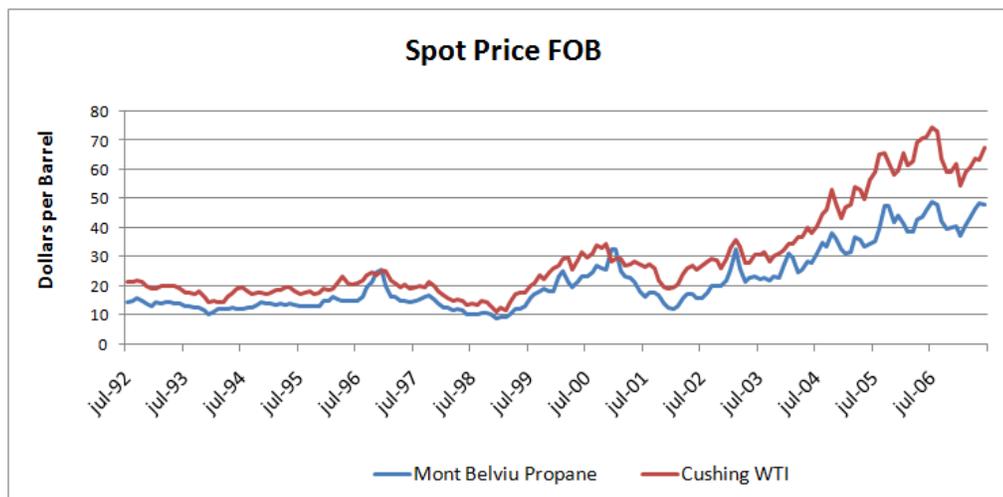


Figura 2.48. Correlación entre el precio del propano en Mont Belvieu y el barril de crudo.
Fuente: U.S. Department of Energy, Energy Information Administration

Normalmente la relación de precio Propano/WTI promedio es del 75% [SENER, 2006], pero dicha relación puede cambiar significativamente dependiendo de la oferta y demanda del propano, y de los stocks. La relación puede llegar a variar desde un 60% en verano hasta valores superiores al 100% en el invierno estadounidense [Regan, 2003].

La oferta y demanda del propano está sujeta a los cambios en la producción, el clima y los niveles de stock entre otros factores [Regan, 2003]. Mientras que la producción anual es flat, la demanda es claramente estacional, lo que causa un desbalance. Este desbalance provoca que los niveles de stock aumenten en el verano para luego bajar en el período invernal, cuando los consumos son mucho mayores. Por lo tanto cuando los stocks están bajos al comenzar el período invernal, aumentan las probabilidades de que aumente el precio.

2.10.2 Proyección del precio del propano en Mont Belvieu

Dado que el precio del propano en Mont Belvieu depende de la cotización del barril de crudo y del gas natural, se buscan los siguientes datos históricos:

- ✓ Cotización del Henry Hub (promedios anuales en dólares por millón de BTU)
- ✓ Cotización del WTI (promedios anuales en dólares por barril)
- ✓ Cotización del Mont Belvieu Propane (promedios anuales en centávos de dólar por galón).

Henry Hub (Dollars per Million BTU)														
Año:	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Promedio Anual	1,93	1,69	2,50	2,48	2,16	2,32	4,31	4,05	3,37	5,49	6,18	9,01	6,98	7,11

Cushing, OK WTI Spot Price FOB (Dollars per Barrel)														
Año:	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Promedio Anual	17,19	18,44	22,11	20,61	14,45	19,26	30,30	25,95	26,11	31,12	41,44	56,49	66,02	72,32

Mont Belvieu, TX Propane Spot Price FOB (Cents per Gallon)														
Año:	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Promedio Anual	30,03	32,05	42,33	37,41	26,12	34,04	58,15	47,24	40,92	57,76	74,25	91,25	101,33	120,75

Tabla 2.21. Cotización histórica del gas natural, del crudo y del propano, en promedios anuales.

Fuente: U.S. Department of Energy, Energy Information Administration

Con estos datos históricos se realiza la regresión de las siguientes combinaciones:

1. MTB Propane vs. WTI
2. MTB Propane vs. Henry Hub
3. MTB Propane vs. WTI y Henry Hub
4. MTB Propane vs. WTI, Henry Hub y el tiempo
5. MTB Propane vs. WTI y el tiempo
6. MTB Propane vs. Henry Hub y el tiempo
7. MTB Propane vs. el tiempo

De todas las regresiones la que dan un mejor coeficiente de determinación R^2 son la tercera y la cuarta. Ambos R^2 son muy parecidos, por lo tanto por el principio de parsimonia se utilizará la tercera. A continuación se presenta las estadísticas de la regresión del precio histórico del propano en Mont Belvieu vs. el WTI y el Henry Hub.

Estadísticas de la regresión	
Coefficiente de correlación múltiple	0,99297191
Coefficiente de determinación R^2	0,98599322
R^2 ajustado	0,98344653
Error típico	3,7905983
Observaciones	14

ANÁLISIS DE VARIANZA					
	Grados de libertad	Suma de cuadrados	Promedio de los cuadrados	F	Valor crítico de F
Regresión	2	11126,1221	5563,06103	387,166969	6,3806E-11
Residuos	11	158,05499	14,3686354		
Total	13	11284,1771			

	Coefficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%	Inferior 95.0%	Superior 95.0%
Intercepción	5,00594947	2,18420215	2,29188927	0,042636	0,198551	9,813348	0,198551	9,813348
Variable X 1	1,035064837	1,04439635	0,99106517	0,342954	-1,26364	3,333767	-1,26364	3,333767
Variable X 2	1,433224772	0,12895021	11,1145594	2,55E-07	1,149407	1,717042	1,149407	1,717042

Tabla 2.22. Resultados del análisis de regresión.

Para observar el ajuste de la función de regresión a los datos se grafica el valor real versus el estimado por la regresión. En la figura 2.49 puede observarse el buen ajuste del modelo a los datos reales.

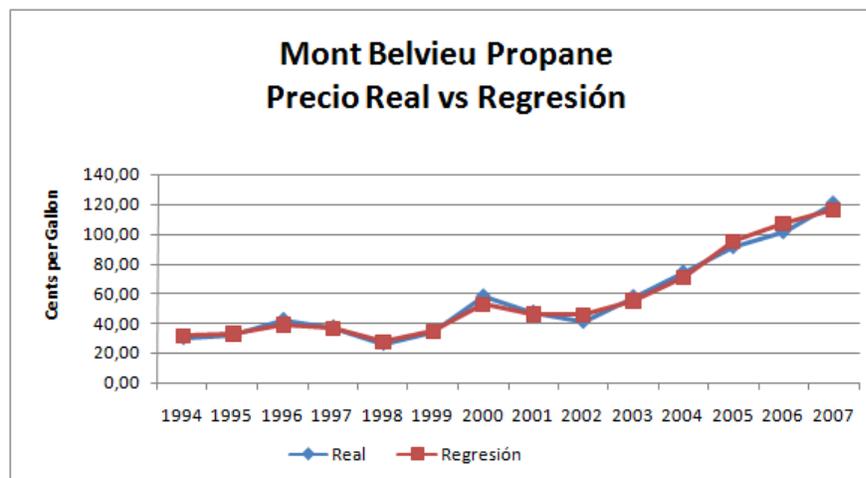


Figura 2.49. Comparación de los datos reales y los estimados por la regresión.
Fuente: elaboración propia.

Para proyectar el precio del propano se utiliza las siguientes proyecciones del precio del gas natural y del petróleo crudo (figura 2.50) realizadas por la Energy Information Administration (EIA), que es el organismo que brinda las estadísticas de energía oficiales del gobierno de Estados Unidos.

Crude Oil Prices (2006 dollars per barrel)			
Año	Precio	Año	Precio
2007	67,05	2019	58,91
2008	83,59	2020	59,70
2009	76,96	2021	60,56
2010	74,03	2022	61,47
2011	71,20	2023	62,42
2012	68,38	2024	63,44
2013	65,61	2025	64,49
2014	62,72	2026	65,60
2015	59,85	2027	66,83
2016	56,96	2028	68,03
2017	57,11	2029	69,25
2018	57,99	2030	70,45

Tabla 2.23. Proyecciones del precio del crudo.

Fuente: U.S. Department of Energy, Energy Information Administration

Natural Gas Prices (2006 dollars per million BTU)			
Año	Precio	Año	Precio
2007	6,78	2019	6,05
2008	7,23	2020	5,95
2009	7,35	2021	5,82
2010	6,90	2022	5,95
2011	6,56	2023	6,08
2012	6,37	2024	6,25
2013	6,16	2025	6,39
2014	5,99	2026	6,56
2015	5,87	2027	6,61
2016	5,82	2028	6,86
2017	5,89	2029	7,06
2018	5,97	2030	7,22

Tabla 2.24. Proyecciones del precio del gas natural.

Fuente: U.S. Department of Energy, Energy Information Administration

Con estos datos obtenidos de la EIA y los parámetros de la regresión se realiza la proyección del precio del propano en Mont Belvieu cuyos resultados se exponen a continuación.

Propane Prices (cents per gallon)			
Año	Precio	Año	Precio
2007	108,13	2019	95,70
2008	132,30	2020	96,72
2009	122,92	2021	97,82
2010	118,26	2022	99,26
2011	113,85	2023	100,77
2012	109,60	2024	102,40
2013	105,42	2025	104,04
2014	101,09	2026	105,81
2015	96,86	2027	107,63
2016	92,66	2028	109,61
2017	92,96	2029	111,56
2018	94,30	2030	113,45

Tabla 2.25. Proyecciones del precio del propano en Mont Belvieu.
Fuente: elaboración propia.

Realizando las conversiones necesarias, se pasan las proyecciones a dólares por tonelada.

Propane Prices (2006 dollars per ton)			
Año	Precio	Año	Precio
2007	562,30	2019	497,66
2008	687,99	2020	502,96
2009	639,19	2021	508,71
2010	614,95	2022	516,18
2011	592,03	2023	524,03
2012	569,94	2024	532,48
2013	548,22	2025	541,05
2014	525,70	2026	550,23
2015	503,67	2027	559,71
2016	481,87	2028	570,00
2017	483,43	2029	580,13
2018	490,36	2030	589,95

Tabla 2.26. Proyecciones del precio del propano en Mont Belvieu.
Fuente: elaboración propia.

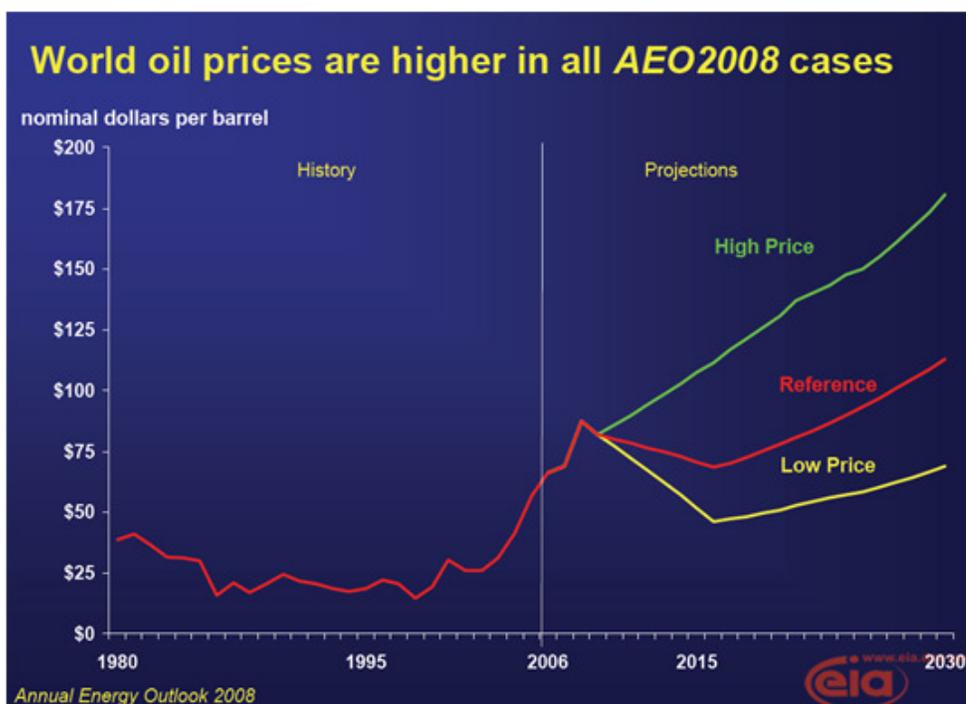


Figura 2.50. Proyección del precio del crudo.

Fuente: U.S. Department of Energy, Energy Information Administration

2.10.3 Precio Paridad de Exportación

El precio final de paridad de exportación de referencia que publica la Secretaría de Energía es la cotización en Mont Belvieu neta del costo de transporte y las retenciones a la exportación.

La metodología utilizada por la Secretaría de Energía es la siguiente:

$$PE_1 = MB - T(MB - BA) \quad (2.17)$$

$$PE_2 = MB + T(MB - RIO) - T(RIO - BA) \quad (2.18)$$

$$PE = \frac{PE_1 + PE_2}{2} - Ret.Exp. \quad (2.19)$$

Donde,

PE: Paridad de exportación final

MB: Precio en Mont Belvieu

T(MB-RIO): Transporte Mont Belvieu – Río de Janeiro

T(RIO-BA) : Transporte Mont Belvieu – Buenos Aires

Ret. Exp. : Retenciones a la exportación de GLP en Argentina

A continuación se muestra los datos históricos publicados por la Secretaría de Energía de la Nación en su página web.

Valores de la paridad de exportación de referencia para el propano y butano (\$/Ton)		
Fecha de entrada en vigencia como referencia	Propano	Butano
01/12/2007	1.658,00	1.695,00
01/11/2007	1.573,00	1.607,00
01/10/2007	1.512,00	1.540,00
01/09/2007	1.443,00	1.462,00
01/08/2007	1.362,00	1.389,00
01/07/2007	1.323,00	1.351,00
01/06/2007	1.285,00	1.305,00
01/05/2007	1.255,00	1.279,00
01/04/2007	1.250,00	1.280,00
01/03/2007	1.285,00	1.315,00
01/02/2007	1.332,00	1.353,00
01/01/2007	1.371,00	1.388,00
01/12/2006	1.400,00	1.416,00
01/11/2006	1.408,00	1.424,00
01/10/2006	1.385,00	1.411,00
01/09/2006	1.339,00	1.382,00
01/08/2006	1.286,00	1.357,00
01/07/2006	1.275,00	1.364,00
01/06/2006	1.271,00	1.372,00
01/05/2006	1.300,00	1.393,00
01/04/2006	1.340,00	1.422,00
01/03/2006	1.338,00	1.398,00
01/02/2006	1.292,00	1.333,00
01/01/2006	1.219,00	1.249,00

Tabla 2.27. Precios de la paridad de exportación de referencia publicado por la SE.
Fuente: Secretaría de Energía

La cotización del GLP en Mont Belvieu que utiliza para el cálculo de la paridad de exportación, es un promedio móvil de 6 meses. De esta forma se logra un achatamiento del precio local, tal como se puede observar en la siguiente figura.

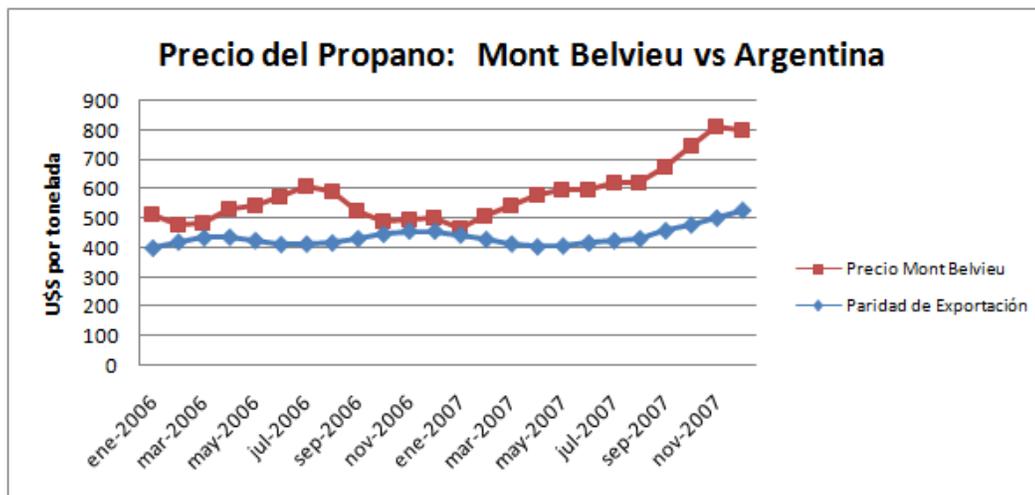


Figura 2.51. Precio del propano en Mont Belvieu versus paridad de exportación.
Fuente: elaboración propia.

Las retenciones a la exportación de GLP son de un 20% (efectiva), pero a partir de abril'08 será de un 31%, y si la paridad de exportación supera los 457 U\$S/ton, la tasa aumentará hasta topear el precio en dicho valor. En cuanto al costo de flete, debido a que se desconoce qué fuente y qué método utiliza la Secretaría de Energía para establecer el mismo, se utilizará para proyectar (a modo de simplificación) un valor de 20 dólares por tonelada, que es un valor razonable.

Por lo tanto, a las proyecciones de precio de Mont Belvieu realizadas en la sección anterior se le aplicará a siguiente fórmula para obtener el precio proyectado final que se utilizará para el cálculo de los ingresos del proyecto por venta de GLP.

$$P(\text{U}\$/\text{ton}) = (\text{MB} - 20) \times (1 - \text{retención}) \quad (2.20)$$

Finalmente, los resultados obtenidos pueden verse en la siguiente tabla:

Export Parity (2006 dollars per ton)			
Año	Precio	Año	Precio
2007	374,19	2019	329,58
2008	457,00	2020	333,25
2009	427,24	2021	337,21
2010	410,52	2022	342,36
2011	394,70	2023	347,78
2012	379,46	2024	353,61
2013	364,47	2025	359,53
2014	348,93	2026	365,86
2015	333,73	2027	372,40
2016	318,69	2028	379,50
2017	319,76	2029	386,49
2018	324,55	2030	393,26

Tabla 2.28. Proyección del precio paridad de exportación de referencia.

Fuente: elaboración propia.

2.10.4 Precio del GLP envasado

Si bien Camuzzi Gas del Sur vende casi la totalidad de su producción a precio paridad de exportación, también abastece a dos localidades con cilindros de propano. El precio de venta del GLP envasado es mayor que el precio de venta a redes ya que generalmente deben cubrir el costo de mano de obra, de amortización de equipos, de operación, y la rentabilidad del fraccionador.

Además, el precio del GLP envasado es muy superior al del gas natural, por lo tanto se da la situación que sectores de menos recursos son cautivos de un producto más caro. Por lo tanto, en muchas provincias este producto se encuentra subsidiado.

En el caso de Santa Cruz (única provincia donde Camuzzi vende GLP envasado), la misma cuenta con un subsidio para las personas más necesitadas. El mecanismo es el siguiente:

1. La provincia le entrega al usuario un bono.
2. El usuario paga un precio diferenciado al entregar el bono al vendedor.
3. El vendedor cobra el subsidio presentando el bono.

Además del precio subsidiado, también existe un precio máximo para las ventas sin subsidio. Actualmente en Santa Cruz se encuentra vigente el sistema de precios establecido por la Resolución 1810-04 del Ministerio de Economía y Obras Públicas de esa provincia. A continuación se muestran los precios establecidos por dicha normativa:

Composición del precio del glp envasado - Santa Cruz		Participación del total (%)	Valor por cada kg.	Valor por cilindro (45kg)
Costo del producto y transporte		58.79%	1.1674	52.533
Mano de obra		11.48%	0.228	10.26
Amortización de planta y equipos		1.91%	0.038	1.71
Gastos directos		2.98%	0.0592	2.664
Gastos indirectos		8.28%	0.1644	7.398
Subtotal			1.657	74.565
Utilidad		16.55%	0.3286	14.787
Neto			1.9856	89.352
IVA	21.0%		0.4170	18.765
Ingresos Brutos	2.5%		0.0496	2.232
Total			2.4522	110.35

Precios Máximos de referencia	Precio Con Subsidio		Precio Sin Subsidio	
	(\$/kg)	(\$/cilindro)	(\$/kg)	(\$/cilindro)
a cargo del usuario	0.46	20.7	2.4522	110.349
a cargo del subsidio	1.6465	74.0925		0
Total	2.1065	94.7925	2.4522	110.349

Tabla 2.29. Precios de referencia de GLP envasado de Santa Cruz.

Fuente: Secretaría de Energía de la Provincia de Santa Cruz.

Para proyectar el precio de venta de los cilindros de propano, se utilizará el supuesto de que se mantendrán los porcentajes en la composición del precio. Por lo tanto, con la proyección del costo del producto y transporte se obtiene el valor estimado del precio final.

Se supone que los precios de venta del GLP envasado en la provincia de Santa Cruz no disminuirán, ya que los mismos se encuentran desactualizados y consideran un costo de adquisición y transporte muy inferiores a los del mercado.

Debido a lo expuesto recién, y a que los volúmenes de venta de GLP envasado por parte de Camuzzi son realmente muy bajos se considerará la premisa de que el precio de venta del GLP envasado se mantendrá constante, a modo de simplificación.

Además, debido al poco volumen que maneja y los altos costos de mantenimiento del parque de cilindros, Camuzzi Gas del Sur está realizando gestiones para vender el negocio de cilindros, retirándose del mercado de los fraccionadores.

2.11 MARCO REGULATORIO

El marco Regulatorio del mercado de GLP está establecido por la **Ley 26.020**, que fue sancionada en marzo del 2005. La Autoridad de Aplicación de la ley es la Secretaría de Energía de la Nación.

La Autoridad de Aplicación fija los siguientes objetivos para la regulación de la industria y comercialización de GLP:

- a) Promover la competitividad de la oferta y la demanda de GLP y alentar su expansión.
- b) Garantizar el abastecimiento del mercado interno de gas licuado, como así también el acceso al producto a granel, por parte de los consumidores del mercado interno.
- c) Proteger adecuadamente los derechos de los consumidores, y el acceso al mismo a precios justos y razonables, con especial énfasis en el abastecimiento a sectores residenciales de escasos recursos que no cuenten con servicio de gas natural por redes.
- d) Propender a que el precio del GLP al consumidor final sea el resultante de los reales costos económicos totales de la actividad en las distintas etapas, para que la prestación del servicio se realice con las debidas condiciones de calidad y seguridad, tendiendo a su evolución sostenible, desarrollo en el largo plazo y en niveles equivalentes a los que internacionalmente rigen en países con dotaciones similares de recursos y condiciones.
- e) Incentivar la eficiencia del sector y garantizar la seguridad en la totalidad de las etapas de la actividad.
- f) Propender a una mejor operación de la industria del GLP, garantizando la igualdad de oportunidades y el libre acceso de terceros al mercado.
- g) Propender a la diversificación del uso del GLP, en distintos ámbitos, como el transporte, la industria, entre otros.

A continuación se enumeran otras características del mercado de GLP:

- ✓ Régimen de acceso abierto para el almacenamiento de GLP.
- ✓ Libertad de importación y exportación de GLP.
- ✓ Régimen de contravenciones, violaciones y sanciones.
- ✓ Fondo fiduciario creado para subsidiar el GLP doméstico [De Cillis, 2006].

La Ley 26.020 establece que las personas físicas o jurídicas que realicen las actividades que se encuentran reguladas en dicha ley deberán abonar anualmente al organismo correspondiente una tasa de fiscalización y control.

2.11.1 Tasa de Fiscalización

La Resolución 1073/2005 establece las normas para pagar la tasa de fiscalización anual. Esa es la tasa a la que se refiere el artículo 39 de la ley N° 26.020.

Según el artículo 7 de la mencionada resolución, en el caso que varias habilitaciones (Productor, Fraccionador, Comercializador, etc.) concurren en una misma persona

jurídica, la misma pagará sólo por aquella que represente su actividad principal. Camuzzi debe pagar solamente como Productor.

Fecha de Pago:

Según los artículos 8 y 9, el período de liquidación corresponde a 1 año calendario y se paga por adelantado dentro de los 30 días de iniciado el calendario.

Base imponible:

Según el artículo 10: la base imponible viene dada por el volumen de GLP correspondientes al período anterior por el que se liquida la tasa. Es decir, para pagar la tasa del 2007 se utiliza el volumen producido en el 2006.

Monto:

Según el artículo 11, la cuantía unitaria a pagar es de \$3 por tonelada producida.

Estos pagos deben ser tenidos en cuenta a la hora de calcular el flujo de fondos del proyecto.

2.12 MERCADO DE LA GASOLINA NATURAL

En la planta de recuperación de líquidos del gas natural además de recuperarse GLP también se obtiene gasolina natural.

2.12.1 Definición de la gasolina natural

La gasolina natural es una mezcla de hidrocarburos, presentes en el gas natural extraído del subsuelo, que se encuentran en estado vaporizado pero que pueden ser separados al estado líquido por medio de operaciones de enfriamiento mecánico o por procesos industriales propios de la planta de acondicionamiento de gas natural y/o extracción de gas licuado. Separados del gas natural y a 15°C y 1 atm., se presentan en estado líquido.

2.12.2 Aplicaciones

La gasolina natural tiene los siguientes usos:

- ✓ Materia prima de Petroquímicas
- ✓ Combustibles
- ✓ Solventes

2.12.3 Marco Regulatorio

Todas las empresas productoras de gasolina deben estar inscriptas en el Registro de Empresas Petroleras, Resolución 419/98. Las empresas adquirentes de gasolina deben pagar el impuesto sobre combustibles líquidos.

Las principales normas del marco regulatorio son las siguientes:

- ✓ Ley 23.966 (Impuestos sobre Combustibles Líquidos)
- ✓ Decreto 1016/97 (Combustibles líquidos. Contribuyentes comprendidos)
- ✓ Resolución General AFIP N° 2080/2006. Transportistas de productos gravados exentos por destino. Creación del "Registro".
- ✓ Resolución 419/98. Registro de Empresas Elaboradoras.
- ✓ Resolución SE 606/2003

Camuzzi Gas del Sur está inscripto como sujeto pasivo del impuesto sobre combustibles líquidos.

2.12.4 Competidores

En la página web de la Secretaría de Energía se puede consultar los precios y volúmenes en planta que informan los operadores que comercializan productos en el mercado y son **sujetos pasivos** del impuesto sobre los combustibles líquidos y el Gas Natural, en cumplimiento de la Resolución SE 606/2003 y de la Ley 23.966. Realizando la consulta sobre ventas de gasolina natural, se obtiene que los operadores de la región que venden gasolina natural al mercado interno son los siguientes:

- ✓ Atalaya Energy
- ✓ Camuzzi Gas del Sur
- ✓ Canadian Hunter Argentina
- ✓ Total Austral
- ✓ Mobil Argentina

Además, se presentan las siguientes empresas como exportadoras de gasolina natural:

- ✓ PBB Polisur
- ✓ TGS

Tal como se puede observar en el siguiente gráfico, el volumen exportado supera ampliamente al volumen vendido al mercado interno mayorista. Naturalmente, los precios de venta al exterior son superiores a los de venta local.

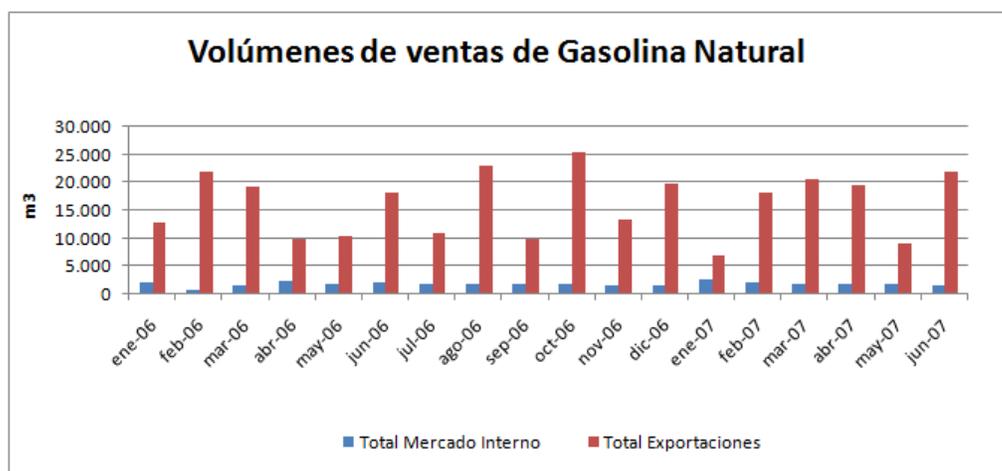


Figura 2.52. Volúmenes de venta de gasolina natural al mercado mayorista.
Fuente: Secretaría de Energía

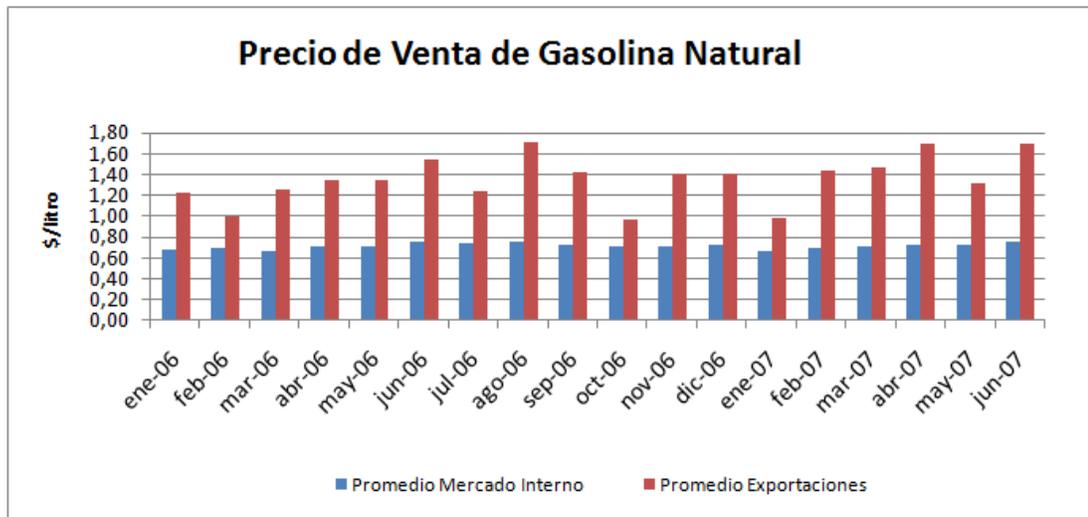


Figura 2.53. Precios promedio de venta de gasolina natural.
Fuente: Secretaría de Energía

Considerando el período de enero´06 a junio´07, se calcula el siguiente porcentaje de participación de ventas de gasolina natural al mercado interno mayorista.

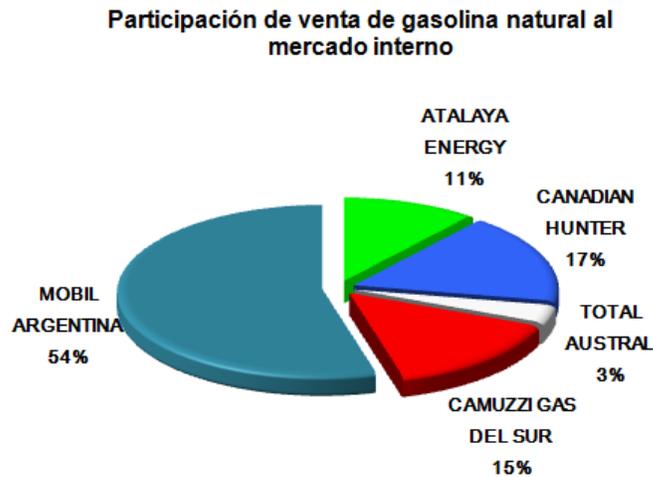


Figura 2.54. Participación en las ventas de gasolina natural al mercado interno mayorista.
Fuente: elaboración propia.

2.12.5 Venta de la Gasolina

A diferencia de lo que ocurre con el GLP, la gasolina se vende a terceros. Los clientes de Camuzzi en este rubro son dos mayoristas. Ambas empresas mostraron interés en gestionar un contrato para comprar el 100% de la producción de Camuzzi. Sin embargo, por motivos comerciales se decide vender el producto a ambas empresas en forma repartida. La modalidad de venta empleada es la entrega de la gasolina en la planta de Camuzzi, en Cañadón Seco (Santa Cruz), por lo tanto el cliente es quien contrata el flete para retirar el producto. Sin embargo, para tener un precio más competitivo se les

realiza a ambos clientes un descuento por flete, que actualmente está establecido en 4,5 dólares por barril.

Para proyectar la cantidad de gasolina a vender es necesario conocer la capacidad de procesamiento a instalar en el proyecto, y la proyección del caudal de gas con su respectiva composición. Como esas consideraciones surgirán del estudio de ingeniería, las proyecciones se completarán una vez finalizado el mismo.

2.12.6 Precio

El precio de la gasolina está directamente relacionado con el precio del crudo. El precio de venta que utiliza la empresa se obtiene de una fórmula que tiene como input el precio del WTI. A continuación se presenta la fórmula que utiliza Camuzzi Gas del Sur para establecer el precio de venta de su producción de gasolina.

$$PV = (WTI - 4.50) \times ('F' / 0.98) \text{ U\$S / Barril} \quad (2.21)$$

Donde,

PV: Precio de Venta

WTI: West Texas Intermediate, Cotización del barril de crudo en Cushing, Oklahoma.

Descuento Flete: 4.50

Grossing Up IIBB: 0.98

F es una variable que cambia de acuerdo al rango en que se encuentre el precio del barril de crudo.

Pendiente tramo	F	WTI Low US\$/Bbl	WTI	WTI High US\$/Bbl	F
0,87755	0,86000	0,000	< WTI <=	33,000	0,86000
0,52550	0,86000	33,000	< WTI <=	39,000	0,80000
0,15086	0,80000	39,000	< WTI <=	46,000	0,69000
0,70411	0,69000	46,000	< WTI <=	55,000	0,69000
0,28000	0,69000	55,000	< WTI <=	90,000	0,55238

Tabla 2.30.

Utilizando las fórmulas y los datos de la proyección del precio del WTI se obtienen los precios proyectados para la gasolina natural. Luego se convierte las unidades a dólares por metro cúbico, mediante la siguiente fórmula de conversión.

$$PV \text{ [U\$s/m}^3] = PV \text{ [U\$S/Barril]} \times 6,28981 \text{ [Barril/m}^3] \quad (2.22)$$

Finalmente se obtiene la siguiente proyección de precios de venta de la gasolina.

Precio de venta de la gasolina (2006 dollars per cubic meter)			
Año	Precio	Año	Precio
2007	244,87	2019	230,52
2008	274,00	2020	231,91
2009	262,32	2021	233,43
2010	257,16	2022	235,03
2011	252,18	2023	236,72
2012	247,20	2024	238,50
2013	242,33	2025	240,35
2014	237,23	2026	242,31
2015	232,18	2027	244,48
2016	227,09	2028	246,59
2017	227,36	2029	248,73
2018	228,90	2030	250,85

Tabla 2.31. Proyección del precio de venta de la gasolina natural.
Fuente: elaboración propia.

2.13 ANÁLISIS FODA

A través del análisis FODA se realiza el siguiente diagnóstico externo (oportunidades y amenazas) y radiografía interna (fortalezas y debilidades).

Oportunidades:

- ✓ Posibilidad de aumentar la producción mediante un aumento del caudal de gas a procesar y/o mediante el empleo de una tecnología de mayor eficiencia, en caso que se implemente el proyecto.
- ✓ El alto precio actual del crudo hace que se encuentre alto el precio de sus derivados (GLP, gasolina, etc).

Amenazas:

- ✓ Posibles conflictos con los trabajadores del gremio en la provincia por temas salariales.
- ✓ Posibles aumentos en los gastos de suministros.
- ✓ Inestabilidad política: posibles cambios de las reglas de juego.
- ✓ Posibilidad de siniestro.
- ✓ Daño al Medio Ambiente.
- ✓ Posibilidad de que el productor que provee el gas quiera instalar su propia planta.

Fortalezas:

- ✓ Se posee el terreno.
- ✓ Se cuenta con mano de obra que trabaja en la planta actual.
- ✓ Se tiene un amplio conocimiento del mercado por estar operando en el mismo desde hace muchos años.

- ✓ Empresa Integrada (Productor-> Distribuidor).
- ✓ No hay otras plantas de tratamiento cercanas.
- ✓ Buena relación comercial con el proveedor del gas a tratar.
- ✓ *Know-how* del negocio.

Debilidades:

- ✓ Elevada inversión inicial.
- ✓ Pocas facilidades para eventualmente exportar la producción
- ✓ Proyecto dependiente de la continuidad del contrato con derecho de los líquidos.

2.14 CONCLUSIONES

La rentabilidad del proyecto dependerá principalmente del precio de venta de los líquidos, del costo de adquisición de una nueva planta (o el revamping de la planta actual), y del costo de mantenimiento y operación de la planta.

2.14.1 Precio de venta

El precio de venta a lo largo del proyecto es el que se desarrollara oportunamente en la proyección del precio. El mismo tiene una gran incidencia en la rentabilidad del proyecto ya que es el que determina directamente los ingresos a percibir. En el desarrollo de este trabajo se analizará la sensibilidad de la rentabilidad del proyecto frente a variaciones en el precio proyectado.

2.14.2 Cantidad a vender

La cantidad a producir a lo largo del proyecto dependerá de las diferentes alternativas y tecnologías que se implementen. Dicha cantidad será desarrollada en las siguientes etapas del trabajo.

2.14.3 Mercado objetivo

La capacidad de producción de CGS aún implementando el proyecto resultaría despreciable frente al total de la producción nacional. A pesar de ello, en el mercado de GLP distribuido por redes, CGS es el quinto productor que aporta más producto. Con lo cual si éste aumentara la producción, el impacto se sentiría en dicho mercado. Como CGS está comprometido a entregar su producción a las redes, esto implicaría que otro/s productor/es aporten menos producto a las redes. Sin embargo, la mayoría de los productores que aportan GLP a las redes son también exportadores del producto, por lo tanto un eventual mayor aporte de CGS les permitiría vender más toneladas al exterior, donde se obtienen aún mayores ingresos.

Por lo tanto se concluye que el total de la producción de CGS será vendida a las redes de CGS y CGP, si la producción resultara mayor al consumo de ambas se podría vender a otros Distribuidores por redes.

3. ESTUDIO DE INGENIERÍA

En el estudio de Mercado se proyectó el precio de venta de los líquidos y la demanda del mercado fraccionador y de las redes de propano. Sin embargo, la cantidad a producir dependerá de la capacidad de procesamiento de la planta a instalar, del rendimiento de la misma, y de las riquezas contenidas en el gas a procesar.

En este capítulo se analizarán las restricciones y variables de entrada, y se plantearán las distintas alternativas de inversión, seleccionando la tecnología a utilizar, la capacidad de diseño (tamaño) y se proyectará el caudal del gas a procesar con sus respectivas riquezas.

3.1 LOCALIZACIÓN

La empresa ya posee un predio propio (donde tiene instalada su planta actual). Dicho predio tiene una ubicación estratégica ya que se encuentra cerca de diversos yacimientos y del Gasoducto San Martín (parte del sistema troncal de transporte de gas natural administrado por TGS). Por lo tanto el actual proyecto no analizará otras alternativas de localización.

3.1.1 Ubicación geográfica

El predio donde se encuentra la planta actual de Camuzzi está ubicado en Cañadón Seco, al noreste de la provincia de Santa Cruz, como puede observarse en la figura 3.1 y en el anexo II, figura 9.2.



Figura 3.1. Ubicación de Cañadón Seco en Argentina.

3.1.1 Descripción de la Región

Cañadón Seco es una pequeña localidad del departamento Deseado, al norte de la provincia de Santa Cruz, en la región de la Patagonia Argentina. En la figura 3.2 se observa un mapa de esta región. Con el descubrimiento de petróleo en las inmediaciones, se formaron campamentos petroleros que luego se transformaron en un pueblo. En la actualidad, la actividad hidrocarburífera sigue siendo el principal sustento de la región.



Figura 3.2. Región del Departamento Deseado, de la Provincia de Santa Cruz.

3.1.2.1 Clima

Inviernos con ocasionales nevadas y durante el verano los vientos del cuadrante oeste son secos pero templados. El viento tiene una velocidad media de 32 km/h [Sitio Web Cañadón Seco, 2007].

3.1.2.2 Flora

La vegetación es tipo xerófila, en su mayoría arbustos de bajo tamaño, como neneo, zampa, coirón huecú, molle, malaspina, botón de oro. Estas especies son muy adaptables al clima. Sus formas son de hojas duras, espinosas y raíces largas que le permiten alcanzar la humedad del suelo. Las comunidades vegetales son pobres, achaparradas y xerófilas en el desértico ambiente de la patagonia extraandina. En las espaciales mesetas del interior se advierte la existencia de ejemplares de la estepa arbustiva: duraznillo, neneo, calafate, malaspina, mata negra, colapiche, coirón fino, coirón amarillo, coirón flechita, uña de gato, jume [Sitio Web Cañadón Seco, 2007].

3.1.2.3 Fauna

- ✓ Guanacos, zorro, zorrino, liebre, peludo.
- ✓ Avifauna: garza, gaviota, albatro, petrel, distintas especies de pingüino.
- ✓ Fauna marina: lobo marino, tonina.
- ✓ Roedores: mara ó liebre patagónica, tucu-tucu ó topo, rata, cuis [Sitio Web Cañadón Seco, 2007].

3.1.2.4 Historia

El 30 de noviembre de 1902, el gobierno nacional sanciona la Ley de Tierras 4167, con la cual se instalaron los primeros establecimientos ganaderos en Cañadón Seco. Entre los primeros pobladores había varios que habían trabajado en la provincia de Buenos Aires en tareas rurales, trayendo en algunos casos dinero para comprar ovejas y comenzar su propio establecimiento. Otros que llegaron más tarde trabajaron en establecimientos ya asentados. Con los años se fueron abriendo caminos de huella que comunicaban una estancia con otra. Durante el invierno, las familias solían juntarse en alguna de ellas para proceder al faenamamiento de cerdos y establecer los vínculos sociales [Sitio Web Cañadón Seco, 2007].

En octubre de 1942 comienzan a estudiarse la construcción de viviendas y los lineamientos urbanos para un nuevo campamento. En primera instancia se instaló una base para organizar los recursos humanos y materiales. En 1947 la base se convierte en campamento, con lo cual se agregan las comodidades indispensables para el aprovechamiento del oro negro. A este primer campamento se lo designó Campamento Vachelli. A partir del incipiente Campamento Vachelli se van originando los trazados de la comunidad empresaria y social del lugar. En 1949 comienza la ocupación de las instalaciones urbanas e industriales. A finales de dicho año, ya había 30 casas para las familias, incluyendo dos grandes para el jefe de campamento y el ingeniero principal [Sitio Web Cañadón Seco, 2007].

3.1.2.5 Datos del Departamento Deseado

- ✓ Población: 72.953
- ✓ Densidad: 1,14 hab/Km²
- ✓ Variación relativa intercensal: 28,26 %
- ✓ Total de Hogares: 19.889
- ✓ Tasa de analfabetismo: 1,49%

Gobiernos Locales del departamento:

- ✓ Caleta Olivia
- ✓ Las Heras
- ✓ Pico Truncado
- ✓ Puerto Deseado
- ✓ Jaramillo
- ✓ Cañadón Seco
- ✓ Koluel Kayke

Además, la región se encuentra muy cerca de **Comodoro Rivadavia**, que es una ciudad muy importante, de donde provienen muchos de los recursos de la zona (especialmente mano de obra).

3.1.3 Descripción del sistema Cañadón Seco

El sistema Cañadón Seco está constituido por:

- ✓ Yacimientos de la zona
- ✓ Planta de procesamiento
- ✓ Colector con Loop D
- ✓ Gasoducto Cañadón Seco – Comodoro Rivadavia

Los yacimientos principales de la región son Meseta Espinosa, Cañadón Seco y el Huemul. Estos dos últimos pertenecen a una misma empresa. Los yacimientos proveen el gas a la planta de tratamiento de Camuzzi. Allí se extraen los líquidos (GLP y gasolina) y el gas residual se comprime y se inyecta al gasoducto Cañadón Seco – Comodoro Rivadavia. De esta forma, con el gas residual se alimenta a las localidades de Cañadón Seco, Caleta Olivia y a Comodoro Rivadavia, ciudad que es abastecida en forma conjunta con el gasoducto Manantiales Behr que recibe alimentación desde el gasoducto General San Martín de TGS (PM 49). El colector con Loop D vincula Cañadón Seco con Pico Truncado y el gasoducto GSM de TGS. En la siguiente figura se observa el diagrama del sistema.

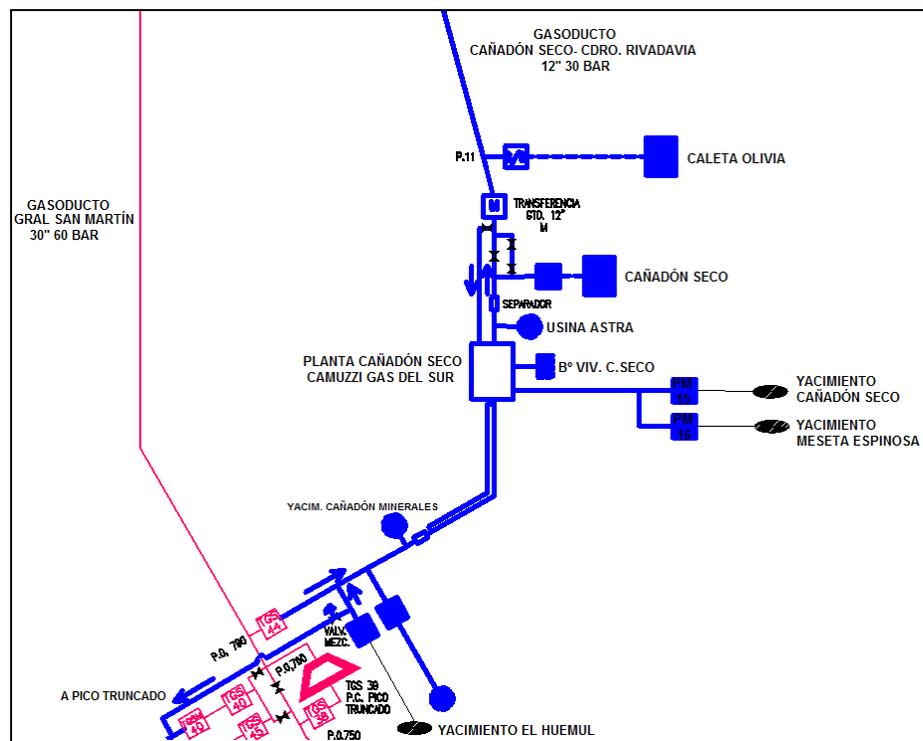


Figura 3.3. Sistema Cañadón Seco.

Fuente: Camuzzi Gas.

3.2 SITUACIÓN ACTUAL

La actual planta de procesamiento de Camuzzi utiliza la tecnología denominada **absorción refrigerada**, la cual tiene teóricamente un buen rendimiento en la recuperación de propano en adelante (C3+). Sin embargo, debido a la antigüedad de la planta (más de 40 años) y al largo tiempo que sufrió operando sin un mantenimiento adecuado, la misma se encuentra en un grado de deterioro significativo, a tal punto que recientemente se decidió llevarla fuera de servicio en forma definitiva. Por lo tanto se analizará la alternativa de invertir en una nueva planta de procesamiento que reemplace a la actual. No obstante, algunas instalaciones se podrán aprovechar para el nuevo proyecto. En la figura 3.4 se observa el predio de Camuzzi desde una vista aérea.



Figura 3.4. Vista aérea de la planta Cañadón Seco.
Fuente: Google Earth

3.3 SELECCIÓN DE LA TECNOLOGÍA

3.3.1 Tecnologías disponibles

A continuación se realiza una breve descripción de las tecnologías de recuperación de hidrocarburos más comunes.

✓ **Adsorción**

Utiliza tamices moleculares, lecho de material sólido de estructura porosa, el cual retiene hidrocarburos selectivamente sobre su superficie [Cátedra Gas y Gasolina Natural, 2007].

✓ **Refrigeración Mecánica**

La refrigeración mecánica es la forma más sencilla y directa de recuperar líquidos del gas natural. Mediante el enfriamiento del gas natural reduce la cantidad de vapores de hidrocarburo en equilibrio, comenzando a separarse en estado líquido por condensación. El nivel de recuperación de líquidos logrado dependerá del grado de enfriamiento que obtenga [Cátedra Gas y Gasolina Natural, 2007].

✓ **Absorción**

Utiliza solventes orgánicos. Es un proceso en el cual se hace circular el gas natural en una torre a contracorriente con un líquido absorbente (aeronafta o kerosene). El método de absorción es uno de los más antiguos y de por sí solo es poco eficiente en la recuperación de hidrocarburos [Cátedra Gas y Gasolina Natural, 2007].

✓ **Absorción Refrigerada**

Es un proceso derivado del descrito anteriormente, en el cual se logra mejorar significativamente el rendimiento de recuperación, agregando un circuito de refrigeración [Cátedra Gas y Gasolina Natural, 2007].

✓ **Turboexpansión**

Consiste básicamente en una expansión Joule-Thompson (isoentrópica), con el agregado de una turbina de flujo radial. Es un proceso de expansión, en el cual las moléculas quedan más separadas, consumiéndose trabajo para vencer las fuerzas intermoleculares que tienden a juntarlas. Dicho trabajo se realiza a expensas de la propia energía cinética del gas, disminuyendo por lo tanto la energía interna y en consecuencia la temperatura. La característica más notable de este proceso es que al trabajo de expansión se le suma el trabajo de impulsar la turbina a medida que el gas va expandiéndose; obteniéndose en consecuencia mayor grado de enfriamiento, puesto que se absorbe el calor equivalente al trabajo mecánico realizado [Cátedra Gas y Gasolina Natural, 2007].

