



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL COMAHUE

FACULTAD DE ECONOMÍA Y ADMINISTRACIÓN

TESIS MAESTRÍA EN GESTIÓN EMPRESARIAL

**“Propuesta de inversión para instalación de una planta de GLP en Vaca
Muerta”**

Caso: Transportadora de Gas del Sur SA

Tesista: Cr. Mauro Sebastián Varisco

DNI: 33.724.715

Director de Tesis: Mg. Ricardo Daniel Adra

Codirectora de Tesis: Mg. Alicia Elsa Rey

Neuquén, diciembre de 2023

AGRADECIMIENTOS

A mis directores, Ricardo y Alicia,
por su paciencia, predisposición y
aportes a lo largo de este trayecto.

A mi esposa Bianca,
por la comprensión y motivación brindada
para la obtención de un nuevo logro.

A mis abuelos Mirko, Berta, Luis y María,
por inspirarme y ayudarme a
construir cimientos fuertes.
Siempre en mis memorias.

RESUMEN EJECUTIVO

Nuestro país posee una gran variedad de fuentes energéticas destacándose por los numerosos yacimientos de hidrocarburos en donde actualmente tiene protagonismo la formación denominada Vaca Muerta, ubicada en la cuenca neuquina, donde se está desarrollando la explotación del recurso mediante el método de extracción no convencional. Además, según el último informe de BP Statistical Review of World Energy¹, el consumo de gas natural en nuestro país representa el 48% de la matriz energética.

Actualmente existe una gran demanda insatisfecha de gas natural que obliga al Gobierno Nacional a la importación de GNL, generando déficit comercial en los Balances Energéticos. Sin embargo, el hecho de que Argentina cuente con grandes reservas de gas y petróleo no convencional (Vaca Muerta)², posiciona a la industria de hidrocarburos como una de las actividades de mayor potencial de crecimiento para los próximos años. Según datos brindados por la Secretaría de Energía de la Nación, para el año 2030 se espera un crecimiento del consumo y producción de gas natural de 26% y 73%, respectivamente.³ Asimismo, si consideramos el promedio del consumo residencial unitario por día de gas natural en Argentina (3,31 m³/d)⁴ y la cantidad de hogares sin acceso a gas de red (2.988.000)⁵ podríamos decir que existe una demanda insatisfecha de 9.890.280 m³/d.

Es en este contexto en el cual nos enfocamos en la empresa Transportadora de Gas del Sur (en adelante, “**TGS**”), al ser la principal empresa de transporte de gas natural en Argentina y cuyo gasoducto se encuentra conectado a Vaca Muerta. A su vez, como consecuencia de la privatización de Gas del Estado (“**GdE**”) en 1992, también cuenta con la actividad no regulada de producción y comercialización de líquidos derivados del gas natural en el Complejo Cerri (Bahía Blanca, Prov. Buenos Aires), la cual permitió compensar los magros resultados provenientes de la actividad regulada (transporte de gas), la que en los últimos años presentó un descenso en la participación relativa en el total de ingresos de la compañía, llegando a ser del 25% en el año 2022, cuando el promedio histórico rondaba el 38%.

Esta situación genera la inquietud de aprovechar el know how de la compañía y evaluar la posibilidad de ampliar el segmento de producción y comercialización de gas mediante la inversión en una nueva planta de producción de gas en la zona de Vaca Muerta.

El presente trabajo tiene como objetivo realizar una propuesta de inversión por 142 millones de dólares en una planta de procesamiento y producción de GLP para **TGS** en la zona de Tratayen, provincia del Neuquén; para incrementar su rentabilidad aprovechando sus ventajas de escala y localización. Para la evaluación se proyectó un horizonte de tiempo de 11 años.

Previo a adentrarnos en la metodología de investigación y en la preparación y evaluación del proyecto, se procedió a realizar una breve descripción del negocio de **TGS**, su situación

¹ BP Statistical Review of World Energy, es el informe de referencia con los principales datos de los mercados energéticos a nivel mundial.

² Según últimos datos de la EIA, septiembre 2015, Vaca muerta cuenta con 308 billones de pies cúbicos de gas y 16,22 mil millones de barriles de petróleo no convencional, siendo la 2° reserva mundial de gas no convencional y la 4° de crudo del mismo origen.

³ Fuente: Escenarios energéticos de Argentina con un horizonte al año 2030 (2019).

⁴ Fuente: Panorama gasífero diciembre 2022 – Coyuntura del sector – ENARGAS.

⁵ Fuente: INDEC – Encuesta Permanente de Hogares

financiera económica y su posicionamiento en el mercado; para luego conocer la situación de la industria del gas natural y producción de GLP en Argentina y su marco regulatorio.