En la siguiente figura se ilustran los rendimientos típicos de las distintas tecnologías disponibles. Los porcentajes expresan el grado de recuperación de los distintos hidrocarburos presentes en el gas.

Rendimientos típicos	Producto			
	Etano	Propano	Butano	Gasolina
Adsorción con Tamices	5%	35%	65%	80%
Refrigeración simple (-25°C)	25%	55%	85%	98%
Absorción (15°C)	5%	40%	75%	90%
Absorción Refrigerada (-25°C)	15%	75%	90%	95%
Turboexpansión (-90°C)	85%	98%	100%	100%

Tabla 3.1. Rendimientos típicos de las distintas tecnologías disponibles.
Fuente: Cátedra Gas y Gasolina Natural (ITBA)

3.3.2 Selección de la tecnología a utilizar

A lo largo del presente trabajo se evaluarán las siguientes alternativas de inversión y se seleccionará aquella que permita obtener una mayor rentabilidad:

- ✓ Alternativa 1: Planta de Absorción Refrigerada
- ✓ Alternativa 2: Planta Turbo Expander

Para cada alternativa se desarrollará:

- ✓ Descripción de los procesos
- ✓ Cantidad de hidrocarburos recuperados
- ✓ Cuantificación del gas retenido en proceso
- ✓ Necesidades de equipos
- ✓ Necesidades de espacio y obras
- ✓ Necesidades de personal
- ✓ Necesidades de materias primas/insumos
- ✓ Análisis de la potencia requerida
- ✓ Costo de inversión
- ✓ Costos de operación
- ✓ Plazo de ejecución de las obras
- ✓ Layout

3.3.3 Descripción de los procesos

A continuación se describirá con un poco más de detalle los procesos para recuperar los líquidos del gas natural, para cada una de las alternativas a analizar.

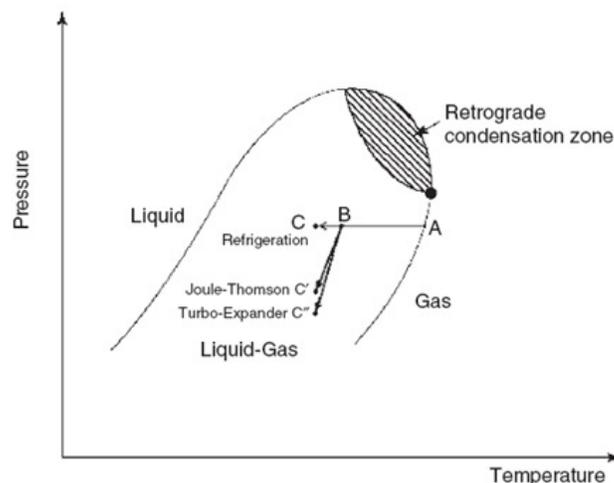


Figura 3.5. Camino termodinámico del gas natural según los distintos procesos.
Fuente: Handbook of Natural Gas Transmission and Processing

3.3.3.1 Absorción Refrigerada

Esta tecnología consiste en la combinación de un proceso de **refrigeración** y un proceso de **absorción**.

Proceso de Refrigeración

Este proceso es consiste en un ciclo de refrigeración de vapor de compresión que utiliza propano como refrigerante y compresores centrífugos. El diagrama de dicho proceso se presenta en la próxima figura.

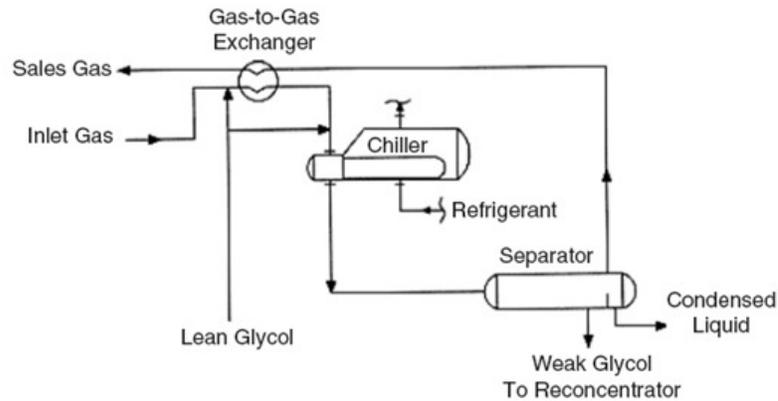


Figura 3.6. Diagrama del proceso de refrigeración mecánica.
Fuente: Handbook of Natural Gas Transmission and Processing

Tal como puede observarse, con el intercambiador de calor gas-gas se aprovecha refrigeración adicional al pasar el gas enfriado que sale del separador frío a contracorriente con la corriente cálida del gas de entrada. La temperatura de la corriente fría del gas que deja el intercambiador se aproxima a la de la corriente cálida ingresante. Esta aproximación generalmente está en el orden de los 3°C. El chiller de la figura generalmente es del tipo “casco y tubo”. El gas procesado fluye dentro de los tubos y cede su energía al líquido refrigerante que rodea a los tubos. El refrigerante (propano) ebulliciona, quedando en el espacio de vapor del chiller vapor saturado. El camino termodinámico de este proceso es representado por la línea ABC de la figura 3.5. Desde A hasta B se indica el intercambio de calor gas-gas, y de B a C el enfriamiento en el chiller [Mokhatab *et al.*, 2006].

Si hay agua presente en la corriente de gas procesado, durante la refrigeración se pueden formar hidratos, los cuales son perjudiciales. Por lo tanto para prevenir la formación de hidratos es necesario deshidratar previamente el gas y/o inyectar un inhibidor de hidratos. Si la temperatura de procesamiento es relativamente baja, el gas es generalmente deshidratado antes del proceso de refrigeración. Caso contrario, la inyección de un inhibidor (puede ser metanol o glicol) aguas arriba del intercambiador gas-gas es una simple y económica solución. En este caso, el glicol se inyecta en la entrada del intercambiador gas-gas y en el chiller previniendo la formación de hidratos.

La solución de glicol con agua absorbida es separada en el separador frío, luego se reconcentra y se recircula [Mokhatab *et al.*, 2006].

Proceso de Absorción

Este proceso es muy similar a la absorción para deshidratar un gas. La principal diferencia es que en lugar de utilizar glicol se usa como absorbente a otro hidrocarburo (jet fuel). Este absorbente tiene afinidad con los líquidos del gas natural.

En este proceso el gas procesado entra en contacto en una torre de absorción con el absorbente, el cual absorbe los hidrocarburos más pesados del gas natural (propano, butano y gasolina). El gas sale de la torre por el tope, mientras que el absorbente ahora rico en hidrocarburos sale por la parte inferior y es expandido para liberar casi todo el metano absorbido. El absorbente rico se envía a una torre de-etanizadora para “rechazar” todo el metano y gran parte del etano absorbido (los cuales no se desean recuperar, y se inyectan posteriormente al gasoducto para consumo como gas natural). Al tope de esta columna se inyecta absorbente frío para evitar la desorción del propano. El absorbente rico fluye luego a una columna de regeneración, donde es calentado a una temperatura suficientemente alta para llevar la mezcla de propano, butano y gasolina a la parte superior. El solvente regenerado es re-circulado, y la mezcla de hidrocarburos se lleva a un tren de destilación para separarla en los distintos componentes [Mokhatab *et al.*, 2006]. El diagrama de este proceso puede observarse en la figura 3.7

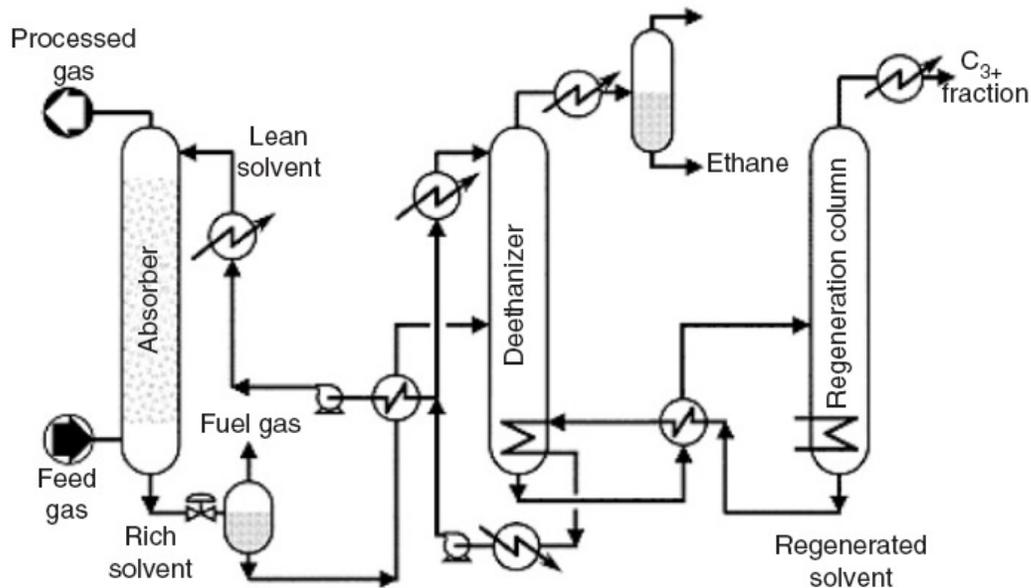


Figura 3.7. Diagrama del proceso de absorción.

Fuente: Handbook of Natural Gas Transmission and Processing

El proceso de absorción no tiene un buen rendimiento en la recuperación de propano, ya que requiere grandes cantidades de absorbente circulando, y teniendo por lo tanto un alto costo de mantenimiento y de consumo de combustible [Mokhatab *et al.*, 2006]. Sin embargo, agregando un circuito de refrigeración de propano (transformándose en lo que se llama una planta de **Absorción Refrigerada**), se mejora sensiblemente dicho

rendimiento. En la figura 3.8 se presenta el esquema básico del proceso de una planta de absorción refrigerada.

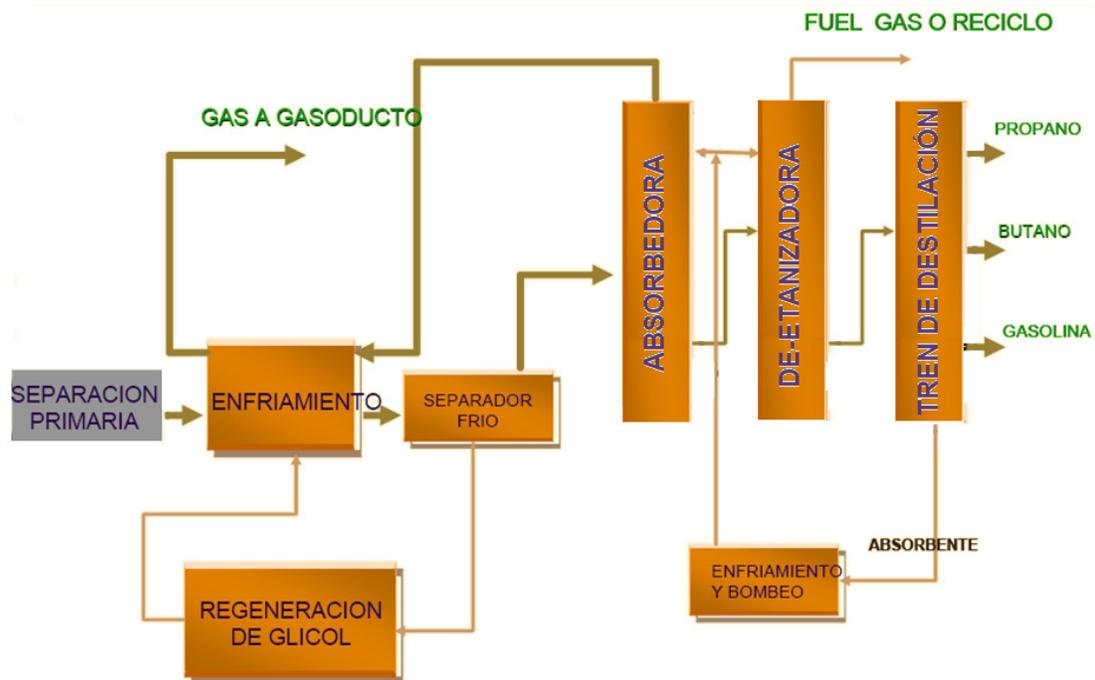


Figura 3.8. Esquema básico del proceso en una planta de absorción refrigerada.
Fuente: Cátedra Gas y Gasolina Natural (ITBA).

Las plantas de absorción refrigerada ya no son tan populares como lo eran antes debido a que se han desarrollado tecnologías de mayor eficiencia y menos complejas de operar, como es el caso de las plantas Turboexpander. Por lo tanto no es muy común que se construya una planta con esta tecnología. Sin embargo es frecuente que las plantas ya existentes de este tipo sean recicladas, vendidas y trasladadas a nuevas locaciones.

Por otro lado, no todos los proyectos son iguales, y a la hora de decidir qué tecnología utilizar puede haber casos que resulte más conveniente optar por este tipo de plantas.

Proceso de Deshidratación

El gas proveniente de los yacimientos viene saturado en agua. En todo gas natural existe un par de valores de presión y temperatura a partir de los cuales el agua contenida comienza a pasar de su estado de vapor al estado líquido (condensa) [Gas y Gasolina Natural, 2007].

La deshidratación del gas se realiza para cumplir con los siguientes objetivos:

- ✓ Prevenir la formación de hidratos
- ✓ Prevenir la corrosión
- ✓ Cumplir con los requerimientos de gasoducto

Hay diversos procesos que se pueden utilizar para deshidratar un gas. Los sistemas de deshidratación utilizados en la industria del gas natural se agrupan en cuatro categorías: por enfriamiento directo, por compresión seguida de enfriamiento, por absorción y por adsorción [Guo & Ghalambor, 2005]. En las plantas de absorción refrigerada el proceso que se utiliza es el de absorción con glicol (un absorbente con gran afinidad al agua). Existen distintos glicoles: MEG, DEG y TEG (Mono Etilen Glicol, Di Etilen Glicol y Tri Etilen Glicol respectivamente). Por sus propiedades, en este tipo de planta se utiliza el MEG.

Este proceso consiste básicamente en hacer circular el absorbente en contracorriente al gas natural, y luego calentarlo para que se evapore el agua y recircular el mismo. En la siguiente figura se ilustra el proceso y luego se explica con mayor detalle.

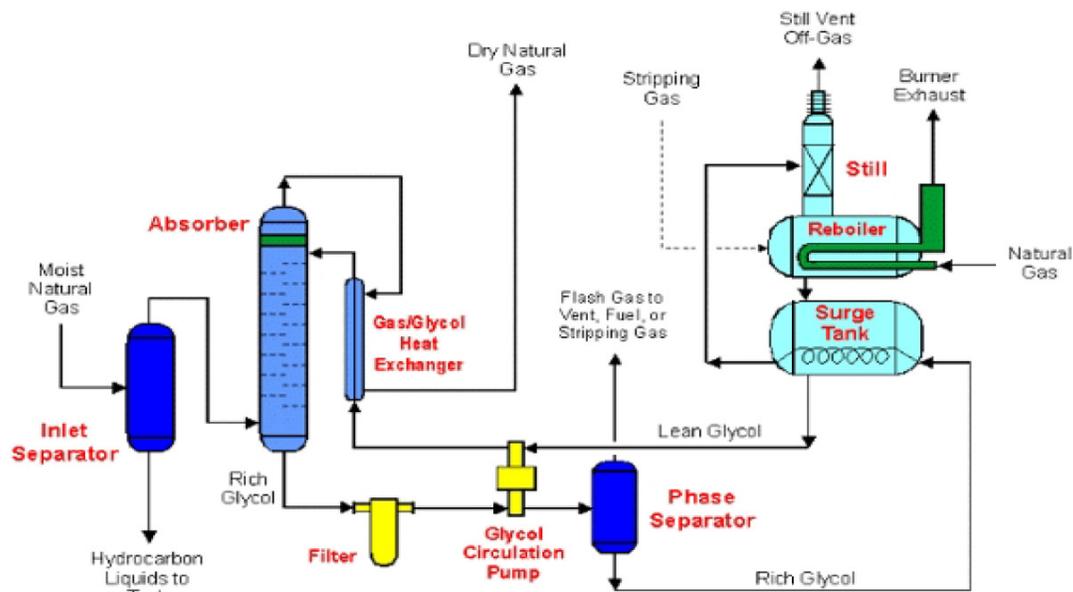


Figura 3.9. Esquema básico del proceso de deshidratación con glicol.
Fuente: Cátedra Gas y Gasolina Natural (ITBA).

Luego de que el gas pasa por el separador de entrada (que retiene impurezas sólidas y líquidas), ingresa por la parte inferior de una torre (Absorber). El glicol pobre (sin contenido de agua) ingresa por arriba de la torre a contracorriente del gas y a medida que entra en contacto con el mismo, absorbe el agua contenida. Después, el glicol rico (con contenido de agua) pasa por un filtro donde se retienen partículas sólidas y llega hasta el separador de fases o separador flash (se separan 3 fases: Gas-Glicol-Condensado). Luego el glicol rico circula por el intercambiador de calor del tanque acumulador (Surge Tank) donde se va precalentando, y después ingresa en la torre de destilación (Stripping Still). En esta torre el glicol fluye hacia abajo, donde se encuentra el reboiler que provee el calor para evaporar el agua contenida en el glicol. El vapor de agua que se forma fluye hacia arriba y escapa al exterior por el tope de la torre. Por el otro lado, el glicol reconcentrado (ya se evaporó el agua absorbida) ingresa ya caliente al tanque acumulador, donde se enfría intercambiando calor con el glicol húmedo que pasa por la serpentina. Este tanque es el que alimenta a la bomba de glicol, la cual lleva

el mismo hacia el tope de la torre absorbidora (previo paso por el intercambiador de calor Gas/Glicol), completando el circuito de recirculación.

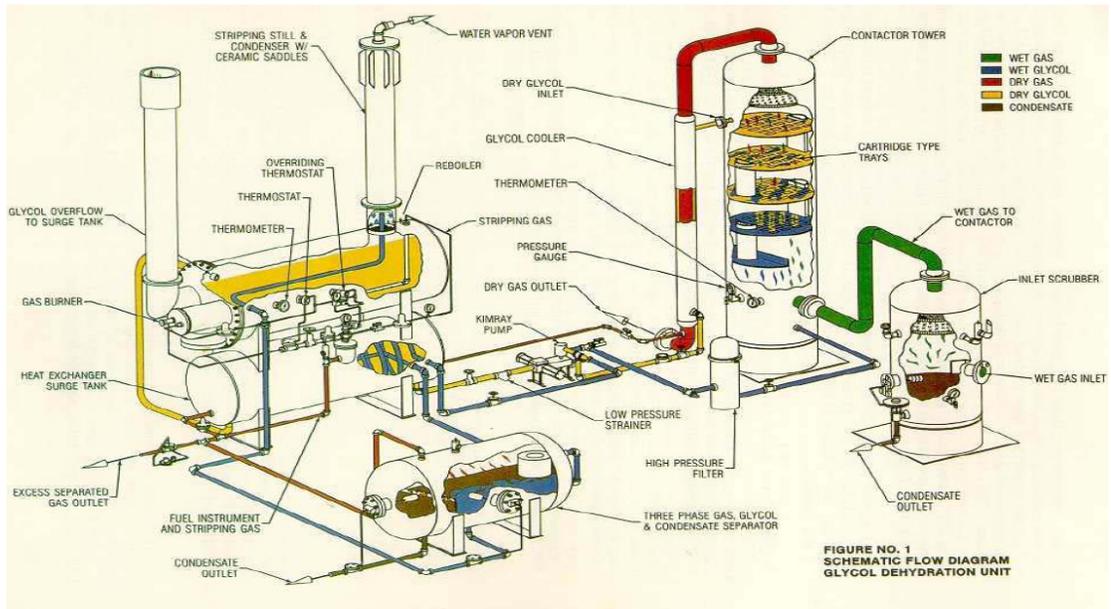


Figura 3.10. Esquema básico del proceso de deshidratación con glicol.

Fuente: Cátedra Gas y Gasolina Natural (ITBA).

3.3.3.2 TurboExpander

Las plantas de refrigeración criogénica (o Turboexpander) son ampliamente usadas para la recuperación de líquidos del gas natural. Estas plantas tienen un costo mayor a las otras pero tienen un menor costo operativo [Mokhatab *et al.*, 2006], y además son más fáciles de operar.

En las plantas de este tipo el proceso que se realiza es una expansión de un gas a alta presión, produciéndose un enfriamiento a muy baja temperatura y obteniéndose trabajo mecánico y condensación de líquidos. El proceso es muy similar a la refrigeración mecánica pero se reemplaza el chiller por la turbina de expansión.

A medida que el gas de entrada se expande, realiza trabajo sobre el eje de la turbina y de esta forma se reduce su entalpía. Esta reducción de entalpía ocasiona una caída de temperatura mucho mayor que la que se observa en un proceso Joule Thompson (que es a entalpía constante). Este proceso se puede observar en el diagrama PT de la figura 3.5, indicado en la línea ABC''. El turboexpander simultáneamente produce enfriamiento/condensación del gas y trabajo útil, el cual se aprovecha para recomprimir el gas [Mokhatab *et al.*, 2006].

La turbina puede conectarse a un compresor que recomprima el gas residual, teniendo obviamente una pérdida de presión respecto a la entrada. De esta forma, al gas que previamente sufrió una importante pérdida de presión para enfriarlo y extraerle los líquidos, se lo recomprime a posteriori para que tenga una presión suficiente como para

que pueda ingresar al gasoducto. Si aún así esta presión no es suficiente puede requerirse un proceso de compresión adicional.

El gas de entrada es primero enfriado en el intercambiador gas-gas de alta temperatura, y luego en el chiller de propano. El gas parcialmente condensado luego pasa por un separador. Desde el separador, el líquido condensado hasta este punto es llevado al demetanizador, y el gas es enfriado aún más en el intercambiador gas-gas de baja temperatura y luego enviado a un segundo separador (separador frío). Luego del separador frío el gas pasa por la turbina de expansión, donde se expande hasta la presión del demetanizador, que puede variar entre 6 y 30 bar [Mokhatab *et al.*, 2006].

Entre el 10% y el 15% del gas es condensado en el separador frío, el cual se encuentra entre los -35 y -50 °C. El expander baja la presión del gas de entrada desde los (40 a 60 bar) hasta la presión del demetanizador. Las temperaturas típicas del gas de entrada en el demetanizador son entre -90 a -100°C. El demetanizador consiste en una torre de destilación de baja temperatura que realiza una separación entre el metano y el etano y superiores. El metano y los componentes más livianos (como el nitrógeno) son los principales componentes en el vapor del tope de la columna, mientras que los componentes más pesados, como el propano, el butano, y los pentanos y superiores (gasolina) forman parte del producto de la parte inferior de la torre [Mokhatab *et al.*, 2006].

El proceso de una planta típica de turboexpansión se representa en la figura 3.11. El producto obtenido en el fondo de la torre luego puede fraccionarse en sus distintos componentes, en este caso: propano, butano y gasolina. El producto del tope de la torre, luego de intercambiar calor con el gas de entrada, es recomprimido e inyectado al gasoducto.

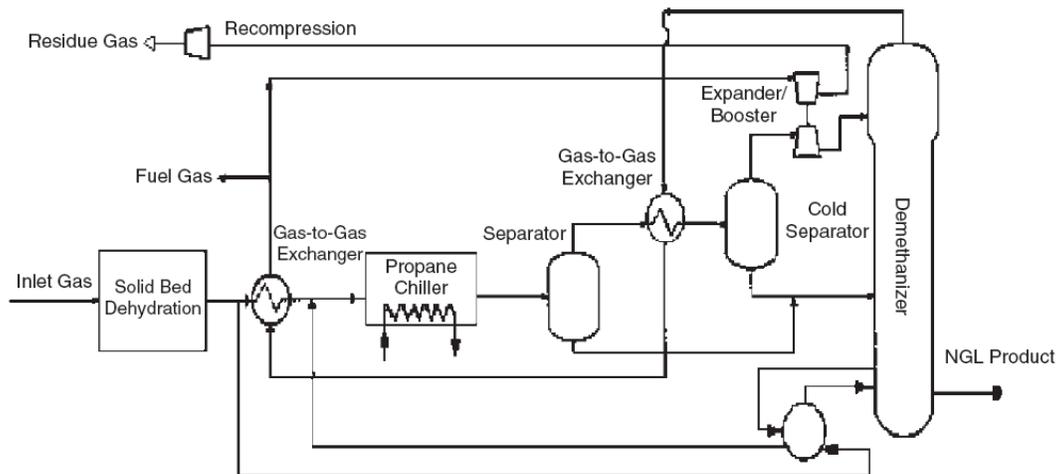


Figura 3.11. Diagrama del proceso de turboexpansión.
Fuente: Handbook of Natural Gas Transmission and Processing

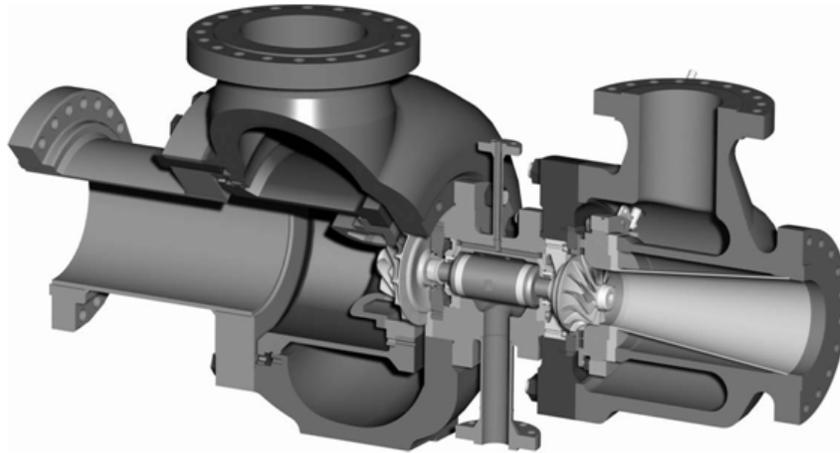


Figura 3.12. Ilustración de un Turboexpander.
Fuente: Fundamentals of Natural Gas Processing.

En la figura 3.12 se muestra el corte de una Turboexpander. El expander es la unidad de la derecha, y el compresor es la unidad de la izquierda. El gas entra en el expander a través del tubo en la derecha superior, y es dirigido sobre la rueda por las paletas de guía aerodinámicas, que rodean totalmente la rueda del expander. El gas de alta velocidad de la entrada hace girar la rueda y transfiere parte de su energía cinética a la rueda y el eje, y sale por la derecha. Debido a que parte de la energía del gas se ha transferido a la rueda, el gas de la salida está en una temperatura y una presión mucho más baja que el gas de entrada. La rueda del expander, acoplada a la rueda del compresor, proporciona el trabajo necesario para el compresor centrífugo de la izquierda. El gas de baja presión que entra en la sección de la izquierda, es comprimido por la rueda del compresor, y sale por el tope de la unidad. Por otro lado, el aceite lubricante entra por la parte superior de la parte que se encuentra en el centro del turboexpander. [Kidnay & Parrish, 2006].

Es importante destacar que en este tipo de plantas se requiere realizar una deshidratación del gas aguas arriba, para prevenir la formación de hidratos. Si alguna partícula sólida, ya sea hidratos o partículas de agua ingresaran a la turbina, se podrían dañar los álabes de la misma. Por lo tanto, en estas plantas siempre se realiza una deshidratación previa del gas, que por lo general se realiza mediante un proceso de adsorción.

Las plantas Turboexpander tienen la característica de que se puede elegir si recuperar el etano de la corriente de gas, o rechazarlo e inyectarlo al gasoducto mezclado con el metano. En el caso de este proyecto el etano será rechazado, es decir sólo se recuperará el propano y superiores.

Con el paso del tiempo se fueron desarrollando diseños que mejoraron el rendimiento de estas plantas, sobre todo en el rendimiento de recuperación del etano, que en un principio era bajo. Los más importantes fueron los aportados por la empresa Ortloff, quien diseñó la configuración GSP (Gas Subcooled Process) y la RSV (Residue Split Vapor) transformándose en lo último en tecnología para estos procesos [Mokhatab *et al.*, 2006].

Con la implementación de la configuración GSP se logró aumentar la recuperación del etano y solucionar otros problemas del diseño convencional. Con la GSP se realiza un proceso adicional: un reflujo en el tope de la columna. En este proceso una parte del gas del separador frío se envía a un intercambiador de calor donde es totalmente condensado y subenfriado con la corriente del tope. Luego es enviado al tope del demetanzador, completando el reflujo del demetanzador. La alimentación del expander es enviada a la torre en varias etapas, debajo del tope de la torre. Con estas modificaciones el separador frío opera a una temperatura más alta. Adicionalmente, la recompresión necesaria para el gas residual es menor que con el sistema convencional [Mokhatab *et al.*, 2006].

El diseño GSP permite diversas modificaciones. Por ejemplo se puede extraer parte del líquido del separador frío y enviarla junto con el gas que va al intercambiador de calor con la corriente del tope de la torre. Generalmente esto ayuda a reducir los HP requeridos para la recompresión. Otra característica de la configuración GSP es que es muy resistente a altos niveles de CO₂, pudiendo tolerar hasta niveles del 2% [Mokhatab *et al.*, 2006].

En la siguiente figura se representa el diagrama del proceso de turboexpansión con la configuración GSP.

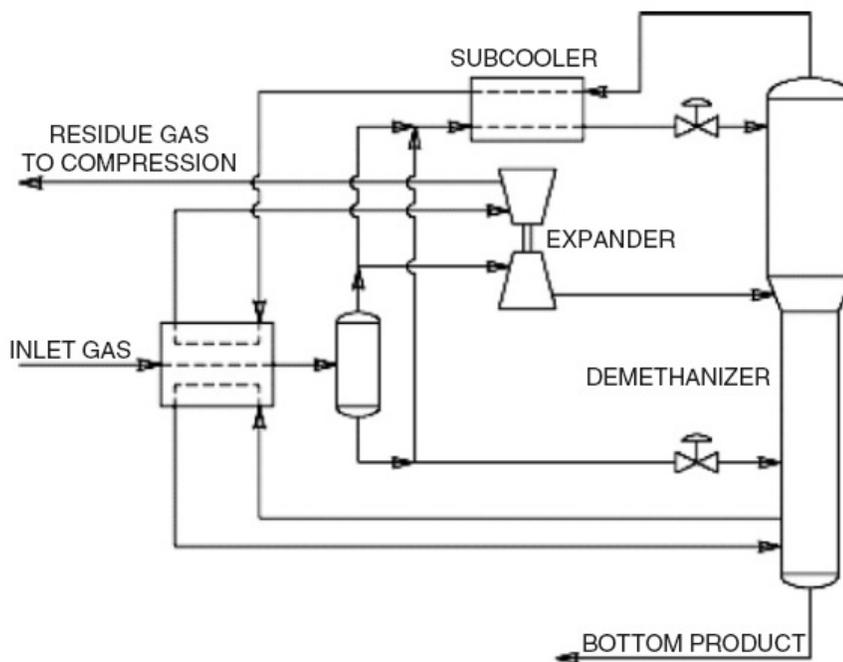


Figura 3.13. Diagrama del proceso de turboexpansión con la configuración Ortloff GSP.

Fuente: Handbook of Natural Gas Transmission and Processing

A principios de los 80s el diseño Ortloff GSP se convirtió en el diseño clásico para la recuperación de los líquidos del gas natural con alto rendimiento. En la actualidad la mayoría de las tecnologías empleadas para la recuperación de los hidrocarburos líquidos del gas son básicamente variaciones del concepto GSP [Mokhatab *et al.*, 2006].

A modo de resumen, en la figura 3.14 se presenta el esquema básico del proceso de una planta Turboexpander.

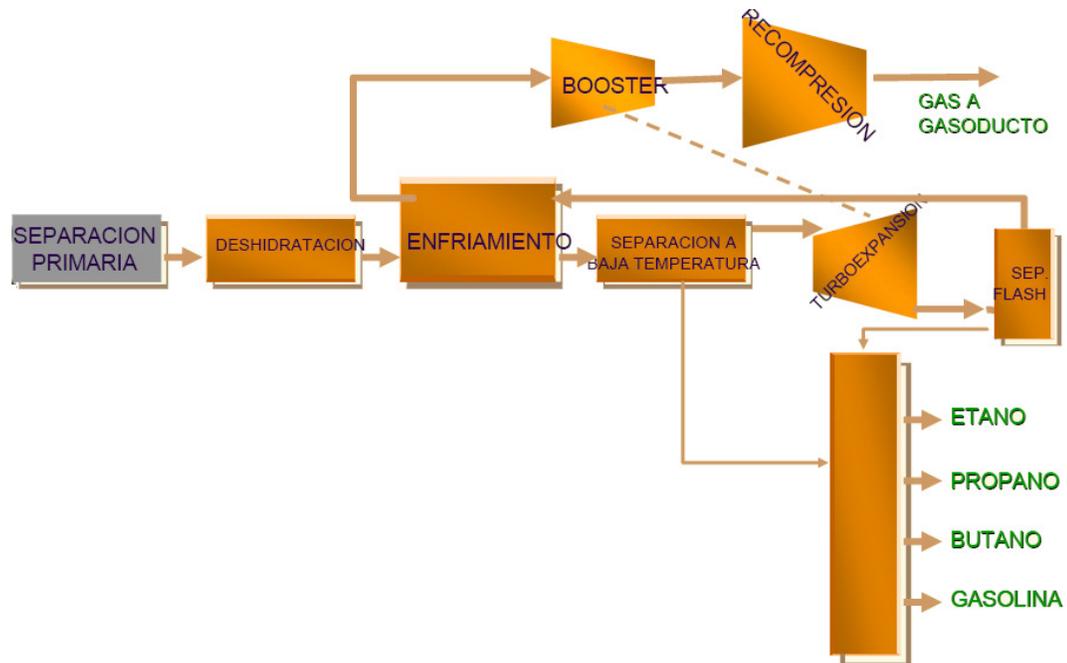


Figura 3.14. Esquema básico del proceso en una planta Turboexpander.
Fuente: Cátedra Gas y Gasolina Natural (ITBA).

Fraccionamiento de los líquidos recuperados

Una vez que se recuperaron los líquidos del gas natural, se procede a separarlos para luego comercializarlos por separado. El proceso de separar los líquidos en sus diferentes componentes se llama fraccionamiento.

El proceso de fraccionamiento se logra elevando la temperatura de la mezcla de líquidos y haciendo pasar la corriente por una serie de torres de destilación. Esto se puede realizar ya que los distintos productos (propano, butanos y gasolina) tienen el punto de ebullición a diferentes temperaturas [Mokhatab *et al.*, 2006].

A medida que se va aumentando la temperatura de la mezcla, el producto más liviano alcanza primero su punto de ebullición y sale por el tope de la torre en forma de vapor, y luego es condensado y almacenado. La mezcla con los hidrocarburos más pesados sale por el fondo de la torre y se dirige a una segunda torre donde se repite el proceso anterior. Este proceso se repite hasta haber fraccionado todos los componentes requeridos [Mokhatab *et al.*, 2006].

A las diferentes torres fraccionadoras por lo general se las denomina según el producto que sale por el tope. Por ejemplo en el Depropanizador el producto que sale por el tope es el propano. A continuación se describen las diferentes torres según el orden en que se

van fraccionando los líquidos, y en la figura 3.15 se muestra un esquema de este proceso.

- ✓ De-etanizador: en el primer paso del fraccionamiento se separa el metano y etano que sale por el tope de esta torre, y por debajo sale la mezcla de propano y superiores.
- ✓ De-propanizador: el próximo paso consiste en separar el propano del isobutano y superiores. El propano sale por el tope y los butanos y superiores por el fondo de esta torre.
- ✓ De-butanizador: el siguiente paso es separar los butanos de los pentanos y superiores (que conforman la gasolina natural). Los pentanos y superiores salen por el fondo de la torre. Los butanos salen por el tope.

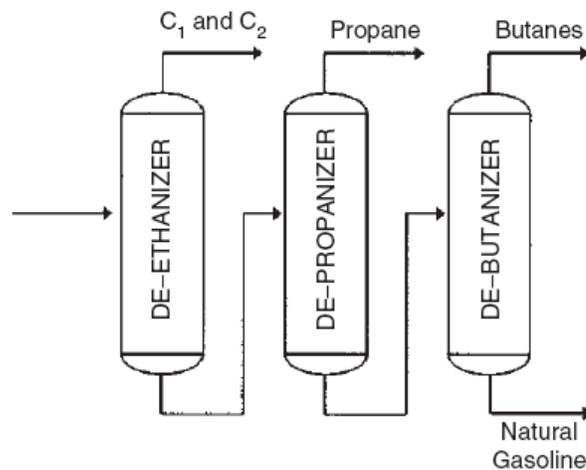


Figura 3.15. Diagrama del proceso del tren de fraccionamiento.
Fuente: Handbook of Natural Gas Transmission and Processing.

En el proceso descrito anteriormente el de-etanizador debe eliminar por el tope la mezcla de etano y metano que haya quedado, y luego se mezclarán con el gas residual para ir a gasoducto.

Funcionamiento de las torres de fraccionamiento

La operación tiene lugar en una torre vertical, donde el vapor y la mezcla líquida fluyen a contracorriente y entran en contacto. Durante el contacto, parte del líquido vaporiza y parte del vapor se condensa. A medida que el vapor sube por la torre se va enriqueciendo en componentes livianos y empobreciendo en componentes pesados. Por el contrario, la mezcla líquida que fluye hacia abajo se va haciendo más rica en componentes pesados. La mezcla líquida a ser fraccionada generalmente ingresa a la torre a una altura media, en una bandeja (“bandeja de alimentación”). Esta bandeja divide la torre en 2 secciones: “enriching” (la parte de arriba) y “Stripping” (la parte inferior). La mezcla líquida que ingresa desde el medio fluye hacia abajo, donde es recogida por el reboiler. Al reboiler se le suministra calor para que genere vapor. El vapor que se va formando en el reboiler ingresa nuevamente a la torre y fluye hacia arriba, saliendo por el tope de la misma. Luego es enfriada por un condensador, y el

líquido se deposita en un recipiente llamado acumulador. Parte del líquido es recirculado al tope de la columna (reflujo) [Mokhatab *et al.*, 2006].

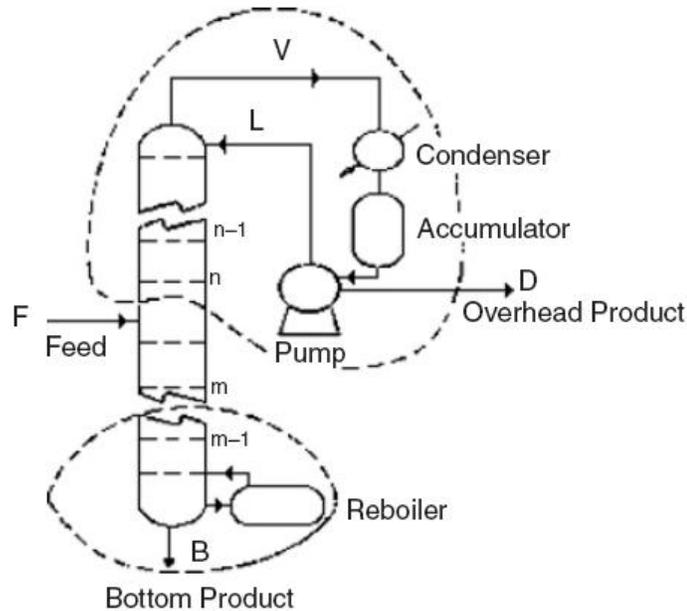


Figura 3.16. Torre de fraccionamiento.

Fuente: Handbook of Natural Gas Transmission and Processing.

Proceso de Deshidratación en plantas criogénicas

Tal como se mencionara oportunamente, en este tipo de plantas es muy importante realizar una deshidratación del gas antes de procesarlo. El objetivo de la deshidratación es el señalado anteriormente (prevenir formación de hidratos, evitar corrosión y cumplir requisitos del gasoducto). Además en este caso, cualquier partícula sólida (ya sea hidrato o partícula de agua cristalizada por las bajas temperaturas) podría dañar el álabe de la turbina.

El proceso de deshidratación que se utiliza en esta planta es del tipo “lecho sólido” (Solid Bed). Este proceso se basa en el principio de **adsorción**, a través del cual las moléculas de agua en estado de vapor son retenidas en sobre la superficie de un lecho sólido que tiene afinidad con la misma. Este proceso tiene mayor rendimiento que el de absorción con glicol, ya que retiene una mayor cantidad de agua.

A continuación se presenta un esquema básico de este proceso y luego se explica con un poco más de detalle.

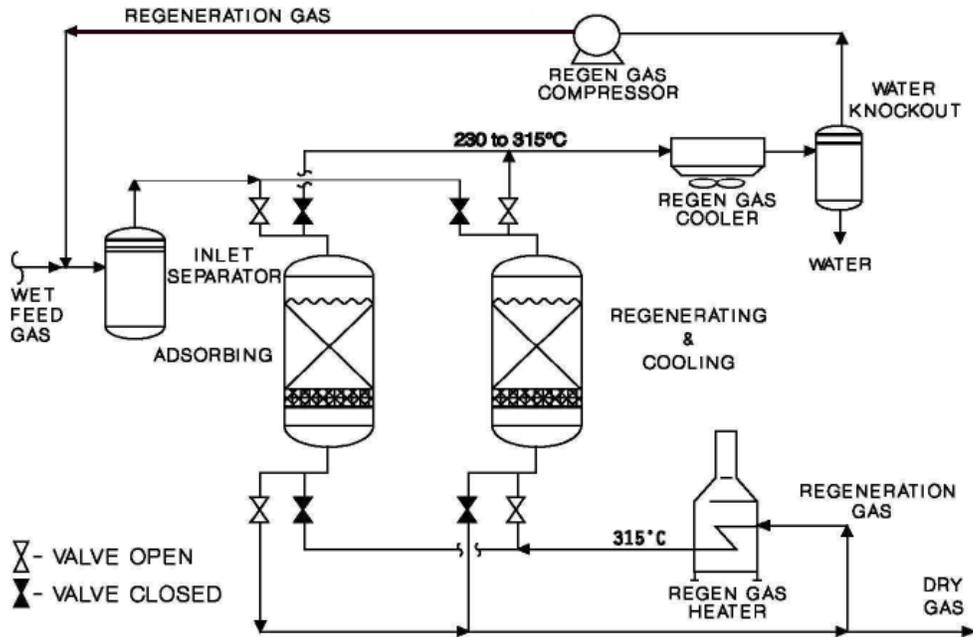


Figura 3.17. Esquema básico del proceso de deshidratación por adsorción.
Fuente: Cátedra Gas y Gasolina Natural (ITBA).

En los procesos de adsorción se remueve prácticamente toda el agua, por la gran capacidad de remoción de los solventes. Los solventes más utilizados son 3: sílica gel, tamices moleculares y alúmina activada.

El proceso es realizado en forma periódica y alternada, donde sucesivamente cada lecho realiza un proceso diferente (adsorción y desorción). Durante el período de adsorción, el gas procesado se envía al lecho, el cual retiene el contenido de agua presente en el gas. Cuando este lecho se satura en agua, una corriente de gas a alta temperatura es enviada para regenerar el adsorbente. Luego del proceso de regeneración, el lecho es enfriado antes de que entre nuevamente en el proceso de adsorción. Esto se logra haciendo circular gas a baja temperatura [Mokhatab *et al.*, 2006].

Después del calentamiento, el mismo gas puede utilizarse para la regeneración. Para operar de esta forma en realidad se precisan cuatro lechos que trabajan en forma cíclica y continua: dos lechos operando simultáneamente en adsorción, un lecho en el ciclo de enfriamiento y un lecho en el ciclo de regeneración [Mokhatab *et al.*, 2006].

A modo de que sea más fácil la explicación, se describe el caso más sencillo que es el de dos lechos únicamente, los cuales se encuentran simultáneamente en adsorción y desorción. En primer lugar, el gas ingresante pasa por un separador de entrada, donde se retienen residuos sólidos y líquidos. Luego el gas fluye hacia abajo a través de la torre. Las moléculas de agua son adsorbidas en las capas superiores del lecho. A medida que éstas se van saturando en agua, el agua en la corriente de gas húmedo comienza a desplazar las moléculas previamente adsorbidas hacia las capas de más abajo. También son adsorbidas algunas cantidades de hidrocarburos, que completan el espacio hueco de los poros del lecho.

Por cada componente del gas de entrada, hay una sección en el lecho adsorbente (de arriba hacia abajo) que se encuentra saturada con dicho componente y donde la sección inmediata debajo de ésta está comenzando a adsorber dicho componente. La profundidad del lecho desde el momento inicial de la adsorción hasta la saturación se denomina Zona de Transferencia de Masa. Esta zona es una sección del lecho donde un componente está transfiriendo su masa desde una corriente de gas a la superficie del adsorbente [Mokhatab *et al.*, 2006].

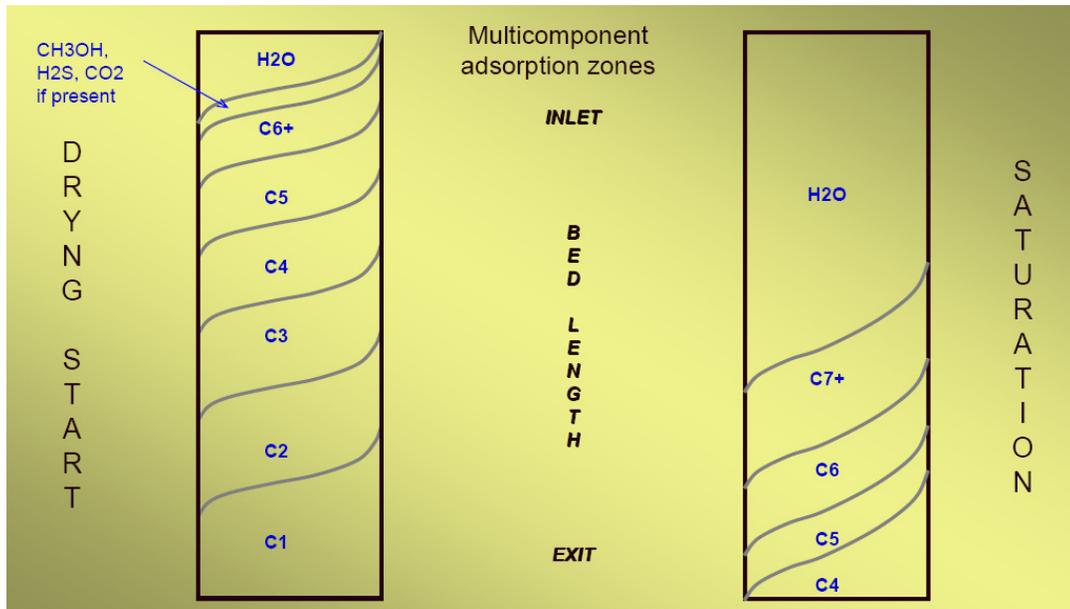


Figura 3.18. Transferencia de Masa.
Fuente: Cátedra Gas y Gasolina Natural (ITBA).

A medida que el flujo de gas continúa, la zona de transferencia de masa se mueve hacia abajo a través del lecho, y el agua desplaza los gases previamente adsorbidos en la superficie del lecho, hasta que finalmente se encuentra completamente saturado en agua (figura 3.18). Una vez que ocurre esto, se switchean las torres, la que estaba en el ciclo de adsorción pasa al ciclo de regeneración (calentamiento y enfriamiento). Por lo tanto, en todo momento hay al menos una torre adsorbiendo mientras el resto está siendo enfriada o calentada para regenerar el adsorbente.

Cuando una torre está en el ciclo de regeneración, el gas de entrada (húmedo) es calentado a altas temperaturas en el calentador (Regen gas heater) y dirigido hacia la torre para remover las partículas de agua previamente absorbidas. A medida que la temperatura dentro de la torre aumenta, el agua capturada en los poros se convierte en vapor y es absorbida por el gas natural. Este gas sale por el tope de la torre y es enfriado por el enfriador de regeneración (Regen gas cooler). Cuando el gas se enfría, el nivel de saturación de vapor agua baja significativamente, por lo tanto condensa agua. El agua es separada, y el gas de regeneración es recirculado para ser deshidratado.

A modo de resumen, en el siguiente gráfico se presenta en forma genérica el recorrido del gas natural a lo largo de la planta, ya sea para la planta de absorción refrigerada o la turboexpander.



Figura 3.19. Etapas del gas natural a lo largo de la planta.

Fuente: elaboración propia.

3.3.4 Necesidades de equipos

Recientemente se contrató a una empresa de primera línea para que realice en la planta un estudio de integridad de equipos para determinar cuáles de las existentes instalaciones puede aprovecharse, y cuáles son las inversiones estimadas para cada alternativa. A continuación se resumen los resultados de dicho estudio en cuanto al estado de las instalaciones, señalando aquellos que se pueden aprovechar para el actual proyecto y los que deben comprarse.

- ✓ **Recipientes metálicos (Equipos).** Algunos no soportan un ensayo de prueba hidráulica. Los equipos principales (Columnas, intercambiadores, reboilers) no son aprovechables, con lo cual hay que diseñar y construir equipos nuevos. Los equipos sometidos a presión y a bajas temperaturas, caso de los enfriadores, al estar contruidos con acero A212, no pasan un ensayo Charpy, quedando así fuera de norma. Por lo tanto estos equipos tampoco se pueden utilizar.
- ✓ **Líneas de proceso.** Las aéreas se encuentran deterioradas, y requieren un reemplazo total. Las líneas enterradas son imposibles de estimar el estado, pero debido a la antigüedad y la ausencia de protección catódica se recomienda un reemplazo total sin excepciones.
- ✓ **Soportes y anclajes.** Nuevamente la antigüedad de la instalación determina que tanto la soportería como los anclajes de las torres, deban ser verificados tanto en corrosión como en estado. Se recomienda un reemplazo total.
- ✓ **Drenajes y venteos.** Tanto las líneas como los recipientes de este servicio resultan imposibles de evaluar. Se recomienda el recambio total, incluyendo la construcción de una antorcha de venteo.

También se requiere una readecuación en los siguientes aspectos:

- ✓ **Instrumentación.**
- ✓ **Sistema de control.**
- ✓ **Electricidad.**
- ✓ **Equipos mecánicos.**

Los siguientes equipos, por estar en buen estado, son aprovechables, por lo tanto no requieren un reemplazo ni adecuación:

- ✓ compresores de propano
- ✓ compresores de gas residual
- ✓ almacenamiento de líquidos (figuras 3.20-3.22)
- ✓ sistema de bombas y almacenamiento de agua contra incendios
- ✓ sistema de aire de instrumentos
- ✓ manifolds
- ✓ oficinas
- ✓ laboratorio
- ✓ báscula carga/descarga camiones
- ✓ sistema de bombeo de gasolina



Figura 3.20. Tanques de almacenamiento de propano.
Fuente: Camuzzi Gas.



Figura 3.21. Tanques de almacenamiento de butano.
Fuente: Camuzzi Gas.



Figura 3.22. Tanques de almacenamiento de gasolina.
Fuente: Camuzzi Gas.

Para la alternativa 1, los equipos necesarios son los mismos que los actuales mencionados recientemente, con la salvedad de que excepto los que se puedan aprovechar deben comprarse para la implementación del proyecto.

Para el caso de la alternativa 2, también se pueden aprovechar los equipos que se encuentran en buen estado. Sin embargo, dado que esta alternativa evalúa el uso de otra tecnología de procesamiento, para lo que es la planta de tratamiento en sí se necesitarán

también otros equipos. A continuación se mencionan los principales equipos de una planta Turboexpander.

TurboExpander:

- ✓ Deshidratadores
- ✓ Filtros de Gas
- ✓ Intercambiadores de calor
- ✓ Separador frío
- ✓ Turboexpander
- ✓ Columnas y reboilers

3.3.5 Necesidades de espacio y obras

Debido a su tamaño, se determinó que el predio es lo suficientemente grande como para poder implementar cualquiera de las dos alternativas propuestas. Por lo tanto no se necesitará anexar terrenos contiguos ni mudar el predio.

En cuanto a las obras a realizar, las mismas variarán de acuerdo a la alternativa que se implemente. A continuación se enumeran las obras a realizar.

Alternativa 1 (Planta de Absorción Refrigerada).

- ✓ **Torres.** Reemplazo total.
- ✓ **Intercambiadores de calor y Reboilers.** Reemplazo total.
- ✓ **Líneas de proceso.** Reemplazo total.
- ✓ **Soportes y anclajes.** Reemplazo total.
- ✓ **Drenajes y venteos.** Instalación de un sistema completo de recolección de drenaje y venteos, incluyendo tanque API, KO drum y una antorcha.
- ✓ **Instrumentación.** Recambio de válvulas de control, instrumentos, canalizaciones, cableados y cajas de paso. Cañeros y tendidos subterráneos a sala de control.
- ✓ **Sistema de control.** Instalación de un sistema de control separado para proceso y seguridad.
- ✓ **Electricidad.** Recambio completo de instalaciones: cajas, cables, canalizaciones y tendidos.
- ✓ **Equipos mecánicos.** Recambio completo de bombas de proceso y sus motores asociados.

La realización de todas las obras necesarias hasta la puesta en marcha de la planta se estima en 14 meses, más 1 mes de puesta en marcha.

Alternativa 2 (Planta TurboExpander).

- ✓ **Planta deshidratadora.** Instalación de una planta de deshidratación por adsorción, y desafectación de la actual.
- ✓ **Turbina.** Instalación de la TurboExpander.
- ✓ **Torres.** Instalación de nuevas torres.

- ✓ **Intercambiadores de calor y Reboilers.** Instalación de equipos nuevos. .
- ✓ **Líneas de proceso.** Reemplazo total.
- ✓ **Soportes y anclajes.** Reemplazo total.
- ✓ **Drenajes y venteos.** Instalación de un sistema completo de recolección de drenaje y venteos, incluyendo tanque API, KO drum y una antorcha.
- ✓ **Instrumentación.** Recambio de válvulas de control, instrumentos, canalizaciones, cableados y cajas de paso. Cañeros y tendidos subterráneos a sala de control.
- ✓ **Sistema de control.** Instalación de un sistema de control separado para proceso y seguridad.
- ✓ **Electricidad.** Recambio completo de instalaciones: cajas, cables, canalizaciones y tendidos.
- ✓ **Equipos mecánicos.** Recambio completo de bombas de proceso y sus motores asociados.

La realización de todas las obras necesarias hasta la puesta en marcha de la planta se estima en 14 meses, más 1 mes de puesta en marcha.

En cuanto a las cuestiones ambientales, de implementarse el proyecto se realizarán trabajos de investigación de probable contaminación con hidrocarburos, de suelos y aguas subterráneas en el predio de la planta. En función de los hallazgos, se realizarán si fuera necesario las correspondientes obras de remediación.

3.3.6 Necesidades de personal

Tanto en el caso que se implemente la alternativa 1 como en el caso de la alternativa 2, se tendrá como dotación la misma cantidad que con la que se venía trabajando en la actualidad.

Dicha dotación está compuesta por 17 personas, cuyos puestos más importantes son:

- Jefe de Planta
- Jefe de Mantenimiento
- Jefe Técnico
- Responsable de Laboratorio

A continuación se presenta el organigrama con todo el personal a utilizar en la planta.

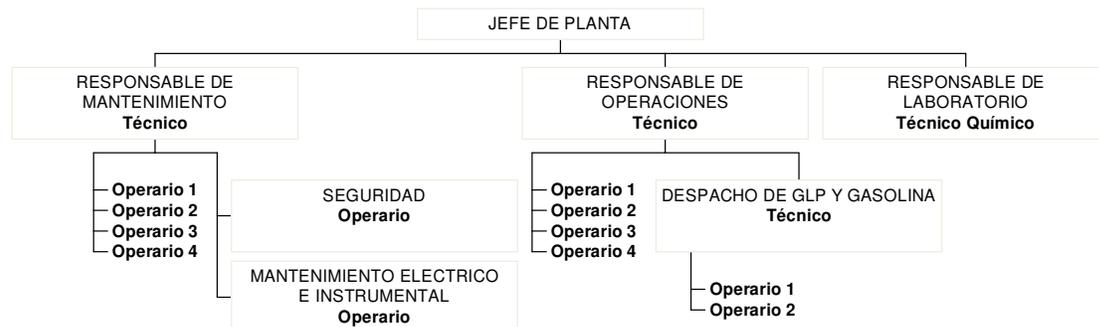


Figura 3.23. Organigrama del personal de planta.

Fuente: elaboración propia.

3.3.7 Necesidades de Insumos

En la planta se necesitan los siguientes insumos:

- ✓ Combustibles
- ✓ Lubricantes
- ✓ Elementos para seguridad
- ✓ Elementos y papel de Facturación
- ✓ Elementos de Computación
- ✓ Papelería y útiles de oficina
- ✓ Materiales varios

En el dimensionamiento económico se cuantificará el valor de los gastos en insumos.

3.3.8 Análisis de las Potencias Requeridas

3.3.8.1 Compresión y Generación Eléctrica

La potencia requerida varía según la tecnología que utilice la planta. En general, comparando la potencia requerida por las plantas de Absorción Refrigerada y las de Turboexpansión, se da lo siguiente:

Las plantas de Absorción Refrigerada requieren en refrigeración mucha más potencia que las de Turboexpansión (aproximadamente hasta 10 veces más), ya que el circuito de refrigeración es el corazón del proceso de esta primer tecnología.

Por el otro lado, las Turboexpander requieren más potencia en compresión que las de Absorción Refrigerada, ya que en las mismas se produce una gran caída de presión, que es la fuerza impulsora de dicha tecnología. Por lo tanto en las Turboexpander no sólo se requiere una alta presión de entrada, sino que también por lo general –debido a la fuerte caída de presión- es necesaria una recompresión a posteriori para poder inyectar el gas a gasoducto.

En cuanto a la potencia requerida para la generación eléctrica, para ambas tecnologías es muy similar.

Totalizando la potencia requerida, se tiene que generalmente, la potencia requerida para las plantas de Turboexpansión es aproximadamente un 30% menor a la requerida en las de Absorción Refrigerada. A continuación se presenta un gráfico comparativo de las potencias requeridas según la tecnología.

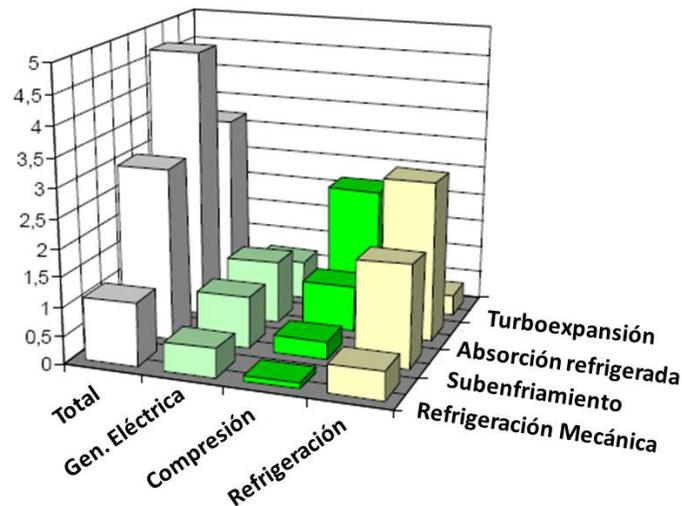
POTENCIA REQUERIDA

Figura 3.24. Comparación de las potencias requeridas por tecnología.
Fuente: Cátedra Gas y Gasolina Natural (ITBA).

Para la potencia requerida en compresión y generación eléctrica existe un contrato (que se encuentra vigente) con una empresa para la provisión de estos servicios. El contratista provee de los equipos Moto-compresores y Moto-Generadores, y también proporciona los aceites lubricantes, fluidos de refrigeración y otros consumibles que requieran estos equipos. El gas combustible (gas natural) que utilizan los equipos es proporcionado por Camuzzi.

Además, el contratista procede a la clasificación, manejo y disposición final de los residuos producidos por sus equipos, incluyendo basuras, condensados, aceites, lubricantes usados, aguas usadas, etc.

En cuanto al personal, el contratista debe mantener en el lugar de trabajo un representante, el cual recibe órdenes de Camuzzi. Y Camuzzi debe nombrar a un representante, que tenga a cargo la supervisión del servicio.

Los equipos afectados al servicio son:

Equipos Moto Compresores

- ✓ Cantidad: 3
- ✓ Potencia: 1478 HP cada uno
- ✓ Total Potencia: 4434 HP

Equipo Moto Generador

- ✓ Trifásico 50 Hz

- ✓ Potencia: 270kw, (338 KVA) continuos
- ✓ Combustible: Gas natural

Especificaciones de la compresión

- ✓ Máxima Presión de descarga: 55 kg/cm²
- ✓ Presión de Succión: 1.5 kg/cm²
- ✓ Máxima Temperatura de descarga: 50°C

En el caso que se implemente la alternativa 2 (TurboExpander) se estima será necesario agregar un equipo Moto Compresor con lo cual el total de la potencia de compresión será de 5912 HP, y se llevará la presión de operación de la planta a 70kg/cm².

Los precios de estos servicios se detallarán en el dimensionamiento económico.

3.3.8.2 Refrigeración

Para el circuito de refrigeración de la actual planta de absorción refrigerada se utilizan equipos propios, los cuales se encuentran en buen estado. En el caso que se implemente la planta de Turboexpansión, estos compresores de propano quedarán ociosos, con lo cual podrían venderse.

3.3.9 Servicios auxiliares

Los servicios auxiliares se componen de:

- ✓ Sistema Aire de Instrumentos
- ✓ Sistema Gas de Servicio
- ✓ Sistema de Venteos y Drenajes
- ✓ Sistema de Lucha contra Incendio
- ✓ Sistema de Generación de Energía Eléctrica

3.3.9.1 Aire de Instrumentos

El Sistema de Aire suministra el fluido para asistir a todos los instrumentos neumáticos de la Planta, es decir, válvulas de control, actuadores neumáticos de válvulas de shutdown, etc.

Estos sistemas se constituyen de los siguientes ítems (figura 3.25):

- ✓ Compresores que toman el aire del ambiente y lo comprimen a una presión suficiente como para alimentar a los instrumentos de la planta a fin de que los mismos respondan correctamente.
- ✓ Filtros de aire que tienen el objetivo de retener partículas sólidas y las pequeñas gotas de aceite que pueden llegar a provenir de los compresores.

- ✓ Secador de Aire para eliminar la humedad del aire y evitar así congelamiento y corrosión en las líneas.
- ✓ Pulmón de aire cuyo tamaño permita abastecer por un tiempo, en caso de que se pararan los compresores, el aire de instrumentos.
- ✓ Líneas de distribución a los distintos puntos de consumo.

La presión normal de suministro de aire es de 8 a 10 kg/cm², siendo 4kg/cm² la presión mínima.

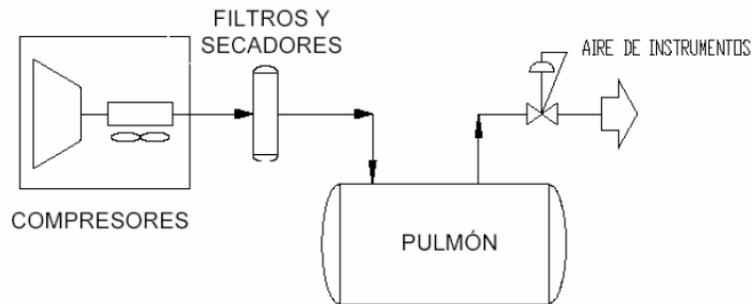


Figura 3.25. Sistema de Aire de Instrumentos.
Fuente: Cátedra Gas y Gasolina Natural (ITBA).

El sistema de aire de instrumentos se encuentra en buen estado, con lo cual no se reemplazará y será aprovechado en el nuevo proyecto.

3.3.9.2 Gas de servicio

En las instalaciones de la planta se consume una cierta de gas natural como:

- ✓ Combustible: para la alimentación de los equipos que utilizan gas natural como combustible.
- ✓ Purga: en el sistema de venteos se utiliza para la alimentación de la antorcha o como gas de purga.
- ✓ Blanketing: Mantenimiento de presión en los tanques de gasolina natural.

El gas combustible se distribuye a 7 kg/cm² y se disminuye la presión en cada consumo de acuerdo al requerimiento.

La cantidad de gas natural a consumir a lo largo del proyecto se cuantificará más adelante, cuando se desarrolle el programa de producción.

3.3.9.3 Venteos y drenajes

Los líquidos del drenaje provenientes de equipos y tanques son recogidos por un colector y se depositan en una fosa. Luego estos líquidos son cedidos a una empresa, y ésta a cambio provee el agua de uso industrial.

Los venteos provienen de la descarga de las válvulas de seguridad de la Planta y el venteo manual de los equipos cuando se ponen fuera de funcionamiento por mantenimiento.

Tal como se mencionara anteriormente, para la implementación del proyecto se reemplazarán las líneas de venteo y los recipientes. Además se instalará un sistema de antorcha (figura 3.26), hoy inexistente.

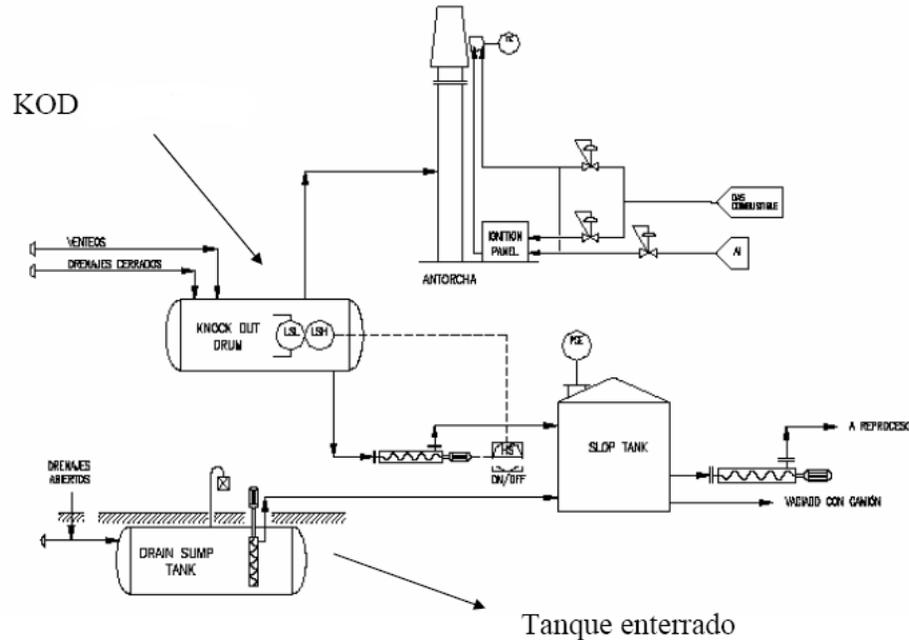


Figura 3.26. Sistema de Antorcha.
Fuente: Cátedra Gas y Gasolina Natural (ITBA).

3.3.9.4 Lucha contra Incendio

El sistema de lucha contra incendio se compone de:

- ✓ Tanque de Agua Contra Incendio
- ✓ Dos sistemas de Bombeo independientes: dos bombas a motor a diesel
- ✓ Red de Incendio
- ✓ Sistema de Espuma

Además el sistema contra incendio tiene equipamiento de aplicación local, tal como:

- ✓ Hidrantes
- ✓ Gabinetes para manguera
- ✓ Monitores de agua y de espuma
- ✓ Extintores de incendio



Figura 3.27. Hidrante y gabinete para manguera.

3.3.9.5 Sistema de Generación de Energía Eléctrica

Para el sistema de generación de energía eléctrica se tiene un contrato con una empresa, tal cual fue explicado en la sección anterior.

3.4 SELECCIÓN DEL TAMAÑO

3.4.1 Disponibilidad de gas rico

Caudal de gas proyectado:

De acuerdo a sondeos realizados por la empresa, se proyecta el volumen de gas que se podrá disponer de cada yacimiento para el proyecto actual.

Volumen a inyectar - sm ³ /día	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Meseta Espinosa*	250.000	237.500	225.625	214.344	203.627	193.445	183.773	174.584	165.855	157.562
Cañadón Seco + El Huemul	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000
Subtotal	650.000	637.500	625.625	614.344	603.627	593.445	583.773	574.584	565.855	557.562

*Declinación Meseta Espinosa 5% anual

Tabla 3.2. Volúmenes de gas rico disponible en la región.

Fuente: Camuzzi Gas.

La empresa dueña del yacimiento de Meseta Espinosa está dispuesta a firmar un contrato para proveer el 100% de su producción sin embargo, dado que dicho yacimiento se encuentra en declinación, no se comprometerán a suministrar un cierto volumen pre-establecido. Por lo tanto, tal cual se observa en la tabla anterior, el volumen a tomar de Meseta Espinosa va declinando con el correr de los años.

Con la otra empresa se tiene un contrato por unos 200.000 m³ diarios que vence a fines de 2008. Sin embargo, luego de conversaciones mantenidas con la empresa, se llegó a que se pueden obtener de la misma unos 200.000 m³ adicionales como mínimo.

Debido a que la planta de Camuzzi también posee acceso al Gasoducto troncal San Martín, se puede eventualmente tomar gas del mismo y procesarlo. Si bien es un gas más seco por las riquezas recuperadas en algunas plantas de cabecera, dicho gas posee cierta cantidad de riquezas (aportadas por yacimientos intermedios) que se procesan en Cerri. Por lo tanto, se puede dimensionar el proyecto para aprovechar al máximo la disponibilidad de gas rico actual. Luego, a medida que la disponibilidad del gas comienza a declinar, se completa la capacidad de procesamiento instalada en la planta con gas proveniente del gasoducto troncal.

3.4.2 Elección de la capacidad a instalar

Teniendo en cuenta el gas rico disponible en la región, la capacidad de los equipos e instalaciones existentes que se pueden aprovechar, y la opinión de la empresa que se contrató para que realice un estudio de integridad de la planta y presupueste el costo de las inversiones, se decide que la capacidad de procesamiento a instalar en la nueva planta será de 650.000 Sm³ diarios. Para aprovechar esta capacidad de procesamiento de la planta, se completará el volumen procesado con gas proveniente del GSM a través del PM40 (Pico Truncado).

Volumen a inyectar - sm ³ /día	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
PM 40 - Pico Truncado	0	12.500	24.375	35.656	46.373	56.555	66.227	75.416	84.145	92.438
Total a procesar	650.000	650.000	650.000	650.000	650.000	650.000	650.000	650.000	650.000	650.000

Tabla 3.3. Volúmenes de gas a tomar del gasoducto troncal.

Fuente: Camuzzi Gas.

3.5 PROGRAMA DE PRODUCCIÓN

Para calcular la cantidad de hidrocarburos a recuperar del gas natural se precisan los siguientes datos:

- a) Rendimiento de la tecnología utilizada
- b) Cromatografía del gas a procesar
- c) Caudal de gas a procesar

3.5.1 Rendimientos a utilizar

A continuación se expresan los porcentajes de recuperación de líquidos del gas natural a ser utilizados en la evaluación de las distintas alternativas de inversión.

Rendimientos a utilizar	Alternativa 1	Alternativa 2
	Absorción Refrigerada	TurboExpander
C3	73%	90%
iC4	88%	94%
nC4	88%	94%
iC5	95%	99%
nC5	95%	99%
C6	99%	100%
C7+	100%	100%

Tabla 3.4. Rendimientos de recuperación utilizados en la evaluación del proyecto.
Fuente: Datos estimados por el fabricante.

3.5.2 Cromatografías del gas a procesar

A continuación se presentan las cromatografías del gas a tomar de cada punto de inyección:

Cromatografía	Meseta Espinosa	Cañadón Seco/ El Huemul	Pico Truncado
N2	1,445	1,042	2,001
CO2	2,410	0,401	0,178
C1	86,891	89,377	90,851
C2	4,529	4,970	5,137
C3	2,252	2,042	1,116
iC4	0,440	0,395	0,292
nC4	0,833	0,792	0,271
iC5	0,248	0,208	0,074
nC5	0,422	0,350	0,041
C6	0,323	0,248	0,023
C7+	0,207	0,175	0,017
TOTAL	100,00	100,00	100,00
Densidad (rel)	0,674	0,647	0,613
PCS (Kcal/m3)	9.930	10.061	9.492

Tabla 3.5. Cromatografía del gas natural según la procedencia.
Fuente: Camuzzi Gas

3.5.3 Proyección de los volúmenes de gas a procesar

Según lo informado por la empresa constructora que se contrataría para realizar el proyecto, el plazo de ejecución de las obras de ingeniería, provisión, construcción, montaje y puesta en marcha es de 15 meses. Por lo tanto, el 2008 no se consideró en los cálculos de producción.

Volumen a procesar - sm3/día @9300Kcal	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Meseta Espinosa	0	237.500	225.625	214.344	203.627	193.445	183.773	174.584	165.855	157.562
Cañadón Seco + El Huemul	0	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000
PM 40 - Pico Truncado	0	12.500	24.375	35.656	46.373	56.555	66.227	75.416	84.145	92.438
Total a procesar	0	650.000								

Tabla 3.6. Proyección de los volúmenes a procesar.

Fuente: Elaboración propia.

3.5.4 Cálculo de productos y de gas residual

Al procesar el gas, se recuperaran del mismo hidrocarburos de alto poder calorífico (GLP y gasolina), por lo tanto el gas residual que sale y se inyecta a gasoductos tendrá un menor poder calorífico por estas retenciones realizadas en planta. En esta sección se procederá a calcular la Retención Térmica en Planta (RTP) y los productos obtenidos a lo largo de la vida del proyecto, para cada alternativa.

Metodología de cálculo

A continuación se desarrolla un ejemplo con el fin de explicar la metodología de cálculo utilizada para calcular la producción obtenida y la retención térmica en planta.

Ejemplo 3.1

Suponiendo que un día cualquiera del año 2009 se inyectan 240.000 sm³ de 9300 kcal del yacimiento Meseta Espinosa. Dado que el Poder Calorífico del gas de dicho yacimiento es de 9930Kcal/m³, en realidad se están inyectando 224.773 sm³.

Punto	Yacimiento	Volumen (Sm ³ /día)	Poder Calorífico (Kcal/m ³)	Volumen (Sm ³ /día @9300kcal)
PM 16	Meseta Espinosa	224.773	9.930	240.000

Tabla 3.7. Volumen inyectado y volumen equivalente de 9300kcal.

Teniendo en cuenta la cromatografía del gas en cuestión, y el rendimiento de recuperación de hidrocarburos de la tecnología utilizada se calcula los metros cúbicos gaseosos de los productos recuperados, y la composición del gas residual.

	Composición (%Molar)	Recuperación (%)	Gas Residual (m ³ /100m ³)	Gas Residual (%Molar)	Poder Calif. Sup. (Kcal/m ³)
N ₂	1,445		1,445	1,512	-
CO ₂	2,41		2,41	2,521	-
C ₁	86,891		86,891	90,906	9.009
C ₂	4,529		4,529	4,738	15.785
C ₃	2,252	90	0,2252	0,236	22.444
iC ₄	0,44	94	0,0264	0,028	29.005
nC ₄	0,833	94	0,04998	0,052	29.098
iC ₅	0,248	99	0,00248	0,003	35.685
nC ₅	0,422	99	0,00422	0,004	35.757
C ₆	0,323	100	0	0,000	42.420
C ₇₊	0,207	100	0	0,000	49.079
Total	100,000		95,58	100,000	9.016

Tabla 3.8. Cálculo de la composición del gas residual.

Por otro lado utilizando la densidad del propano, la densidad del butano (y la relación Gas/Líquido de la gasolina), se obtienen los productos obtenidos en kilos (y litros para la gasolina) por cada 100 sm³ de gas procesado.

	Productos (m ³ /100m ³)	Dens. (kg/m ³) y Relación G/L	Propano (kg/100m ³)	Butanos (kg/100m ³)	Gasolina (lts/100m ³)
N2	0				
CO2	0				
C1	0				
C2	0				
C3	2,0268	1,8989	3,849		
iC4	0,4136	2,5394		1,050	
nC4	0,78302	2,5473		1,995	
iC5	0,24552	194			1,266
nC5	0,41778	193,8			2,156
C6	0,323	166,3			1,942
C7+	0,207	140,6			1,472
Total	4,417		3,849	3,045	6,836

Tabla 3.9. Cálculo de los productos obtenidos por cada 100 m³ de gas procesado.

Finalmente, considerando el volumen procesado se obtiene la cantidad obtenida de cada producto. Utilizando el Poder Calorífico se expresa los resultados también en m³ de 9300 Kcal para observar de cuánto resulta la Retención Térmica en Planta.

Producto	Unidad	Cantidad	P.C.S. (Kcal/[m ³],[Kg],[lt])	Volumen Equiv. (m ³ de 9300 Kcal)
Gas Rico	(Sm ³ /día)	224.773	9930	240.000
Gas Residual	(Sm ³ /día)	214.846	9016	208.285
Propano	(kg/día)	8.651	12034	11.194
Butanos	(kg/día)	6.844	11823	8.701
Gasolina	(lts/día)	15.365	6634	10.960

Tabla 3.10. Cálculo de los productos obtenidos en el procesamiento.

Dado que el gas ingresante es 240.000 m³ equivalentes de 9300 kcal y el gas residual es 208.285 m³ equivalentes de 9300 kcal, en este caso se tiene que el gas RTP es de 31.715m³ equivalentes de 9300 kcal.

Para calcular el total de la producción obtenida y de la RTP a lo largo del proyecto, se utilizará la metodología de cálculo explicada en el ejemplo anterior. Por lo tanto, se harán estos mismos cálculos para ambas alternativas, y considerando el gas procesado de cada yacimiento, año por año.

3.5.5 Resumen de resultados

Realizando los cálculos correspondientes para todos los años y el total del volumen de gas, se obtiene el total de la cantidad producida a lo largo del proyecto, y la RTP del mismo. A continuación se resume los resultados obtenidos para cada alternativa.

Alternativa 1: Planta Absorción Refrigerada

RTP sm3/día @9300kcal	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Meseta Espinosa	-	28.536	27.110	25.754	24.466	23.243	22.081	20.977	19.928	18.932
Cañadón Seco/El Huemul	-	41.689	41.689	41.689	41.689	41.689	41.689	41.689	41.689	41.689
Pico Truncado	-	536	1.045	1.529	1.988	2.424	2.839	3.233	3.607	3.963
Total	-	70.762	69.844	68.972	68.144	67.357	66.609	65.899	65.225	64.584

Tabla 3.11. Proyección de la RTP a lo largo del proyecto, para la alternativa 1.

Fuente: Elaboración propia.

Productos obtenidos	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Propano (ton/día)	-	17,6	17,4	17,3	17,1	17,0	16,8	16,7	16,6	16,5
Butano (ton/día)	-	16,3	16,2	16,0	15,8	15,7	15,6	15,4	15,3	15,2
Gasolina (m3/día)	-	35,1	34,5	33,9	33,3	32,7	32,2	31,7	31,2	30,8

Tabla 3.12. Proyección de la producción a lo largo del proyecto, para la alternativa 1.

Fuente: Elaboración propia.

Alternativa 2: Planta Turboexpander

RTP sm3/día @9300kcal	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Meseta Espinosa	-	31.384	29.815	28.324	26.908	25.563	24.285	23.070	21.917	20.821
Cañadón Seco/El Huemul	-	45.969	45.969	45.969	45.969	45.969	45.969	45.969	45.969	45.969
Pico Truncado	-	607	1.184	1.732	2.252	2.747	3.217	3.663	4.087	4.490
Total	-	77.960	76.968	76.025	75.129	74.279	73.470	72.702	71.973	71.280

Tabla 3.13. Proyección de la RTP a lo largo del proyecto, para la alternativa 2.

Fuente: Elaboración propia.

Productos obtenidos	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Propano (ton/día)	-	21,7	21,5	21,3	21,1	20,9	20,8	20,6	20,5	20,3
Butano (ton/día)	-	17,4	17,3	17,1	16,9	16,8	16,6	16,5	16,3	16,2
Gasolina (m3/día)	-	36,0	35,3	34,7	34,1	33,5	33,0	32,5	32,0	31,5

Tabla 3.14. Proyección de la producción a lo largo del proyecto, para la alternativa 2.

Fuente: Elaboración propia.

Además del gas “consumido” por la planta en concepto de RTP, hay que considerar el gas que se consume en los equipos y las mermas en el proceso.

Para la alternativa 1 el gas consumido como combustible en planta se estima en unos 50.000 m3 diarios, y las mermas se estiman en un 1% sobre el total del gas inyectado en la planta.

Consumos sm3/día @9300kcal	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Combustible	-	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
Mermas	-	6.500	6.500	6.500	6.500	6.500	6.500	6.500	6.500	6.500
Total	-	56.500								

Tabla 3.15. Proyección del gas consumido como combustible y mermas para la alternativa 1.

Fuente: Elaboración propia.

Para la alternativa 2 el gas consumido como combustible en planta se estima en unos 40.000 m3 diarios, y las mermas también se estiman en un 1% sobre el total del gas inyectado en la planta.

Consumos sm3/día @9300kcal	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Combustible	-	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000
Mermas	-	6.500	6.500	6.500	6.500	6.500	6.500	6.500	6.500	6.500
Total	-	46.500								

Tabla 3.16. Proyección del gas consumido como combustible y mermas para la alternativa 2.

Fuente: Elaboración propia.

Tanto el gas RTP como las mermas del proceso y el consumido como combustible de los equipos, constituyen el consumo de gas natural de la planta. Por lo tanto, la suma de esas cantidades debe ser abonada por la empresa en concepto de consumo de gas a precio industrial.

Finalmente se resume para cada alternativa, la evolución del programa de producción a lo largo del proyecto.

Programa de Producción	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
<i>-sm3 diarios de 9300kcal</i>										
Gas Procesado	-	650.000	650.000	650.000	650.000	650.000	650.000	650.000	650.000	650.000
Gas Consumido	-	127.262	126.344	125.472	124.644	123.857	123.109	122.399	121.725	121.084
RTP	-	70.762	69.844	68.972	68.144	67.357	66.609	65.899	65.225	64.584
Combustible+Mermas	-	56.500	56.500	56.500	56.500	56.500	56.500	56.500	56.500	56.500
Gas Residual	-	522.738	523.656	524.528	525.356	526.143	526.891	527.601	528.275	528.916
Producción Obtenida										
Propano (ton/día)	-	17,6	17,4	17,3	17,1	17,0	16,8	16,7	16,6	16,5
Butano (ton/día)	-	16,3	16,2	16,0	15,8	15,7	15,6	15,4	15,3	15,2
Gasolina (m3/día)	-	35,1	34,5	33,9	33,3	32,7	32,2	31,7	31,2	30,8

Tabla 3.17. Evolución del programa de producción para la alternativa 1.

Fuente: Elaboración propia.

Programa de Producción	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
<i>-sm3 diarios de 9300kcal</i>										
Gas Procesado	-	650.000	650.000	650.000	650.000	650.000	650.000	650.000	650.000	650.000
Gas Consumido	-	124.460	123.468	122.525	121.629	120.779	119.970	119.202	118.473	117.780
RTP	-	77.960	76.968	76.025	75.129	74.279	73.470	72.702	71.973	71.280
Combustible+Mermas	-	46.500	46.500	46.500	46.500	46.500	46.500	46.500	46.500	46.500
Gas Residual	-	525.540	526.532	527.475	528.371	529.221	530.030	530.798	531.527	532.220
Producción Obtenida										
Propano (ton/día)	-	21,7	21,5	21,3	21,1	20,9	20,8	20,6	20,5	20,3
Butano (ton/día)	-	17,4	17,3	17,1	16,9	16,8	16,6	16,5	16,3	16,2
Gasolina (m3/día)	-	36,0	35,3	34,7	34,1	33,5	33,0	32,5	32,0	31,5

Tabla 3.18. Evolución del programa de producción para la alternativa 2.

Fuente: Elaboración propia.

3.5.5.1 Producción versus Demanda

Dado que el consumo de GLP es estacional y la producción anual es flat, a continuación se comparan los datos proyectados para determinar si la capacidad de almacenamiento instalada es suficiente.

En el siguiente gráfico se presenta la proyección de la demanda de GLP y se agrega el programa de producción calculado en este capítulo para cada alternativa.

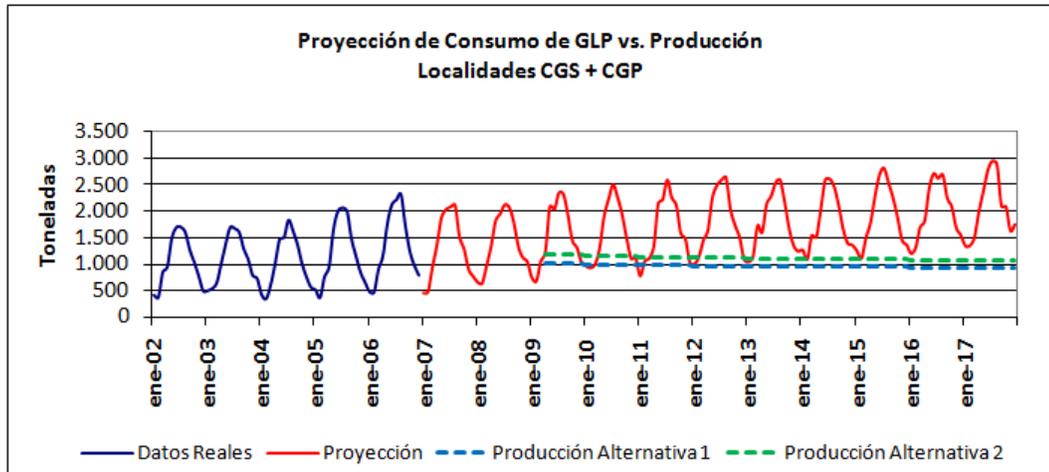


Figura 3.28. Producción y Demanda de GLP.

Fuente: Elaboración propia.

Tal como puede observarse en el gráfico, la producción mensual excede al consumo mensual solamente en el período estival de los años 2010, 2011 y 2012, aunque en una pequeña magnitud. El período más crítico es en el mes de enero de 2011, donde la producción con la alternativa 1 supera en 197 toneladas al consumo, y la alternativa 2 lo hace en 348 toneladas. Sin embargo, esto no genera problemas operativos ya que con la capacidad de almacenaje en planta más la capacidad de almacenaje en todas las localidades (en total superan las 1600 toneladas) se puede salvar la situación sin inconvenientes.

3.6 MARCOL LEGAL

3.6.1 Calidad del gas

Para inyectar el gas natural a un gasoducto se debe cumplir con las especificaciones de calidad. Este tema es controlado por el ENARGAS (Ente Nacional Regulador del GAS). La norma vigente que dicta las especificaciones a cumplir es la Resolución 622/98. A continuación se detallan los aspectos más importantes de la misma.

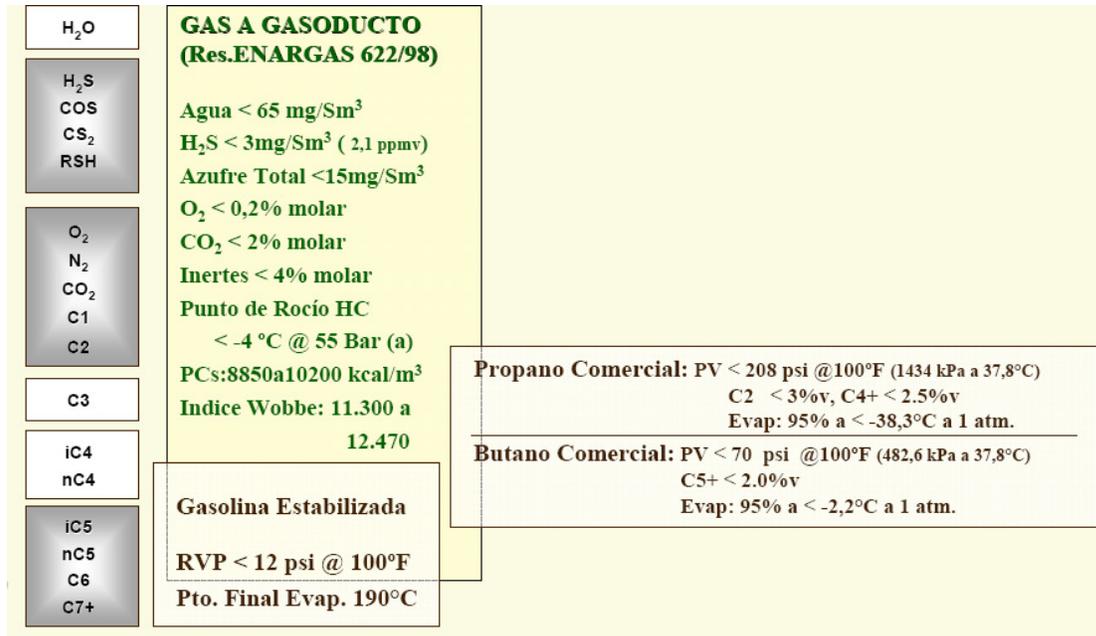


Figura 329. Especificaciones de Calidad del gas.
 Fuente: Cátedra Gas y Gasolina Natural (ITBA).

Con la implementación del proyecto se cumplirán con todas las normas vigentes.

3.6.2 Registro de la Industria del GLP

Para poder producir GLP en Argentina hay que estar inscripto en el Registro de la Industria de GLP. La normativa vigente está dictada por la Resolución 800/2004 de la Secretaría de Energía. Además, hay que cumplir con una serie de disposiciones legales informando mensualmente la producción, las compras y las ventas de producto.

Dado a que la empresa ya se encuentra inscripta en dicho Registro, no es necesario hacer un nuevo trámite de inscripción.

3.6.3 Higiene y Seguridad

Un proyecto como éste debe cumplir una serie de requisitos legales. El marco legal es realmente muy amplio, por lo tanto se procede a mencionar los puntos más importantes que afectan al proyecto en este aspecto.

Ley N° 19.587 – Seguridad e Higiene en el Trabajo

Esta Ley tiene como fin asegurar las condiciones saludables para el trabajador, protegiendo la vida y preservando la integridad psicofísica de los mismos; previniendo los riesgos y estimulando la prevención de los accidentes o enfermedades que pudiesen derivarse de la actividad laboral.

Ley N° 24.557 – De Riesgos del Trabajo (LRT)

Esta Ley y sus normas rigen la prevención de los riesgos y la reparación de los daños derivados del trabajo.

Son objetivos de esta Ley:

- ✓ Reducir la siniestralidad laboral a través de la prevención de los riesgos derivados del trabajo;
- ✓ Reparar los daños derivados de accidentes de trabajo y de enfermedades profesionales, incluyendo la rehabilitación del trabajador damnificado;
- ✓ Promover la recalificación y la recolocación de los trabajadores damnificados;
- ✓ Promover la negociación colectiva laboral para la mejora de las medidas de prevención y de las prestaciones reparadoras.

3.6.4. Consideraciones Ambientales

Nuevamente el hecho de ya contar una planta instalada es una ventaja. En este caso la inversión se estará haciendo sobre una planta existente, por lo que no se trata de un proyecto totalmente nuevo cuyo impacto en el medio ambiente se desconoce. Además, con la inversión se utilizarán equipos e instalaciones más nuevas que las instaladas, por lo que el impacto al ambiente disminuirá. De todos modos, previo al inicio de las obras, se contratará una consultora especializada para que realice una evaluación de impacto ambiental.

El proyecto se realizará respetando las normativas vigentes en este aspecto. Dado que este tema es muy extenso solamente se mencionan las normas más importantes a cumplir.

- ✓ Ley Nacional General del Ambiente 25.675
- ✓ Ley Nacional de Gestión Integral de Residuos Industriales 25.612
- ✓ Ley Nacional de Residuos Especiales 24.051
- ✓ Ley Provincial de Residuos Especiales 2.567

3.7. LAY OUT

Para el diseño del Lay Out de cada alternativa se respetaron las instalaciones existentes que se aprovecharán en el proyecto. Por lo tanto, el layout es similar al existente actual. El mismo puede observarse en el Anexo III.

4. DIMENSIONAMIENTO ECONÓMICO

4.1 INGRESOS DEL PROYECTO

En el estudio de mercado se calcularon las proyecciones de los precios de venta. Luego, en el dimensionamiento de ingeniería se proyectaron las cantidades a producir, según cada alternativa de inversión. Teniendo en cuenta ambos cálculos, se obtienen los ingresos por ventas del proyecto.

En cuanto al tipo de cambio, se utilizará como supuesto la siguiente proyección del mismo.

Tasa de cambio (AR\$/U\$D)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
	3,17	3,20	3,30	3,30	3,30	3,30	3,40	3,40	3,40	3,40

Tabla 4.1. Proyección del tipo de cambio.

Fuente: The Economist (hasta el 2012, luego estimado).

A continuación se presentan los precios utilizados para el cálculo de los ingresos del proyecto. Vale aclarar que el proyecto se analizará económico- financieramente en moneda constante.

Precios	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
GLP (\$/ton)	1.448	1.435	1.380	1.326	1.274	1.257	1.202	1.148	1.152
Gasolina (\$/m3)	889	899	881	864	847	854	836	818	819
Compresión (\$/m3)*	0,0243	0,0317	0,0317	0,0487	0,0487	0,0753	0,0753	0,1004	0,1004

Tabla 4.2. Proyección de los precios de venta.

**Precio mix ponderado*

Fuente: Elaboración propia.

El precio de compresión se refiere al servicio que se le brindará a las empresas proveedoras del gas natural, por tratar el gas en la planta y ponerlo en condiciones aptas para la venta. La tarifa proyectada de este servicio se expresa a continuación. Para el 2009 se utilizó el precio real que se utilizaba cuando la vieja planta se encontraba en operación. Del 2010 en adelante se utilizó como valor supuesto el 20% sobre el precio del gas pagado a cada productor.

Tarifa Compresión	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Productor 1 (\$/m3)	0,0205	0,0317	0,0317	0,0487	0,0487	0,0753	0,0753	0,1004	0,1004
Productor 2 (\$/m3)	0,0265	0,0317	0,0317	0,0487	0,0487	0,0753	0,0753	0,1004	0,1004

Tabla 4.3. Proyección de los precios del servicio de compresión a brindar.

Fuente: Elaboración propia.

Con la proyección de precios y con los volúmenes de gas procesado y de producción estipulados en el estudio de ingeniería, se calcula el ingreso del proyecto para cada alternativa de inversión.

Alternativa 1

Ingresos	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
GLP	\$ 13.132.524	\$ 17.107.313	\$ 16.291.179	\$ 15.518.409	\$ 14.774.502	\$ 14.450.588	\$ 13.709.594	\$ 12.990.461	\$ 13.041.600
Gasolina	\$ 8.361.152	\$ 11.001.800	\$ 10.596.321	\$ 10.208.130	\$ 9.840.267	\$ 9.765.195	\$ 9.408.667	\$ 9.064.118	\$ 9.009.316
Compresión	\$ 4.174.403	\$ 7.032.651	\$ 6.905.838	\$ 10.439.025	\$ 10.262.950	\$ 15.602.414	\$ 15.356.831	\$ 20.164.702	\$ 19.869.183
Total Ventas	\$ 25.668.078	\$ 35.141.764	\$ 33.793.338	\$ 36.165.564	\$ 34.877.719	\$ 39.818.198	\$ 38.475.091	\$ 42.219.280	\$ 41.920.099

Tabla 4.4. Proyección de los ingresos totales del proyecto.

Fuente: Elaboración propia.

Alternativa 2

Ingresos	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
GLP	\$ 15.170.070	\$ 19.736.152	\$ 18.795.227	\$ 17.904.253	\$ 17.046.504	\$ 16.673.280	\$ 15.818.769	\$ 14.989.419	\$ 15.032.882
Gasolina	\$ 8.561.495	\$ 11.263.431	\$ 10.848.536	\$ 10.451.319	\$ 10.074.896	\$ 9.998.233	\$ 9.633.384	\$ 9.280.782	\$ 9.223.275
Compresión	\$ 4.174.403	\$ 7.032.651	\$ 6.905.838	\$ 10.439.025	\$ 10.262.950	\$ 15.602.414	\$ 15.356.831	\$ 20.164.702	\$ 19.869.183
Total Ventas	\$ 27.905.968	\$ 38.032.234	\$ 36.549.601	\$ 38.794.597	\$ 37.384.351	\$ 42.273.927	\$ 40.808.983	\$ 44.434.902	\$ 44.125.340

Tabla 4.5. Proyección de los ingresos totales del proyecto.

Fuente: Elaboración propia.

En ambos casos a la producción a vender se le neteó la cantidad utilizada para almacenamiento permanente.

4.2 INVERSIÓN EN ACTIVO FIJO

En esta sección se contemplan las inversiones anuales en Activo Fijo necesarias a lo largo de la vida del proyecto. Dichas inversiones conformarán finalmente un calendario anual de inversiones sobre el cual se decidirá la política de financiamiento.

Las inversiones que se presentan en esta sección están en valores al contado, con el IVA discriminado y sin afectar por ninguna tasa de interés.

Las inversiones en Activo Fijo son separadas en Bienes de Uso, Rubros Asimilables (Cargos Diferidos) e IVA sobre inversiones.

4.2.1 Bienes de Uso

El conjunto de Bienes de Uso en los que se realiza las inversiones se muestra a continuación.

Terreno

En este caso, como ya se posee el predio, y el mismo tiene tamaño suficiente como para implementar cualquiera de las alternativas de inversión, no es necesario invertir en la adquisición de otro terreno o en la ampliación del mismo. Sin embargo, es posible que se requiera realizar obras de remediación de suelos en algunos sectores del terreno, debido al tiempo que estuvo operando la anterior planta.

Por lo tanto, para ambas alternativas de inversión el monto de inversiones en terreno será debido al concepto señalado recientemente.

Obras civiles e infraestructura

En ninguna de las alternativas es necesario realizar construcciones adicionales a las existentes. En cuanto a la infraestructura, lo único que se hará un recambio completo de instalaciones de electricidad: cajas, cables, canalizaciones y tendidos.

Maquinarias y/o equipos

Para cada alternativa, la inversión que figura en este ítem corresponde a la compra de los equipos que se necesitan adquirir, según se describió en el estudio de Ingeniería.

En este rubro se decidió incluir la inversión necesaria para el traslado de los equipos hasta la planta, y el montaje de los mismos. Se realizó de esta forma ya que los gastos de transporte y montaje de equipos deben incorporarse contablemente al valor de las máquinas y equipos y amortizarse conjuntamente. Además, tanto el traslado como el montaje serán realizados y facturados conjuntamente por la misma empresa constructora que provee la maquinaria.

Rodados

En este ítem se incluye la compra de 2 camionetas Toyota Hilux 2.5 TD C/D 4x4 DX. A los 5 años de uso se venderán y se comprarán 2 nuevas.

Imprevistos

Para este ítem se consideró un 2% del total de la inversión en bienes de uso, para considerar el posible efecto de la inversión en un rubro que no se haya detectado.

4.2.2 Cargos Diferidos

Las inversiones dentro de este rubro incluyen:

Investigaciones y estudios

En este rubro se incluye los gastos relacionados a la contratación de una consultora para la evaluación de impacto ambiental.

Gastos de administración e ingeniería durante la instalación

En este rubro se imputan los gastos que se realizan desde que se inicia la ejecución del proyecto hasta el momento en que se encuentra operando normalmente. En los mismos se incluye el sueldo de personal y la capacitación y entrenamiento del mismo. El salario del personal no se incluyó para la base del cálculo del IVA. En este rubro también se imputarán luego los intereses pre-operativos, una vez definida la política de financiamiento con su respectiva tasa de interés. Esto se calculará en el dimensionamiento financiero.

En el año 2009 se consideró a los salarios de los primeros 3 meses, ya que en ese lapso el proyecto aún no estará en funcionamiento.

Imprevistos

Se consideró un porcentaje de 6% sobre el total de los rubros asimilables

4.2.3 IVA sobre Inversiones

El IVA de la inversión en Activo Fijo fue computado en forma discriminada. El monto en este concepto constituye un crédito fiscal.

Finalmente se presenta a continuación la inversión total en Activo Fijo, para cada una de las alternativas del proyecto.

Alternativa 1

Tipo de cambio		3,17 AR\$/U\$D	
Año 2008			
Inversiones en Activo Fijo	Gasto en AR\$	Gasto en U\$D	Gasto Total (AR\$)
<u>Bienes de Uso</u>			
Terreno	\$ 1.500.000		\$ 1.500.000
Obras civiles/ infraestructura	\$ 30.000		\$ 30.000
Maquinarias/ equipos		7.700.000	\$ 24.409.000
Rodados	\$ 200.000		\$ 200.000
Imprevistos	\$ 34.600	154.000	\$ 522.780
Total Bienes de Uso	1.764.600	7.854.000	26.661.780
<u>Cargos Diferidos</u>			
Investigaciones y estudios	\$ 180.000		\$ 180.000
Gastos Adm. e Ingeniería	\$ 376.260		\$ 376.260
Imprevistos	\$ 33.376	-	\$ 33.376
Intereses preoperativos	\$ -		\$ -
Total Cargos Diferidos	589.636	-	589.636
Total Activo Fijo sin IVA	\$ 2.354.236	7.854.000	\$ 27.251.416
Total IVA	\$ 494.389	1.649.340	\$ 5.722.797
Total Activos con IVA	\$ 2.848.625	9.503.340	\$ 32.974.213

Tabla 4.6. Inversión en Activo Fijo – Año 2008.

Fuente: Elaboración propia.

Tipo de cambio 3,20 AR\$/U\$D			
Año 2009			
Inversiones en Activo Fijo	Gasto en AR\$	Gasto en U\$D	Gasto Total (AR\$)
Cargos Diferidos			
Investigaciones y estudios	\$ -		\$ -
Gastos Adm. e Ingeniería	\$ 409.450		\$ 409.450
Imprevistos	\$ 24.567	-	\$ 24.567
Total Cargos Diferidos	434.017	-	434.017
Total Activo Fijo sin IVA	\$ 434.017	-	\$ 434.017
Total IVA	\$ 11.459	-	\$ 11.459
Total Activos con IVA	\$ 445.476	-	\$ 445.476

Tabla 4.7. Inversión en Activo Fijo – Año 2009.

Fuente: Elaboración propia.

Alternativa 2

Tipo de cambio 3,17 AR\$/U\$D			
Año 2008			
Inversiones en Activo Fijo	Gasto en AR\$	Gasto en U\$D	Gasto Total (AR\$)
Bienes de Uso			
Terreno	\$ 1.500.000		\$ 1.500.000
Obras civiles/ infraestructura	\$ 30.000		\$ 30.000
Maquinarias/ equipos		14.000.000	\$ 44.380.000
Rodados	\$ 200.000		\$ 200.000
Imprevistos	\$ 34.600	280.000	\$ 922.200
Total Bienes de Uso	1.764.600	14.280.000	47.032.200
Cargos Diferidos			
Investigaciones y estudios	\$ 180.000		\$ 180.000
Gastos Adm. e Ingeniería	\$ 376.260		\$ 376.260
Imprevistos	\$ 33.376	-	\$ 33.376
Intereses preoperativos	\$ -		\$ -
Total Cargos Diferidos	589.636	-	589.636
Total Activo Fijo sin IVA	\$ 2.354.236	14.280.000	\$ 47.621.836
Total IVA	\$ 494.389	2.998.800	\$ 10.000.585
Total Activos con IVA	\$ 2.848.625	17.278.800	\$ 57.622.421

Tabla 4.8. Inversión en Activo Fijo – Año 2008.

Fuente: Elaboración propia.

Tipo de cambio		3,20 AR\$/U\$D	
Año 2009			
Inversiones en Activo Fijo	Gasto en AR\$	Gasto en U\$D	Gasto Total (AR\$)
Cargos Diferidos			
Investigaciones y estudios	\$ -		\$ -
Gastos Adm. e Ingeniería	\$ 409.450		\$ 409.450
Imprevistos	\$ 24.567		\$ 24.567
Total Cargos Diferidos	434.017		434.017
Total Activo Fijo sin IVA	\$ 434.017		\$ 434.017
Total IVA	\$ 11.459	-	\$ 11.459
Total Activos con IVA	\$ 445.476		\$ 445.476

Tabla 4.9. Inversión en Activo Fijo – Año 2009.

Fuente: Elaboración propia.

4.2.4 Renovación de Activos Fijos

Como la duración de la vida útil del proyecto es de 9 años, será necesaria la renovación de ciertos activos fijos cuya vida útil es inferior a dicho lapso de tiempo. La renovación implica la venta y la posterior compra de los mismos tipos de bienes en condiciones óptimas. En particular los activos fijos que se habrán de renovar son los siguientes:

- ✓ Rodados. Se venderán las camionetas a los 5 años y se comprarán 2 nuevas.
- ✓ Muebles. Se renovarán los muebles existentes a los 5 años.
- ✓ Imprevistos. Se considera una inversión de \$40.000 en imprevistos a los 5 años.

A continuación se presenta una tabla con las renovaciones de bienes de uso a realizar en el proyecto. En el valor de adquisición de rodados se neteó el valor de venta de los usados.

Alternativas 1 y 2

Tipo de cambio		3,30 AR\$/U\$D	
Año 2013			
Inversiones en Activo Fijo	Gasto en AR\$	Gasto en U\$D	Gasto Total (AR\$)
Bienes de Uso			
Rodados	\$ 140.000		\$ 140.000
Muebles Oficina/ Computadoras	\$ 50.000		\$ 50.000
Imprevistos	\$ 40.000		\$ 40.000
Total Activo Fijo sin IVA	\$ 230.000	-	\$ 230.000
Total IVA	\$ 48.300		\$ 48.300
Total Activos con IVA	\$ 278.300	-	\$ 278.300

Tabla 4.10. Inversión en Activo Fijo – Año 2013.

Fuente: Elaboración propia.

4.2.5 Total de inversiones en Activo Fijo

Incorporando las renovaciones de los bienes de uso, las inversiones totales en activos fijos durante la vida del proyecto son las que se presentan en el cuadro que se adjunta a continuación.

Alternativa 1

Inversiones en Activo Fijo	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Bienes de Uso	\$ 26.661.780	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 230.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Cargos Diferidos	\$ 589.636	\$ 434.017	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Total AF sin IVA	\$ 27.251.416	\$ 434.017	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 230.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
IVA	\$ 5.722.797	\$ 11.459	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 48.300	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Total AF con IVA	\$ 32.974.213	\$ 445.476	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 278.300	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -

Alternativa 2

Inversiones en Activo Fijo	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Bienes de Uso	\$ 47.032.200	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 230.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Cargos Diferidos	\$ 589.636	\$ 434.017	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Total AF sin IVA	\$ 47.621.836	\$ 434.017	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 230.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
IVA	\$ 10.000.585	\$ 11.459	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 48.300	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Total AF con IVA	\$ 57.622.421	\$ 445.476	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 278.300	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -

Tabla 4.11. Total inversión en Activo Fijo.

Fuente: Elaboración propia.

4.2.6 Amortizaciones de las inversiones en Activo Fijo

A continuación se calculan las amortizaciones de los Activos Fijos. Se utiliza el sistema de depreciación lineal.

Alternativa 1

AÑO 2008				
Inversiones en Activo Fijo	Gasto Total (AR\$)	Vida Útil (años)	Valor Residual	Amortización Anual
<u>Bienes de Uso</u>				
Terreno	\$ 1.500.000	-	\$ 1.500.000	\$ -
Obras civiles/ infraestructura	\$ 30.000	20	\$ -	\$ 1.500
Maquinarias/ equipos	\$ 24.409.000	20	\$ 3.487.000	\$ 1.046.100
Transporte y montaje de equipos	\$ -	10		\$ -
Rodados	\$ 200.000	5	\$ 80.000	\$ 24.000
Imprevistos	\$ 522.780	5	\$ -	\$ 104.556
Total Bienes de Uso	\$ 26.661.780		\$ 5.067.000	\$ 1.176.156
<u>Cargos Diferidos</u>				
Investigaciones y estudios	\$ 180.000	5	\$ -	\$ 36.000
Gastos Adm. e Ingeniería	\$ 376.260	5	\$ -	\$ 75.252
Imprevistos	\$ 33.376	5	\$ -	\$ 6.675
Intereses preoperativos	\$ -	5	\$ -	\$ -
Total Cargos Diferidos	\$ 589.636		\$ -	\$ 117.927
Total	\$ 27.251.416		\$ 5.067.000	\$ 1.294.083

AÑO 2009				
Inversiones en Activo Fijo	Gasto Total (AR\$)	Vida Útil (años)	Valor Residual	Amortización Anual
<u>Cargos Diferidos</u>				
Gastos Adm. e Ingeniería	\$ 409.450	5	\$ -	\$ 81.890
Imprevistos	\$ 24.567	5	\$ -	\$ 4.913
Total Cargos Diferidos	\$ 434.017		\$ -	\$ 86.803

AÑO 2013				
Inversiones en Activo Fijo	Gasto Total (AR\$)	Vida Útil (años)	Valor Residual	Amortización Anual
<u>Bienes de Uso</u>				
Rodados	220.000	5	\$ 80.000	\$ 28.000
Muebles Oficina/ Computadoras	50.000	5	\$ 5.000	\$ 9.000
Imprevistos	40.000	5	\$ -	\$ 8.000
Total Bienes de Uso	\$ 310.000		\$ 85.000	\$ 45.000

Tabla 4.12. Amortizaciones de los activos fijos.
Fuente: Elaboración propia.

Alternativa 2

AÑO 2008				
Inversiones en Activo Fijo	Gasto Total (AR\$)	Vida Útil (años)	Valor Residual	Amortización Anual
Bienes de Uso				
Terreno	\$ 1.500.000	-	\$ 1.500.000	\$ -
Obras civiles/ infraestructura	\$ 30.000	20	\$ -	\$ 1.500
Maquinarias/ equipos	\$ 44.380.000	20	\$ 6.340.000	\$ 1.902.000
Transporte y montaje de equipos	\$ -	10		\$ -
Rodados	\$ 200.000	5	\$ 80.000	\$ 24.000
Imprevistos	\$ 922.200	5	\$ -	\$ 184.440
Total Bienes de Uso	\$ 47.032.200		\$ 7.920.000	\$ 2.111.940
Cargos Diferidos				
Investigaciones y estudios	\$ 180.000	5	\$ -	\$ 36.000
Gastos Adm. e Ingeniería	\$ 376.260	5	\$ -	\$ 75.252
Imprevistos	\$ 33.376	5	\$ -	\$ 6.675
Intereses preoperativos	\$ -	5	\$ -	\$ -
Total Cargos Diferidos	\$ 589.636		\$ -	\$ 117.927
Total	\$ 47.621.836		\$ 7.920.000	\$ 2.229.867

AÑO 2009				
Inversiones en Activo Fijo	Gasto Total (AR\$)	Vida Útil (años)	Valor Residual	Amortización Anual
Cargos Diferidos				
Gastos Adm. e Ingeniería	\$ 409.450	5	\$ -	\$ 81.890
Imprevistos	\$ 24.567	5	\$ -	\$ 4.913
Total Cargos Diferidos	\$ 434.017		\$ -	\$ 86.803

AÑO 2013				
Inversiones en Activo Fijo	Gasto Total (AR\$)	Vida Útil (años)	Valor Residual	Amortización Anual
Bienes de Uso				
Rodados	220.000	5	\$ 80.000	\$ 28.000
Muebles Oficina/ Computadoras	50.000	5	\$ 5.000	\$ 9.000
Imprevistos	40.000	5	\$ -	\$ 8.000
Total Bienes de Uso	\$ 310.000		\$ 85.000	\$ 45.000

Tabla 4.13. Amortizaciones de los activos fijos.

Fuente: Elaboración propia.

En el siguiente cuadro se resume las amortizaciones totales año a año.

Alternativa 1

Amortizaciones	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Activo Fijo	\$ -	\$ 1.294.083	\$ 1.380.886	\$ 1.380.886	\$ 1.380.886	\$ 1.380.886	\$ 1.179.403	\$ 1.092.600	\$ 1.092.600	\$ 1.092.600
Amort. Acum	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Activo Fijo	\$ -	\$ 1.294.083	\$ 2.674.970	\$ 4.055.856	\$ 5.436.743	\$ 6.817.629	\$ 7.997.032	\$ 9.089.632	\$ 10.182.232	\$ 11.274.832

Alternativa 2

Amortizaciones	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Activo Fijo	\$ -	\$ 2.229.867	\$ 2.316.670	\$ 2.316.670	\$ 2.316.670	\$ 2.316.670	\$ 2.035.303	\$ 1.948.500	\$ 1.948.500	\$ 1.948.500
Amort. Acum	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Activo Fijo	\$ -	\$ 2.229.867	\$ 4.546.538	\$ 6.863.208	\$ 9.179.879	\$ 11.496.549	\$ 13.531.852	\$ 15.480.352	\$ 17.428.852	\$ 19.377.352

Tabla 4.14. Amortizaciones de los activos fijos.

Fuente: Elaboración propia.

4.3 COSTOS

Al igual que las inversiones, los costos y sus proyecciones están determinados en moneda constante (sin considerar la inflación) y sin incluir el IVA.

Ya que el proyecto en análisis corresponde a una empresa en marcha el estudio de costos se realiza en forma marginal, es decir el costo se determinará en función de los gastos que origina el proyecto por sí sólo.

En el caso de este proyecto se vende rápidamente la totalidad de la producción, salvo una cantidad utilizada de stock permanente. Esto se debe a que lo que se produce no es suficiente para satisfacer el total de la demanda propia de la empresa. Por lo tanto, no se acumularán grandes cantidades de stock.

El sistema a utilizar es por “absorción”, en el cual los gastos generales de fabricación en su parte fija forman parte de los costos de fabricación

4.3.1 Centros de Costos

Para la evaluación de este proyecto se establecen los siguientes centros de costos.

- ✓ Producción
- ✓ Administración y Comercialización
- ✓ Finanzas

Cada centro de costos tiene su propia estructura de gastos, según se detalla a continuación.

Producción

Materias primas

Mano de obra directa

Gastos generales de fabricación:

Amortizaciones
Materiales
Energía adquirida y combustible
Mantenimiento y vigilancia
Tasas e impuestos
Seguros
Servicios
Gastos del personal
Otros e imprevistos

Administración y Comercialización

Personal
Seguros
Otros e imprevistos
 Gastos de representación y movilidad
 Viajes y estadías
 Papelería y gastos de oficina
 Otros e imprevistos

Finanzas

Intereses y gastos bancarios de los créditos, durante el período de explotación.
Amortización de los intereses preoperativos y gastos bancarios

Los costos y gastos serán clasificados en constantes y variables, según su variación con el volumen de producción. Esta clasificación se realiza para luego poder calcular el punto de equilibrio.

El análisis de los gastos variables permite ver cuál es la contribución de una unidad adicional en un entorno al programa de producción. En este entorno sólo se incrementarán los gastos variables, disminuyendo el costo por unidad debido a que los gastos constantes se prorratarán entre más unidades producidas.

A continuación se detallan los distintos costos del proyecto y la variabilidad de los mismos.

4.3.2 Costos de Producción

4.3.2.1 Materia Prima

La materia prima a consumirse es el **gas natural**, el cual es un gasto variable. Resulta necesario hacer las siguientes aclaraciones respecto al gas a ser computado como costo de materia prima.

Para proyectar el precio de la materia prima se tomaron las siguientes suposiciones:

- ✓ Para el primer año de operación de la planta se utilizarán los precios a los que la empresa compra el gas en la actualidad.
- ✓ Para los siguientes años se estimó un aumento escalonado cada dos años.

A continuación se presenta la proyección del precio unitario de materia prima.

Precio del Gas - \$/sm3 @9300kcal	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Meseta Espinosa	0,1095	0,1583	0,1583	0,2436	0,2436	0,3764	0,3764	0,5019	0,5019
Cañadón Seco/El Huemul	0,1080	0,1583	0,1583	0,2436	0,2436	0,3764	0,3764	0,5019	0,5019
Pico Truncado	0,1500	0,1583	0,1583	0,2436	0,2436	0,3764	0,3764	0,5019	0,5019

Tabla 4.15. Proyección del costo unitario del gas natural.

Fuente: Elaboración propia.

En el primer año de funcionamiento de la planta se considera que la misma operará 270 días, ya que los primeros 90 días todavía no estará lista. Para el resto de los años se considera que la planta opera 355 días al año.

Debido a que el gas residual (el gas natural luego de haber sido procesado) es inyectado a gasoducto y consumido por los clientes de la distribuidora de gas natural, será considerado como costo solamente la cantidad que consuma la planta. El gas consumido en planta se clasifica en RTP (Retención Térmica en Planta), gas combustible, y mermas. Tanto la RTP como las mermas serán considerados gastos directos de materia prima, mientras que el gas combustible se considerará como gasto general de fabricación.

Merms y purgas: se consideran un gasto variable. Se estima como merma un 1% del total del gas procesado.

A continuación se presenta la proyección de los gastos de MP en concepto de mermas y purgas por año.

Alternativa 1

Gasto Materia Prima -MERMAS	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Meseta Espinosa	\$ 70.202	\$ 126.813	\$ 120.472	\$ 176.074	\$ 167.271	\$ 245.584	\$ 233.304	\$ 295.519	\$ 280.743
Cañadón Seco/El Huemul	\$ 116.693	\$ 224.820	\$ 224.820	\$ 345.877	\$ 345.877	\$ 534.537	\$ 534.537	\$ 712.716	\$ 712.716
Pico Truncado	\$ 5.063	\$ 13.700	\$ 20.041	\$ 40.099	\$ 48.902	\$ 88.502	\$ 100.781	\$ 149.929	\$ 164.704
Total	\$ 191.958	\$ 365.332	\$ 365.332	\$ 562.050	\$ 562.050	\$ 868.623	\$ 868.623	\$ 1.158.164	\$ 1.158.164

Alternativa 2

Gasto Materia Prima -MERMAS	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Meseta Espinosa	\$ 70.202	\$ 126.813	\$ 120.472	\$ 176.074	\$ 167.271	\$ 245.584	\$ 233.304	\$ 295.519	\$ 280.743
Cañadón Seco/El Huemul	\$ 116.693	\$ 224.820	\$ 224.820	\$ 345.877	\$ 345.877	\$ 534.537	\$ 534.537	\$ 712.716	\$ 712.716
Pico Truncado	\$ 5.063	\$ 13.700	\$ 20.041	\$ 40.099	\$ 48.902	\$ 88.502	\$ 100.781	\$ 149.929	\$ 164.704
Total	\$ 191.958	\$ 365.332	\$ 365.332	\$ 562.050	\$ 562.050	\$ 868.623	\$ 868.623	\$ 1.158.164	\$ 1.158.164

Tabla 4.16. Proyección del costo de materia prima en concepto de mermas y purgas.

Fuente: Elaboración propia.

RTP: la Retención Térmica en Planta es un gasto variable. La misma depende de:

1. Rendimiento de recuperación de líquidos
2. Volumen de gas natural procesado
3. Hidrocarburos contenidos en el gas

Tal como se explicara en el estudio de ingeniería, se estará inyectando gas proveniente de distintos puntos. En este proyecto se utiliza el supuesto que en cada punto distinto, la composición del gas será constante a lo largo de los años. Sin embargo, debido a que a

lo largo de los años cambiará el mix de gas a ser inyectado desde cada punto, la RTP tendrá un valor distinto en cada etapa distinta (por años).

En el estudio de Ingeniería se proyectó la cantidad de RTP de cada año. A continuación se detalla al gasto proyectado en este ítem a lo largo de la vida del proyecto:

Alternativa 1

Gasto Materia Prima RTP	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Meseta Espinosa	\$ 843.503	\$ 1.523.690	\$ 1.447.506	\$ 2.115.586	\$ 2.009.806	\$ 2.950.761	\$ 2.803.223	\$ 3.550.749	\$ 3.373.212
Cañadón Seco/El Huemul	\$ 1.216.219	\$ 2.343.152	\$ 2.343.152	\$ 3.604.848	\$ 3.604.848	\$ 5.571.129	\$ 5.571.129	\$ 7.428.173	\$ 7.428.173
Pico Truncado	\$ 21.702	\$ 58.730	\$ 85.912	\$ 171.900	\$ 209.640	\$ 379.400	\$ 432.039	\$ 642.730	\$ 706.073
Total	\$ 2.081.424	\$ 3.925.572	\$ 3.876.570	\$ 5.892.334	\$ 5.824.295	\$ 8.901.290	\$ 8.806.392	\$ 11.621.651	\$ 11.507.457

Alternativa 2

Gasto Materia Prima RTP	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Meseta Espinosa	\$ 927.683	\$ 1.675.753	\$ 1.591.965	\$ 2.326.718	\$ 2.210.382	\$ 3.245.243	\$ 3.082.981	\$ 3.905.109	\$ 3.709.854
Cañadón Seco/El Huemul	\$ 1.341.068	\$ 2.583.684	\$ 2.583.684	\$ 3.974.898	\$ 3.974.898	\$ 6.143.024	\$ 6.143.024	\$ 8.190.698	\$ 8.190.698
Pico Truncado	\$ 24.590	\$ 66.543	\$ 97.341	\$ 194.767	\$ 237.528	\$ 429.871	\$ 489.513	\$ 728.231	\$ 800.000
Total	\$ 2.293.340	\$ 4.325.980	\$ 4.272.990	\$ 6.496.383	\$ 6.422.809	\$ 9.818.138	\$ 9.715.518	\$ 12.824.039	\$ 12.700.553

Tabla 4.17. Proyección del costo de materia prima en concepto de RTP.

Fuente: Elaboración propia.

De esta manera ya se tiene el costo anual en materia prima. Los resultados totales se presentan en la siguiente tabla.

Alternativa 1

Total Gasto Materia Prima	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Meseta Espinosa	\$ 913.705	\$ 1.650.503	\$ 1.567.978	\$ 2.291.660	\$ 2.177.077	\$ 3.196.345	\$ 3.036.527	\$ 3.846.268	\$ 3.653.955
Cañadón Seco/El Huemul	\$ 1.332.912	\$ 2.567.972	\$ 2.567.972	\$ 3.950.725	\$ 3.950.725	\$ 6.105.667	\$ 6.105.667	\$ 8.140.889	\$ 8.140.889
Pico Truncado	\$ 26.765	\$ 72.430	\$ 105.953	\$ 211.998	\$ 258.543	\$ 467.902	\$ 532.821	\$ 792.658	\$ 870.777
Total	\$ 2.273.382	\$ 4.290.905	\$ 4.241.902	\$ 6.454.384	\$ 6.386.345	\$ 9.769.913	\$ 9.675.015	\$ 12.779.815	\$ 12.665.620

Alternativa 2

Total Gasto Materia Prima	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Meseta Espinosa	\$ 997.885	\$ 1.802.565	\$ 1.712.437	\$ 2.502.793	\$ 2.377.653	\$ 3.490.827	\$ 3.316.286	\$ 4.200.628	\$ 3.990.597
Cañadón Seco/El Huemul	\$ 1.457.761	\$ 2.808.504	\$ 2.808.504	\$ 4.320.775	\$ 4.320.775	\$ 6.677.561	\$ 6.677.561	\$ 8.903.414	\$ 8.903.414
Pico Truncado	\$ 29.652	\$ 80.243	\$ 117.381	\$ 234.866	\$ 286.431	\$ 518.373	\$ 590.294	\$ 878.159	\$ 964.705
Total	\$ 2.485.299	\$ 4.691.312	\$ 4.638.322	\$ 7.058.433	\$ 6.984.859	\$ 10.686.760	\$ 10.584.141	\$ 13.982.202	\$ 13.858.716

Tabla 4.17. Proyección del costo de materia prima.

Fuente: Elaboración propia.

4.3.2.2 Mano de Obra Directa

En este proyecto la mano de obra directa será considerada como un gasto constante. El personal cobrará un salario fijo, independientemente del nivel de producción. Además, todas las personas que trabajan en la planta se considerarán como mano de obra directa.

El costo laboral utilizado para este proyecto se compone de:

- ✓ Básico
- ✓ Plus vacacional
- ✓ SAC
- ✓ Cargas sociales
- ✓ Horas Extras

El básico se determina en función del convenio colectivo de trabajo. En este caso, los montos de referencia fueron obtenidos a través del Convenio Colectivo de Trabajo de Empresa N° 375/99 “E”.

Los operarios tendrán como básico el establecido por el convenio laboral, mientras que los recursos de mayor rango tendrán un salario mayor, establecido por la empresa. A continuación se expresan los básicos considerados.

Cantidad	Rango	Básico	Alim.	Guardias	Total Salario	Total
1	Jefe de Planta	\$ 11.000	\$ 150	0	\$ 11.150	\$ 11.150
1	Jefe Mantenim.	\$ 7.500	\$ 150	0	\$ 7.650	\$ 7.650
1	Jefe Operaciones	\$ 7.500	\$ 150	0	\$ 7.650	\$ 7.650
1	Jefe Laboratorio	\$ 7.500	\$ 150	0	\$ 7.650	\$ 7.650
3	Subjefes	\$ 3.300	\$ 150	0	\$ 3.450	\$ 10.350
10	Operarios	\$ 2.600	\$ 150	402	\$ 3.152	\$ 31.520
Total Mensual						\$ 75.970

Tabla 4.18. Salarios del personal de planta.

Fuente: Elaboración propia.

Además, el convenio establece un adicional en el básico de \$20 por cada año de antigüedad. De esta forma se calcula el total anual de los gastos en salarios.

Costo MOD	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Total Salario	\$ 683.730	\$ 915.720	\$ 923.880	\$ 936.120	\$ 952.440	\$ 972.840	\$ 997.320	\$ 1.025.880	\$ 1.058.520

Tabla 4.19. Proyección del total de los salarios del personal de planta.

Fuente: Elaboración propia.

Para calcular el costo total de la mano de obra directa, se tienen los siguientes ítems.

- ✓ plus vacacional (estimado en un 1% sobre el total del salario).
- ✓ adicional por horas extras (estimado en un 5% sobre el total del salario).
- ✓ SAC (Sueldo Anual Complementario)
- ✓ Cargas sociales (48,89 % del salario).

De esta manera se tiene el costo total en mano de obra directa a lo largo del proyecto:

Alternativas 1 y 2

Costo MOD	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Salario	\$ 683.730	\$ 915.720	\$ 923.880	\$ 936.120	\$ 952.440	\$ 972.840	\$ 997.320	\$ 1.025.880	\$ 1.058.520
Plus Vacacional	\$ 6.837	\$ 9.157	\$ 9.239	\$ 9.361	\$ 9.524	\$ 9.728	\$ 9.973	\$ 10.259	\$ 10.585
SAC	\$ 56.978	\$ 76.310	\$ 76.990	\$ 78.010	\$ 79.370	\$ 81.070	\$ 83.110	\$ 85.490	\$ 88.210
Cargas Sociales	\$ 334.276	\$ 447.696	\$ 451.685	\$ 457.669	\$ 465.648	\$ 475.621	\$ 487.590	\$ 501.553	\$ 517.510
Horas extras c/carga	\$ 34.187	\$ 45.786	\$ 46.194	\$ 46.806	\$ 47.622	\$ 48.642	\$ 49.866	\$ 51.294	\$ 52.926
Total	\$ 1.116.007	\$ 1.494.669	\$ 1.507.988	\$ 1.527.966	\$ 1.554.604	\$ 1.587.902	\$ 1.627.859	\$ 1.674.476	\$ 1.727.752

Tabla 4.20. Proyección del total del costo de mano de obra directa.

Fuente: Elaboración propia.

Para el año 2009, en el cálculo no se consideraron los primeros 3 meses ya que el gasto de ese lapso fue imputado en cargos diferidos.

4.3.2.3 Gastos Generales de Fabricación

Amortizaciones

Las amortizaciones ya fueron calculadas anteriormente. Todas las amortizaciones son imputadas al centro de costos Producción, y constituyen un gasto fijo.

Materiales

En este rubro se consideraron materiales tales como:

- ✓ papelería y útiles (fijos)
- ✓ elementos de computación (fijos)
- ✓ elementos de seguridad (fijos)
- ✓ insumos para los equipos, tales como Lubricantes y otros productos químicos. (fijos)

Energía y Combustibles

En este rubro se consideraron los siguientes gastos:

- ✓ Energía Eléctrica (fijo + variable)
- ✓ Combustible -Gas Natural (variable)
- ✓ Servicio de compresión (fijo)

Energía Eléctrica

En este caso, la energía eléctrica es generada por equipos generadores situados en planta. El servicio es prestado por un tercero. El costo de este servicio tiene una parte fija, que es el precio del alquiler y mantenimiento de los equipos, y otra parte variable constituida por el combustible que consuman los equipos. Este valor se estima en unos 4600 m³ diarios. El combustible utilizado es el mismo gas natural procesado en la planta, por lo tanto para calcular el costo se utilizó el precio ponderado de adquisición del gas natural.

La proyección de los gastos en electricidad es la siguiente:

Alternativa 1 y 2

Electricidad	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Fijo U\$S/ Mes	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000
Fijo \$/ Año	\$ 57.600	\$ 79.200	\$ 79.200	\$ 79.200	\$ 79.200	\$ 81.600	\$ 81.600	\$ 81.600	\$ 81.600
Variable 4600 m ³ día	\$ 135.847	\$ 258.543	\$ 258.543	\$ 397.758	\$ 397.758	\$ 614.718	\$ 614.718	\$ 819.623	\$ 819.623
Total (Fijo + Variable)	\$ 193.447	\$ 337.743	\$ 337.743	\$ 476.958	\$ 476.958	\$ 696.318	\$ 696.318	\$ 901.223	\$ 901.223

Tabla 4.21. Proyección de costo de generación de energía eléctrica.

Fuente: Elaboración propia.

Combustible: se considerará como gasto variable. El combustible utilizado es el propio gas natural.

En el estudio de Ingeniería se proyectó la cantidad de gas combustible a ser consumido. A continuación se cuantifica los costos anuales en este concepto.

Alternativa 1

Gasto Combustible	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Meseta Espinosa	\$ 540.018	\$ 975.481	\$ 926.707	\$ 1.354.418	\$ 1.286.697	\$ 1.889.105	\$ 1.794.650	\$ 2.273.223	\$ 2.159.562
Cañadón Seco/El Huemul	\$ 897.642	\$ 1.729.385	\$ 1.729.385	\$ 2.660.592	\$ 2.660.592	\$ 4.111.824	\$ 4.111.824	\$ 5.482.431	\$ 5.482.431
Pico Truncado	\$ 38.942	\$ 105.384	\$ 154.158	\$ 308.452	\$ 376.173	\$ 680.785	\$ 775.240	\$ 1.153.296	\$ 1.266.958
Total	\$ 1.476.602	\$ 2.810.250	\$ 2.810.250	\$ 4.323.461	\$ 4.323.461	\$ 6.681.713	\$ 6.681.713	\$ 8.908.951	\$ 8.908.951

Alternativa 2

Gasto Combustible	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Meseta Espinosa	\$ 432.015	\$ 780.385	\$ 741.366	\$ 1.083.534	\$ 1.029.358	\$ 1.511.284	\$ 1.435.720	\$ 1.818.578	\$ 1.727.650
Cañadón Seco/El Huemul	\$ 718.113	\$ 1.383.508	\$ 1.383.508	\$ 2.128.473	\$ 2.128.473	\$ 3.289.459	\$ 3.289.459	\$ 4.385.945	\$ 4.385.945
Pico Truncado	\$ 31.154	\$ 84.307	\$ 123.327	\$ 246.762	\$ 300.938	\$ 544.628	\$ 620.192	\$ 922.637	\$ 1.013.566
Total	\$ 1.181.282	\$ 2.248.200	\$ 2.248.200	\$ 3.458.769	\$ 3.458.769	\$ 5.345.371	\$ 5.345.371	\$ 7.127.161	\$ 7.127.161

Tabla 4.22. Proyección del gasto anual en combustible.

Fuente: Elaboración propia.

Servicio de compresión:

El costo del servicio de compresión a lo largo del proyecto es el que se proyecta a continuación:

Costo del servicio de compresión	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Precio (U\$S/HP-mes)	17,50	17,50	17,50	17,50	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

Tabla 4.23. Proyección del costo de compresión.

Fuente: Elaboración propia.

Tal cual se detalló en el dimensionamiento de ingeniería, para la alternativa 1 se precisan 3 equipos motocompresores de 1478 HP, mientras que para la alternativa 2 se precisan 4 equipos.

Por lo tanto, el total de costo de compresión anual para cada alternativa es el siguiente.

Costo del servicio de compresión	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Alternativa 1 4434 HP	\$ 2.234.736	\$ 3.072.762	\$ 3.072.762	\$ 3.072.762	\$ 3.511.728	\$ 3.618.144	\$ 3.618.144	\$ 3.618.144	\$ 3.618.144
Alternativa 2 5912 HP	\$ 2.979.648	\$ 4.097.016	\$ 4.097.016	\$ 4.097.016	\$ 4.682.304	\$ 4.824.192	\$ 4.824.192	\$ 4.824.192	\$ 4.824.192

Tabla 4.24. Proyección del costo anual de compresión.

Fuente: Elaboración propia.

Mantenimiento y Vigilancia

En este rubro se consideraron los siguientes ítems:

- ✓ Mantenimiento Equipos e Instrumentos (fijo)
- ✓ Mantenimientos Talleres y Oficinas (fijo)
- ✓ Mantenimiento Vehículos (fijo)
- ✓ Vigilancia (fijo)
- ✓ Limpieza (fijo)

Impuestos y tasas

En este rubro se consideraron los impuestos municipales:

- ✓ Impuestos Municipales (fijo)

Servicios

En este rubro se consideraron los siguientes ítems:

- ✓ Teléfono (fijo)
- ✓ Correo (fijo)
- ✓ Seguros (fijo)
- ✓ Agua corriente (fijo)

Gastos del personal

En este rubro se consideraron otros gastos generados por el personal:

- ✓ Refrigerios (fijo)
- ✓ Gastos de movilidad (fijo)
- ✓ Cursos (fijo)
- ✓ Otros (fijo)

Todos estos gastos generales de fabricación se resumen en los siguientes cuadros.

Alternativa 1

Gastos Generales de Fabricación	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Materiales									
Papelería y Útiles	\$ 1.980	\$ 2.640	\$ 2.640	\$ 2.640	\$ 2.640	\$ 2.640	\$ 2.640	\$ 2.640	\$ 2.640
Elementos de computación	\$ 1.800	\$ 2.400	\$ 2.400	\$ 2.400	\$ 2.400	\$ 2.400	\$ 2.400	\$ 2.400	\$ 2.400
Elementos de seguridad	\$ 8.100	\$ 10.800	\$ 10.800	\$ 10.800	\$ 10.800	\$ 10.800	\$ 10.800	\$ 10.800	\$ 10.800
Lubricantes/Insumos Máquinas	\$ 166.500	\$ 222.000	\$ 222.000	\$ 222.000	\$ 222.000	\$ 222.000	\$ 222.000	\$ 222.000	\$ 222.000
Materiales varios	\$ 40.500	\$ 54.000	\$ 54.000	\$ 54.000	\$ 54.000	\$ 54.000	\$ 54.000	\$ 54.000	\$ 54.000
Energía y Combustibles									
Energía Eléctrica	\$ 193.447	\$ 337.743	\$ 337.743	\$ 476.958	\$ 476.958	\$ 696.318	\$ 696.318	\$ 901.223	\$ 901.223
Combustible (Gas Natural)	\$ 1.476.602	\$ 2.810.250	\$ 2.810.250	\$ 4.323.461	\$ 4.323.461	\$ 6.681.713	\$ 6.681.713	\$ 8.908.951	\$ 8.908.951
Compresión	\$ 2.234.736	\$ 3.072.762	\$ 3.072.762	\$ 3.072.762	\$ 3.511.728	\$ 3.618.144	\$ 3.618.144	\$ 3.618.144	\$ 3.618.144
Mantenimiento y Vigilancia									
Mantenim. Equipos e Instrumentos	\$ 31.500	\$ 42.000	\$ 42.000	\$ 42.000	\$ 42.000	\$ 42.000	\$ 42.000	\$ 42.000	\$ 42.000
Mantenim. Talleres y Oficinas	\$ 9.000	\$ 12.000	\$ 12.000	\$ 12.000	\$ 12.000	\$ 12.000	\$ 12.000	\$ 12.000	\$ 12.000
Mantenim. Vehículos	\$ 13.500	\$ 18.000	\$ 18.000	\$ 18.000	\$ 18.000	\$ 18.000	\$ 18.000	\$ 18.000	\$ 18.000
Vigilancia	\$ 90.000	\$ 120.000	\$ 120.000	\$ 120.000	\$ 120.000	\$ 120.000	\$ 120.000	\$ 120.000	\$ 120.000
Limpieza	\$ 144.000	\$ 192.000	\$ 192.000	\$ 192.000	\$ 192.000	\$ 192.000	\$ 192.000	\$ 192.000	\$ 192.000
Impuestos y tasas									
Impuestos Municipales	\$ 140.000	\$ 140.000	\$ 140.000	\$ 140.000	\$ 140.000	\$ 140.000	\$ 140.000	\$ 140.000	\$ 140.000
Servicios									
Teléfono	\$ 10.800	\$ 14.400	\$ 14.400	\$ 14.400	\$ 14.400	\$ 14.400	\$ 14.400	\$ 14.400	\$ 14.400
Correo	\$ 900	\$ 1.200	\$ 1.200	\$ 1.200	\$ 1.200	\$ 1.200	\$ 1.200	\$ 1.200	\$ 1.200
Seguros	\$ 8.100	\$ 10.800	\$ 10.800	\$ 10.800	\$ 10.800	\$ 10.800	\$ 10.800	\$ 10.800	\$ 10.800
Agua corriente	\$ 1.620	\$ 2.160	\$ 2.160	\$ 2.160	\$ 2.160	\$ 2.160	\$ 2.160	\$ 2.160	\$ 2.160
Gastos del personal									
Refrigerios	\$ 34.200	\$ 45.600	\$ 45.600	\$ 45.600	\$ 45.600	\$ 45.600	\$ 45.600	\$ 45.600	\$ 45.600
Gastos de movilidad	\$ 9.000	\$ 12.000	\$ 12.000	\$ 12.000	\$ 12.000	\$ 12.000	\$ 12.000	\$ 12.000	\$ 12.000
Cursos de formación	\$ 17.000	\$ 17.000	\$ 17.000	\$ 17.000	\$ 17.000	\$ 17.000	\$ 17.000	\$ 17.000	\$ 17.000
Otros	\$ 3.010	\$ 3.730	\$ 3.730	\$ 3.730	\$ 3.730	\$ 3.730	\$ 3.730	\$ 3.730	\$ 3.730
Otros									
Otros	\$ 31.597	\$ 43.332	\$ 43.332	\$ 44.725	\$ 49.114	\$ 52.372	\$ 52.372	\$ 54.421	\$ 54.421
Gastos Generales de Fabricación	\$ 4.667.893	\$ 7.186.817	\$ 7.186.817	\$ 8.840.636	\$ 9.283.992	\$ 11.971.277	\$ 11.971.277	\$ 14.405.469	\$ 14.405.469
Amortizaciones	\$ 1.294.083	\$ 1.380.886	\$ 1.380.886	\$ 1.380.886	\$ 1.380.886	\$ 1.179.403	\$ 1.092.600	\$ 1.092.600	\$ 1.092.600
Total GGF	\$ 5.961.976	\$ 8.567.704	\$ 8.567.704	\$ 10.221.523	\$ 10.664.879	\$ 13.150.680	\$ 13.063.877	\$ 15.498.069	\$ 15.498.069

Tabla 4.25. Gastos Generales de Fabricación.

Fuente: Elaboración propia.

Alternativa 2

Gastos Generales de Fabricación	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Materiales									
Paperería y Útiles	\$ 1.980	\$ 2.640	\$ 2.640	\$ 2.640	\$ 2.640	\$ 2.640	\$ 2.640	\$ 2.640	\$ 2.640
Elementos de computación	\$ 1.800	\$ 2.400	\$ 2.400	\$ 2.400	\$ 2.400	\$ 2.400	\$ 2.400	\$ 2.400	\$ 2.400
Elementos de seguridad	\$ 8.100	\$ 10.800	\$ 10.800	\$ 10.800	\$ 10.800	\$ 10.800	\$ 10.800	\$ 10.800	\$ 10.800
Lubricantes/Insumos Máquinas	\$ 166.500	\$ 222.000	\$ 222.000	\$ 222.000	\$ 222.000	\$ 222.000	\$ 222.000	\$ 222.000	\$ 222.000
Materiales varios	\$ 40.500	\$ 54.000	\$ 54.000	\$ 54.000	\$ 54.000	\$ 54.000	\$ 54.000	\$ 54.000	\$ 54.000
Energía y Combustibles									
Energía Eléctrica	\$ 193.447	\$ 337.743	\$ 337.743	\$ 476.958	\$ 476.958	\$ 696.318	\$ 696.318	\$ 901.223	\$ 901.223
Combustible (Gas Natural)	\$ 1.181.282	\$ 2.248.200	\$ 2.248.200	\$ 3.458.769	\$ 3.458.769	\$ 5.345.371	\$ 5.345.371	\$ 7.127.161	\$ 7.127.161
Compresión	\$ 2.979.648	\$ 4.097.016	\$ 4.097.016	\$ 4.097.016	\$ 4.682.304	\$ 4.824.192	\$ 4.824.192	\$ 4.824.192	\$ 4.824.192
Mantenimiento y Vigilancia									
Mantenim. Equipos e Instrumentos	\$ 31.500	\$ 42.000	\$ 42.000	\$ 42.000	\$ 42.000	\$ 42.000	\$ 42.000	\$ 42.000	\$ 42.000
Mantenim. Talleres y Oficinas	\$ 9.000	\$ 12.000	\$ 12.000	\$ 12.000	\$ 12.000	\$ 12.000	\$ 12.000	\$ 12.000	\$ 12.000
Mantenim. Vehículos	\$ 13.500	\$ 18.000	\$ 18.000	\$ 18.000	\$ 18.000	\$ 18.000	\$ 18.000	\$ 18.000	\$ 18.000
Vigilancia	\$ 90.000	\$ 120.000	\$ 120.000	\$ 120.000	\$ 120.000	\$ 120.000	\$ 120.000	\$ 120.000	\$ 120.000
Limpieza	\$ 144.000	\$ 192.000	\$ 192.000	\$ 192.000	\$ 192.000	\$ 192.000	\$ 192.000	\$ 192.000	\$ 192.000
Impuestos y tasas									
Impuestos Municipales	\$ 140.000	\$ 140.000	\$ 140.000	\$ 140.000	\$ 140.000	\$ 140.000	\$ 140.000	\$ 140.000	\$ 140.000
Servicios									
Teléfono	\$ 10.800	\$ 14.400	\$ 14.400	\$ 14.400	\$ 14.400	\$ 14.400	\$ 14.400	\$ 14.400	\$ 14.400
Correo	\$ 900	\$ 1.200	\$ 1.200	\$ 1.200	\$ 1.200	\$ 1.200	\$ 1.200	\$ 1.200	\$ 1.200
Seguros	\$ 8.100	\$ 10.800	\$ 10.800	\$ 10.800	\$ 10.800	\$ 10.800	\$ 10.800	\$ 10.800	\$ 10.800
Agua corriente	\$ 1.620	\$ 2.160	\$ 2.160	\$ 2.160	\$ 2.160	\$ 2.160	\$ 2.160	\$ 2.160	\$ 2.160
Gastos del personal									
Refrigerios	\$ 34.200	\$ 45.600	\$ 45.600	\$ 45.600	\$ 45.600	\$ 45.600	\$ 45.600	\$ 45.600	\$ 45.600
Gastos de movilidad	\$ 9.000	\$ 12.000	\$ 12.000	\$ 12.000	\$ 12.000	\$ 12.000	\$ 12.000	\$ 12.000	\$ 12.000
Cursos de formación	\$ 17.000	\$ 17.000	\$ 17.000	\$ 17.000	\$ 17.000	\$ 17.000	\$ 17.000	\$ 17.000	\$ 17.000
Otros	\$ 3.010	\$ 3.730	\$ 3.730	\$ 3.730	\$ 3.730	\$ 3.730	\$ 3.730	\$ 3.730	\$ 3.730
Otros									
Otros	\$ 39.046	\$ 53.575	\$ 53.575	\$ 54.967	\$ 60.820	\$ 64.432	\$ 64.432	\$ 66.481	\$ 66.481
Gastos Generales de Fabricación	\$ 5.124.933	\$ 7.659.264	\$ 7.659.264	\$ 9.010.441	\$ 9.601.582	\$ 11.853.043	\$ 11.853.043	\$ 13.841.788	\$ 13.841.788
Amortizaciones	\$ 2.229.867	\$ 2.316.670	\$ 2.316.670	\$ 2.316.670	\$ 2.316.670	\$ 2.035.303	\$ 1.948.500	\$ 1.948.500	\$ 1.948.500
Total GGF	\$ 7.354.800	\$ 9.975.934	\$ 9.975.934	\$ 11.327.111	\$ 11.918.252	\$ 13.888.346	\$ 13.801.543	\$ 15.790.288	\$ 15.790.288

Tabla 4.26. Gastos Generales de Fabricación.

Fuente: Elaboración propia.

Vale aclarar que los gastos generales de fabricación correspondientes a los primeros 3 meses del 2009 no se contabilizaron en esta sección, ya que habían sido imputados como inversión en gastos diferidos.

4.2.2 Administración y Comercialización

En este centro de costos se consideran los siguientes rubros.

Personal

En este rubro se considera al personal que no se encuentra en la planta. Las personas que intervendrán en el proyecto relacionadas con la administración y comercialización, no se dedican exclusivamente a lo relacionado al mismo sino que la realización de estas tareas ocupan solamente un porcentaje del tiempo que trabajan para la empresa. Por lo tanto, la implementación del proyecto no implica la contratación ni asignación de ninguna persona dedicada exclusivamente al mismo. A continuación se detalla el personal considerado para el proyecto, con su respectivo porcentaje de dedicación al mismo sobre el total de horas trabajadas en la empresa.

- ✓ Gerente Operaciones – (3%)
- ✓ Gerente Técnico – (4%)
- ✓ Analista de Compras y Logística (15%)
- ✓ Analista Comercial Sr.– (10%)
- ✓ Analista Comercial Jr. – (20%)

Puesto	Sueldo Mensual	Dedicación al proyecto	Gasto Mensual	Gasto Anual
Gerente Operaciones	\$ 18.000	3%	\$ 540	\$ 6.480
Gerente Técnico	\$ 15.000	4%	\$ 600	\$ 7.200
Analista Compras y Logística	\$ 6.000	15%	\$ 900	\$ 10.800
Analista Comercial Sr.	\$ 7.000	10%	\$ 700	\$ 8.400
Analista Comercial Jr.	\$ 3.000	20%	\$ 600	\$ 7.200
				\$ 40.080

Tabla 4.27. Estimación de los costos de personal indirecto.

Fuente: Elaboración propia.

Por lo tanto, se considerará como gastos de personal del centro de costos Administración y Comercialización los respectivos porcentajes establecidos.

Tasas e impuestos

Las empresas inscriptas como productores en la industria del GLP deben pagar una tasa de fiscalización anual. El monto de esta tasa es la cantidad de GLP (en toneladas) producidas, por la cuantía de 3 \$/tonelada.

Viajes

Se consideran 10 viajes anuales Buenos Aires – Cañadón Seco (ida y vuelta).

Papelería y gastos de oficina

Se establece la estimación de los gastos de papelería y de oficina destinados a la administración y comercialización del proyecto.

El total de los gastos imputados al centro Administración y Comercialización se detalla a continuación.

Alternativa 1

Gastos Adm & Comercialización	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Gastos Personal									
Salario	\$ 40.080	\$ 40.080	\$ 40.080	\$ 40.080	\$ 40.080	\$ 40.080	\$ 40.080	\$ 40.080	\$ 40.080
SAC	\$ 3.340	\$ 3.340	\$ 3.340	\$ 3.340	\$ 3.340	\$ 3.340	\$ 3.340	\$ 3.340	\$ 3.340
Cargas Sociales	\$ 19.996	\$ 19.996	\$ 19.996	\$ 19.996	\$ 19.996	\$ 19.996	\$ 19.996	\$ 19.996	\$ 19.996
Otros									
Viajes	\$ 25.000	\$ 25.000	\$ 25.000	\$ 25.000	\$ 25.000	\$ 25.000	\$ 25.000	\$ 25.000	\$ 25.000
Papelería y gastos de oficina	\$ 3.500	\$ 3.500	\$ 3.500	\$ 3.500	\$ 3.500	\$ 3.500	\$ 3.500	\$ 3.500	\$ 3.500
Tasa de Fiscalización	\$ 27.477	\$ 35.767	\$ 35.426	\$ 35.101	\$ 34.793	\$ 34.500	\$ 34.222	\$ 33.957	\$ 33.706
Imprevistos	\$ 560	\$ 643	\$ 639	\$ 636	\$ 633	\$ 630	\$ 627	\$ 625	\$ 622
Total Gastos Adm & Comercializ.	\$ 119.952	\$ 128.326	\$ 127.981	\$ 127.653	\$ 127.342	\$ 127.046	\$ 126.765	\$ 126.498	\$ 126.244

Alternativa 2

Gastos Adm & Comercialización	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Gastos Personal									
Salario	\$ 40.080	\$ 40.080	\$ 40.080	\$ 40.080	\$ 40.080	\$ 40.080	\$ 40.080	\$ 40.080	\$ 40.080
SAC	\$ 3.340	\$ 3.340	\$ 3.340	\$ 3.340	\$ 3.340	\$ 3.340	\$ 3.340	\$ 3.340	\$ 3.340
Cargas Sociales	\$ 19.996	\$ 19.996	\$ 19.996	\$ 19.996	\$ 19.996	\$ 19.996	\$ 19.996	\$ 19.996	\$ 19.996
Otros									
Viajes	\$ 25.000	\$ 25.000	\$ 25.000	\$ 25.000	\$ 25.000	\$ 25.000	\$ 25.000	\$ 25.000	\$ 25.000
Papelería y gastos de oficina	\$ 3.500	\$ 3.500	\$ 3.500	\$ 3.500	\$ 3.500	\$ 3.500	\$ 3.500	\$ 3.500	\$ 3.500
Tasa de Fiscalización	\$ 31.698	\$ 41.264	\$ 40.871	\$ 40.498	\$ 40.143	\$ 39.806	\$ 39.486	\$ 39.182	\$ 38.894
Imprevistos	\$ 602	\$ 698	\$ 694	\$ 690	\$ 686	\$ 683	\$ 680	\$ 677	\$ 674
Total Gastos Adm & Comercializ.	\$ 124.216	\$ 133.877	\$ 133.480	\$ 133.103	\$ 132.745	\$ 132.405	\$ 132.082	\$ 131.775	\$ 131.484

Tabla 4.28. Gastos de Administración y Comercialización.

4.2.3 Finanzas

Los intereses y gastos bancarios se calcularán luego en el dimensionamiento financiero.

4.3.4 Resumen de Costos

En esta sección se resume el total de los costos. Para ello se considerará en forma discriminada los gastos constantes de los variables.

Alternativa 1

Resumen de costos	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
MOD Fijo	\$ 1.116.007	\$ 1.494.669	\$ 1.507.988	\$ 1.527.966	\$ 1.554.604	\$ 1.587.902	\$ 1.627.859	\$ 1.674.476	\$ 1.727.752
MP Variable	\$ 2.333.596	\$ 4.370.075	\$ 4.321.072	\$ 6.533.554	\$ 6.465.515	\$ 9.849.083	\$ 9.754.185	\$ 12.858.985	\$ 12.744.791
GGF Fijo	\$ 3.055.443	\$ 4.118.024	\$ 4.118.024	\$ 4.119.417	\$ 4.562.772	\$ 4.674.846	\$ 4.674.846	\$ 4.676.895	\$ 4.676.895
GGF Variable	\$ 1.612.450	\$ 3.068.793	\$ 3.068.793	\$ 4.721.220	\$ 4.721.220	\$ 7.296.431	\$ 7.296.431	\$ 9.728.574	\$ 9.728.574
Total Gasto de Producción	\$ 8.117.496	\$ 13.051.561	\$ 13.015.877	\$ 16.902.157	\$ 17.304.112	\$ 23.408.262	\$ 23.353.321	\$ 28.938.930	\$ 28.878.012
Adm.&Com. Fijo	\$ 119.952	\$ 128.326	\$ 127.981	\$ 127.653	\$ 127.342	\$ 127.046	\$ 126.765	\$ 126.498	\$ 126.244
Total Gastos	\$ 8.237.448	\$ 13.179.887	\$ 13.143.858	\$ 17.029.810	\$ 17.431.453	\$ 23.535.308	\$ 23.480.085	\$ 29.065.428	\$ 29.004.256
Total	\$ 8.237.448	\$ 13.179.887	\$ 13.143.858	\$ 17.029.810	\$ 17.431.453	\$ 23.535.308	\$ 23.480.085	\$ 29.065.428	\$ 29.004.256

Tabla 4.29. Gastos fijos y variables.

Fuente: Elaboración propia.

Alternativa 2

Resumen de costos	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
MOD Fijo	\$ 1.116.007	\$ 1.494.669	\$ 1.507.988	\$ 1.527.966	\$ 1.554.604	\$ 1.587.902	\$ 1.627.859	\$ 1.674.476	\$ 1.727.752
MP Variable	\$ 2.535.658	\$ 4.757.525	\$ 4.704.535	\$ 7.124.646	\$ 7.051.071	\$ 10.752.973	\$ 10.650.353	\$ 14.048.415	\$ 13.924.929
GGF Fijo	\$ 3.807.804	\$ 5.152.521	\$ 5.152.521	\$ 5.153.913	\$ 5.745.054	\$ 5.892.954	\$ 5.892.954	\$ 5.895.003	\$ 5.895.003
GGF Variable	\$ 1.317.129	\$ 2.506.743	\$ 2.506.743	\$ 3.856.528	\$ 3.856.528	\$ 5.960.088	\$ 5.960.088	\$ 7.946.784	\$ 7.946.784
Total Gasto de Producción	\$ 8.776.598	\$ 13.911.458	\$ 13.871.787	\$ 17.663.053	\$ 18.207.257	\$ 24.193.918	\$ 24.131.255	\$ 29.564.678	\$ 29.494.468
Adm.&Com. Fijo	\$ 124.216	\$ 133.877	\$ 133.480	\$ 133.103	\$ 132.745	\$ 132.405	\$ 132.082	\$ 131.775	\$ 131.484
Total Gastos	\$ 8.900.814	\$ 14.045.335	\$ 14.005.267	\$ 17.796.156	\$ 18.340.003	\$ 24.326.323	\$ 24.263.337	\$ 29.696.454	\$ 29.625.952
Total	\$ 8.900.814	\$ 14.045.335	\$ 14.005.267	\$ 17.796.156	\$ 18.340.003	\$ 24.326.323	\$ 24.263.337	\$ 29.696.454	\$ 29.625.952

Tabla 4.30. Gastos fijos y variables.

Fuente: Elaboración propia.

4.4 ACTIVO DE TRABAJO

El activo de trabajo se conforma de aquellos activos no fijos necesarios para la operación del proyecto.

El activo de trabajo está compuesto por:

4.4.1 Disponibilidad mínima en cajas y bancos

La disponibilidad mínima en caja y bancos está destinada a los gastos de tesorería. Se considera el 1.5% de las ventas anuales.

4.4.2 Créditos por ventas

Al iniciar el proyecto no se contará con el ingreso de las ventas hasta el día de cobro de las mismas. Por lo tanto se debe cubrir el monto equivalente a este valor como activo de trabajo.

El crédito por ventas se aplicará de la siguiente manera.

- ✓ Servicio de compresión: se considera un plazo de 15 días.
- ✓ Gasolina: se considera un plazo de 21 días.
- ✓ Propano: debido a que este producto se encuentra subsidiado, se considera un plazo de 30 días para la fracción del precio no subsidiada (\$ 300 por tonelada), y 60 días para la fracción subsidiada.
- ✓ Butano: Idem propano.

4.4.3 Bienes de cambio

En este rubro se considera los stocks de producto. A lo largo del proyecto se supondrán las siguientes cantidades de stock permanente:

- ✓ GLP: 90 toneladas
- ✓ Gasolina: 80 m3

La valoración se realiza con el método LIFO (Last In First Out).

Finalmente se llega al valor del activo de trabajo, y se calcula la variación del mismo año a año:

Alternativa 1:

Activo de trabajo	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Disp. mínima en caja y bancos	\$ 385.021	\$ 527.126	\$ 506.900	\$ 542.483	\$ 523.166	\$ 597.273	\$ 577.126	\$ 633.289	\$ 628.801
Créditos por ventas:									
GLP	\$ 2.593.966	\$ 2.518.183	\$ 2.386.832	\$ 2.262.469	\$ 2.142.718	\$ 2.091.879	\$ 1.972.359	\$ 1.856.318	\$ 1.849.752
Gasolina	\$ 638.488	\$ 632.980	\$ 609.651	\$ 587.317	\$ 566.152	\$ 561.833	\$ 541.321	\$ 521.497	\$ 518.344
Servicio de compresión	\$ 227.695	\$ 289.013	\$ 283.802	\$ 429.001	\$ 421.765	\$ 641.195	\$ 631.103	\$ 828.686	\$ 816.542
Bienes de cambio (stock):									
GLP	\$ 130.327	\$ 129.140	\$ 124.165	\$ 119.369	\$ 114.654	\$ 113.092	\$ 108.165	\$ 103.290	\$ 103.639
Gasolina	\$ 71.129	\$ 71.908	\$ 70.515	\$ 69.124	\$ 67.762	\$ 68.346	\$ 66.891	\$ 65.423	\$ 65.503
Total Activo de Trabajo	\$ 4.046.626	\$ 4.168.351	\$ 3.981.865	\$ 4.009.763	\$ 3.836.217	\$ 4.073.619	\$ 3.896.965	\$ 4.008.504	\$ 3.982.581
Δ Activo de Trabajo	\$ 4.046.626	\$ 121.725	\$ -186.486	\$ 27.898	\$ -173.547	\$ 237.402	\$ -176.654	\$ 111.539	\$ -25.922

Alternativa 2:

Activo de trabajo	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Disp. mínima en caja y bancos	\$ 418.590	\$ 570.484	\$ 548.244	\$ 581.919	\$ 560.765	\$ 634.109	\$ 612.135	\$ 666.524	\$ 661.880
Créditos por ventas:									
GLP	\$ 2.992.472	\$ 2.905.147	\$ 2.753.702	\$ 2.610.308	\$ 2.472.222	\$ 2.413.638	\$ 2.275.800	\$ 2.141.966	\$ 2.134.448
Gasolina	\$ 653.787	\$ 648.033	\$ 624.162	\$ 601.309	\$ 579.652	\$ 575.241	\$ 554.249	\$ 533.963	\$ 530.654
Servicio de compresión	\$ 227.695	\$ 289.013	\$ 283.802	\$ 429.001	\$ 421.765	\$ 641.195	\$ 631.103	\$ 828.686	\$ 816.542
Bienes de cambio (stock):									
GLP	\$ 130.327	\$ 129.140	\$ 124.165	\$ 119.369	\$ 114.654	\$ 113.092	\$ 108.165	\$ 103.290	\$ 103.639
Gasolina	\$ 71.129	\$ 71.908	\$ 70.515	\$ 69.124	\$ 67.762	\$ 68.346	\$ 66.891	\$ 65.423	\$ 65.503
Total Activo de Trabajo	\$ 4.493.999	\$ 4.613.724	\$ 4.404.590	\$ 4.411.029	\$ 4.216.820	\$ 4.445.621	\$ 4.248.343	\$ 4.339.852	\$ 4.312.665
Δ Activo de Trabajo	\$ 4.493.999	\$ 119.724	\$ -209.134	\$ 6.439	\$ -194.209	\$ 228.801	\$ -197.278	\$ 91.509	\$ -27.186

Tabla 4.31. Activo de Trabajo.

Fuente: Elaboración propia.

4.4.4 Inversión en Activo de Trabajo

Al valorar los activos de trabajo se toman en cuenta el valor de ventas (para los créditos por ventas), y el costo total (para la mercadería de producto elaborado). Para calcular las inversiones en activo de trabajo, hay que deshacerse de los valores de las amortizaciones implícitos dentro del costo de producción y del precio de ventas, y del valor de las utilidades consideradas al fijar este último. Por consiguiente se descontarán del valor del activo de trabajo las amortizaciones imputadas a los bienes de cambio y créditos por ventas, y las utilidades consideradas en el precio de ventas utilizado para fijar los créditos por ventas. Por lo tanto, el valor final de las inversiones en Activo de Trabajo son menores que el valor del mismo. Esto da un valor más certero de las Inversiones en Activo de Trabajo.

Alternativa 1:

Inversión en Activo de trabajo	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Total Activo de Trabajo	\$ 4.046.626	\$ 4.168.351	\$ 3.981.865	\$ 4.009.763	\$ 3.836.217	\$ 4.073.619	\$ 3.896.965	\$ 4.008.504	\$ 3.982.581
menos:									
Amortizaciones imputadas en:									
Stock de elaborados -GLP	\$ 7.601	\$ 6.252	\$ 6.333	\$ 6.413	\$ 6.490	\$ 5.607	\$ 5.253	\$ 5.309	\$ 5.363
Stock de elaborados -Gasolina	\$ 4.391	\$ 3.612	\$ 3.659	\$ 3.705	\$ 3.750	\$ 3.240	\$ 3.035	\$ 3.067	\$ 3.099
Créditos por ventas -GLP	\$ 151.278	\$ 121.912	\$ 121.749	\$ 121.548	\$ 121.293	\$ 103.721	\$ 95.778	\$ 95.407	\$ 95.720
Créditos por ventas -Gasolina	\$ 39.755	\$ 31.798	\$ 31.638	\$ 31.482	\$ 31.330	\$ 26.633	\$ 24.559	\$ 24.449	\$ 24.342
Utilidades en créditos por ventas									
GLP	\$ 1.024.750	\$ 933.448	\$ 860.461	\$ 697.411	\$ 617.993	\$ 491.156	\$ 439.763	\$ 321.395	\$ 318.498
Gasolina	\$ 254.739	\$ 234.635	\$ 219.781	\$ 181.042	\$ 163.287	\$ 131.914	\$ 120.694	\$ 90.290	\$ 88.541
Servicio de compresión	\$ 90.844	\$ 107.132	\$ 102.311	\$ 132.240	\$ 121.644	\$ 150.547	\$ 140.712	\$ 143.475	\$ 139.478
Inversión en Activo de Trabajo	\$ 2.473.268	\$ 2.729.561	\$ 2.635.932	\$ 2.835.923	\$ 2.770.430	\$ 3.160.801	\$ 3.067.171	\$ 3.325.112	\$ 3.307.539
Var. Inv. en Activo de Trabajo	\$ 2.473.268	\$ 256.293	\$ -93.629	\$ 199.991	\$ -65.493	\$ 390.371	\$ -93.629	\$ 257.941	\$ -17.573
más:									
IVA en bienes de cambio									
GLP	\$ 13.684	\$ 13.560	\$ 13.037	\$ 12.534	\$ 12.039	\$ 11.875	\$ 11.357	\$ 10.845	\$ 10.882
Gasolina	\$ 14.937	\$ 15.101	\$ 14.808	\$ 14.516	\$ 14.230	\$ 14.353	\$ 14.047	\$ 13.739	\$ 13.756
Var. Inv. IVA BC	\$ 28.621	\$ 39	\$ -815	\$ -796	\$ -781	\$ -41	\$ -823	\$ -820	\$ 53
Tot. Inv. en Activo de Trabajo	\$ 2.501.889	\$ 2.758.221	\$ 2.663.777	\$ 2.862.973	\$ 2.796.699	\$ 3.187.028	\$ 3.092.576	\$ 3.349.697	\$ 3.332.177
Var. Inv. en Activo de Trabajo	\$ 2.501.889	\$ 256.332	\$ -94.444	\$ 199.196	\$ -66.274	\$ 390.329	\$ -94.452	\$ 257.121	\$ -17.520

Tabla 4.32. Inversión en Activo de Trabajo.

Fuente: Elaboración propia.

Alternativa 2:

Inversión en Activo de trabajo	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Total Activo de Trabajo	\$ 4.493.999	\$ 4.613.724	\$ 4.404.590	\$ 4.411.029	\$ 4.216.820	\$ 4.445.621	\$ 4.248.343	\$ 4.339.852	\$ 4.312.665
menos:									
Amortizaciones imputadas en:									
Stock de elaborados -GLP	\$ 11.891	\$ 9.521	\$ 9.642	\$ 9.761	\$ 9.876	\$ 8.775	\$ 8.492	\$ 8.581	\$ 8.667
Stock de elaborados -Gasolina	\$ 6.870	\$ 5.501	\$ 5.571	\$ 5.639	\$ 5.706	\$ 5.070	\$ 4.906	\$ 4.958	\$ 5.007
Créditos por ventas -GLP	\$ 273.037	\$ 214.180	\$ 213.844	\$ 213.441	\$ 212.946	\$ 187.270	\$ 178.668	\$ 177.940	\$ 178.490
Créditos por ventas -Gasolina	\$ 63.675	\$ 49.574	\$ 49.312	\$ 49.058	\$ 48.810	\$ 42.670	\$ 40.654	\$ 40.463	\$ 40.278
Utilidades en créditos por ventas									
GLP	\$ 1.131.881	\$ 1.048.120	\$ 963.848	\$ 789.787	\$ 692.860	\$ 563.090	\$ 502.902	\$ 374.613	\$ 371.238
Gasolina	\$ 249.415	\$ 233.798	\$ 218.469	\$ 181.935	\$ 162.452	\$ 134.201	\$ 122.477	\$ 93.386	\$ 91.659
Servicio de compresión	\$ 86.864	\$ 104.270	\$ 99.336	\$ 129.801	\$ 118.203	\$ 149.588	\$ 139.460	\$ 144.931	\$ 141.040
Inversión en Activo de Trabajo	\$ 2.670.367	\$ 2.948.761	\$ 2.844.568	\$ 3.031.609	\$ 2.965.967	\$ 3.354.957	\$ 3.250.784	\$ 3.494.982	\$ 3.476.287
Var. Inv. en Activo de Trabajo	\$ 2.670.367	\$ 278.394	\$ -104.193	\$ 187.041	\$ -65.642	\$ 388.991	\$ -104.173	\$ 244.198	\$ -18.695
más:									
IVA en bienes de cambio									
GLP	\$ 13.684	\$ 13.560	\$ 13.037	\$ 12.534	\$ 12.039	\$ 11.875	\$ 11.357	\$ 10.845	\$ 10.882
Gasolina	\$ 14.937	\$ 15.101	\$ 14.808	\$ 14.516	\$ 14.230	\$ 14.353	\$ 14.047	\$ 13.739	\$ 13.756
Var. Inv. IVA BC	\$ 28.621	\$ 39	\$ -815	\$ -796	\$ -781	\$ -41	\$ -823	\$ -820	\$ 53
Tot. Inv. en Activo de Trabajo	\$ 2.698.988	\$ 2.977.421	\$ 2.872.413	\$ 3.058.658	\$ 2.992.236	\$ 3.381.185	\$ 3.276.189	\$ 3.519.566	\$ 3.500.925
Var. Inv. en Activo de Trabajo	\$ 2.698.988	\$ 278.433	\$ -105.008	\$ 186.245	\$ -66.423	\$ 388.949	\$ -104.996	\$ 243.378	\$ -18.642

Tabla 4.33. Inversión en Activo de Trabajo.

Fuente: Elaboración propia.

4.5 CALENDARIO DE INVERSIONES TOTALES

Las inversiones totales están compuestas por las inversiones en Activo Fijo y las inversiones en Activo de Trabajo. En el siguiente cuadro se presenta el calendario de Inversiones Totales.

Alternativa 1

Calendario de Inversiones	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Inversiones en Activo Fijo										
Bienes de Uso	\$ 26.661.780	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 230.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Cargos Diferidos	\$ 589.636	\$ 434.017	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Subtotal Inversión en AF	\$ 27.251.416	\$ 434.017	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 230.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Inv. en Activo de Trabajo	\$ -	\$ 2.473.268	\$ 256.293	\$ -93.629	\$ 199.991	\$ -65.493	\$ 390.371	\$ -93.629	\$ 257.941	\$ -17.573
SubTotal inversiones	\$ 27.251.416	\$ 2.907.285	\$ 256.293	\$ -93.629	\$ 199.991	\$ 164.507	\$ 390.371	\$ -93.629	\$ 257.941	\$ -17.573
IVA										
IVA Bienes de Cambio	\$ -	\$ 28.621	\$ 39	\$ -815	\$ -796	\$ -781	\$ -41	\$ -823	\$ -820	\$ 53
IVA Inversión en Activo Fijo	\$ 5.722.797	\$ 11.459	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 48.300	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
SubTotal IVA	\$ 5.722.797	\$ 40.081	\$ 39	\$ -815	\$ -796	\$ 47.519	\$ -41	\$ -823	\$ -820	\$ 53
Total Inversiones	\$ 32.974.213	\$ 2.947.365	\$ 256.332	\$ -94.444	\$ 199.196	\$ 212.026	\$ 390.329	\$ -94.452	\$ 257.121	\$ -17.520

Alternativa 2

Calendario de Inversiones	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Inversiones en Activo Fijo										
Bienes de Uso	\$ 47.032.200	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 230.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Cargos Diferidos	\$ 589.636	\$ 434.017	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Subtotal Inversión en AF	\$ 47.621.836	\$ 434.017	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 230.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Inv. en Activo de Trabajo	\$ -	\$ 2.670.367	\$ 278.394	\$ -104.193	\$ 187.041	\$ -65.642	\$ 388.991	\$ -104.173	\$ 244.198	\$ -18.695
SubTotal inversiones	\$ 47.621.836	\$ 3.104.384	\$ 278.394	\$ -104.193	\$ 187.041	\$ 164.358	\$ 388.991	\$ -104.173	\$ 244.198	\$ -18.695
IVA										
IVA Bienes de Cambio	\$ -	\$ 28.621	\$ 39	\$ -815	\$ -796	\$ -781	\$ -41	\$ -823	\$ -820	\$ 53
IVA Inversión en Activo Fijo	\$ 10.000.585	\$ 11.459	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 48.300	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
SubTotal IVA	\$ 10.000.585	\$ 40.081	\$ 39	\$ -815	\$ -796	\$ 47.519	\$ -41	\$ -823	\$ -820	\$ 53
Total Inversiones	\$ 57.622.421	\$ 3.144.464	\$ 278.433	\$ -105.008	\$ 186.245	\$ 211.877	\$ 388.949	\$ -104.996	\$ 243.378	\$ -18.642

Tabla 4.34. Calendario de inversiones.

Fuente: Elaboración propia.

4.6 PUNTO DE EQUILIBRIO

El análisis del diagrama del punto de equilibrio tiene como finalidad conocer cuál debe ser el nivel mínimo de ventas a partir del cual se comienzan a obtener utilidades.

En este caso, se calculará el punto de equilibrio sobre la unidad de toneladas vendidas (GLP + Gasolina).

Se analizará en particular el comportamiento para los años 2009, 2013 y 2017, ya que los mismos son representativos del proyecto. A continuación se presentan los diagramas para cada uno de estos años.

Alternativa 1

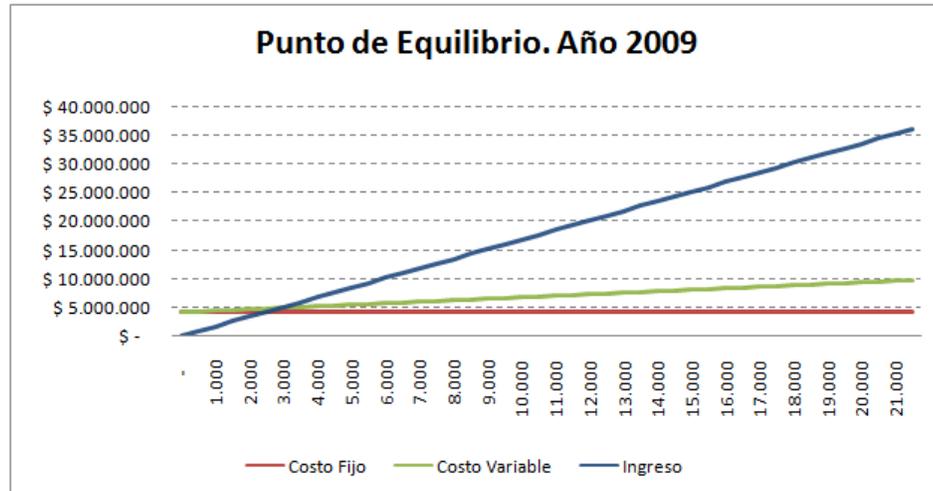


Figura 4.1. Diagrama de punto de equilibrio del año 2009.

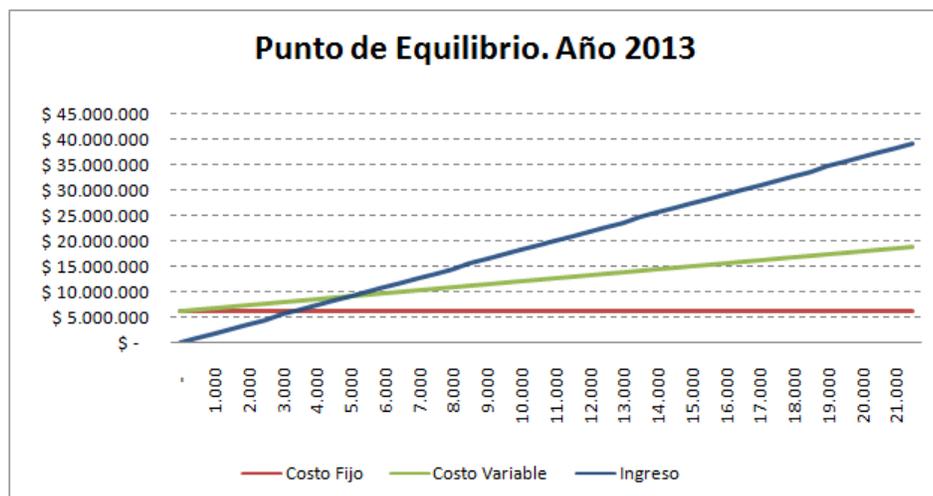


Figura 4.2. Diagrama de punto de equilibrio del año 2013.

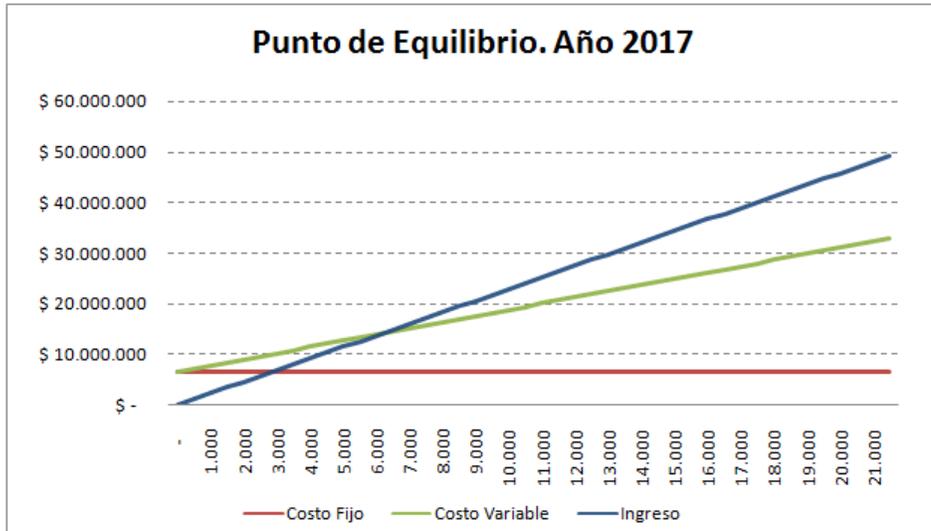


Figura 4.3. Diagrama de punto de equilibrio del año 2017.

Alternativa 2

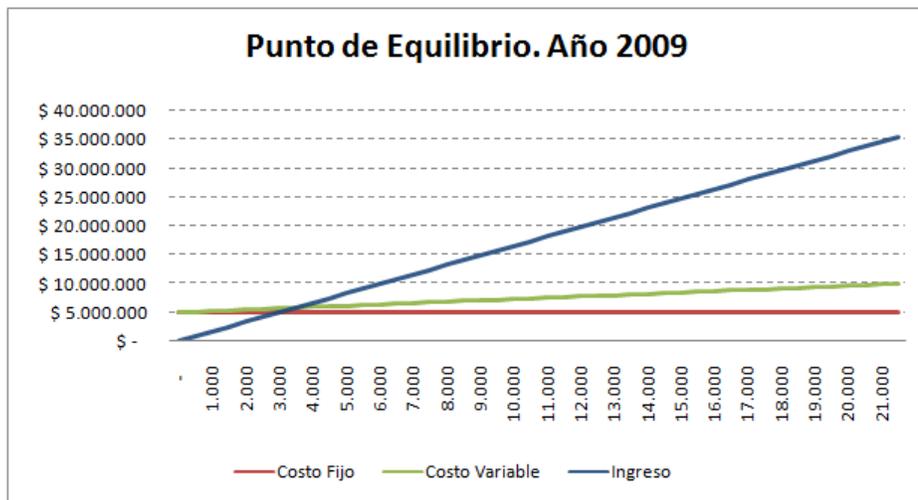


Figura 4.4. Diagrama de punto de equilibrio del año 2009.

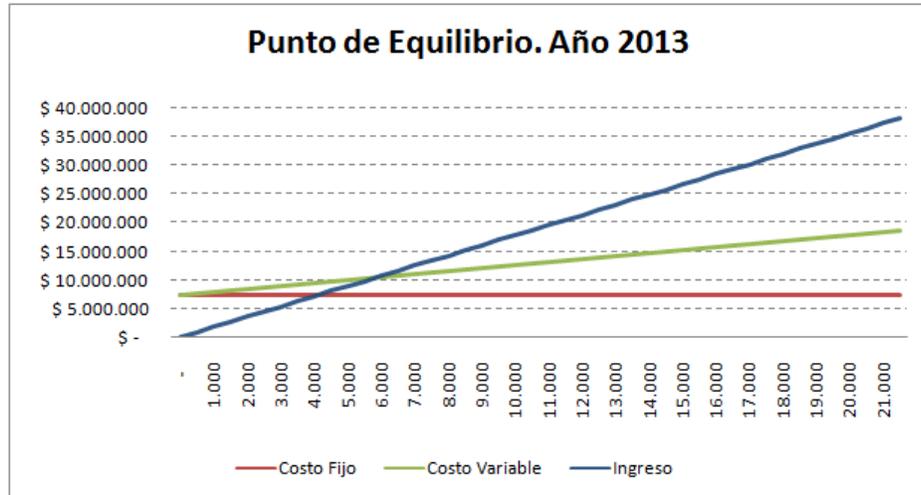


Figura 4.5. Diagrama de punto de equilibrio del año 2013.

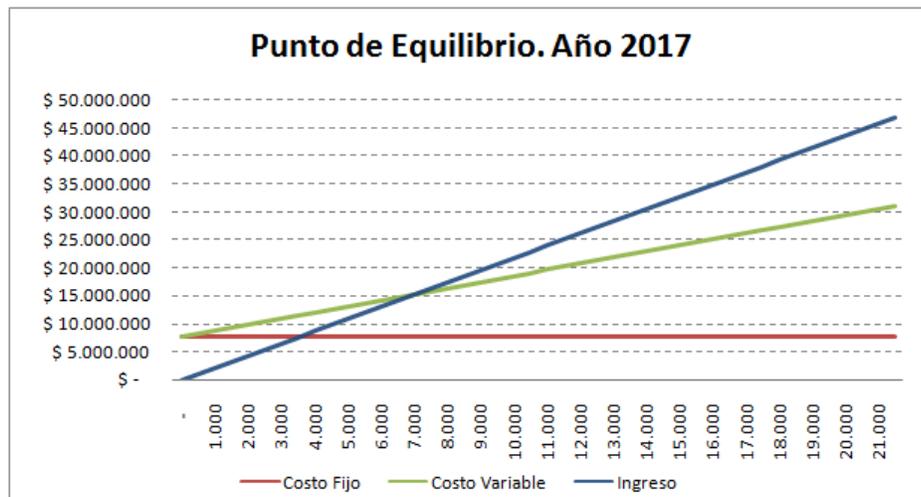


Figura 4.6. Diagrama de punto de equilibrio del año 2017.

Los puntos de equilibrio, y la producción programada para cada año son los siguientes:

Alternativa 1

Pto.Equil.	2009	2013	2017
Toneladas	3.027	5.047	6.158
Producción	2009	2013	2017
Toneladas	15.323	19.149	18.335

Alternativa 2

Pto.Equil.	2009	2013	2017
Toneladas	3.542	5.927	7.051
Producción	2009	2013	2017
Toneladas	16.877	21.112	20.235

Tabla 4.35. Puntos de equilibrio.

Fuente: Elaboración propia.

Se puede observar que en ambas alternativas se estaría operando lejos del punto de equilibrio.

4.6.1 Análisis de Sensibilidad del punto de equilibrio

Ya sea por cuestiones de mercado o políticas, los precios de venta pueden variar significativamente. La variación modifica las utilidades y por lo tanto resulta interesante analizar en qué magnitud lo hace.

A continuación se analiza cómo sería el diagrama de equilibrio en caso de disminuir el precio promedio de venta del GLP y de la gasolina en un 20 % para cada uno de los años anteriormente señalados.

Alternativa 1

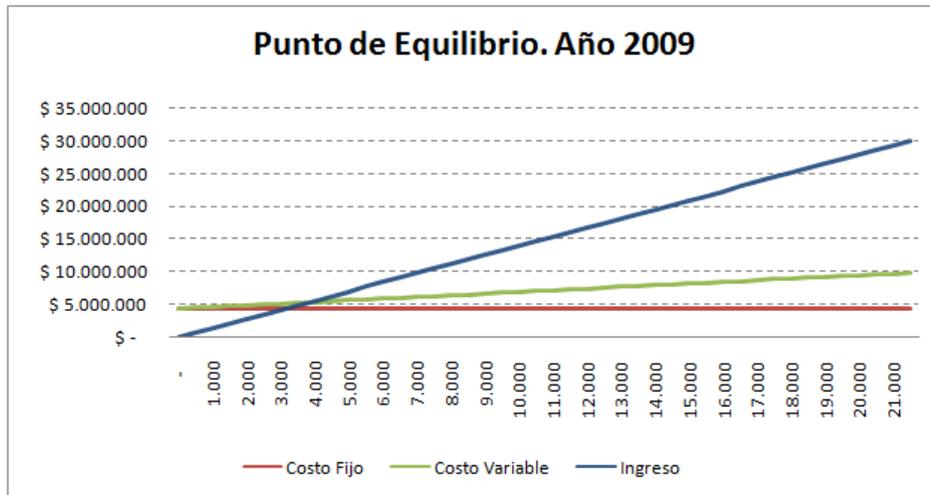


Figura 4.7. Diagrama de punto de equilibrio del año 2009.

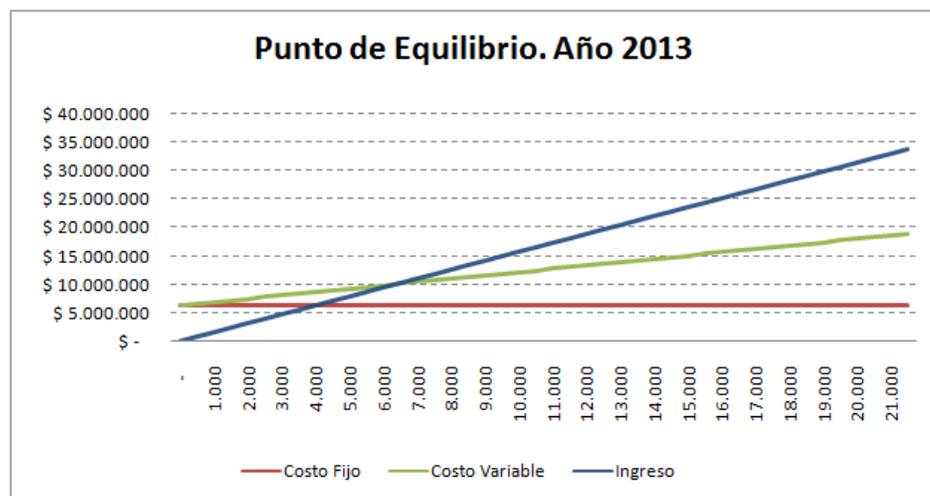


Figura 4.8. Diagrama de punto de equilibrio del año 2013.

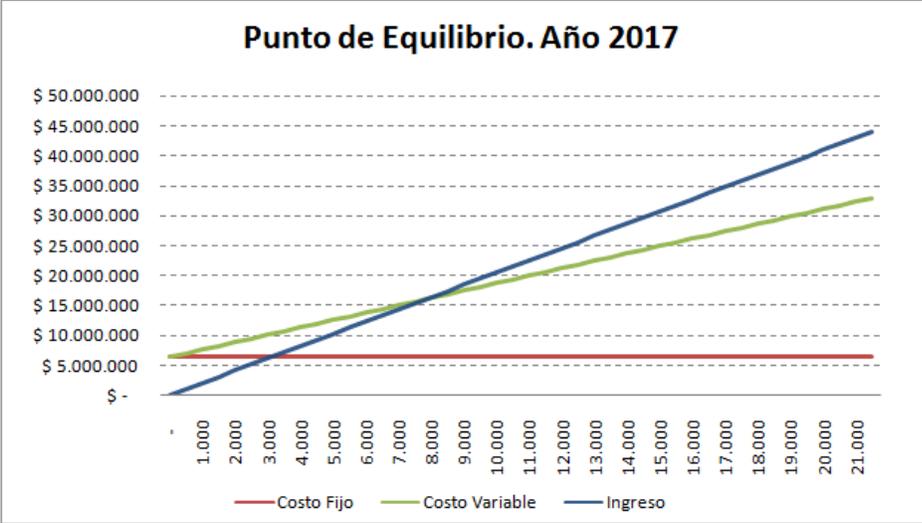


Figura 4.9. Diagrama de punto de equilibrio del año 2017.

Alternativa 2

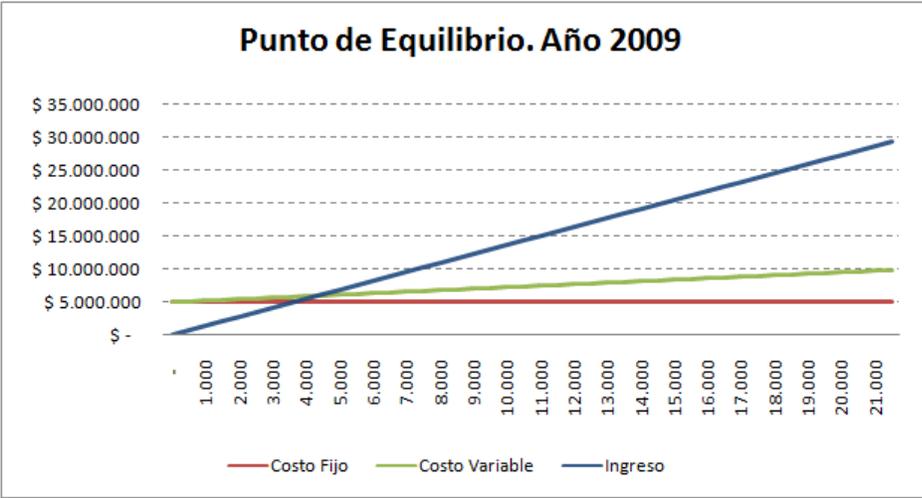


Figura 4.10. Diagrama de punto de equilibrio del año 2009.

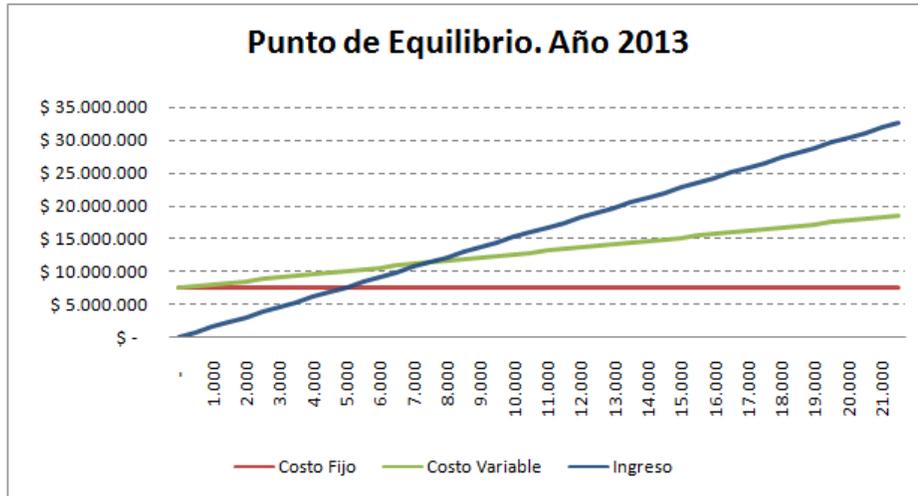


Figura 4.11. Diagrama de punto de equilibrio del año 2013

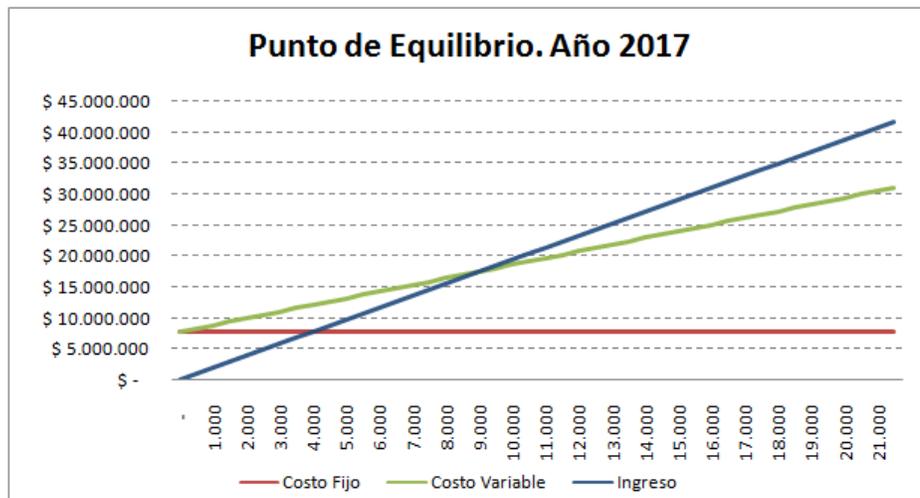


Figura 4.12. Diagrama de punto de equilibrio del año 2017.

Como se puede observar, los puntos de equilibrio bajo este nuevo escenario se corrieron hacia la derecha del gráfico. Los valores de los nuevos puntos de equilibrio y su variación respecto a los originales son los siguientes:

Alternativa 1

Pto.Equil.	2009	2013	2017
Toneladas	3.774	6.371	7.964
Variación	24,7%	26,2%	29,3%
Producción	2009	2013	2017
Toneladas	15.323	19.149	18.335

Alternativa 2

Pto.Equil.	2009	2013	2017
Toneladas	4.413	7.454	9.016
Variación	24,6%	25,8%	27,9%
Producción	2009	2013	2017
Toneladas	16.877	21.112	20.235

Tabla 4.35. Puntos de equilibrio.

También se analiza el diagrama de equilibrio en caso de aumentar el precio promedio de venta del GLP y de la gasolina en un 20 % para cada uno de los años anteriormente señalados. En los casos que el precio del GLP con este incremento superara los 457US\$, se tomó este último valor, por el tope impuesto por la normativa vigente.

Alternativa 1

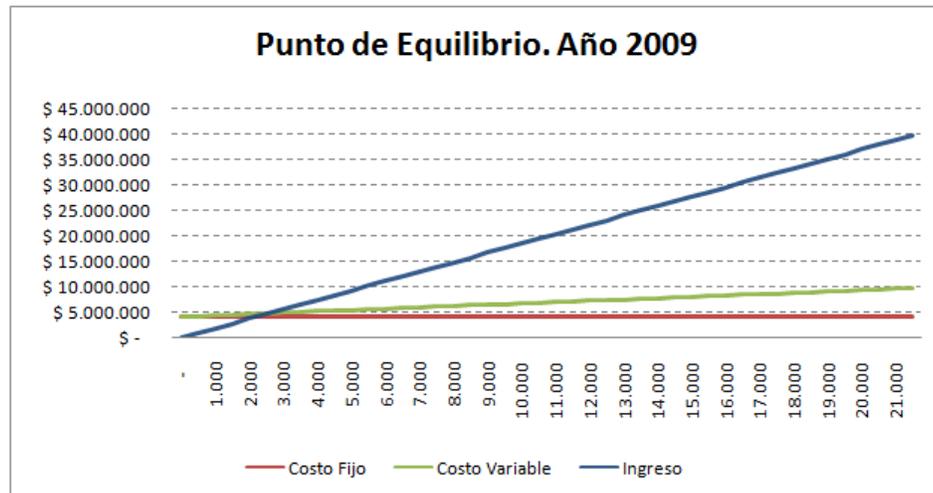


Figura 4.13. Diagrama de punto de equilibrio del año 2009.

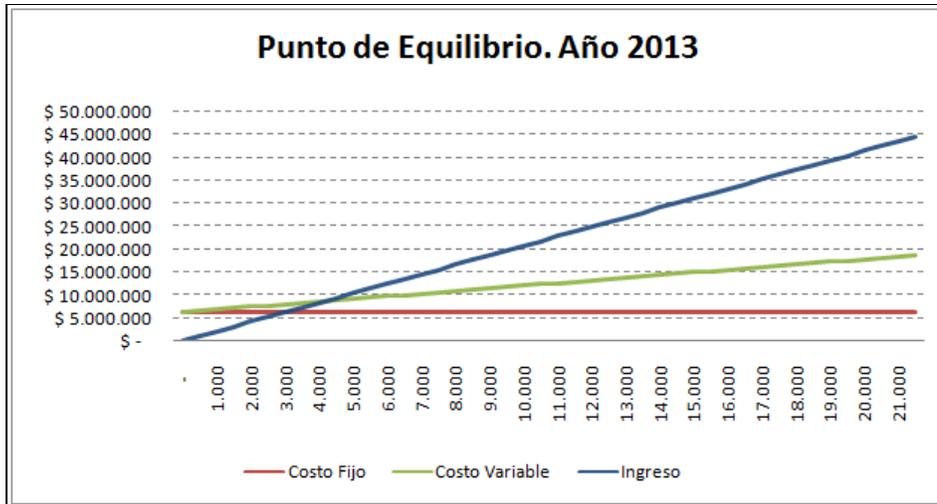


Figura 4.14. Diagrama de punto de equilibrio del año 2013.

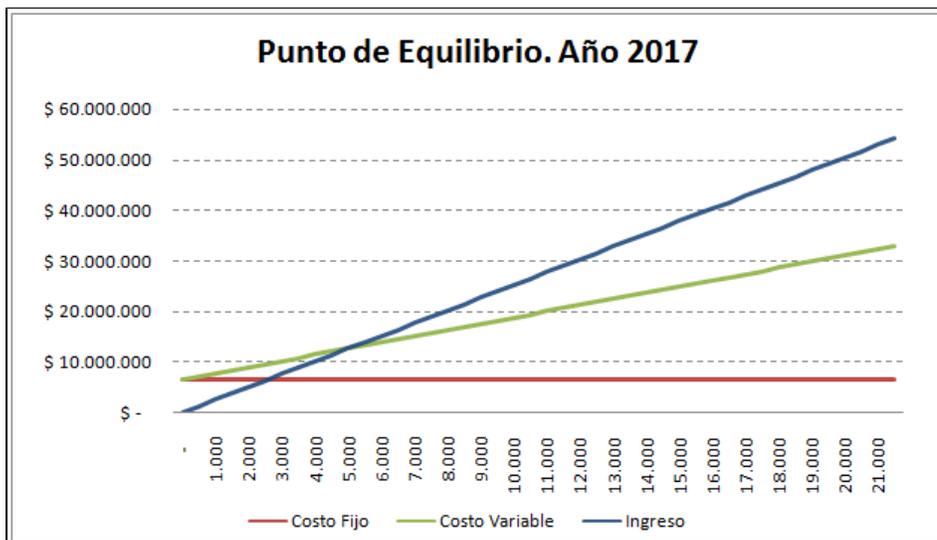


Figura 4.15. Diagrama de punto de equilibrio del año 2017.

Alternativa 2

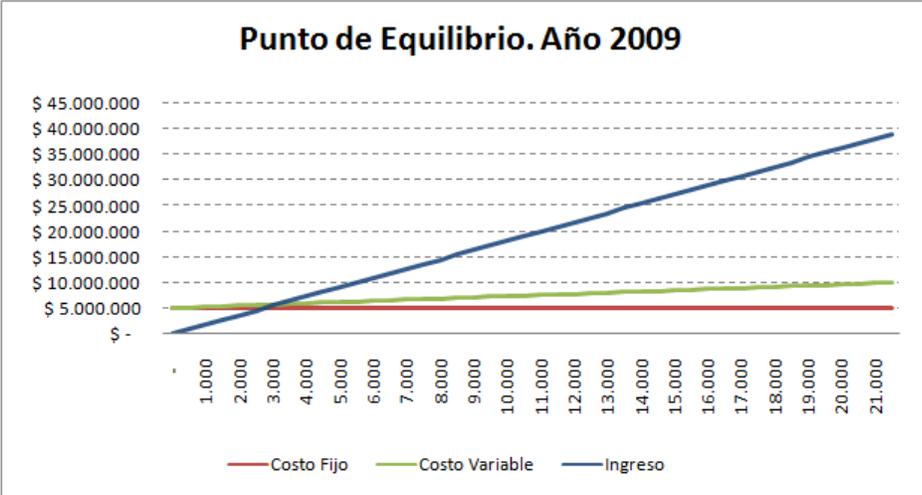


Figura 4.16. Diagrama de punto de equilibrio del año 2009.

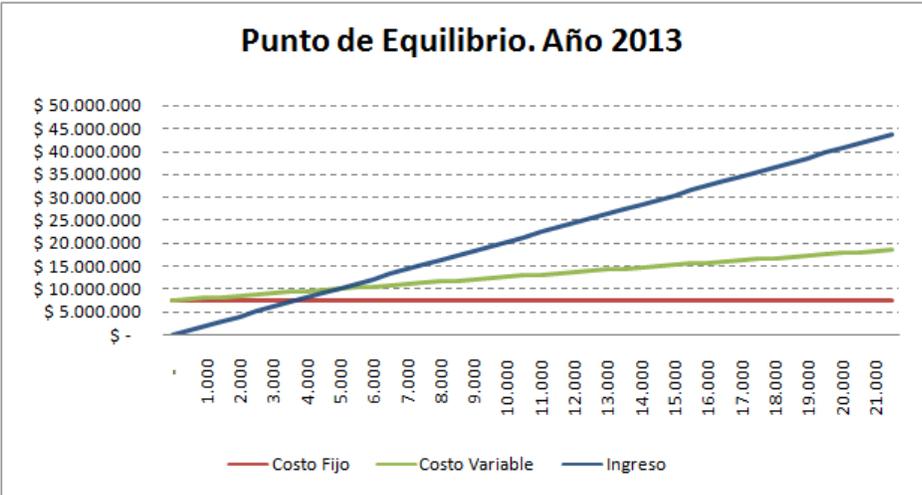


Figura 4.17. Diagrama de punto de equilibrio del año 2013.

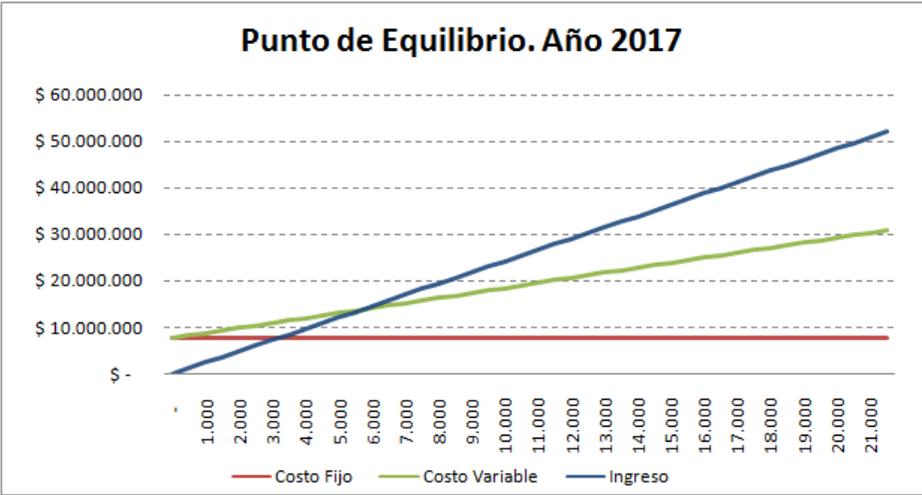


Figura 4.18. Diagrama de punto de equilibrio del año 2017.

Como se puede observar, los puntos de equilibrio bajo este nuevo escenario se corrieron hacia la derecha del gráfico. Los valores de los nuevos puntos de equilibrio y su variación respecto a los originales son los siguientes:

Alternativa 1

Pto.Equil.	2009	2013	2017
Toneladas	2.705	4.179	5.019
Variación	-10,6%	-17,2%	-18,5%

Producción	2009	2013	2017
Toneladas	15.323	19.149	18.335

Alternativa 2

Pto.Equil.	2009	2013	2017
Toneladas	3.176	4.919	5.789
Variación	-10,3%	-17,0%	-17,9%

Producción	2009	2013	2017
Toneladas	16.877	21.112	20.235

Tabla 4.36. Puntos de equilibrio.
Fuente: Elaboración propia.

4.7 ESTADO DE RESULTADOS

A continuación se presentan los estados de resultados de cada año, a lo largo del proyecto.

La tasa de Ingresos Brutos (del 2,5%) fue aplicada sobre el total de las ventas netas de subsidio.

Además, se consideró el pago del Fondo Fiduciario para Subsidios de consumos residenciales de gas natural y GLP. Este ítem está establecido en el artículo 75 de la Ley N°25.565, y el cargo es de 0,00365 \$/m³.

Alternativa 1

Cuadro de Resultados	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Ventas GLP	\$ 13.132.524	\$ 17.107.313	\$ 16.291.179	\$ 15.518.409	\$ 14.774.502	\$ 14.450.588	\$ 13.709.594	\$ 12.990.461	\$ 13.041.600
Ventas Gasolina	\$ 8.361.152	\$ 11.001.800	\$ 10.596.321	\$ 10.208.130	\$ 9.840.267	\$ 9.765.195	\$ 9.408.667	\$ 9.064.118	\$ 9.009.316
Servicio Compresión	\$ 4.174.403	\$ 7.032.651	\$ 6.905.838	\$ 10.439.025	\$ 10.262.950	\$ 15.602.414	\$ 15.356.831	\$ 20.164.702	\$ 19.869.183
Total Ingresos	\$ 25.668.078	\$ 35.141.764	\$ 33.793.338	\$ 36.165.564	\$ 34.877.719	\$ 39.818.198	\$ 38.475.091	\$ 42.219.280	\$ 41.920.099
Gastos MP	\$ 2.273.382	\$ 4.290.905	\$ 4.241.902	\$ 6.454.384	\$ 6.386.345	\$ 9.769.913	\$ 9.675.015	\$ 12.779.815	\$ 12.665.620
Gastos MOD	\$ 1.116.007	\$ 1.494.669	\$ 1.507.988	\$ 1.527.966	\$ 1.554.604	\$ 1.587.902	\$ 1.627.859	\$ 1.674.476	\$ 1.727.752
GGF (sin amort.)	\$ 4.667.893	\$ 7.186.817	\$ 7.186.817	\$ 8.840.636	\$ 9.283.992	\$ 11.971.277	\$ 11.971.277	\$ 14.405.469	\$ 14.405.469
Margen Bruto	\$ 17.610.797	\$ 22.169.373	\$ 20.856.631	\$ 19.342.578	\$ 17.652.778	\$ 16.489.106	\$ 15.200.941	\$ 13.359.521	\$ 13.121.258
Gastos de Adm & Com	\$ 119.952	\$ 128.326	\$ 127.981	\$ 127.653	\$ 127.342	\$ 127.046	\$ 126.765	\$ 126.498	\$ 126.244
Gastos Financieros	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Margen Operativo	\$ 17.490.844	\$ 22.041.047	\$ 20.728.650	\$ 19.214.925	\$ 17.525.436	\$ 16.362.060	\$ 15.074.177	\$ 13.233.023	\$ 12.995.014
Amortizaciones	\$ 1.294.083	\$ 1.380.886	\$ 1.380.886	\$ 1.380.886	\$ 1.380.886	\$ 1.179.403	\$ 1.092.600	\$ 1.092.600	\$ 1.092.600
IIBB + Fondo Fiduciario	\$ 441.620	\$ 619.450	\$ 605.288	\$ 683.102	\$ 668.733	\$ 799.610	\$ 783.862	\$ 894.784	\$ 886.073
Utilidades antes de IG	\$ 15.755.141	\$ 20.040.711	\$ 18.742.475	\$ 17.150.936	\$ 15.475.817	\$ 14.383.047	\$ 13.197.715	\$ 11.245.639	\$ 11.016.341
Impuesto a las ganancias	\$ 5.514.299	\$ 7.014.249	\$ 6.559.866	\$ 6.002.828	\$ 5.416.536	\$ 5.034.066	\$ 4.619.200	\$ 3.935.974	\$ 3.855.719
Resultado después de IG	\$ 10.240.842	\$ 13.026.462	\$ 12.182.609	\$ 11.148.109	\$ 10.059.281	\$ 9.348.980	\$ 8.578.515	\$ 7.309.665	\$ 7.160.621

Tabla 4.37. Cuadro de Resultados.
Fuente: Elaboración propia.

Alternativa 2

Cuadro de Resultados	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Ventas GLP	\$ 15.170.070	\$ 19.736.152	\$ 18.795.227	\$ 17.904.253	\$ 17.046.504	\$ 16.673.280	\$ 15.818.769	\$ 14.989.419	\$ 15.032.882
Ventas Gasolina	\$ 8.561.495	\$ 11.263.431	\$ 10.848.536	\$ 10.451.319	\$ 10.074.896	\$ 9.998.233	\$ 9.633.384	\$ 9.280.782	\$ 9.223.275
Servicio Compresión	\$ 4.174.403	\$ 7.032.651	\$ 6.905.838	\$ 10.439.025	\$ 10.262.950	\$ 15.602.414	\$ 15.356.831	\$ 20.164.702	\$ 19.869.183
Total Ingresos	\$ 27.905.968	\$ 38.032.234	\$ 36.549.601	\$ 38.794.597	\$ 37.384.351	\$ 42.273.927	\$ 40.808.983	\$ 44.434.902	\$ 44.125.340
Gastos MP	\$ 2.485.299	\$ 4.691.312	\$ 4.638.322	\$ 7.058.433	\$ 6.984.859	\$ 10.686.760	\$ 10.584.141	\$ 13.982.202	\$ 13.858.716
Gastos MOD	\$ 1.116.007	\$ 1.494.669	\$ 1.507.988	\$ 1.527.966	\$ 1.554.604	\$ 1.587.902	\$ 1.627.859	\$ 1.674.476	\$ 1.727.752
GGF (sin amort.)	\$ 5.124.933	\$ 7.659.264	\$ 7.659.264	\$ 9.010.441	\$ 9.601.582	\$ 11.853.043	\$ 11.853.043	\$ 13.841.788	\$ 13.841.788
Margen Bruto	\$ 19.179.729	\$ 24.186.989	\$ 22.744.028	\$ 21.197.757	\$ 19.243.307	\$ 18.146.222	\$ 16.743.941	\$ 14.936.437	\$ 14.697.085
Gastos de Adm & Com	\$ 124.216	\$ 133.877	\$ 133.480	\$ 133.103	\$ 132.745	\$ 132.405	\$ 132.082	\$ 131.775	\$ 131.484
Gastos Financieros	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Margen Operativo	\$ 19.055.513	\$ 24.053.112	\$ 22.610.547	\$ 21.064.654	\$ 19.110.561	\$ 18.013.816	\$ 16.611.859	\$ 14.804.662	\$ 14.565.601
Amortizaciones	\$ 2.229.867	\$ 2.316.670	\$ 2.316.670	\$ 2.316.670	\$ 2.316.670	\$ 2.035.303	\$ 1.948.500	\$ 1.948.500	\$ 1.948.500
IIBB + Fondo Fiduciario	\$ 447.327	\$ 626.774	\$ 612.249	\$ 689.715	\$ 675.017	\$ 805.745	\$ 789.684	\$ 900.306	\$ 891.434
Utilidades antes de IG	\$ 16.378.319	\$ 21.109.668	\$ 19.681.628	\$ 18.058.268	\$ 16.118.874	\$ 15.172.768	\$ 13.873.675	\$ 11.955.856	\$ 11.725.667
Impuesto a las ganancias	\$ 5.732.412	\$ 7.388.384	\$ 6.888.570	\$ 6.320.394	\$ 5.641.606	\$ 5.310.469	\$ 4.855.786	\$ 4.184.549	\$ 4.103.984
Resultado después de IG	\$ 10.645.908	\$ 13.721.284	\$ 12.793.058	\$ 11.737.874	\$ 10.477.268	\$ 9.862.299	\$ 9.017.888	\$ 7.771.306	\$ 7.621.684

Tabla 4.38. Cuadro de Resultados.

Fuente: Elaboración propia.

5. DIMENSIONAMIENTO FINANCIERO

5.1 INTRODUCCIÓN

Este capítulo tiene por finalidad determinar cuál de las dos alternativas de inversión planteadas resulta la más conveniente.

En primer lugar, se determinará la estructura de financiación del proyecto. Al incurrirse en deudas surgen los gastos de financiación, que incluyen los intereses de la deuda. Todo esto tendrá su influencia en el cuadro de resultados del proyecto, por lo que el mismo será recalculado.

Luego se procederá a la confección del balance, cuadro de fuentes y usos y el flujo de fondos, tanto del inversor como el del proyecto. Una vez desarrollado ésto, se aplicarán los distintos criterios para evaluación de proyectos: VAN, TIR y período de repago.

5.2 FINANCIACIÓN

5.2.1 Servicio de Créditos

La inversión en activo fijo se financiará mediante capital propio y un crédito no renovable. Para ambas alternativas se considerará el mismo porcentaje de endeudamiento sobre el total de la inversión en Activo Fijo requerida. El porcentaje de endeudamiento establecido para ambas alternativas es del 40%.

Por lo tanto, las inversiones en Activo Fijo realizadas con capital propio y con créditos son las siguientes.

Alternativa 1

Inversión en Activo Fijo	
Capital Propio	\$ 16.350.849
Crédito	\$ 10.900.566
Total	\$ 27.251.416

Alternativa 2

Inversión en Activo Fijo	
Capital Propio	\$ 28.573.101
Crédito	\$ 19.048.734
Total	\$ 47.621.836

Tabla 5.1. Monto de inversión en activo fijo.
Fuente: Elaboración propia.

La tasa efectiva anual del crédito es del 18% con 9 cuotas anuales. Los intereses se calculan sobre los saldos adeudados y las amortizaciones son fijas. Finalmente, la cuota anual se calcula sumando las amortizaciones (constantes a lo largo de los años) y los intereses correspondientes a cada año.

Al momento de obtener el crédito, se tiene como gasto bancario el 1% del monto liquidado. Ya que este gasto se realiza antes de la entrada en operación del proyecto, el mismo se imputará como gastos preoperativos, dentro de cargos diferidos. Por lo tanto, la inversión total en Activo Fijo será un poco mayor de la calculada anteriormente, ya que se sumarán los gastos bancarios preoperativos, los cuales se deben abonar con capital propio.

Alternativa 1

Créditos No Renovables								
Entidad Otorgante:	Banco							
Monto Crédito	\$ 10.900.566	Divisas	Pesos	Equivalencia en pesos	\$ 10.900.566	Fecha de Referencia	2008	
Destino del crédito	Activo Fijo							
Interés	Pago Vencido o Adelantado:	Vencido	Tasa Anual (%)	18%				
	Frecuencia de Pago:	Anual						
Amortizaciones	A partir de:	2do año	Plazo Total (años)	9				
	Periodo de Gracia:	1 años						
	Frecuencia de amortización:	Anual	Semestres	18				
Gasto Bancario:	1% del crédito Liquidado							
Servicio de Crédito								
Fecha	Deuda	Amortización Semestral	Interés semestral	Gasto Bancario Semestral	Amortización Anual	Interes Anual	Gasto Bancario Anual	Observaciones
01/01/2008	\$ 10.900.566						\$ 109.006	
Gastos Preoperativos						\$ -	\$ 109.006	
01/01/2009	\$ 9.689.392				\$ 1.211.174	\$ 1.962.102		
01/01/2010	\$ 8.478.218				\$ 1.211.174	\$ 1.744.091		
01/01/2011	\$ 7.267.044				\$ 1.211.174	\$ 1.526.079		
01/01/2012	\$ 6.055.870				\$ 1.211.174	\$ 1.308.068		
01/01/2013	\$ 4.844.696				\$ 1.211.174	\$ 1.090.057		
01/01/2014	\$ 3.633.522				\$ 1.211.174	\$ 872.045		
01/01/2015	\$ 2.422.348				\$ 1.211.174	\$ 654.034		
01/01/2016	\$ 1.211.174				\$ 1.211.174	\$ 436.023		
01/01/2017	\$ 0				\$ 1.211.174	\$ 218.011		
Totales					\$ 10.900.566	\$ 9.810.510		

Tabla 5.2. Crédito no renovable para financiar el activo fijo.

Fuente: Elaboración propia.

Alternativa 2

Créditos No Renovables								
Entidad Otorgante:	Banco							
Monto Crédito	\$ 19.048.734	Divisas	Pesos	Equivalencia en pesos	\$ 19.048.734	Fecha de Referencia	2008	
Destino del crédito	Activo Fijo							
Interés	Pago Vencido o Adelantado:	Vencido	Tasa Anual (%)	18%				
	Frecuencia de Pago:	Anual						
Amortizaciones	A partir de:	2do año	Plazo Total (años)	9				
	Periodo de Gracia:	1 años						
	Frecuencia de amortización:	Anual	Semestres	18				
Gasto Bancario:	1% del crédito Liquidado							
Servicio de Crédito								
Fecha	Deuda	Amortización Semestral	Interés semestral	Gasto Bancario Semestral	Amortización Anual	Interes Anual	Gasto Bancario Anual	Observaciones
01/01/2008	\$ 19.048.734						\$ 190.487	
Gastos Preoperativos						\$ -	\$ 190.487	
01/01/2009	\$ 16.932.208				\$ 2.116.526	\$ 3.428.772		
01/01/2010	\$ 14.815.682				\$ 2.116.526	\$ 3.047.797		
01/01/2011	\$ 12.699.156				\$ 2.116.526	\$ 2.666.823		
01/01/2012	\$ 10.582.630				\$ 2.116.526	\$ 2.285.848		
01/01/2013	\$ 8.466.104				\$ 2.116.526	\$ 1.904.873		
01/01/2014	\$ 6.349.578				\$ 2.116.526	\$ 1.523.899		
01/01/2015	\$ 4.233.052				\$ 2.116.526	\$ 1.142.924		
01/01/2016	\$ 2.116.526				\$ 2.116.526	\$ 761.949		
01/01/2017	\$ 0				\$ 2.116.526	\$ 380.975		
Totales					\$ 19.048.734	\$ 17.143.861		

Tabla 5.3. Crédito no renovable para financiar el activo fijo.

Fuente: Elaboración propia.

En cuanto al activo de trabajo, se considera que el mismo se financiará con capital propio.

5.3 ESTADOS DE RESULTADOS

Con los intereses de la deuda y el gasto bancario, se obtiene el total del gasto financiero a lo largo del proyecto (tabla 5.4), el cual impacta en los resultados del mismo. Este dato es necesario en el cuadro de resultados para determinar el ahorro impositivo debido a los intereses pagados. Los intereses llevan IVA, por lo tanto deberán tenerse en cuenta en el flujo de IVA. Ambos efectos (IVA y ahorro impositivo) tendrán un impacto en el flujo de fondos del proyecto.

Alternativa 1

Gastos Financiero	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Intereses de Crédito		\$ 1.962.102	\$ 1.744.091	\$ 1.526.079	\$ 1.308.068	\$ 1.090.057	\$ 872.045	\$ 654.034	\$ 436.023	\$ 218.011
Gasto Bancario Crédito	\$ 109.006									
Total Gasto Financiero	\$ 109.006	\$ 1.962.102	\$ 1.744.091	\$ 1.526.079	\$ 1.308.068	\$ 1.090.057	\$ 872.045	\$ 654.034	\$ 436.023	\$ 218.011
Cancelación del Crédito	\$ -	\$ 1.211.174	\$ 1.211.174	\$ 1.211.174	\$ 1.211.174	\$ 1.211.174	\$ 1.211.174	\$ 1.211.174	\$ 1.211.174	\$ 1.211.174
Cancelación Acumulada	\$ -	\$ 1.211.174	\$ 2.422.348	\$ 3.633.522	\$ 4.844.696	\$ 6.055.870	\$ 7.267.044	\$ 8.478.218	\$ 9.689.392	\$ 10.900.566
IVA Gasto Financiero	\$ 22.891	\$ 412.041	\$ 366.259	\$ 320.477	\$ 274.694	\$ 228.912	\$ 183.130	\$ 137.347	\$ 91.565	\$ 45.782
Total Intereses (Con IVA)	\$ 131.897	\$ 2.374.143	\$ 2.110.350	\$ 1.846.556	\$ 1.582.762	\$ 1.318.969	\$ 1.055.175	\$ 791.381	\$ 527.587	\$ 263.794
Saldo Deuda	\$ 10.900.566	\$ 9.689.392	\$ 8.478.218	\$ 7.267.044	\$ 6.055.870	\$ 4.844.696	\$ 3.633.522	\$ 2.422.348	\$ 1.211.174	\$ -0

Alternativa 2

Gastos Financiero	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Intereses de Crédito		\$ 3.428.772	\$ 3.047.797	\$ 2.666.823	\$ 2.285.848	\$ 1.904.873	\$ 1.523.899	\$ 1.142.924	\$ 761.949	\$ 380.975
Gasto Bancario Crédito	\$ 190.487									
Total Gasto Financiero	\$ 190.487	\$ 3.428.772	\$ 3.047.797	\$ 2.666.823	\$ 2.285.848	\$ 1.904.873	\$ 1.523.899	\$ 1.142.924	\$ 761.949	\$ 380.975
Cancelación del Crédito	\$ -	\$ 2.116.526	\$ 2.116.526	\$ 2.116.526	\$ 2.116.526	\$ 2.116.526	\$ 2.116.526	\$ 2.116.526	\$ 2.116.526	\$ 2.116.526
Cancelación Acumulada	\$ -	\$ 2.116.526	\$ 4.233.052	\$ 6.349.578	\$ 8.466.104	\$ 10.582.630	\$ 12.699.156	\$ 14.815.682	\$ 16.932.208	\$ 19.048.734
IVA Gasto Financiero	\$ 40.002	\$ 720.042	\$ 640.037	\$ 560.033	\$ 480.028	\$ 400.023	\$ 320.019	\$ 240.014	\$ 160.009	\$ 80.005
Total Intereses (Con IVA)	\$ 230.490	\$ 4.148.814	\$ 3.687.835	\$ 3.226.856	\$ 2.765.876	\$ 2.304.897	\$ 1.843.917	\$ 1.382.938	\$ 921.959	\$ 460.979
Saldo Deuda	\$ 19.048.734	\$ 16.932.208	\$ 14.815.682	\$ 12.699.156	\$ 10.582.630	\$ 8.466.104	\$ 6.349.578	\$ 4.233.052	\$ 2.116.526	\$ -0

Tabla 5.4. Crédito no renovable para financiar el activo fijo.

Fuente: Elaboración propia.

Los gastos preoperativos corresponden a los gastos financieros imputados antes del comienzo de operación del proyecto. Estos gastos preoperativos se consideran como un rubro amortizable, por lo tanto afectará el Cuadro de Resultados (dentro de la línea de amortizaciones)

Luego de haber calculado los gastos financieros, se presenta el Cuadro de Resultados con la inclusión de dichos gastos.

Alternativa 1

Cuadro de Resultados	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Ventas GLP	\$ 13.132.524	\$ 17.107.313	\$ 16.291.179	\$ 15.518.409	\$ 14.774.502	\$ 14.450.588	\$ 13.709.594	\$ 12.990.461	\$ 13.041.600
Ventas Gasolina	\$ 8.361.152	\$ 11.001.800	\$ 10.596.321	\$ 10.208.130	\$ 9.840.267	\$ 9.765.195	\$ 9.408.667	\$ 9.064.118	\$ 9.009.316
Servicio Compresión	\$ 4.174.403	\$ 7.032.651	\$ 6.905.838	\$ 10.439.025	\$ 10.262.950	\$ 15.602.414	\$ 15.356.831	\$ 20.164.702	\$ 19.869.183
Total Ingresos	\$ 25.668.078	\$ 35.141.764	\$ 33.793.338	\$ 36.165.564	\$ 34.877.719	\$ 39.818.198	\$ 38.475.091	\$ 42.219.280	\$ 41.920.099
Gastos MP	\$ 2.273.382	\$ 4.290.905	\$ 4.241.902	\$ 6.454.384	\$ 6.386.345	\$ 9.769.913	\$ 9.675.015	\$ 12.779.815	\$ 12.665.620
Gastos MOD	\$ 1.116.007	\$ 1.494.669	\$ 1.507.988	\$ 1.527.966	\$ 1.554.604	\$ 1.587.902	\$ 1.627.859	\$ 1.674.476	\$ 1.727.752
GGF (sin amort.)	\$ 4.667.893	\$ 7.186.817	\$ 7.186.817	\$ 8.840.636	\$ 9.283.992	\$ 11.971.277	\$ 11.971.277	\$ 14.405.469	\$ 14.405.469
Margen Bruto	\$ 17.610.797	\$ 22.169.373	\$ 20.856.631	\$ 19.342.578	\$ 17.652.778	\$ 16.489.106	\$ 15.200.941	\$ 13.359.521	\$ 13.121.258
Gastos de Adm & Com	\$ 119.952	\$ 128.326	\$ 127.981	\$ 127.653	\$ 127.342	\$ 127.046	\$ 126.765	\$ 126.498	\$ 126.244
Gastos Financieros	\$ 1.962.102	\$ 1.744.091	\$ 1.526.079	\$ 1.308.068	\$ 1.090.057	\$ 872.045	\$ 654.034	\$ 436.023	\$ 218.011
Margen Operativo	\$ 15.528.742	\$ 20.296.957	\$ 19.202.571	\$ 17.906.857	\$ 16.435.380	\$ 15.490.015	\$ 14.420.143	\$ 12.797.000	\$ 12.777.002
Amortizaciones	\$ 1.315.884	\$ 1.402.688	\$ 1.402.688	\$ 1.402.688	\$ 1.402.688	\$ 1.179.403	\$ 1.092.600	\$ 1.092.600	\$ 1.092.600
IIBB + Fondo Fiduciario	\$ 441.620	\$ 619.450	\$ 605.288	\$ 683.102	\$ 668.733	\$ 799.610	\$ 783.862	\$ 894.784	\$ 886.073
Utilidades antes de IG	\$ 13.771.238	\$ 18.274.819	\$ 17.194.595	\$ 15.821.067	\$ 14.363.959	\$ 13.511.002	\$ 12.543.681	\$ 10.809.616	\$ 10.798.329
Impuesto a las ganancias	\$ 4.819.933	\$ 6.396.187	\$ 6.018.108	\$ 5.537.374	\$ 5.027.386	\$ 4.728.851	\$ 4.390.288	\$ 3.783.366	\$ 3.779.415
Resultado después de IG	\$ 8.951.305	\$ 11.878.633	\$ 11.176.487	\$ 10.283.694	\$ 9.336.574	\$ 8.782.151	\$ 8.153.393	\$ 7.026.251	\$ 7.018.914

Tabla 5.5. Cuadro de resultados.

Fuente: Elaboración propia.

Alternativa 2

Cuadro de Resultados	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Ventas GLP	\$ 15.170.070	\$ 19.736.152	\$ 18.795.227	\$ 17.904.253	\$ 17.046.504	\$ 16.673.280	\$ 15.818.769	\$ 14.989.419	\$ 15.032.882
Ventas Gasolina	\$ 8.561.495	\$ 11.263.431	\$ 10.848.536	\$ 10.451.319	\$ 10.074.896	\$ 9.998.233	\$ 9.633.384	\$ 9.280.782	\$ 9.223.275
Servicio Compresión	\$ 4.174.403	\$ 7.032.651	\$ 6.905.838	\$ 10.439.025	\$ 10.262.950	\$ 15.602.414	\$ 15.356.831	\$ 20.164.702	\$ 19.869.183
Total Ingresos	\$ 27.905.968	\$ 38.032.234	\$ 36.549.601	\$ 38.794.597	\$ 37.384.351	\$ 42.273.927	\$ 40.808.983	\$ 44.434.902	\$ 44.125.340
Gastos MP	\$ 2.485.299	\$ 4.691.312	\$ 4.638.322	\$ 7.058.433	\$ 6.984.859	\$ 10.686.760	\$ 10.584.141	\$ 13.982.202	\$ 13.858.716
Gastos MOD	\$ 1.116.007	\$ 1.494.669	\$ 1.507.988	\$ 1.527.966	\$ 1.554.604	\$ 1.587.902	\$ 1.627.859	\$ 1.674.476	\$ 1.727.752
GGF (sin amort.)	\$ 5.124.933	\$ 7.659.264	\$ 7.659.264	\$ 9.010.441	\$ 9.601.582	\$ 11.853.043	\$ 11.853.043	\$ 13.841.788	\$ 13.841.788
Margen Bruto	\$ 19.179.729	\$ 24.186.989	\$ 22.744.028	\$ 21.197.757	\$ 19.243.307	\$ 18.146.222	\$ 16.743.941	\$ 14.936.437	\$ 14.697.085
Gastos de Adm & Com	\$ 124.216	\$ 133.877	\$ 133.480	\$ 133.103	\$ 132.745	\$ 132.405	\$ 132.082	\$ 131.775	\$ 131.484
Gastos Financieros	\$ 3.428.772	\$ 3.047.797	\$ 2.666.823	\$ 2.285.848	\$ 1.904.873	\$ 1.523.899	\$ 1.142.924	\$ 761.949	\$ 380.975
Margen Operativo	\$ 15.626.741	\$ 21.005.315	\$ 19.943.724	\$ 18.778.806	\$ 17.205.688	\$ 16.489.918	\$ 15.468.935	\$ 14.042.712	\$ 14.184.626
Amortizaciones	\$ 2.267.965	\$ 2.354.768	\$ 2.354.768	\$ 2.354.768	\$ 2.354.768	\$ 2.035.303	\$ 1.948.500	\$ 1.948.500	\$ 1.948.500
IIBB + Fondo Fiduciario	\$ 447.327	\$ 626.774	\$ 612.249	\$ 689.715	\$ 675.017	\$ 805.745	\$ 789.684	\$ 900.306	\$ 891.434
Utilidades antes de IG	\$ 12.911.450	\$ 18.023.773	\$ 16.976.707	\$ 15.734.322	\$ 14.175.903	\$ 13.648.869	\$ 12.730.751	\$ 11.193.906	\$ 11.344.693
Impuesto a las ganancias	\$ 4.519.007	\$ 6.308.321	\$ 5.941.848	\$ 5.507.013	\$ 4.961.566	\$ 4.777.104	\$ 4.455.763	\$ 3.917.867	\$ 3.970.642
Resultado después de IG	\$ 8.392.442	\$ 11.715.452	\$ 11.034.860	\$ 10.227.309	\$ 9.214.337	\$ 8.871.765	\$ 8.274.988	\$ 7.276.039	\$ 7.374.050

Tabla 5.6. Cuadro de resultados.

Fuente: Elaboración propia.

5.4 CRÉDITO FISCAL IVA

Al momento de realizar las inversiones en Bienes de Uso y en Bienes de Cambio, se paga el IVA correspondiente. Esto origina un Crédito Fiscal que se recupera en el período operativo del proyecto, como la diferencia entre el IVA percibido por las Ventas y el IVA pagado correspondiente al costo de ventas.. Una vez que el Crédito Fiscal por las inversiones se hace nulo la diferencia comienza a pagarse a la AFIP.

A continuación se presenta el Flujo de Fondos del IVA, cuyo efecto sobre el proyecto es netamente financiero, ya que consiste únicamente en un diferimiento de pagos. Cabe aclarar que los valores que se tienen en cuenta son los devengados.

Alternativa 1

Evolución I.V.A.	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Variación IVA Bienes de Cambio	\$ -	\$ 28.621	\$ 39	\$ -815	\$ -796	\$ -781	\$ -41	\$ -823	\$ -820	\$ 53
Variación IVA Inv. Activo Fijo	\$ 5.745.688	\$ 11.459	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 48.300	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
IVA Inversión (incrementos)	\$ 5.745.688	\$ 40.081	\$ 39	\$ -815	\$ -796	\$ 47.519	\$ -41	\$ -823	\$ -820	\$ 53
IVA Costo de producción	\$ -	\$ 1.470.313	\$ 2.426.947	\$ 2.416.657	\$ 3.228.580	\$ 3.307.397	\$ 4.582.276	\$ 4.562.347	\$ 5.725.535	\$ 5.701.555
IVA Costos Adm. & Com.	\$ -	\$ 11.873	\$ 13.631	\$ 13.559	\$ 13.490	\$ 13.424	\$ 13.362	\$ 13.303	\$ 13.247	\$ 13.194
IVA Otros Gastos	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
IVA costo de lo vendido	\$ -	\$ 1.482.185	\$ 2.440.579	\$ 2.430.215	\$ 3.242.070	\$ 3.320.821	\$ 4.595.638	\$ 4.575.650	\$ 5.738.783	\$ 5.714.749
IVA TOTAL PAGADO	\$ 5.745.688	\$ 1.522.266	\$ 2.440.617	\$ 2.429.401	\$ 3.241.274	\$ 3.368.340	\$ 4.595.596	\$ 4.574.827	\$ 5.737.962	\$ 5.714.802
IVA Cobrado Ventas GLP	\$ -	\$ 285.671	\$ 375.556	\$ 371.969	\$ 368.561	\$ 365.324	\$ 362.248	\$ 359.326	\$ 356.550	\$ 356.748
IVA Cobrado ventas Gasolina	\$ -	\$ 1.755.842	\$ 2.310.378	\$ 2.225.227	\$ 2.143.707	\$ 2.066.456	\$ 2.050.691	\$ 1.975.820	\$ 1.903.465	\$ 1.891.956
IVA Cobrado Compresión	\$ -	\$ 876.625	\$ 1.476.857	\$ 1.450.226	\$ 2.192.195	\$ 2.155.220	\$ 3.276.507	\$ 3.224.934	\$ 4.234.587	\$ 4.172.528
IVA Cobrado en Ventas	\$ -	\$ 2.918.138	\$ 4.162.791	\$ 4.047.423	\$ 4.704.464	\$ 4.586.999	\$ 5.689.446	\$ 5.560.081	\$ 6.494.603	\$ 6.421.233
IVA DIFERENCIA	\$ 5.745.688	\$ -1.395.872	\$ -1.722.174	\$ -1.618.022	\$ -1.463.190	\$ -1.218.659	\$ -1.093.850	\$ -985.253	\$ -756.640	\$ -706.431
Crédito Fiscal año anterior	\$ -	\$ 5.745.688	\$ 4.349.816	\$ 2.627.643	\$ 1.009.621	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Crédito Fiscal año	\$ 5.745.688	\$ 4.349.816	\$ 2.627.643	\$ 1.009.621	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
IVA Inversión	\$ 5.745.688	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -					
Recupero IVA	\$ -	\$ 1.395.872	\$ 1.722.174	\$ 1.618.022	\$ 1.009.621	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Pago IVA	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 453.569	\$ 1.218.659	\$ 1.093.850	\$ 985.253	\$ 756.640	\$ 706.431

Tabla 5.7. Cuadro de evolución del IVA.

Fuente: Elaboración propia.

Alternativa 2

Evolución I.V.A.	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Variación IVA Bienes de Cambio	\$ -	\$ 28.621	\$ 39	\$ -815	\$ -796	\$ -781	\$ -41	\$ -823	\$ -820	\$ 53
Variación IVA Inv. Activo Fijo	\$ 10.040.588	\$ 11.459	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 48.300	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
IVA Inversión (Incrementos)	\$ 10.040.588	\$ 40.081	\$ 39	\$ -815	\$ -796	\$ 47.519	\$ -41	\$ -823	\$ -820	\$ 53
IVA Costo de producción	\$ -	\$ 1.608.724	\$ 2.607.526	\$ 2.596.398	\$ 3.388.368	\$ 3.497.057	\$ 4.747.263	\$ 4.725.713	\$ 5.856.943	\$ 5.831.011
IVA Costos Adm. & Com.	\$ -	\$ 12.768	\$ 14.797	\$ 14.714	\$ 14.634	\$ 14.559	\$ 14.488	\$ 14.420	\$ 14.355	\$ 14.294
IVA Otros Gastos	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
IVA costo de lo vendido	\$ -	\$ 1.621.492	\$ 2.622.323	\$ 2.611.111	\$ 3.403.003	\$ 3.511.616	\$ 4.761.751	\$ 4.740.133	\$ 5.871.298	\$ 5.845.305
IVA TOTAL PAGADO	\$ 10.040.588	\$ 1.661.573	\$ 2.622.361	\$ 2.610.296	\$ 3.402.207	\$ 3.559.135	\$ 4.761.710	\$ 4.739.310	\$ 5.870.478	\$ 5.845.358
IVA Cobrado Ventas GLP	\$ -	\$ 329.994	\$ 433.267	\$ 429.143	\$ 425.225	\$ 421.503	\$ 417.967	\$ 414.607	\$ 411.416	\$ 411.219
IVA Cobrado ventas Gasolina	\$ -	\$ 1.797.914	\$ 2.365.321	\$ 2.278.193	\$ 2.194.777	\$ 2.115.728	\$ 2.099.629	\$ 2.023.011	\$ 1.948.964	\$ 1.936.888
IVA Cobrado Compresión	\$ -	\$ 876.625	\$ 1.476.857	\$ 1.450.226	\$ 2.192.195	\$ 2.155.220	\$ 3.276.507	\$ 3.224.934	\$ 4.234.587	\$ 4.172.528
IVA Cobrado en Ventas	\$ -	\$ 3.004.533	\$ 4.275.444	\$ 4.157.562	\$ 4.812.197	\$ 4.692.451	\$ 5.794.103	\$ 5.662.552	\$ 6.594.968	\$ 6.520.635
IVA DIFERENCIA	\$ 10.040.588	\$ -1.342.960	\$ -1.653.083	\$ -1.547.265	\$ -1.409.990	\$ -1.133.315	\$ -1.032.393	\$ -923.242	\$ -724.490	\$ -675.277
Crédito Fiscal año anterior	\$ -	\$ 10.040.588	\$ 8.697.628	\$ 7.044.545	\$ 5.497.280	\$ 4.087.289	\$ 2.953.974	\$ 1.921.581	\$ 998.339	\$ 273.849
Crédito Fiscal año	\$ 10.040.588	\$ 8.697.628	\$ 7.044.545	\$ 5.497.280	\$ 4.087.289	\$ 2.953.974	\$ 1.921.581	\$ 998.339	\$ 273.849	\$ -
IVA Inversión	\$ 10.040.588	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -					
Recupero IVA	\$ -	\$ 1.342.960	\$ 1.653.083	\$ 1.547.265	\$ 1.409.990	\$ 1.133.315	\$ 1.032.393	\$ 923.242	\$ 724.490	\$ 273.849
Pago IVA	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 401.428

Tabla 5.8. Cuadro de evolución del IVA.

Fuente: Elaboración propia.

Es notorio el fuerte impacto financiero del IVA en este proyecto, ya que gran parte de las ventas son subsidiadas. Como el subsidio no está sujeto a IVA, el período en que se recupera el crédito fiscal por IVA es largo. Esto se nota más aún en la alternativa 2, ya que el IVA correspondiente a la inversión en Activo Fijo es casi el doble.

5.5 VALOR RESIDUAL

Para la determinación del valor residual del proyecto, se adopta el supuesto de liquidación del mismo. Por lo tanto al final de la vida del proyecto (año 2017) se considera la venta de todos los activos de la empresa (según su valor de libros).

Realizando lo recién explicado se llega al siguiente valor residual del proyecto:

Alternativa 1

Valor Residual del Proyecto	
Inversiones en Activo Fijo	\$ 16.640.600
Inversiones en Activo de Trabajo	\$ 3.342.992
Total Valor Residual	\$ 19.983.592

Alternativa 2

Valor Residual del Proyecto	
Inversiones en Activo Fijo	\$ 28.908.500
Inversiones en Activo de Trabajo	\$ 3.520.547
Total Valor Residual	\$ 32.429.047

Tabla 5.9. Valor residual del proyecto.

Fuente: Elaboración propia.

5.6 FLUJO DE FONDOS

A continuación se procede a realizar el cuadro de Fuentes y Usos y el Flujo de Fondos del Proyecto.

a. Cuadro de Fuentes y Usos:

Se clasifican las Fuentes y Usos del proyecto. Toda variación en una fuente, origina una variación en uno o más usos. El Cuadro se basa en valores devengados.

b. Flujo de Fondos del Proyecto:

Se basa en el criterio de lo percibido. Se identifican todos los ingresos y egresos del proyecto, a medida que éstos van ocurriendo. En este caso no se considera el financiamiento de la inversión, sino que se supone que todas las inversiones son erogadas por el inversor.

5.6.1 Cuadro de Fuentes y Usos

El Cuadro de Fuentes y Usos comprende de los siguientes items:

Fuentes

- ✓ **Aportes de Capital**
- ✓ **Ventas**
- ✓ **Créditos no renovables**
- ✓ **Recupero de crédito fiscal**

Usos

- ✓ **Inversión en Activo Fijo**
- ✓ **Variación Activo de Trabajo**
- ✓ **IVA inversión**
- ✓ **Costo total de lo vendido**
- ✓ **Impuesto a las Ganancias (IG)**
- ✓ **Cancelación de la deuda**
- ✓ **Dividendos en efectivo:** a fin de lograr una mejor exposición del proyecto, se supondrá que no se reparten dividendos en efectivos.
- ✓ **Amortizaciones:** las amortizaciones no implican un desembolso, por lo tanto se suman acumulándose en caja. Las mismas inciden en la determinación del resultado económico para el impuesto a las ganancias.

Finalmente se obtiene el saldo propio y acumulado para cada ejercicio, los cuales serán utilizados para obtener el flujo de fondos del inversor.

Alternativa 1

Cuadro de Fuentes y Usos	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Saldo Ej. Anterior	\$ -	\$ -	\$ 8.642.267	\$ 13.670.595	\$ 13.172.508	\$ 11.456.930	\$ 9.471.634	\$ 8.512.979	\$ 8.211.472	\$ 6.796.138
Aportes de Capital	\$ 22.205.543	\$ 2.671.023								
Ventas	\$ -	\$ 25.668.078	\$ 35.141.764	\$ 33.793.338	\$ 36.165.564	\$ 34.877.719	\$ 39.818.198	\$ 38.475.091	\$ 42.219.280	\$ 41.920.099
Créditos No Renovables	\$ 10.900.566	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Créditos Renovables	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Recupero de crédito fiscal IVA	\$ -	\$ 1.395.872	\$ 1.722.174	\$ 1.618.022	\$ 1.009.621	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Recupero de crédito fiscal IG	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Total Fuentes	\$ 33.106.110	\$ 29.734.973	\$ 36.863.938	\$ 35.411.360	\$ 37.175.185	\$ 34.877.719	\$ 39.818.198	\$ 38.475.091	\$ 42.219.280	\$ 41.920.099
Inversion Activo fijo	\$ 27.360.421	\$ 434.017	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 230.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Var. Activo de Trabajo	\$ -	\$ 4.046.626	\$ 121.725	\$ -186.486	\$ 27.898	\$ -173.547	\$ 237.402	\$ -176.654	\$ 111.539	\$ -25.922
IVA Inversion	\$ 5.745.688	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Costo Total de lo Vendido	\$ -	\$ 11.896.840	\$ 16.866.945	\$ 16.598.743	\$ 20.344.497	\$ 20.513.760	\$ 26.307.196	\$ 25.931.411	\$ 31.409.664	\$ 31.121.770
IG	\$ -	\$ 4.819.933	\$ 6.396.187	\$ 6.018.108	\$ 5.537.374	\$ 5.027.386	\$ 4.728.851	\$ 4.390.288	\$ 3.783.366	\$ 3.779.415
Cancelacion deuda no renovable	\$ -	\$ 1.211.174	\$ 1.211.174	\$ 1.211.174	\$ 1.211.174	\$ 1.211.174	\$ 1.211.174	\$ 1.211.174	\$ 1.211.174	\$ 1.211.174
Cancelacion deuda renovable	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Total Usos	\$ 33.106.110	\$ 22.408.590	\$ 24.596.030	\$ 23.641.540	\$ 27.120.943	\$ 26.808.773	\$ 32.484.622	\$ 31.356.219	\$ 36.515.742	\$ 36.086.437
Fuentes - Usos	\$ -	\$ 7.326.383	\$ 12.267.907	\$ 11.769.820	\$ 10.054.242	\$ 8.068.946	\$ 7.333.575	\$ 7.118.872	\$ 5.703.538	\$ 5.833.662
Amortizaciones del Ejercicio	\$ -	\$ 1.315.884	\$ 1.402.688	\$ 1.402.688	\$ 1.402.688	\$ 1.402.688	\$ 1.179.403	\$ 1.092.600	\$ 1.092.600	\$ 1.092.600
Saldo Acumulado	\$ -	\$ 8.642.267	\$ 22.312.862	\$ 35.485.370	\$ 46.942.299	\$ 56.413.933	\$ 64.926.912	\$ 73.138.384	\$ 79.934.522	\$ 86.860.784
Saldo Propio del Ejercicio	\$ -	\$ 8.642.267	\$ 13.670.595	\$ 13.172.508	\$ 11.456.930	\$ 9.471.634	\$ 8.512.979	\$ 8.211.472	\$ 6.796.138	\$ 6.926.262

Tabla 5.10. Cuadro de Fuentes y Usos.

Fuente: Elaboración propia.

Alternativa 2

Cuadro de Fuentes y Usos	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Saldo Ej. Anterior	\$ -	\$ -	\$ 7.962.511	\$ 13.487.053	\$ 13.029.500	\$ 11.869.103	\$ 10.550.103	\$ 9.594.134	\$ 9.227.482	\$ 7.740.994
Aportes de Capital	\$ 38.804.177	\$ 3.003.686								
Ventas	\$ -	\$ 27.905.968	\$ 38.032.234	\$ 36.549.601	\$ 38.794.597	\$ 37.384.351	\$ 42.273.927	\$ 40.808.983	\$ 44.434.902	\$ 44.125.340
Créditos No Renovables	\$ 19.048.734	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Créditos Renovables	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Recupero de crédito fiscal IVA	\$ -	\$ 1.342.960	\$ 1.653.083	\$ 1.547.265	\$ 1.409.990	\$ 1.133.315	\$ 1.032.393	\$ 923.242	\$ 724.490	\$ 273.849
Recupero de crédito fiscal IG	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Total Fuentes	\$ 57.852.911	\$ 32.252.614	\$ 39.685.317	\$ 38.096.866	\$ 40.204.588	\$ 38.517.666	\$ 43.306.319	\$ 41.732.225	\$ 45.159.392	\$ 44.399.190
Inversion Activo fijo	\$ 47.812.323	\$ 434.017	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 230.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Var. Activo de Trabajo	\$ -	\$ 4.493.999	\$ 119.724	\$ -209.134	\$ 6.439	\$ -194.209	\$ 228.801	\$ -197.278	\$ 91.509	\$ -27.186
IVA Inversion	\$ 10.040.588	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Costo Total de lo Vendido	\$ -	\$ 14.994.518	\$ 20.008.461	\$ 19.572.894	\$ 23.060.275	\$ 23.208.448	\$ 28.625.057	\$ 28.078.233	\$ 33.240.996	\$ 32.780.648
IG	\$ -	\$ 4.519.007	\$ 6.308.321	\$ 5.941.848	\$ 5.507.013	\$ 4.961.566	\$ 4.777.104	\$ 4.455.763	\$ 3.917.867	\$ 3.970.642
Cancelacion deuda no renovable	\$ -	\$ 2.116.526	\$ 2.116.526	\$ 2.116.526	\$ 2.116.526	\$ 2.116.526	\$ 2.116.526	\$ 2.116.526	\$ 2.116.526	\$ 2.116.526
Cancelacion deuda renovable	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Total Usos	\$ 57.852.911	\$ 26.558.067	\$ 28.553.032	\$ 27.422.134	\$ 30.690.253	\$ 30.322.331	\$ 35.747.489	\$ 34.453.244	\$ 39.366.898	\$ 38.840.630
Fuentes - Usos	\$ -	\$ 5.694.547	\$ 11.132.285	\$ 10.674.733	\$ 9.514.335	\$ 8.195.336	\$ 7.558.831	\$ 7.278.982	\$ 5.792.494	\$ 5.558.560
Amortizaciones del Ejercicio	\$ -	\$ 2.267.965	\$ 2.354.768	\$ 2.354.768	\$ 2.354.768	\$ 2.354.768	\$ 2.035.303	\$ 1.948.500	\$ 1.948.500	\$ 1.948.500
Saldo Acumulado	\$ -	\$ 7.962.511	\$ 21.449.564	\$ 34.479.065	\$ 46.348.167	\$ 56.898.271	\$ 66.492.405	\$ 75.719.887	\$ 83.460.881	\$ 90.967.941
Saldo Propio del Ejercicio	\$ -	\$ 7.962.511	\$ 13.487.053	\$ 13.029.500	\$ 11.869.103	\$ 10.550.103	\$ 9.594.134	\$ 9.227.482	\$ 7.740.994	\$ 7.507.060

Tabla 5.11. Cuadro de Fuentes y Usos.

Fuente: Elaboración propia.

5.6.2 Flujo de Fondos del Proyecto

En el Flujo de Fondos del proyecto se tienen en cuenta los ingresos y egresos del mismo.

Ingresos

- ✓ Utilidad antes de impuestos
- ✓ Intereses pagados

- ✓ **Recupero del crédito fiscal**
- ✓ **Amortizaciones**
- ✓ **Ingreso por cierre del proyecto (último año)**

Egresos

- ✓ **Inversión en activo fijo.**
- ✓ **Variación activo de trabajo.**
- ✓ **IVA inversión:**
- ✓ **Impuesto a las Ganancias (IG)**

Alternativa 1

Flujo de Fondos	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Utilidad antes de Impuestos	\$ -	\$ 13.771.238	\$ 18.274.819	\$ 17.194.595	\$ 15.821.067	\$ 14.363.959	\$ 13.511.002	\$ 12.543.681	\$ 10.809.616	\$ 10.798.329
Intereses pagados	\$ 109.006	\$ 1.962.102	\$ 1.744.091	\$ 1.526.079	\$ 1.308.068	\$ 1.090.057	\$ 872.045	\$ 654.034	\$ 436.023	\$ 218.011
Recupero Crédito Fiscal	\$ -	\$ 1.395.872	\$ 1.722.174	\$ 1.618.022	\$ 1.009.621	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Amortizaciones	\$ -	\$ 1.315.884	\$ 1.402.688	\$ 1.402.688	\$ 1.402.688	\$ 1.402.688	\$ 1.179.403	\$ 1.092.600	\$ 1.092.600	\$ 1.092.600
Ingreso por Liquidación	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 19.983.592
Total Ingresos	\$ 109.006	\$ 18.445.096	\$ 23.143.771	\$ 21.741.384	\$ 19.541.443	\$ 16.856.704	\$ 15.562.450	\$ 14.290.315	\$ 12.338.239	\$ 32.092.533
Inversión Activo Fijo	\$ 27.360.421	\$ 434.017	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 230.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Var. Activo de Trabajo	\$ -	\$ 4.046.626	\$ 121.725	\$ -186.486	\$ 27.898	\$ -173.547	\$ 237.402	\$ -176.654	\$ 111.539	\$ -25.922
IVA Inversión	\$ 5.745.688	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
IG	\$ -	\$ 4.819.933	\$ 6.396.187	\$ 6.018.108	\$ 5.537.374	\$ 5.027.386	\$ 4.728.851	\$ 4.390.288	\$ 3.783.366	\$ 3.779.415
Total Egresos	\$ 33.106.110	\$ 9.300.576	\$ 6.517.912	\$ 5.831.623	\$ 5.565.272	\$ 5.083.839	\$ 4.966.252	\$ 4.213.635	\$ 3.894.905	\$ 3.753.493
Flujo de Fondos Neto	\$ -32.997.104	\$ 9.144.520	\$ 16.625.860	\$ 15.909.761	\$ 13.976.172	\$ 11.772.864	\$ 10.596.198	\$ 10.076.680	\$ 8.443.335	\$ 28.339.040
Flujo de Fondos Acumulado	\$ -32.997.104	\$ -23.852.584	\$ -7.226.724	\$ 8.683.037	\$ 22.659.209	\$ 34.432.073	\$ 45.028.271	\$ 55.104.951	\$ 63.548.286	\$ 91.887.326

Tabla 5.12. Flujo de fondos del proyecto.
Fuente: Elaboración propia.

Alternativa 2

Flujo de Fondos	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Utilidad antes de Impuestos	\$ -	\$ 12.911.450	\$ 18.023.773	\$ 16.976.707	\$ 15.734.322	\$ 14.175.903	\$ 13.648.869	\$ 12.730.751	\$ 11.193.906	\$ 11.344.693
Intereses pagados	\$ 190.487	\$ 3.428.772	\$ 3.047.797	\$ 2.666.823	\$ 2.285.848	\$ 1.904.873	\$ 1.523.899	\$ 1.142.924	\$ 761.949	\$ 380.975
Recupero Crédito Fiscal	\$ -	\$ 1.342.960	\$ 1.653.083	\$ 1.547.265	\$ 1.409.990	\$ 1.133.315	\$ 1.032.393	\$ 923.242	\$ 724.490	\$ 273.849
Amortizaciones	\$ -	\$ 2.267.965	\$ 2.354.768	\$ 2.354.768	\$ 2.354.768	\$ 2.354.768	\$ 2.035.303	\$ 1.948.500	\$ 1.948.500	\$ 1.948.500
Ingreso por Liquidación	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 32.429.047
Total Ingresos	\$ 190.487	\$ 19.951.147	\$ 25.079.421	\$ 23.545.563	\$ 21.784.929	\$ 19.568.860	\$ 18.240.464	\$ 16.745.417	\$ 14.628.845	\$ 46.377.064
Inversión Activo Fijo	\$ 47.812.323	\$ 434.017	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 230.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Var. Activo de Trabajo	\$ -	\$ 4.493.999	\$ 119.724	\$ -209.134	\$ 6.439	\$ -194.209	\$ 228.801	\$ -197.278	\$ 91.509	\$ -27.186
IVA Inversión	\$ 10.040.588	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
IG	\$ -	\$ 4.519.007	\$ 6.308.321	\$ 5.941.848	\$ 5.507.013	\$ 4.961.566	\$ 4.777.104	\$ 4.455.763	\$ 3.917.867	\$ 3.970.642
Total Egresos	\$ 57.852.911	\$ 9.447.023	\$ 6.428.045	\$ 5.732.714	\$ 5.513.452	\$ 4.997.357	\$ 5.005.905	\$ 4.258.485	\$ 4.009.376	\$ 3.943.456
Flujo de Fondos Neto	\$ -57.662.423	\$ 10.504.123	\$ 18.651.376	\$ 17.812.849	\$ 16.271.477	\$ 14.571.503	\$ 13.234.559	\$ 12.486.932	\$ 10.619.469	\$ 42.433.608
Flujo de Fondos Acumulado	\$ -57.662.423	\$ -47.158.300	\$ -28.506.924	\$ -10.694.075	\$ 5.577.402	\$ 20.148.905	\$ 33.383.464	\$ 45.870.396	\$ 56.489.865	\$ 98.923.473

Tabla 5.13. Flujo de fondos del proyecto.
Fuente: Elaboración propia.

5.6.3 Flujo de Fondos del Inversor

En el Flujo de Fondos del Inversor aparecen como ingresos los saldos propios de cada año del Cuadro de Fuentes y Usos (en este caso, se supone que no se pagan dividendos); y como egresos, los aportes de capital. Para poder evaluar el proyecto se supone la liquidación del mismo en el año de cierre. Aparecen entonces, como ingreso el valor residual de la empresa.

Alternativa 1

Flujo de Fondos del Inversor	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Saldo propio del ejercicio	\$ -	\$ 8.642.267	\$ 13.670.595	\$ 13.172.508	\$ 11.456.930	\$ 9.471.634	\$ 8.512.979	\$ 8.211.472	\$ 6.796.138	\$ 6.926.262
Ingreso por Liquidación	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 19.983.592
Total Ingresos	\$ -	\$ 8.642.267	\$ 13.670.595	\$ 13.172.508	\$ 11.456.930	\$ 9.471.634	\$ 8.512.979	\$ 8.211.472	\$ 6.796.138	\$ 26.909.855
Aportes de Capital	\$ 22.205.543	\$ 2.671.023	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Total Egresos	\$ 22.205.543	\$ 2.671.023	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Flujo de Fondos Neto	\$ -22.205.543	\$ 5.971.244	\$ 13.670.595	\$ 13.172.508	\$ 11.456.930	\$ 9.471.634	\$ 8.512.979	\$ 8.211.472	\$ 6.796.138	\$ 26.909.855

Tabla 5.14. Flujo de fondos del inversor.

Fuente: Elaboración propia.

Alternativa 2

Flujo de Fondos del Inversor	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Saldo propio del ejercicio	\$ -	\$ 7.962.511	\$ 13.487.053	\$ 13.029.500	\$ 11.869.103	\$ 10.550.103	\$ 9.594.134	\$ 9.227.482	\$ 7.740.994	\$ 7.507.060
Ingreso por Liquidación	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 32.429.047
Total Ingresos	\$ -	\$ 7.962.511	\$ 13.487.053	\$ 13.029.500	\$ 11.869.103	\$ 10.550.103	\$ 9.594.134	\$ 9.227.482	\$ 7.740.994	\$ 39.936.107
Aportes de Capital	\$ 38.804.177	\$ 3.003.686	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Total Egresos	\$ 38.804.177	\$ 3.003.686	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Flujo de Fondos Neto	\$ -38.804.177	\$ 4.958.825	\$ 13.487.053	\$ 13.029.500	\$ 11.869.103	\$ 10.550.103	\$ 9.594.134	\$ 9.227.482	\$ 7.740.994	\$ 39.936.107

Tabla 5.15. Flujo de fondos del inversor.

Fuente: Elaboración propia.

5.7 BALANCE PROFORMA

Para cada año del período de análisis se realizará un balance pro forma, el cual presenta al final de cada período la estructura del Activo, Pasivo y Patrimonio Neto del proyecto.

Activo Corriente

- ✓ **Disponibilidades**
- ✓ **Créditos por Ventas (sin IVA)**
- ✓ **Crédito Fiscal IVA**
- ✓ **Bienes de Cambio**

Activo No Corriente

- ✓ **Bienes de Uso:** se inicia con el Valor Original de dichos activos fijos. Año a año se van acumulando las amortizaciones, conformando la cuenta regularizadora del Activo: *Amortizaciones Acumuladas*. El valor residual resultará del valor original menos las amortizaciones acumuladas hasta dicho año.
- ✓ **Cargos Diferidos:** ocurre lo mismo que con la cuenta Bienes de Uso. Se arranca con el valor original y finalmente se determina el valor residual descontando las amortizaciones acumuladas hasta dicho año.

Pasivo

El valor total del Pasivo está conformado por el Pasivo Corriente, y el No Corriente. El Pasivo No Corriente surge de la Deuda Bancaria contraída (Crédito No Renovable) para financiar parte de las inversiones en Activo Fijo.

Patrimonio Neto

Está constituido por el capital aportado. Año a año se va incrementando en un valor igual a las utilidades del ejercicio y a los aportes de capital para financiar la inversión en activo de trabajo.

Alternativa 1

Balance (\$ constantes)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Saldo Acum del Ejercicio	-	8.642.267	22.312.862	35.485.370	46.942.299	56.413.933	64.926.912	73.138.384	79.934.522	86.860.784
Disponibilidad mínima	-	385.021	527.126	506.900	542.483	523.166	597.273	577.126	633.289	628.801
Créditos por Ventas (sin IVA)	-	3.460.149	3.440.177	3.280.285	3.278.788	3.130.635	3.294.907	3.144.782	3.206.502	3.184.638
Crédito Fiscal IVA	5.745.688	4.349.816	2.627.643	1.009.621	-	-	-	-	-	-
Bienes de Cambio	-	201.456	201.048	194.680	188.492	182.416	181.438	175.057	168.713	169.142
Total Activo Corriente	5.745.688	17.038.709	29.108.855	40.476.856	50.952.063	60.250.150	69.000.530	77.035.349	83.943.026	90.843.366
Bienes de Uso (Valor Original)	26.661.780	25.485.624	24.309.468	23.133.312	21.957.156	21.011.000	19.918.400	18.825.800	17.733.200	16.640.600
Amortizaciones Acumuladas - B. U.	-	1.176.156	2.352.312	3.528.468	4.704.624	5.880.780	6.973.380	8.065.980	9.158.580	10.251.180
Cargos Diferidos (Valor Original)	698.641	992.930	766.398	539.867	313.335	86.803	-	-	-	-
Amortizaciones Acumuladas - C. D.	-	139.728	366.260	592.792	819.323	1.045.855	1.132.658	1.132.658	1.132.658	1.132.658
Total Activo No Corriente	27.360.421	27.794.438	27.794.438	27.794.438	27.794.438	28.024.438	28.024.438	28.024.438	28.024.438	28.024.438
Total Activo	33.106.110	44.833.147	56.903.293	68.271.294	78.746.501	88.274.588	97.024.969	105.059.787	111.967.464	118.867.804
Deudas Bancarias	10.900.566	9.689.392	8.478.218	7.267.044	6.055.870	4.844.696	3.633.522	2.422.348	1.211.174	-0
Total Pasivo No Corriente	10.900.566	9.689.392	8.478.218	7.267.044	6.055.870	4.844.696	3.633.522	2.422.348	1.211.174	-0
Total Pasivo	10.900.566	9.689.392	8.478.218	7.267.044	6.055.870	4.844.696	3.633.522	2.422.348	1.211.174	-0
Capital	22.205.543	24.876.566	24.876.566	24.876.566	24.876.566	24.876.566	24.876.566	24.876.566	24.876.566	24.876.566
Utilidad del Ejercicio	-	10.267.189	13.281.320	12.579.174	11.686.381	10.739.261	9.961.554	9.245.993	8.118.851	8.111.514
Utilidades de Ejercicios Anteriores	-	-	10.267.189	23.548.509	36.127.683	47.814.065	58.553.326	68.514.880	77.760.873	85.879.724
Total Patrimonio Neto	22.205.543	35.143.755	48.425.075	61.004.250	72.690.631	83.429.892	93.391.447	102.637.439	110.756.290	118.867.804
Pasivo + Patrimonio Neto	33.106.110	44.833.147	56.903.293	68.271.294	78.746.501	88.274.588	97.024.969	105.059.787	111.967.464	118.867.804

Tabla 5.16. Balance proforma del proyecto.

Fuente: Elaboración propia.

Alternativa 2

Balance (\$ Constantes)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Saldo Acum del Ejercicio	-	7.962.511	21.449.564	34.479.065	46.348.167	56.898.271	66.492.405	75.719.887	83.460.881	90.967.941
Disponibilidad mínima	-	418.590	570.484	548.244	581.919	560.765	634.109	612.135	666.524	661.880
Créditos por Ventas (sin IVA)	-	3.873.954	3.842.193	3.661.666	3.640.618	3.473.638	3.630.074	3.461.152	3.504.615	3.481.644
Crédito Fiscal IVA	10.040.588	8.697.628	7.044.545	5.497.280	4.087.289	2.953.974	1.921.581	998.339	273.849	-
Bienes de Cambio	-	201.456	201.048	194.680	188.492	182.416	181.438	175.057	168.713	169.142
Total Activo Corriente	10.040.588	21.154.138	33.107.833	44.380.934	54.846.486	64.069.065	72.859.607	80.966.569	88.074.582	95.280.606
Bienes de Uso (Valor Original)	47.032.200	44.920.260	42.808.320	40.696.380	38.584.440	36.702.500	34.754.000	32.805.500	30.857.000	28.908.500
Amortizaciones Acumuladas - B. U.	-	2.111.940	4.223.880	6.335.820	8.447.760	10.559.700	12.508.200	14.456.700	16.405.200	18.353.700
Cargos Diferidos (Valor Original)	780.123	1.058.115	815.287	572.459	329.631	86.803	-	-	-	-
Amortizaciones Acumuladas - C. D.	-	156.025	398.853	641.681	884.508	1.127.336	1.214.140	1.214.140	1.214.140	1.214.140
Total Activo No Corriente	47.812.323	48.246.340	48.246.340	48.246.340	48.246.340	48.476.340	48.476.340	48.476.340	48.476.340	48.476.340
Total Activo	57.852.911	69.400.478	81.354.172	92.627.274	103.092.826	112.545.405	121.335.947	129.442.909	136.550.922	143.756.946
Deudas Bancarias	19.048.734	16.932.208	14.815.682	12.699.156	10.582.630	8.466.104	6.349.578	4.233.052	2.116.526	-
Total Pasivo No Corriente	19.048.734	16.932.208	14.815.682	12.699.156	10.582.630	8.466.104	6.349.578	4.233.052	2.116.526	-
Total Pasivo	19.048.734	16.932.208	14.815.682	12.699.156	10.582.630	8.466.104	6.349.578	4.233.052	2.116.526	-
Capital	38.804.177	41.807.863	41.807.863	41.807.863	41.807.863	41.807.863	41.807.863	41.807.863	41.807.863	41.807.863
Utilidad del Ejercicio	-	10.660.407	14.070.220	13.389.628	12.582.077	11.569.105	10.907.068	10.223.488	9.224.539	9.322.550
Utilidades de Ejercicios Anteriores	-	-	10.660.407	24.730.627	38.120.255	50.702.333	62.271.438	73.178.506	83.401.994	92.626.533
Total Patrimonio Neto	38.804.177	52.468.270	66.538.490	79.928.118	92.510.196	104.079.300	114.986.369	125.209.857	134.434.396	143.756.946
Pasivo + Patrimonio Neto	57.852.911	69.400.478	81.354.172	92.627.274	103.092.826	112.545.405	121.335.947	129.442.909	136.550.922	143.756.946

Tabla 5.17. Balance proforma del proyecto.

Fuente: Elaboración propia.

5.8 TASA DE DESCUENTO

La elección de una adecuada tasa de descuento es muy importante para el correcto análisis de un proyecto, ya que de ella dependerá la aprobación o no de la inversión. El

objetivo de esta tasa es el de asegurar una adecuada rentabilidad de los activos del proyecto que, al menos, compense el *costo de oportunidad* de los accionistas y prestamistas. Este costo de oportunidad se determina basándose en la rentabilidad de inversiones alternativas de riesgo similar.

5.8.1 Costo del Capital

El costo del capital o WACC (Weighted Average Costo of Capital) es la tasa de descuento que debe utilizarse para actualizar los flujos de fondos del proyecto. Corresponde a la rentabilidad que el accionista le exigirá al proyecto por renunciar a un uso alternativo de esos recursos en proyectos con riesgos similares.

La tasa de costo de capital es el precio que se paga por los fondos requeridos para financiar la inversión. Representa una medida de la rentabilidad mínima que el accionista le exigirá al proyecto, según su riesgo, de manera tal que el retorno esperado permita cubrir la totalidad de la inversión inicial, los egresos de operación, los intereses de la deuda y la rentabilidad que el accionista le exige a su propio capital invertido.

Técnicamente el WACC es el costo ponderado del capital al promedio de los costos relativos de cada una de las fuentes de financiación, y se calcula de la siguiente manera:

$$WACC = K_d \times \frac{D}{D+P} \times (1 - IG) + K_e \times \frac{P}{D+P} \quad (5.1)$$

Donde K_d es el costo de la deuda y K_e es el costo del capital propio.

Según el criterio utilizado para analizar este proyecto, no es necesario realizar el ajuste del costo de la deuda K_d por el ahorro en el impuesto a las ganancias, ya que al construir el flujo de fondos del proyecto se corrigió según este efecto impositivo de los gastos financieros.

5.8.2 Costo de la Deuda

Para financiar las inversiones se toma un préstamo de terceros. Éste es otorgado para luego ser devuelto con sus respectivos intereses. El costo de la deuda K_d es todo el interés que se paga al tercero por financiar la inversión.

A continuación se calcula el costo de la deuda.

Analíticamente:

$$K_d = (i_1 \cdot D_1 + \dots + i_n \cdot D_n) / (D_1 + \dots + D_n), \quad (5.2)$$

Donde i_1, \dots, i_n son las tasas correspondientes a cada préstamo y D_1, \dots, D_n son los montos de cada uno de ellos. Más adelante, cuando se realicen los cálculos pertinentes se entrará más en detalle del cálculo.

Como en este caso hay un solo préstamo, se tiene un mismo costo de la deuda para cada año.

5.8.3 Costo del Capital Propio

El costo de capital propio (K_e) es la tasa asociada con la mejor oportunidad de inversión de riesgo similar que se abonará por destinar esos recursos al proyecto que se estudia. Corresponde a la tasa de descuento del flujo de fondos del inversor, para calcular el VAN del inversor.

Para determinar el costo del capital propio se utilizará la teoría CAPM (Capital Asset Pricing Model). Este método es sumamente popular en el mundo financiero, y es el preferido por las empresas de Estados Unidos, y también de Argentina [Pereiro & Galli, 2000].

El costo de capital propio está conformado por una tasa libre de riesgo y una riesgosa:

$$K_e = R_f + R_{riesgosa} \quad (5.3)$$

El riesgo puede ser clasificado en sistemático y no sistemático. El sistemático depende de la economía en su conjunto, es independiente del proyecto y no es diversificable. En cambio el riesgo no sistemático depende del proyecto en sí mismo. Entonces el único riesgo a tener en cuenta será el riesgo sistemático, y la prima de riesgo es:

$$R_p = \beta \times (R_m - R_f) \quad (5.4)$$

,donde β es una medida del riesgo sistemático e indica cómo varía el riesgo del proyecto en relación al mercado; y R_m es la rentabilidad promedio histórica del mercado. A la prima ($R_m - R_f$) se la denomina prima de riesgo del mercado.

Para la tasa libre de riesgo se utilizará la tasa de un bono del tesoro de Estados Unidos, y se corregirá por el riesgo país de Argentina. De esta manera:

$$K_e = R_f + R_p + R_{país} = R_f + \beta \times (R_m - R_f) + R_c \quad (5.5)$$

- ✓ Para el R_f se utilizó un bono a 10 años del tesoro de Estados Unidos: 4.2% (Fuente: <http://finance.yahoo.com>).
- ✓ Para el Riesgo país: se tomó el valor de 542 b.p = 5,42% (Fuente: <http://www.RiesgoPais.com>).
- ✓ Para el β desapalancado se tomó un valor de 0.8.
- ✓ Para el R_m se adoptó un valor del 18%.

Al valor del β desapalancado se lo apalancó según la estructura de deuda de cada año.

Finalmente, con los valores calculados del K_e y del K_d se procede a calcular el WACC para cada año, de acuerdo a lo explicado anteriormente.

Alternativa 1

Cálculo del WACC	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Deuda CNR (miles)	\$ 10.901	\$ 9.689	\$ 8.478	\$ 7.267	\$ 6.056	\$ 4.845	\$ 3.634	\$ 2.422	\$ 1.211	\$ -
Kd	18,0%									
PN (miles)	\$ 22.206	\$ 35.144	\$ 48.425	\$ 61.004	\$ 72.691	\$ 83.430	\$ 93.391	\$ 102.637	\$ 110.756	\$ 118.868
D + PN (miles)	\$ 33.106	\$ 44.833	\$ 56.903	\$ 68.271	\$ 78.747	\$ 88.275	\$ 97.025	\$ 105.060	\$ 111.967	\$ 118.868
Ke	24,2%	23,2%	22,2%	21,7%	21,4%	21,2%	21,0%	20,9%	20,8%	20,7%
WACC	22,1%	22,0%	21,6%	21,3%	21,2%	21,0%	20,9%	20,8%	20,7%	20,7%
Rf (libre de riesgo)	4,20%	4,20%	4,20%	4,20%	4,20%	4,20%	4,20%	4,20%	4,20%	4,20%
Rc (riesgo país)	5,42%	5,42%	5,42%	5,42%	5,42%	5,42%	5,42%	5,42%	5,42%	5,42%
Rp (prima de riesgo)	14,6%	13,5%	12,6%	12,1%	11,8%	11,6%	11,4%	11,3%	11,1%	11,0%
Beta apalancado	1,055	0,981	0,915	0,878	0,855	0,838	0,826	0,815	0,807	0,800
Rm	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%
Beta desapalancado	0,800	0,800	0,800	0,800	0,800	0,800	0,800	0,800	0,800	0,800

Tabla 5.18. Cálculo de la tasa de descuento.

Fuente: Elaboración propia.

Alternativa 2

Cálculo del WACC	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Deuda CNR (miles)	\$ 19.049	\$ 16.932	\$ 14.816	\$ 12.699	\$ 10.583	\$ 8.466	\$ 6.350	\$ 4.233	\$ 2.117	\$ -
Kd	18,0%									
PN (miles)	\$ 38.804	\$ 52.468	\$ 66.538	\$ 79.928	\$ 92.510	\$ 104.079	\$ 114.986	\$ 125.210	\$ 134.434	\$ 143.757
D + PN (miles)	\$ 57.853	\$ 69.400	\$ 81.354	\$ 92.627	\$ 103.093	\$ 112.545	\$ 121.336	\$ 129.443	\$ 136.551	\$ 143.757
Ke	24,2%	23,6%	22,7%	22,1%	21,7%	21,4%	21,2%	21,0%	20,8%	20,7%
WACC	22,1%	22,2%	21,8%	21,5%	21,3%	21,1%	21,0%	20,9%	20,8%	20,7%
Rf (libre de riesgo)	4,20%	4,20%	4,20%	4,20%	4,20%	4,20%	4,20%	4,20%	4,20%	4,20%
Rc (riesgo país)	5,42%	5,42%	5,42%	5,42%	5,42%	5,42%	5,42%	5,42%	5,42%	5,42%
Rp (prima de riesgo)	14,6%	14,0%	13,1%	12,5%	12,1%	11,8%	11,5%	11,3%	11,2%	11,0%
Beta apalancado	1,055	1,012	0,946	0,904	0,875	0,853	0,836	0,822	0,810	0,800
Rm	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%
Beta desapalancado	0,800	0,800	0,800	0,800	0,800	0,800	0,800	0,800	0,800	0,800

Tabla 5.19. Cálculo de la tasa de descuento.

Fuente: Elaboración propia.

5.9 EVALUACIÓN DEL PROYECTO

A continuación se evalúa el proyecto mediante métodos cuantitativos, que generan indicadores de rentabilidad. Los mismos tienen origen en el flujo de fondos y tienen por objetivo evaluar los beneficios proyectados.

5.9.1 Valor Actual Neto (VAN)

Este método consiste en actualizar el flujo de fondos de cada año al año 0. En base al concepto de valor tiempo del dinero se calcula el VAN de la siguiente manera:

$$VAN = \sum_{i=0}^{10} FFi \times \frac{1}{(1+d)^i} \quad (5.6)$$

Donde FFi es el flujo de fondos correspondiente al año i del proyecto, y “d” es la tasa de descuento. Para el VAN del proyecto, la tasa de descuento consiste en el valor del WACC calculado en la sección anterior. En cambio para el VAN del inversor, la tasa de descuento es la correspondiente al costo de capital propio, calculado anteriormente.

El VAN mide el excedente generado por el proyecto, por encima de lo que sería producido por los mismos fondos si la inversión se colocase en un plazo fijo con interés igual a la tasa de descuento. Por lo tanto:

- En general, si $VAN > 0$, se acepta el proyecto.

Más adelante se muestra para cada alternativa el Flujo de Fondos del Proyecto y el VAN del mismo; y el Flujo de Fondos del Inversor con su respectivo VAN.

En este caso que se comparan dos alternativas de inversión, la mejor alternativa según este método será aquella que tenga un mayor VAN.

5.9.2 Tasa Interna de Retorno (TIR)

El criterio de la TIR evalúa un proyecto en función a una única tasa de rendimiento por período con la cual la totalidad de los beneficios actualizados son exactamente iguales a los desembolsos expresados en moneda actual.

También se puede decir que es la tasa que anula el VAN. En general su criterio de aceptación es el siguiente:

- Si $TIR > \text{tasa de descuento}$, entonces se acepta el proyecto

En este caso que se comparan dos alternativas de inversión, la mejor alternativa según este método será aquella que tenga una mayor TIR.

5.9.3 Rentabilidad del Capital Propio (TOR)

La TOR mide la rentabilidad del capital propio y se obtiene a partir del flujo de fondos del inversor. Se calcula en forma análoga a la TIR, pero usando el Flujo de Fondos del Inversor, y la tasa de costo de Capital Propio.

Teniendo en cuenta que la TIR es aquella tasa que aplicada al flujo de fondos del proyecto anula el VAN del mismo, la TOR es la tasa de capital propio que anula el

VAN del flujo de fondos del inversor. La diferencia entre las dos está dada básicamente por la financiación. El efecto palanca muestra que si se financia un proyecto con una tasa de interés menor que la TIR, el proyecto se verá apalancado positivamente. Esto se debe a que cada peso invertido en el proyecto rinde la TIR pero, si se financia, entra en juego la tasa de interés.

El efecto de la financiación en el rendimiento del proyecto se denomina “Efecto Palanca” y se evidencia a través de la fórmula:

$$I = \frac{TOR}{TIR} \quad (5.7)$$

El efecto palanca puede ser positivo o negativo dependiendo de si se produce una ganancia o una pérdida.

- Si $I > 1$, entonces se ha elegido una buena financiación (o al menos cumple con el requisito mínimo)
- Si $I < 1$, la financiación elegida produce un efecto de palanca negativo para el proyecto.

A continuación se presentan para cada alternativa los cuadros de los Flujos de Fondos del Proyecto (y del Inversor) con sus respectivos VAN y TIR (TOR).

Alternativa 1

Flujo de Fondos	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Flujo de Fondos Neto	\$ -32.997.104	\$ 9.144.520	\$ 16.625.860	\$ 15.909.761	\$ 13.976.172	\$ 11.772.864	\$ 10.596.198	\$ 10.076.680	\$ 8.443.335	\$ 28.339.040
WACC		22,0%	21,6%	21,3%	21,2%	21,0%	20,9%	20,8%	20,7%	20,7%
Valor Actual del FF	\$ -32.997.104	\$ 7.492.952	\$ 11.202.062	\$ 8.834.294	\$ 6.405.708	\$ 4.458.993	\$ 3.319.560	\$ 2.613.090	\$ 1.813.589	\$ 5.044.831
Valor Actual Acum. Del FF	\$ -32.997.104	\$ -25.504.152	\$ -14.302.090	\$ -5.467.795	\$ 937.913	\$ 5.396.906	\$ 8.716.466	\$ 11.329.556	\$ 13.143.144	\$ 18.187.975
TIR	37,2%									
VAN del Proyecto	\$ 18.187.975									

Flujo de Fondos del Inversor	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Flujo de Fondos Neto	\$ -22.205.543	\$ 5.971.244	\$ 13.670.595	\$ 13.172.508	\$ 11.456.930	\$ 9.471.634	\$ 8.512.979	\$ 8.211.472	\$ 6.796.138	\$ 26.909.855
Ke		23,2%	22,2%	21,7%	21,4%	21,2%	21,0%	20,9%	20,8%	20,7%
Valor Actual del FF	\$ -22.205.543	\$ 4.848.524	\$ 9.080.320	\$ 7.187.115	\$ 5.148.550	\$ 3.512.289	\$ 2.608.661	\$ 2.081.735	\$ 1.426.748	\$ 4.682.018
Valor Actual Acum. Del FF	\$ -22.205.543	\$ -17.357.020	\$ -8.276.700	\$ -1.089.584	\$ 4.058.966	\$ 7.571.255	\$ 10.179.917	\$ 12.261.652	\$ 13.688.400	\$ 18.370.418
TOR	44,2%									
VAN del Inversor	\$ 18.370.418									

Tabla 5.20. Flujo de fondos, VAN y TIR del proyecto y del inversor.
Fuente: Elaboración propia.

Alternativa 2

Flujo de Fondos	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Flujo de Fondos Neto	\$ -57.662.423	\$ 10.504.123	\$ 18.651.376	\$ 17.812.849	\$ 16.271.477	\$ 14.571.503	\$ 13.234.559	\$ 12.486.932	\$ 10.619.469	\$ 42.433.608
WACC		22,2%	21,8%	21,5%	21,3%	21,1%	21,0%	20,9%	20,8%	20,7%
Valor Actual del FF	\$ -57.662.423	\$ 8.594.460	\$ 12.526.682	\$ 9.843.556	\$ 7.411.851	\$ 5.479.151	\$ 4.112.942	\$ 3.210.582	\$ 2.261.054	\$ 7.487.810
Valor Actual Acum. Del FF	\$ -57.662.423	\$ -49.067.964	\$ -36.541.282	\$ -26.697.727	\$ -19.285.876	\$ -13.806.725	\$ -9.693.782	\$ -6.483.200	\$ -4.222.146	\$ 3.265.665
TIR		23,2%								
VAN del Proyecto		\$ 3.265.665								

Flujo de Fondos del Inversor	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Flujo de Fondos Neto	\$ -38.804.177	\$ 4.958.825	\$ 13.487.053	\$ 13.029.500	\$ 11.869.103	\$ 10.550.103	\$ 9.594.134	\$ 9.227.482	\$ 7.740.994	\$ 39.936.107
Ke		23,6%	22,7%	22,1%	21,7%	21,4%	21,2%	21,0%	20,8%	20,7%
Valor Actual del FF	\$ -38.804.177	\$ 4.012.596	\$ 8.896.212	\$ 7.038.921	\$ 5.268.917	\$ 3.857.931	\$ 2.895.640	\$ 2.302.282	\$ 1.598.807	\$ 6.835.995
Valor Actual Acum. Del FF	\$ -38.804.177	\$ -34.791.580	\$ -25.895.369	\$ -18.856.448	\$ -13.587.530	\$ -9.729.599	\$ -6.833.959	\$ -4.531.677	\$ -2.932.870	\$ 3.903.125
TOR		24,9%								
VAN del Inversor		\$ 3.903.125								

Tabla 5.21. Flujo de fondos, VAN y TIR del proyecto y del inversor.
Fuente: Elaboración propia.

De esta manera, se pueden expresar las siguientes conclusiones:

- ✓ El VAN de ambas alternativas es mayor a 0, por lo tanto ninguna de las dos alternativas se rechazan.
- ✓ El VAN de la Alternativa 1 es mayor al VAN de la Alternativa 2.
- ✓ La TIR de la Alternativa 1 es mayor a la TIR de la Alternativa 2.
- ✓ Apalancamiento: dado que en ambos casos TOR/TIR > 1, ninguna de las alternativas de inversión tiene un apalancamiento negativo.

Por lo tanto la mejor alternativa es la primera, es decir la inversión en una nueva planta de absorción refrigerada.

5.9.4 Período de repago

A continuación se expresa el período de repago del proyecto, según la alternativa de inversión.

Alternativa 1	
Período de repago (años):	2,45 Simple
Período de repago (años):	3,85 Descontado
Alternativa 2	
Período de repago (años):	3,66 Simple
Período de repago (años):	8,56 Descontado

Tabla 5.22. Período de repago.
Fuente: Elaboración propia.

Se observa que la Alternativa 1 ofrece un repago de la inversión en un plazo menor que la Alternativa 2. Por lo tanto, nuevamente se concluye que la primera opción es la mejor.

6. RIESGOS

6.1 INTRODUCCIÓN

El riesgo en un proyecto de inversión es la posibilidad de obtener resultados distintos al esperado. Esta situación se da cuando la evolución real de las variables se aparta de los valores proyectados. Por lo tanto, es importante determinar cuáles son aquellas variables que afectan el resultado significativamente, impactando en el Flujo de Fondos y el Valor Actual Neto.

En este capítulo se identificarán estas variables riesgosas, y se determinará la distribución de probabilidades asociadas a las mismas. Luego, mediante la Simulación de Montecarlo (utilizando el software CrystalBall), se analizará el comportamiento del proyecto en términos probabilísticos. Por último, en base a los resultados obtenidos, se desarrollará un plan de acción para la cobertura de riesgos.

6.2 VARIABLES DE RIESGO

A continuación, se enumeran las variables de riesgo consideradas como las más relevantes:

- ✓ Precio de Venta GLP
- ✓ Precio de Venta Gasolina
- ✓ Precio del Gas Natural
- ✓ Costo Compresión
- ✓ Tasa de Cambio Nominal
- ✓ Días de operación
- ✓ Volúmenes inyectados
- ✓ Inversión inicial

La idea es simular el comportamiento de estas variables a lo largo de la vida del proyecto, mediante el uso del software Crystal Ball, el cual permite realizar la simulación de Montecarlo. A través del mismo se alcanzan resultados sobre la probabilidad de comportamiento del VAN y de la TIR para el período en cuestión.

6.2.1 Distribución de probabilidades

Precio de Venta GLP

La variabilidad de esta variable tiene una influencia sustancial en la evaluación económica del proyecto, ya que afecta directamente a los ingresos del mismo. A esta variable se le considera la distribución Triangular como la más representativa de su comportamiento. Sus parámetros serán:

- ✓ valor más probable: el precio establecido en el estudio de mercado.
- ✓ valor máximo: un +30% respecto del valor más probable (limitado en 457 U\$\$/Ton, valor límite por el sistema de retenciones).
- ✓ valor mínimo: un -30% respecto del valor más probable.

En la siguiente tabla se presentan los valores utilizados.

Precio del GLP - U\$\$/ton	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Valor más probable	452,5	434,8	418,1	401,9	386,0	369,6	353,5	337,5	338,7
Valor Máximo	457,0	457,0	457,0	457,0	457,0	457,0	457,0	438,8	440,3
Valor Mínimo	316,8	304,4	292,6	281,3	270,2	258,7	247,4	236,3	237,1

Tabla 6.1. Parámetros de la distribución de probabilidades del precio de GLP.

Fuente: Elaboración propia.

Precio de Venta Gasolina

Al igual que el precio de venta del GLP, afecta directamente a los ingresos del proyecto. Para esta variable se considera la distribución Triangular como la más representativa de su comportamiento, con los siguientes parámetros:

- ✓ valor más probable: el precio establecido en el estudio de mercado.
- ✓ valor máximo: un +30% respecto del valor más probable.
- ✓ valor mínimo: un -30% respecto del valor más probable.

Precio de la Gasolina - U\$\$/m3	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Valor más probable	277,8	272,4	267,1	261,8	256,7	251,3	245,9	240,5	240,8
Valor Máximo	361,2	354,1	347,2	340,4	333,7	326,7	319,7	312,7	313,1
Valor Mínimo	194,5	190,7	187,0	183,3	179,7	175,9	172,1	168,4	168,6

Tabla 6.2. Parámetros de la distribución de probabilidades del precio de la gasolina natural.

Fuente: Elaboración propia.

Precio del Gas Natural

Esta variable influye tanto en los costos (es la principal materia prima) como en los ingresos (afecta el precio del servicio de compresión brindado) del proyecto. A esta variable también se le asocia la distribución Triangular. Los parámetros son los siguientes:

- ✓ valor más probable: el precio establecido en el estudio de costos.
- ✓ valor máximo: un +30% respecto del valor más probable).
- ✓ valor mínimo: un -30% respecto del valor más probable.

Precio del Gas Natural - \$/m3	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Valor más probable	-	0,1583	0,1583	0,2436	0,2436	0,3764	0,3764	0,5019	0,5019
Valor Máximo	-	0,2058	0,2058	0,3166	0,3166	0,4894	0,4894	0,6525	0,6525
Valor Mínimo	-	0,1108	0,1108	0,1705	0,1705	0,2635	0,2635	0,3513	0,3513

Tabla 6.3. Parámetros de la distribución de probabilidades del precio del gas natural.

Fuente: Elaboración propia.

Tal como se observa en la tabla 6.3, en el año 2009 no se aplicó una distribución de probabilidades al precio, y se utilizaron los valores actuales de contrato.

Costo Compresión

La compresión es uno de los mayores costos del proyecto. A esta variable también se le asocia la distribución Triangular, con parámetros:

- ✓ valor más probable: el precio establecido en el estudio de costos.
- ✓ valor máximo: un +30% respecto del valor más probable.
- ✓ valor mínimo: un -30% respecto del valor más probable.

Costo Compresión - U\$\$/HP-mes	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Valor más probable	17,5	17,5	17,5	17,5	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
Valor Máximo	22,8	22,8	22,8	22,8	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0
Valor Mínimo	12,3	12,3	12,3	12,3	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0

Tabla 6.4. Parámetros de la distribución de probabilidades del costo de compresión.

Fuente: Elaboración propia.

Tasa de Cambio Nominal

Hay una serie de rubros que varían con la variación de la tasa de cambio:

Precios de Venta: como se explicó en el Estudio de Mercado, los precios de venta del GLP y la Gasolina fueron calculados en dólares, con lo cual, están afectados por esta tasa en su pasaje a la moneda local.

Costo de Compresión: establecido en dólares, con lo cual se ve afectado por la tasa de cambio.

Inversión en equipos y máquinas: el monto de esta inversión fue calculado en dólares.

Para esta variable se utilizará una distribución triangular con los siguientes parámetros:

- ✓ valor más probable: los valores establecidos en el dimensionamiento económico.
- ✓ valor máximo: un +35% respecto del valor más probable.
- ✓ valor mínimo: un -35% respecto del valor más probable (excepto en el 2008).

Tasa de Cambio - \$/U\$\$	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Valor más probable	3,17	3,20	3,30	3,30	3,30	3,30	3,40	3,40	3,40	3,40
Valor Máximo	3,50	4,32	4,46	4,46	4,46	4,46	4,59	4,59	4,59	4,59
Valor Mínimo	3,00	2,08	2,15	2,15	2,15	2,15	2,21	2,21	2,21	2,21

Tabla 6.5. Parámetros de la distribución de probabilidades del tipo de cambio.

Fuente: Elaboración propia.

Días operativos

Se considera como variable de riesgo, ya que su comportamiento afecta a la producción obtenida, la cual influye directamente sobre los ingresos del proyecto. Se considera como distribución representativa del comportamiento de esta variable a la distribución triangular con los siguientes parámetros.

- ✓ valor más probable: los valores establecidos en el estudio de ingeniería.
- ✓ valor máximo: 363 días
- ✓ valor mínimo: 315 días

Días Operativos	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Valor más probable	270	355	355	355	355	355	355	355	355
Valor Máximo	280	363	363	363	363	363	363	363	363
Valor Mínimo	240	315	315	315	315	315	315	315	315

Tabla 6.6. Parámetros de la distribución de probabilidades de los días operativos.

Fuente: Elaboración propia.

Volúmenes inyectados

Se considera como variable de riesgo, ya que su comportamiento afecta a la producción obtenida, la cual influye directamente sobre los ingresos del proyecto. Se considera como distribución representativa del comportamiento de esta variable a la distribución Normal con los siguientes parámetros.

PM15

- ✓ media: los valores establecidos en el estudio de ingeniería.
- ✓ Desvío estándar: 20.000 sm³ (un 5% de la media).

PM16

- ✓ media: los valores establecidos en el estudio de ingeniería.
- ✓ Desvío estándar: un 5% de la media.

Volumen iny. PM16 - sm ³ @9300kcal	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Media	237.500	225.625	214.344	203.627	193.445	183.773	174.584	165.855	157.562
Desvío estándar	11.875	11.281	10.717	10.181	9.672	9.189	8.729	8.293	7.878

Volumen iny. PM15 - sm ³ @9300kcal	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Media	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000
Desvío estándar	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000

Tabla 6.7. Parámetros de la distribución de los volúmenes inyectados.

Fuente: Elaboración propia.

Vale aclarar que los volúmenes inyectados de los distintos puntos están vinculados de manera tal de que durante la simulación, en ningún momento se superare la capacidad de procesamiento de la planta.

Inversión de las maquinarias y equipos

El costo de las maquinarias y equipos constituye la inversión más importante del proyecto. Si bien se hizo un presupuesto sobre el monto de esta inversión, el mismo puede variar en un +/- 10%, por posibles variaciones de precios de algunos componentes.

Por lo tanto para la inversión en este rubro se utilizó una variable de distribución triangular, con el valor más probable igual al establecido en el dimensionamiento económico, y con valor máximo y mínimo un +10% y un -10% respectivamente sobre el valor más probable.

6.3 SIMULACIÓN DE MONTECARLO

La Simulación es una técnica que imita la operación de un sistema del mundo real, a medida que evoluciona en el tiempo. Para ello se desarrolla un modelo de simulación que abarca un conjunto de suposiciones acerca de la operación del sistema, expresadas como relaciones matemáticas o lógicas entre las variables de interés. El proceso básicamente tiene que ver con ejecutar el modelo a través del tiempo para generar muestras representativas de las medidas de desempeño. Una de las ventajas que tiene la simulación frente a métodos analíticos es que la teoría es relativamente directa. En general los métodos de simulación son más fáciles de aplicar que los métodos analíticos y tienen una mayor flexibilidad al representar el sistema real. Una vez construido el modelo, se puede utilizar reiteradas veces para analizar distintas políticas, parámetros o diseños. Sin embargo, vale aclarar que la simulación no es una técnica de optimización. La mayoría de las veces se utiliza para analizar preguntas del tipo “¿qué pasaría si...?” [Winston, 2004].

La simulación de Monte Carlo es un modelo estocástico discreto. Tiene que ver con el modelado de un sistema estocástico (contiene variables aleatorias) a medida que evoluciona con el tiempo mediante una representación en la que las variables de estado cambian sólo en puntos discretos del tiempo. El modelo consiste básicamente en asignar una distribución de probabilidades a las variables de interés, asociar cada una a un intervalo de números aleatorios, y luego correr la simulación mediante la generación de números aleatorios. Este intervalo de números aleatorios debe ser proporcional a la probabilidad del evento asociado [Winston, 2004].

Para que el resultado de una simulación sea bueno deben realizar suficientes corridas.

Por lo tanto la simulación de Monte Carlo permite explorar un alto número de escenarios y condensar sus resultados en una gráfica o en un número o probabilidad de ocurrencia de un resultado. A través de la manipulación de un modelo que represente la realidad, permite imitar el comportamiento de un sistema.

De esta manera, se utilizará a esta herramienta para simular el desempeño económico de ambas alternativas de inversión de este proyecto. Realizar la simulación manualmente resulta muy dificultoso, sin embargo existen programas que se anexan al ms-excel (por ejemplo el Crystal Ball) y facilitan la realización de las simulaciones.

6.4 ANÁLISIS DEL VAN

Utilizando el Cristal Ball se realiza la simulación correspondiente de las variables sujetas a variación anteriormente explicitadas. De esta simulación se obtienen las siguientes distribuciones de probabilidades del VAN de las dos alternativas de inversión.

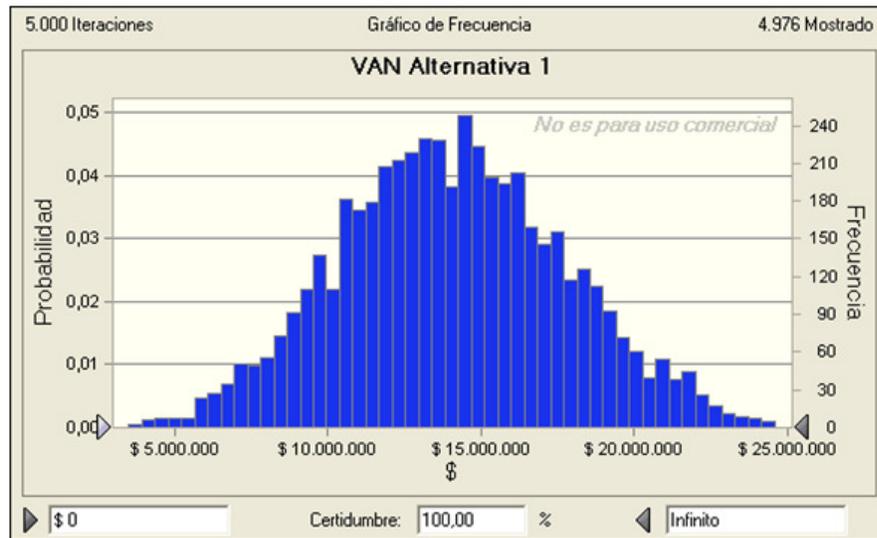


Figura 6.1. Distribución de probabilidades del VAN de la alternativa 1.
Fuente: Elaboración propia utilizando el software Crystal Ball.

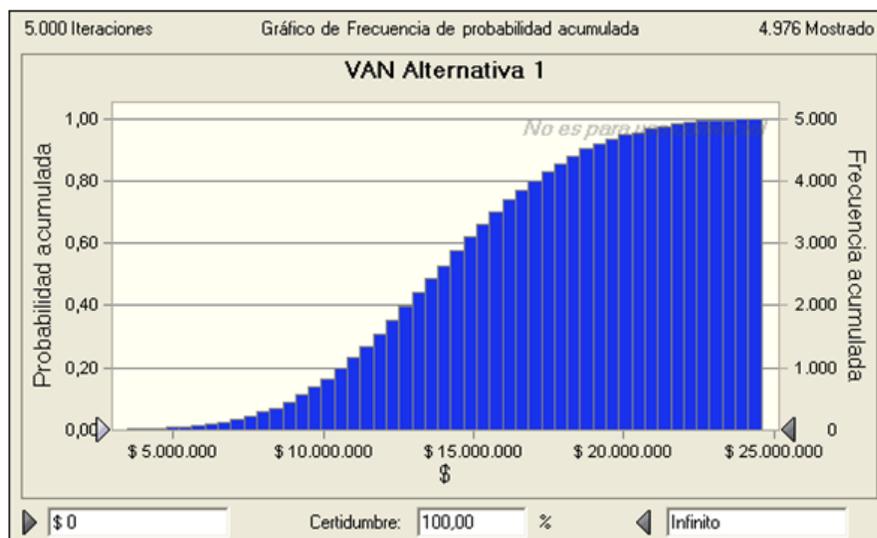


Figura 6.2. Distribución de probabilidades acumulada del VAN de la alternativa 1.
Fuente: Elaboración propia utilizando el software Crystal Ball.

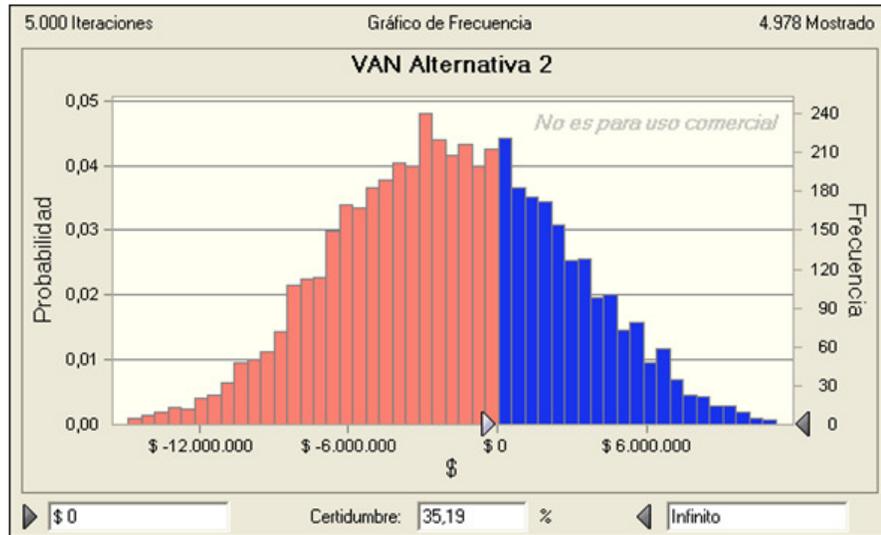


Figura 6.3. Distribución de probabilidades del VAN de la alternativa 2.
Fuente: Elaboración propia utilizando el software Crystal Ball.

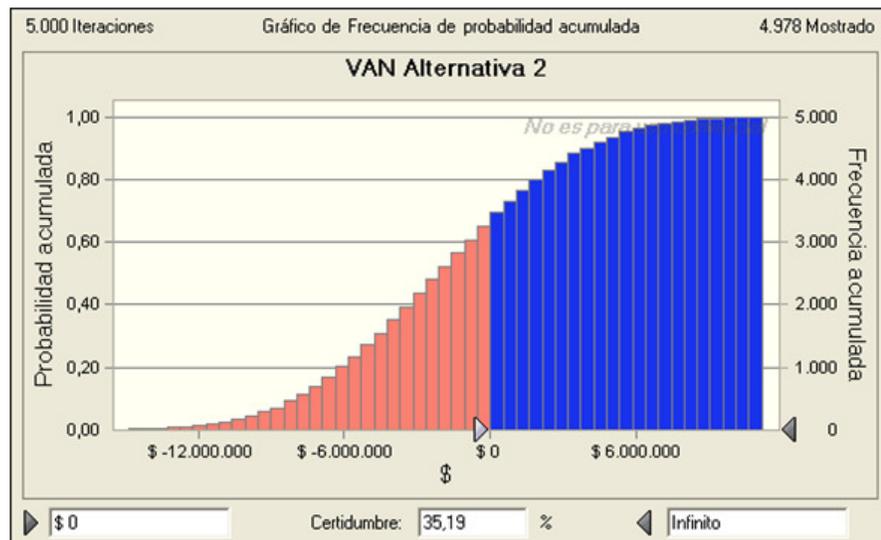


Figura 6.4. Distribución de probabilidades acumulada del VAN de la alternativa 2.
Fuente: Elaboración propia utilizando el software Crystal Ball.

En los gráficos anteriores pueden observarse la distribución de probabilidades de que el VAN adopte distintos valores. En particular se observa que para la Alternativa 2 la posibilidad de que el VAN sea mayor que cero es de 35,19%, mientras que para la Alternativa 1 la probabilidad es del 100%.

A continuación se presenta un gráfico que permite comparar el VAN de ambas alternativas.

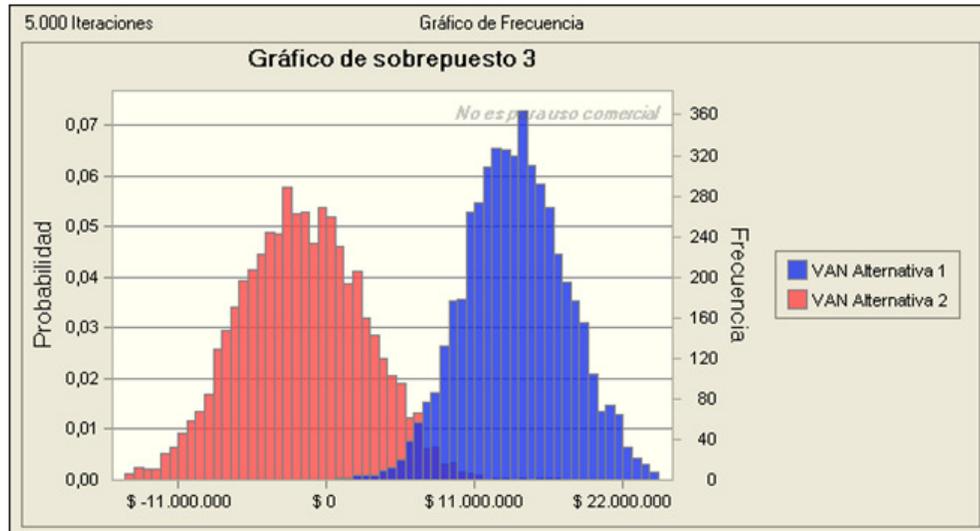


Figura 6.5. Comparación del comportamiento del VAN de ambas alternativas.
Fuente: Elaboración propia utilizando el software Crystal Ball.

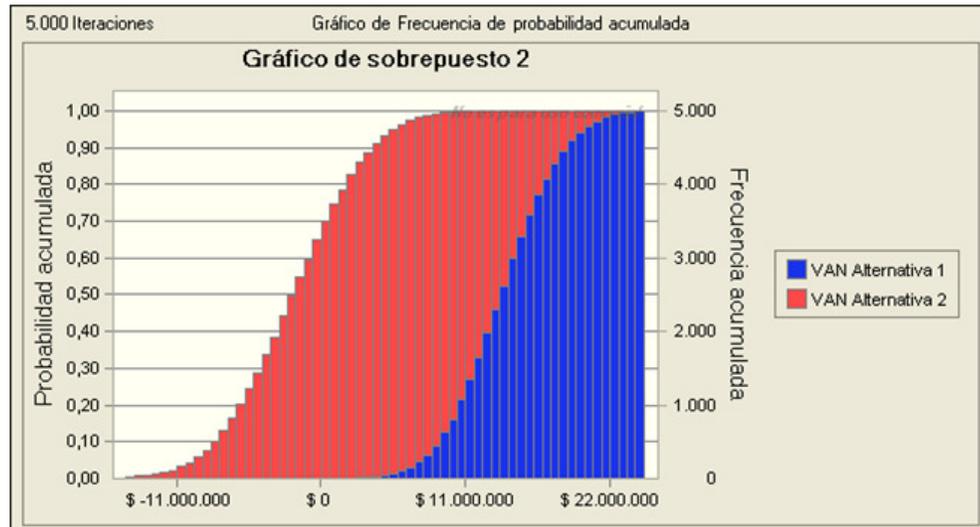


Figura 6.6. Comparación de la distribución de probabilidad acumulada del VAN de ambas alternativas.

Fuente: Elaboración propia utilizando el software Crystal Ball.

También vale la pena mostrar los gráficos de bandas de certidumbre.



Figura 6.7. Bandas de certidumbre del VAN de la alternativa 1.
Fuente: Elaboración propia utilizando el software Crystal Ball.



Figura 6.8. Bandas de certidumbre del VAN de la alternativa 2.
Fuente: Elaboración propia utilizando el software Crystal Ball.

6.4.1 Estadísticas

A continuación se presentan algunas estadísticas obtenidas de la simulación realizada.

Pronóstico: VAN Alternativa 1	
Estadística	Valores pronosticados
Iteraciones	5.000
Media	\$ 14.041.940
Mediana	\$ 13.986.393
Moda	'---
Desviación Estándar	\$ 3.766.863
Varianza	\$ 14.189.259.259.330
Coefficiente de Asimetría	0,0529
Curtosis	2,93
Coefficiente de Variación	0,2683
Mínimo	\$ 668.817
Máximo	\$ 27.906.337
Error Estándar de la Media	\$ 53.271

Tabla 6.8. Estadísticas de la simulación. VAN Alternativa 1.
Fuente: Elaboración propia utilizando el software Crystal Ball.

Pronóstico: VAN Alternativa 2	
Estadística	Valores pronosticados
Iteraciones	5.000
Media	\$ -1.824.662
Mediana	\$ -1.872.039
Moda	'---
Desviación Estándar	\$ 4.651.677
Varianza	\$ 21.638.100.839.980
Coefficiente de Asimetría	0,0164
Curtosis	2,92
Coefficiente de Variación	-2,55
Mínimo	\$ -18.522.566
Máximo	\$ 16.913.532
Error Estándar de la Media	\$ 65.785

Tabla 6.9. Estadísticas de la simulación. VAN Alternativa 2.
Fuente: Elaboración propia utilizando el software Crystal Ball.

Vale la pena aclarar que los valores de la media del VAN de cada alternativa, son menores que los que se determinaron en el dimensionamiento financiero. Esto se debe a que algunas de las variables riesgosas tienen una distribución asimétrica, con mayores probabilidades de que afecten al proyecto negativamente que positivamente.

6.4.2 Bondad de ajuste

Resulta interesante determinar cuál es la distribución que mejor ajusta al comportamiento del VAN. El Crystal Ball permite realizar la prueba de bondad de ajuste de distintas distribuciones y ver cuál es la que mejor ajusta. A continuación se presentan los resultados obtenidos.

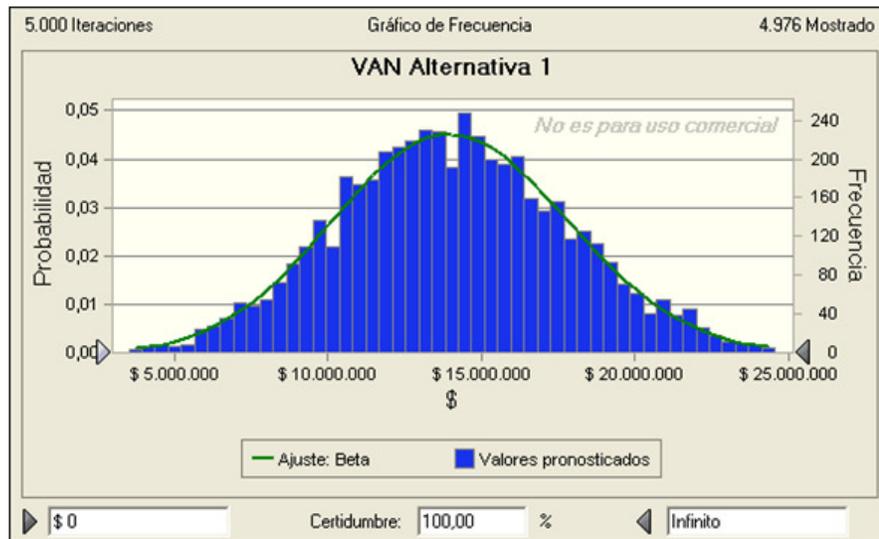


Figura 6.9. La distribución que mejor ajusta al comportamiento del VAN es la Beta.
Fuente: Elaboración propia utilizando el software Crystal Ball.

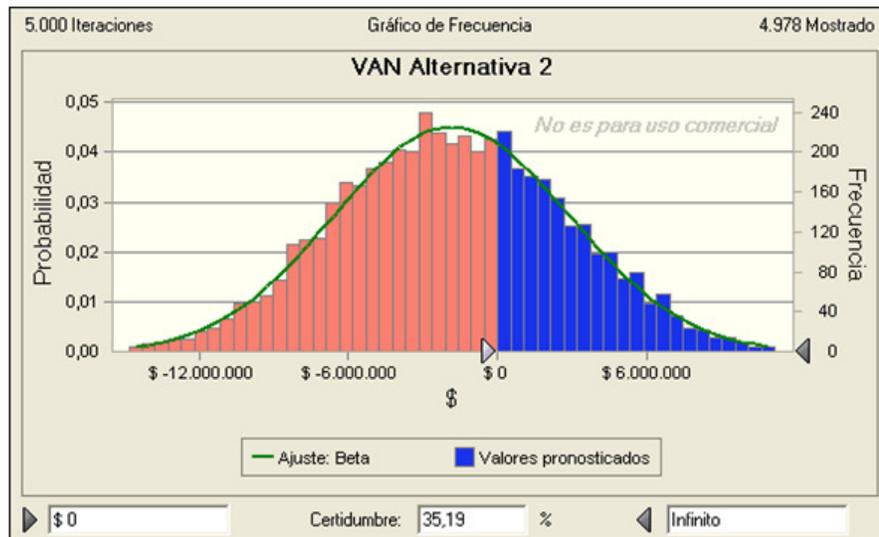


Figura 6.10. La distribución que mejor ajusta al comportamiento del VAN es la Beta.
Fuente: Elaboración propia utilizando el software Crystal Ball.

Tanto para la alternativa 1 como para la alternativa 2, la distribución que mejor ajusta al comportamiento del VAN es la distribución Beta. En las tablas 6.10 y 6.11 se muestran los resultados de la prueba de bondad de ajuste según método de Kolmogorov-Smirnov, ordenados de mejor ajuste a peor ajuste.

BONDAD DE AJUSTE		
Pronóstico: VAN Alternativa 1		
Distribución	K-S	Parámetros
Beta	0,0078	Mínimo= \$ -15.877.858;Máximo=\$ 52.056.280 ;Alfa=34,87007;Beta=44,30387
Gamma	0,0117	Ubicación= \$ -23.844.951;Escala=\$ 378.869 ;Forma=100
Normal	0,0119	Media=\$ 14.041.940 ;Desv. Est.=\$ 3.766.863
T de Student	0,0149	Punto medio=\$ 13.986.584 ;Escala=\$ 3.792.242 ;Grad. de Libertad=29,99881
Logística	0,0208	Media=\$ 14.011.688 ;Escala=\$ 2.162.017
Weibull	0,0302	Ubicación= \$ -2.233.539;Escala=\$ 17.737.688 ;Forma=4,94346
Extremo Máx.	0,0558	Más probable=\$ 12.169.189 ;Escala=\$ 3.717.886
Lognormal	0,0568	Media=\$ 14.108.335 ;Desv. Est.=\$ 4.366.170
Extremo Mín.	0,0682	Más probable=\$ 15.934.972 ;Escala=\$ 3.774.594
Triangular	0,1152	Mínimo=\$ 427.673 ;Más probable=\$ 13.784.164 ;Máximo=\$ 28.156.566
Uniforme	0,2338	Mínimo=\$ 663.368 ;Máximo=\$ 27.911.785
Exponencial	0,3899	Tasa=\$ 0
Pareto	0,5152	Ubicación=\$ 668.415 ;Forma=0,3329

Tabla 6.10. Prueba de bondad de ajuste según método K-S. VAN Alternativa 1.
Fuente: Elaboración propia utilizando el software Crystal Ball.

BONDAD DE AJUSTE		
Pronóstico: VAN Alternativa 2		
Distribución	K-S	Parámetros
Beta	0,0073	Mínimo= \$ -40.369.054;Máximo=\$ 39.565.391 ;Alfa=35,07701;Beta=37,66668
Normal	0,0091	Media= \$ -1.824.662;Desv. Est.=\$ 4.651.677
T de Student	0,0133	Punto medio= \$ -1.867.056;Escala=\$ 4.671.486 ;Grad. de Libertad=29,99927
Gamma	0,0183	Ubicación= \$ -48.820.431;Escala=\$ 469.958 ;Forma=100
Logística	0,0217	Media= \$ -1.835.133;Escala=\$ 2.678.002
Weibull	0,0282	Ubicación= \$ -22.306.569;Escala=\$ 22.295.340 ;Forma=5,0468
Extremo Máx.	0,0595	Más probable= \$ -4.146.254;Escala=\$ 4.605.732
Extremo Mín.	0,0652	Más probable=\$ 500.122 ;Escala=\$ 4.665.745
Triangular	0,1402	Mínimo= \$ -18.827.186;Más probable= \$ -2.435.465;Máximo=\$ 17.247.611
Uniforme	0,2638	Mínimo= \$ -18.529.655;Máximo=\$ 16.920.621
Lognormal	'---	
Pareto	'---	
Exponencial	'---	

Tabla 6.11. Prueba de bondad de ajuste según método K-S. VAN Alternativa 2.
Fuente: Elaboración propia utilizando el software Crystal Ball.

6.4.3 Análisis de Sensibilidad del VAN

El análisis de sensibilidad aportado por el Cristal Ball es el siguiente:

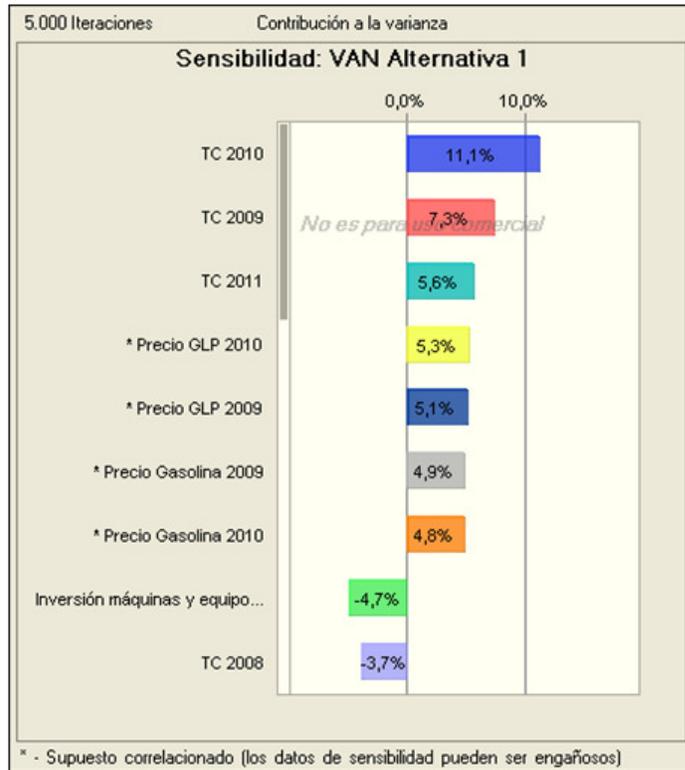


Figura 6.11. Sensibilidad del VAN de la alternativa 1.
Fuente: Elaboración propia utilizando el software Crystal Ball.

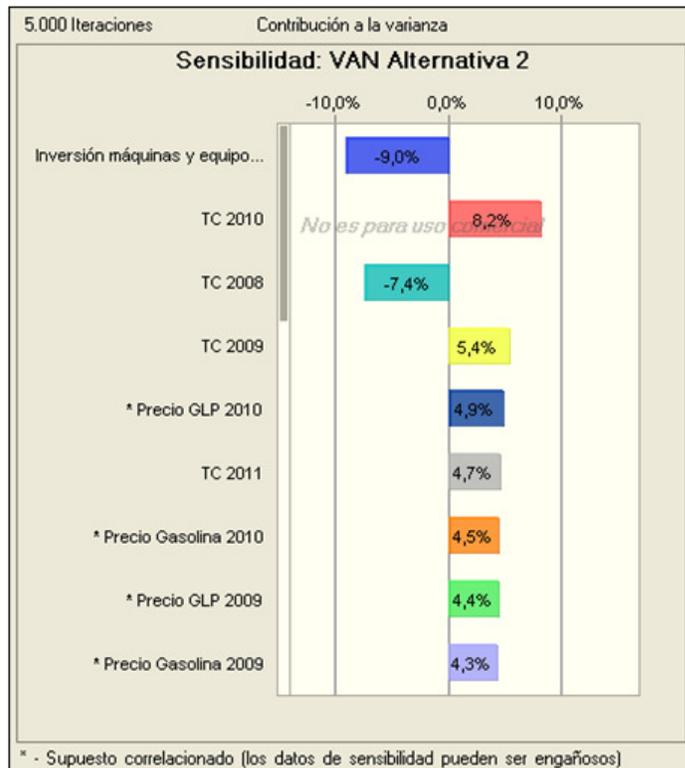


Figura 6.12. Sensibilidad del VAN de la alternativa 2.
Fuente: Elaboración propia utilizando el software Crystal Ball.

En las figuras anteriores se reflejan las primeras diez variables que más afectan el VAN de cada alternativa. Analizando estos resultados se concluye que para ambas alternativas la tasa de cambio tiene una gran influencia. Esto es lógico, ya que los ingresos del proyecto están calculados en dólares. También resulta interesante resaltar que para la alternativa 2, la variación del monto de la inversión en maquinarias y equipos resultó ser la variable más influyente sobre el VAN. Las siguientes variables que siguen en importancia son los precios del GLP y de la Gasolina.

En el anexo 4 se presentan las contribuciones a la varianza del VAN, de todas las variables riesgosas analizadas.

6.5 ANÁLISIS DE LA TIR

A continuación se presentan los resultados obtenidos de la simulación de la TIR de cada alternativa de inversión.

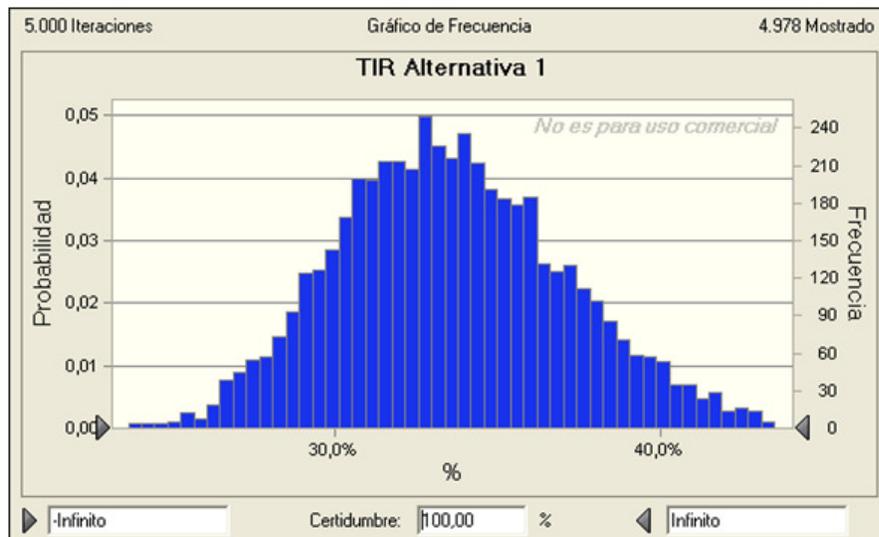


Figura 6.13. Distribución de probabilidades de la TIR de la alternativa 1.
Fuente: Elaboración propia utilizando el software Crystal Ball.

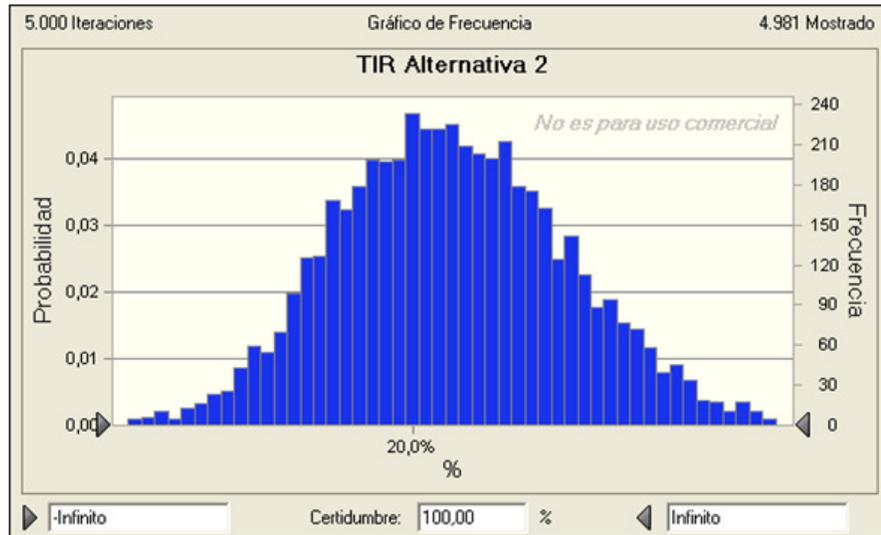


Figura 6.14. Distribución de probabilidades de la TIR de la alternativa 1.
Fuente: Elaboración propia utilizando el software Crystal Ball.

Para comparar mejor ambas TIR se las presenta en un mismo gráfico:

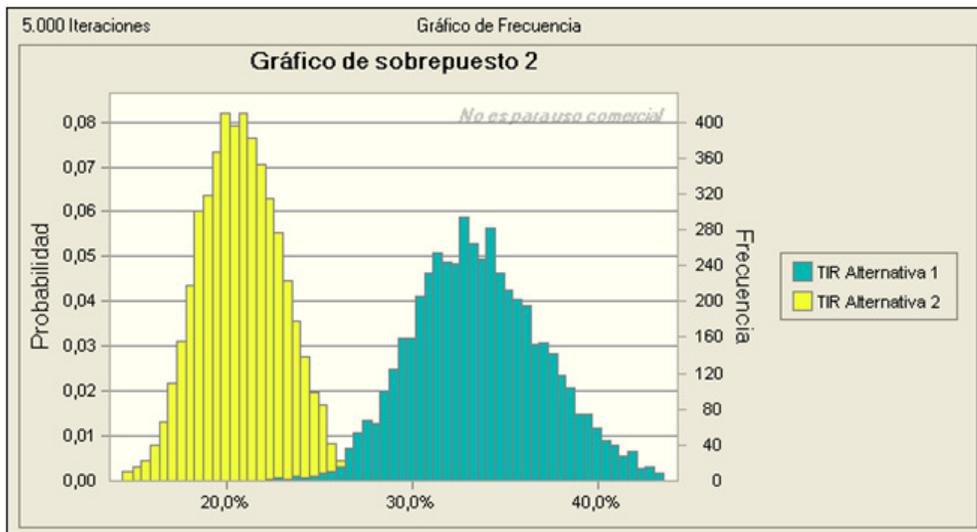


Figura 6.15. Comparación del comportamiento de la TIR de las dos alternativas.
Fuente: Elaboración propia utilizando el software Crystal Ball.

Finalmente, se presentan las estadísticas obtenidas en la simulación.

Estadística	TIR Alternativa 1	TIR Alternativa 2
Iteraciones	5.000	5.000
Media	33,60%	20,80%
Mediana	33,40%	20,70%
Desviación Estándar	3,50%	2,30%
Varianza	0,10%	0,10%
Coficiente de Asimetria	0,2302	0,1836
Curtosis	2,96	3,02
Coficiente de Variacion	0,1055	0,1093
Mínimo	22,10%	13,00%
Máximo	47,50%	31,10%
Error Estándar de la Media	0,10%	0,00%

Tabla 6.12. Estadísticas de la simulación de la TIR de las dos alternativas.
Fuente: Elaboración propia utilizando el software Crystal Ball.

6.6 COBERTURA DE RIESGOS

A continuación se analiza distintas decisiones que la empresa puede tomar para disminuir la volatilidad de algunas de las variables relevantes del proyecto.

Contrato de aprovisionamiento de gas natural

Una de las medidas más importantes que debería tomar la empresa es la de firmar un contrato de largo plazo con los productores de gas natural. A través del contrato se disminuyen considerablemente los riesgos del proyecto:

- ✓ Se asegura el aprovisionamiento del gas natural rico durante la vida del proyecto.
- ✓ Se reduce la incertidumbre del precio de compra del gas natural.
- ✓ Mediante cláusulas DOP (Deliver Or Pay) se asegura la provisión diaria del gas.

Es importante aclarar que al firmar un contrato a largo plazo, los productores exigirán un precio más alto que los que se manejan actualmente en el mercado argentino. Esta es la razón por la cual a la hora de proyectar el precio se consideraron precios sensiblemente mayores a los precios actuales. Sin embargo, la firma del contrato resulta fundamental ya que de lo contrario se corre el alto riesgo de no contar con el gas rico, lo que causaría que el proyecto no sea viable. Además, aún con estos precios de gas natural el proyecto es rentable.

Contrato de compresión

La compresión del gas natural es uno de los mayores costos del proyecto. Por lo tanto se podría firmar un contrato de compresión a largo plazo con el proveedor. De esta manera se tendría un precio de contrato establecido, reduciendo la volatilidad de esta variable.

Precio de GLP

El precio del GLP, tal cual fue explicado en el estudio de mercado, depende del precio internacional del crudo y de las tasas de retenciones aplicadas por la Secretaría de

Energía. Por lo tanto, no se pueden tomar medidas para reducir la incertidumbre de esta variable volátil.

Precio de la Gasolina Natural

El precio de la gasolina natural también está directamente relacionado con el valor del barril de crudo. Sin embargo, a diferencia del GLP, la gasolina se venderá a industrias mayoristas. Por esta razón se puede firmar un contrato de compra-venta. A través de este contrato se lograrían dos cosas:

- ✓ Se asegura la venta de la producción de gasolina natural.
- ✓ Se acuerda un precio que varíe escalonadamente, de acuerdo al rango de precios en que se encuentre el WTI

De esta forma también se está reduciendo la volatilidad del proyecto.

7. CONCLUSIONES

Inicialmente, cuando recién se comenzaba a trabajar en este proyecto, se pensaba en analizar únicamente la inversión en una planta Turboexpander. En la actualidad este tipo de plantas son las más utilizadas por ser de una tecnología superior y tener por ende un mayor rendimiento. Por lo tanto, se creía que la Turboexpander era la mejor opción sin lugar a dudas. Sin embargo, cada proyecto tiene sus propias características que lo hacen único.

En este caso, hay dos factores que resultaron determinantes a la hora de evaluar otra alternativa:

- ✓ Los volúmenes disponibles de gas rico son pequeños.
- ✓ Se cuenta inicialmente con una planta.

Estas características inducen naturalmente a analizar la alternativa de realizar lo que se denomina un *revamping* de la planta. Por lo tanto, finalmente se decidió analizar también la alternativa de reconstruir por completo la vieja planta de absorción refrigerada. De esta forma se realizó el análisis de dos proyectos de inversión en forma simultánea:

- ✓ Alternativa 1: Planta de absorción refrigerada.
- ✓ Alternativa 2: Planta Turboexpander.

Para ambas alternativas se realizó un dimensionamiento de igual magnitud, limitada a la cantidad de gas rico que la empresa puede disponer en la zona.

Luego de desarrollar y analizar las dos alternativas de inversión se concluye que resulta más rentable la opción de la planta de absorción refrigerada. Según el caso base, la tasa interna de retorno de la alternativa 1 es del 37,2%, mientras que para la alternativa 2 esta tasa es del 23,2%.

Vale aclarar que estos resultados tienen validez dentro del escenario que se proyectó como caso base. Luego, en el estudio de riesgos, se definieron las variables claves riesgosas y se analizó cómo varía la rentabilidad del proyecto al cambiar los valores de estas variables. Los resultados obtenidos probabilísticamente arrojaron que la media de la tasa interna de retorno de la alternativa 1 es del 33,6% y para la alternativa 2 del 20,8%. Resulta interesante resaltar que estos últimos valores son menores a los del caso base. Esto se debe a que a algunas de las variables riesgosas se le definió una distribución de variabilidad asimétrica, resultando más probable que varíen perjudicando el proyecto a que varíen incrementando la rentabilidad del mismo. El caso más determinante es el del precio del GLP. Al definir una distribución de probabilidades

para esta variable, se tuvo en cuenta el sistema de retenciones actual que provoca que este producto no pueda superar el valor tope establecido. Es importante destacar que si en un futuro cambiara el nuevo sistema de retenciones con precio máximo, y si continuara el alza del precio del petróleo, la rentabilidad del proyecto aumentaría considerablemente.

Por todo lo expuesto, finalmente se recomienda la inversión en la planta de absorción refrigerada (Alternativa 1). Esto implica una inversión inicial de \$ 33.000.000 (IVA incluido) que permite obtener un VAN de \$18.000.000, a 10 años de horizonte y con una tasa de descuento promedio del 21% anual.

8. REFERENCIAS

- AltEnergy. 2007. <http://www.alternenergy.com> Acceso Mayo 2007.
- Apuntes de la Cátedra Gas y Gasolina Natural. 2007. Ingeniería en Petróleo y Gas, Instituto Tecnológico de Buenos Aires.
- Asociación Iberoamericana de GLP (AIGLP). 2007. <http://www.aiglp.com/> Acceso Abril 2007.
- Banco Central de la República Argentina. 2007. <http://www.bcra.gov.ar/index.asp>. Acceso Julio 2007
- Brudnick, G. 2003. *Panorama de la Industria Petroquímica Argentina*. XII Congreso Argentino de Catálisis.
- Cañadón Seco, sitio web. 2007. <http://www.caletao.com.ar/canadon>. Acceso Julio 2007.
- CEGLA, Cámara de Empresas Argentinas de Gas Licuado. 2007. <http://www.cegla.org.ar> Acceso Junio 2007
- De Cillis, H. 2006. *El rol del Estado en el envasado y distribución del GLP*. Congreso XXI de la Asociación Iberoamericana de Gas Licuado de Petróleo. <http://www.aiglp.com/arq/congressos/XXI/01.pdf>. Acceso Julio 2007
- Di Pelino, A.; Vianco, G.; Iglesias, F.; Katz, P. y Daniele, M. 2002. *Informe sobre la situación actual del Gas Licuado de Petróleo*. 37 páginas. Informe para el Instituto Argentino de la Energía “General Mosconi”.
- ENARGAS. Ente Nacional Regulador del Gas. 2007. <http://www.enargas.gov.ar>. Acceso Junio 2007.
- Energy Information Administration. 2007. <http://www.eia.doe.gov>. Acceso Julio 2007.
- García, R. 2004. *Inferencia Estadística y Diseño de Experimentos*. EUDEBA. ISBN 950-23-1295-3
- GPSA, Gas Processors Suppliers Association. 2004. *Engineering Data Book*.
- Guo, B. y Ghalambor, A. 2005. *Natural Gas Engineering Handbook*. Gulf Publishing. ISBN: 0-9765113-3-9
- IAPG, Instituto Argentino del Petróleo y el Gas. *El Abecé del Petróleo y el Gas en el mundo y en la Argentina*. ISBN: 987-9139-13-5
- InfoLeg, Información Legislativa. 2007. Centro de documentación e información del Ministerio de Economía. <http://www.infoleg.gov.ar> Acceso Julio 2007.

- Kidnay, A. y Parrish, W. 2006. *Fundamentals of Natural Gas Processing*. CRC Press. ISBN 10: 0-8493-3406-3
- Libro de la Cátedra Proyectos de Inversión. 2007. Ingeniería Industrial, Instituto Tecnológico de Buenos Aires. 2007.
- Mattioni, M. 2006. *Breve reseña del Gas Licuado de Petróleo en Argentina*. Cámara de Empresas Argentinas de Gas Licuado.
http://www.cegla.org.ar/sitio/index.php?categoria_id=56&origen_id=4 Acceso Mayo 2007.
- Mokhatab, S.; Poe, W. y Speight, J. 2006. *Handbook of Natural Gas Transmission and Processing*. Gulf Professional Publishing. ISBN 10: 0-7506-7776-7
- NEB, National Energy Board. Canadá. 2007. How Canadian Markets Work.
<http://www.neb.gc.ca/clf-nsi/rnrgynfmtn/prcng/ntrlgslqd/cndnmrkt-eng.html>
Acceso Julio 2007
- Oeyen, P. 1998. *Manual IPSA del GLP*. Páginas 1-15, Capítulo 11.
- Pereiro, L. y Galli, M. 2000. *La determinación del costo de capital en la valuación de empresas de capital cerrado: una guía práctica*. Universidad Torcuato Di Tella.
- Regan, G. 2003. *Understanding volatile propane prices*. LP Gas Magazine.
<http://www.lpgasmagazine.com/lpgas/Columnists/Understanding-volatile-propane-prices/ArticleStandard/Article/detail/71998> Acceso Julio 2007.
- Riesgo País. 2007. <http://www.RiesgoPais.com> Acceso Abril 2008.
- Secretaría de Energía de la República Argentina. 2007.
<http://energia3.mecon.gov.ar/home> Acceso Junio 2007.
- SENER, Secretaría de Energía de México. 2006. *Prospectiva del mercado de gas LP 2006-2015*. http://www.sener.gob.mx/webSener/res/PE_y_DT/pub/ProspGasLP2006.pdf Acceso Julio 2007.
- Shell Gas LPG. 2007. <http://www.shellgaslpg.com> Acceso Junio 2007.
- Winston, W. 2004. *Investigación de Operaciones. Aplicaciones y Algoritmos*. Thomson. ISBN: 970-686-362-1
- Yahoo! Finance. 2008. <http://finance.yahoo.com> Acceso Marzo 2008.

9. ANEXOS**ANEXO 1**

Mes y Año	Proyección (tons.)	Mes y Año	Proyección (tons.)	Mes y Año	Proyección (tons.)
ene-07	462,26	ene-11	786,71	ene-15	1.259,37
feb-07	479,70	feb-11	1.058,13	feb-15	1.115,85
mar-07	950,25	mar-11	1.118,94	mar-15	1.503,23
abr-07	1.369,69	abr-11	1.333,26	abr-15	1.786,89
may-07	1.888,07	may-11	2.152,22	may-15	2.289,88
jun-07	2.040,43	jun-11	2.228,29	jun-15	2.696,88
jul-07	2.089,94	jul-11	2.598,94	jul-15	2.824,68
ago-07	2.127,53	ago-11	2.262,31	ago-15	2.543,55
sep-07	1.521,08	sep-11	2.125,34	sep-15	2.260,11
oct-07	1.294,91	oct-11	1.589,77	oct-15	1.896,05
nov-07	912,95	nov-11	1.487,09	nov-15	1.458,96
dic-07	780,48	dic-11	1.038,27	dic-15	1.372,62
ene-08	668,51	ene-12	1.011,12	ene-16	1.209,11
feb-08	644,84	feb-12	1.141,14	feb-16	1.314,12
mar-08	983,01	mar-12	1.460,61	mar-16	1.705,98
abr-08	1.347,55	abr-12	1.645,16	abr-16	1.823,21
may-08	1.828,45	may-12	2.267,58	may-16	2.435,31
jun-08	1.959,44	jun-12	2.493,81	jun-16	2.719,80
jul-08	2.131,83	jul-12	2.598,56	jul-16	2.629,94
ago-08	2.083,41	ago-12	2.649,82	ago-16	2.699,21
sep-08	1.804,55	sep-12	2.046,85	sep-16	2.258,63
oct-08	1.347,54	oct-12	1.748,99	oct-16	2.095,05
nov-08	1.132,93	nov-12	1.520,23	nov-16	1.697,98
dic-08	1.057,18	dic-12	1.103,21	dic-16	1.555,77
ene-09	758,05	ene-13	1.048,64	ene-17	1.355,35
feb-09	685,23	feb-13	1.146,42	feb-17	1.357,66
mar-09	1.063,96	mar-13	1.735,98	mar-17	1.499,86
abr-09	1.227,03	abr-13	1.607,93	abr-17	1.996,31
may-09	2.097,27	may-13	2.145,19	may-17	2.387,98
jun-09	2.048,01	jun-13	2.291,91	jun-17	2.786,32
jul-09	2.355,72	jul-13	2.547,19	jul-17	2.957,01
ago-09	2.335,41	ago-13	2.597,54	ago-17	2.904,26
sep-09	1.940,68	sep-13	2.178,25	sep-17	2.102,74
oct-09	1.448,56	oct-13	1.680,74	oct-17	2.097,35
nov-09	1.321,80	nov-13	1.358,98	nov-17	1.640,77
dic-09	1.041,70	dic-13	1.248,53	dic-17	1.758,31
ene-10	975,63	ene-14	1.276,57		
feb-10	938,86	feb-14	1.095,63		
mar-10	1.001,75	mar-14	1.547,84		
abr-10	1.299,28	abr-14	1.521,23		
may-10	1.902,08	may-14	2.044,71		
jun-10	2.232,76	jun-14	2.603,87		
jul-10	2.513,30	jul-14	2.617,63		
ago-10	2.270,86	ago-14	2.462,05		
sep-10	1.952,61	sep-14	2.100,38		
oct-10	1.500,46	oct-14	1.653,69		
nov-10	1.115,04	nov-14	1.401,14		
dic-10	1.127,31	dic-14	1.367,32		

Tabla 9.1. Proyección del consumo de GLP por redes de las localidades de Camuzzi.

Fuente: Elaboración propia.

ANEXO 2

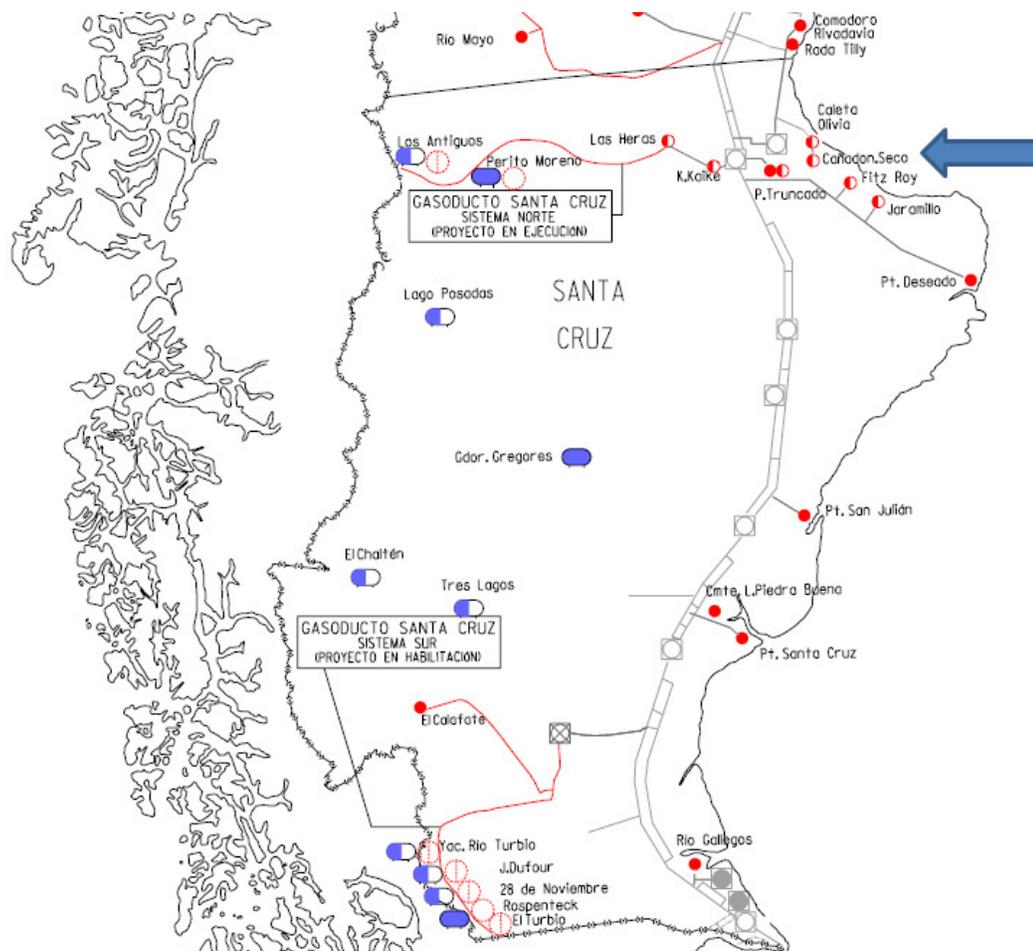


Figura 9.1. Ubicación de Cañadón Seco en Santa Cruz.
Fuente: ENARGAS.

ANEXO 3

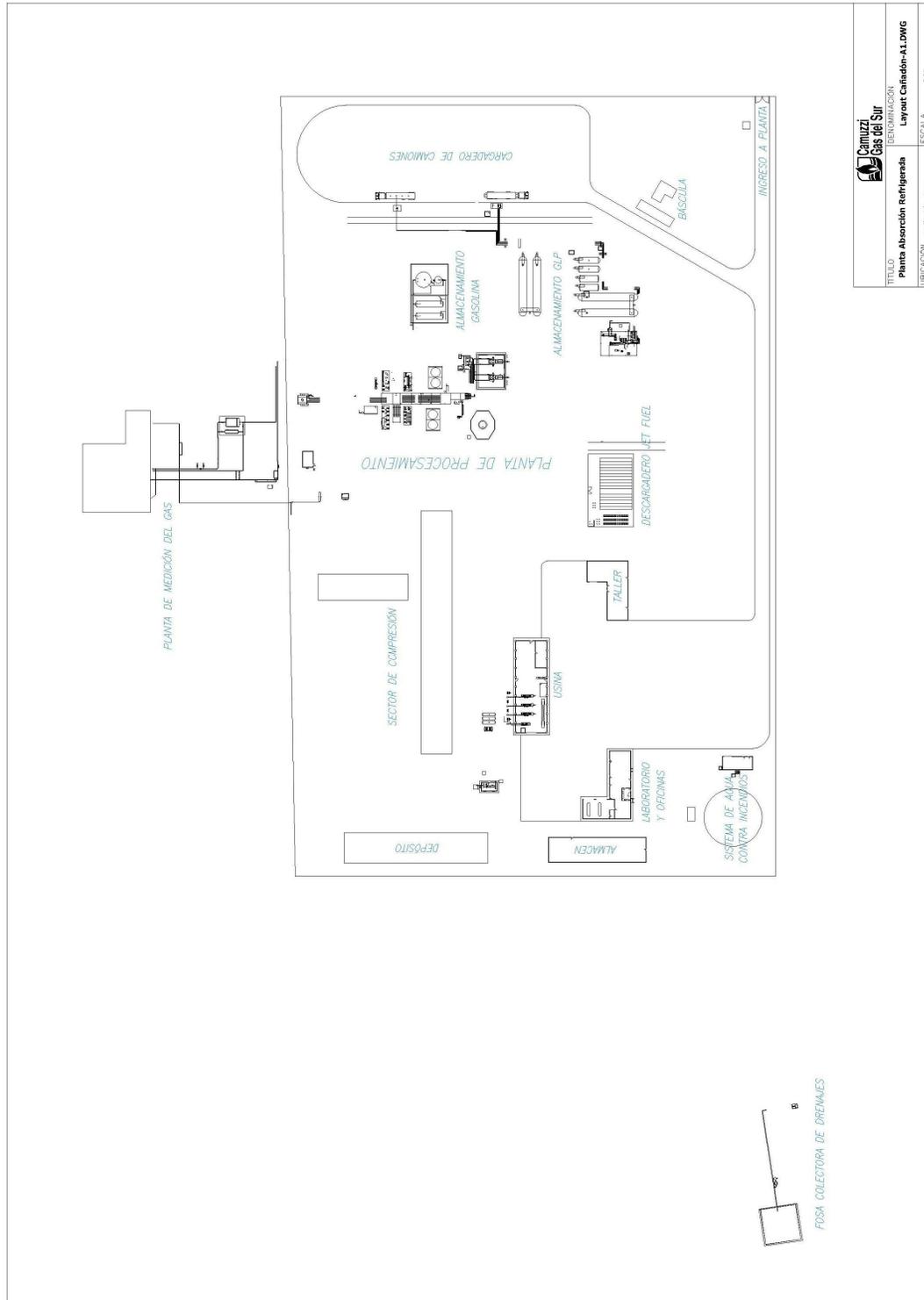


Figura 9.2. Layout de la planta de Cañadón Seco, con la alternativa 1.
Fuente: Elaboración propia.

ANEXO 3- CONTINUACIÓN

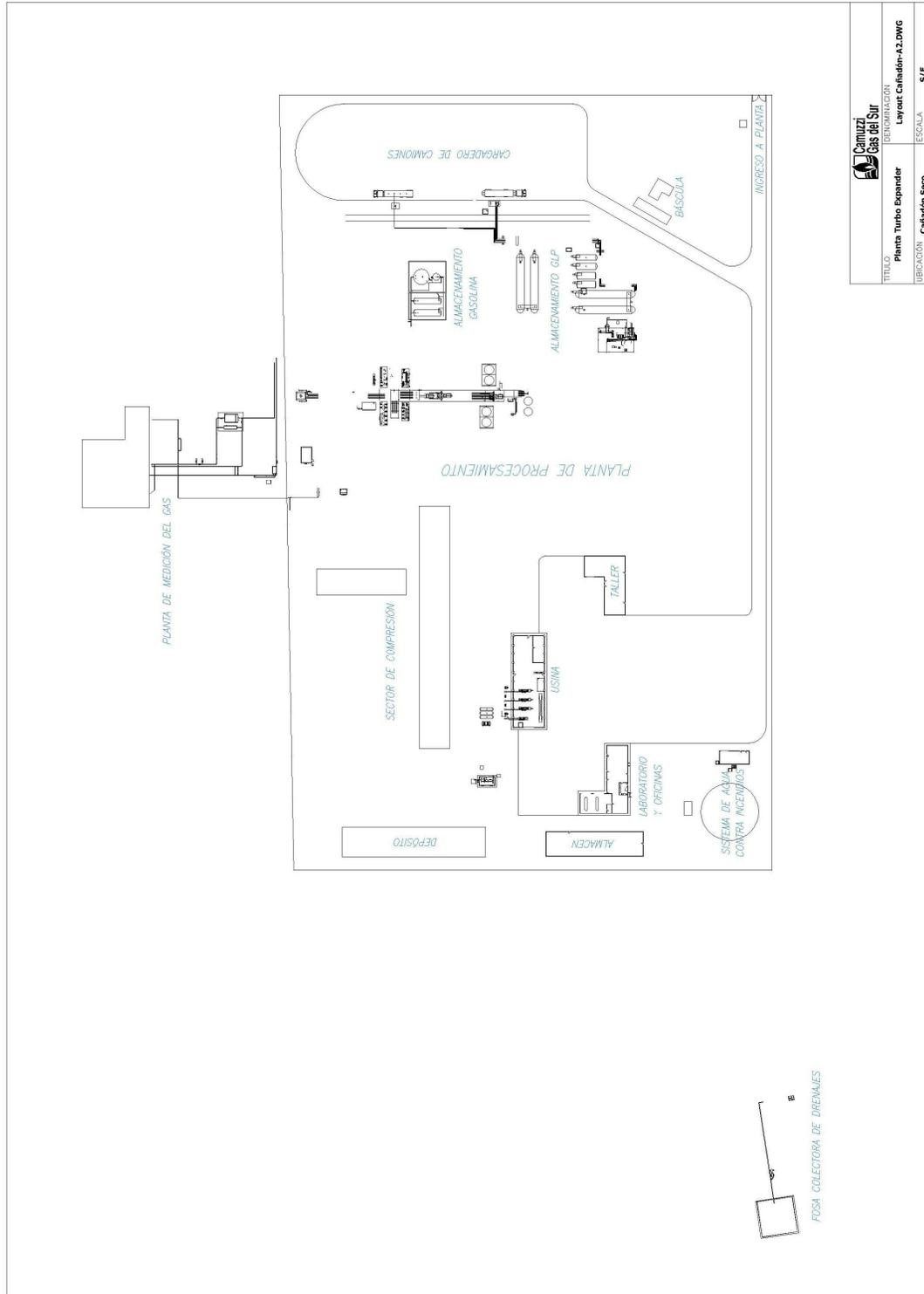


Figura 9.3. Layout de la planta de Cañadón Seco, con la alternativa 2.
Fuente: Elaboración propia.

ANEXO 4

Sensibilidad: VAN Alternativa 1		
Assumptions	ContributionToVariance	RankCorrelation
TC 2010	0,111187713	0,392195619
TC 2009	0,073191202	0,31820264
TC 2011	0,055956333	0,278226801
* Precio GLP 2010	0,052886429	0,270487039
* Precio GLP 2009	0,050657816	0,264726594
* Precio Gasolina 2009	0,049170502	0,260811455
* Precio Gasolina 2010	0,048448634	0,258889901
Inversión máquinas y equipos - Alternativa 1	0,046978739	-0,254932391
TC 2008	0,037161449	-0,226736093
TC 2012	0,03423301	0,217619037
* Precio Gasolina 2011	0,030580598	0,205682491
* Precio GLP 2011	0,027249058	0,194155673
* Costo Compresión 2011	0,023153818	-0,178972228
* Precio GLP 2012	0,02193169	0,174184854
* Costo Compresión 2010	0,021528217	-0,172575196
* Costo Compresión 2013	0,020380489	-0,167911965
* Costo Compresión 2012	0,020352475	-0,167796521
TC 2013	0,019085864	0,162491353
* Precio Gasolina 2012	0,018974188	0,162015267
* Costo Compresión 2014	0,018420375	-0,15963333
* Costo Compresión 2009	0,017094691	-0,153781809
* Precio GLP 2013	0,016356629	0,150425422
* Precio Gasolina 2013	0,01598563	0,148709674
* Costo Compresión 2015	0,013386119	-0,136082311
TC 2014	0,012669295	0,13238859
Otro	0,142979037	
	1	

Figura 9.4. Análisis de sensibilidad. Contribución a la varianza del VAN de la alternativa 1.

Fuente: Elaboración propia utilizando el software Crystal Ball.

ANEXO 4 (Continuación)

Sensibilidad: VAN Alternativa 2		
Assumptions	ContributionToVariance	RankCorrelation
Inversión máquinas y equipos - Alternativa 2	0,090176631	-0,355194628
TC 2010	0,082443309	0,339622998
TC 2008	0,073637705	-0,320973744
TC 2009	0,054298884	0,275622607
* Precio GLP 2010	0,049155745	0,262244584
TC 2011	0,046834755	0,255978513
* Precio Gasolina 2010	0,045100061	0,251193242
* Precio GLP 2009	0,04439417	0,249219693
* Precio Gasolina 2009	0,04293302	0,245084082
* Costo Compresión 2011	0,030578484	-0,206836587
* Costo Compresión 2013	0,030103899	-0,205225232
* Costo Compresión 2012	0,029385797	-0,202762726
* Costo Compresión 2010	0,027195147	-0,195058596
* Costo Compresión 2014	0,026724543	-0,193363515
TC 2012	0,026116915	0,191152651
* Precio Gasolina 2011	0,02409905	0,183619731
* Precio GLP 2011	0,023552285	0,181524777
* Costo Compresión 2009	0,022735962	-0,178351206
* Precio GLP 2012	0,020822066	0,170679473
* Costo Compresión 2015	0,019505334	-0,165194689
* Precio Gasolina 2012	0,019001802	0,163048491
* Costo Compresión 2016	0,013964357	-0,139775113
* Precio GLP 2013	0,013941737	0,13966186
TC 2013	0,013301509	0,136417424
* Costo Compresión 2017	0,012345749	-0,131425039
Otro	0,117651082	
	1	

Figura 9.5. Análisis de sensibilidad. Contribución a la varianza del VAN de la alternativa 2.

Fuente: Elaboración propia utilizando el software Crystal Ball.