La metodología aplicada es de un enfoque mixto, predominando el enfoque cuantitativo mediante recolección de datos empíricos. Para ello se acudió a información de carácter público de **TGS** (estados financieros, presentaciones, reportes y comunicaciones), como así también a información de la Secretaría de Energía de la Nación y del Ente Nacional de Regulación del Gas Natural (ENARGAS). En cuanto al enfoque cualitativo, se procedió a la realización de entrevistas semiestructuradas a profesionales de la industria en donde se recopiló información útil para el desarrollo del estudio de ingeniería.

Para la preparación y evaluación del proyecto se utilizó una estructura de flujo de fondos de caja expresados en dólares estadounidenses, en base a proyecciones estimadas en el estudio de mercado. Una vez obtenida la tasa de descuento (mediante enfoque CAPM @19,56% en USD) se aplicaron los distintos instrumentos de gestión para evaluación de proyectos: VAN, TIR y período de repago.

Luego, se analizaron los resultados desde el punto de vista probabilístico determinando las variables críticas que afectarían la rentabilidad del proyecto y asignando probabilidades de ocurrencia conforme a un escenario base. Para concluir se realizaron simulaciones que permitieron evaluar la sensibilidad del VAN frente a diversos cambios de valores a lo largo de la vida del proyecto.

Finalmente, se estima que el presente proyecto generaría un valor económico para **TGS** de USD 1.185.454, arrojando una TIR de 20% y con un período de repago de la inversión inicial de 6,17 años.

Palabras clave: Análisis de inversión. Planta de GLP. Vaca Muerta

ÍNDICE

Glosario, acrónimos y abreviaturas.....	1
1. Presentación.....	5
2. Conociendo el problema	5
2.1. Conociendo TGS	5
2.2. Análisis financiero y económico	5
2.2.1. Ventas y márgenes de rentabilidad	5
2.3. Licencia TGS	14
3. Planteo del problema	15
3.1. Preguntas	16
3.2. Objetivos	17
3.3. Hipótesis para resolver el problema	17
4. Revisión bibliográfica y marco teórico	17
4.1. ¿Qué es el GLP?	17
4.1.1. Características esenciales	17
4.2. Situación del mercado nacional	21
4.2.1. Fuentes de energía	21
4.2.2. Análisis del mercado de GLP	27
4.2.3. Análisis del mercado de gasolina natural	38
4.2.4. Mercado regulatorio	40
4.4. Instrumento de gestión: criterios para el análisis de inversiones	41
5. Metodología de la investigación	43
5.1. Análisis de datos y proyecciones	44
5.1.1. Proyecciones variables macroeconómicas	45
5.1.2. Proyección cantidad a vender	46
5.1.3. Proyección de precios de venta y costo de materia prima	46
5.2. Pautas e instrumentos para la evaluación de proyecto	48
6. FODA.....	50
7. Datos de ingeniería para el estudio	51
7.1. Selección tecnología	51
7.2. Proceso de producción	51
7.3. Localización	52
7.4. Tamaño	52
7.5. Programa de producción	53
7.6. Necesidades: equipos, maquinarias y capital humano	56
8. Preparación y evaluación de proyecto.....	59

8.1. Estructura del flujo de caja	59
8.2. Inversiones del proyecto	59
8.3. Ingresos	60
8.4. Costos	61
8.5. Otros costos	62
8.6. Impuestos a las ganancias	63
8.7. Punto de equilibrio	63
8.8. Evaluación de proyecto	64
9. Mapa de tipos de riesgo.....	64
9.1. Identificación y clasificación de los riesgos	65
9.2. Medición de los riesgos	65
9.3. Planes de acción definidos	66
10. Análisis de sensibilidad.....	67
10.1. Análisis de sensibilidad VAN	69
10.2. Análisis de sensibilidad: desvío sobre caso base	71
11. Análisis de los Resultados - Conclusiones	73
12. Nuevos problemas posibles de tratar a partir de esta propuesta	75
13. Bibliografía	77
14. Apéndices.....	81
14.1. Características GLP	81
14.2. Conociendo la cadena de valor: gas natural	81
14.3. Productores de gas natural en Argentina. Período: 2022.	83
14.4. Métodos de obtención de GLP	84
14.5. Sistema de gestión de riesgos. Mapa de riesgos.	86
14.6. Análisis de sensibilidad: Simulación de Montecarlo	89
14.7. Unidades de conversión	89
14.8. Punto de equilibrio	90
Índice ilustraciones.....	91
Índice gráficos	91
Índice tablas	92
Anexos.....	94

Glosario, acrónimos y abreviaturas

GLOSARIO:

Absorción: Es la operación unitaria que consiste en la separación de uno o más componentes de una mezcla gaseosa con la ayuda de un solvente líquido, con el cual forma solución (un soluto o varios se absorben de la fase gaseosa y pasan a la líquida).

Adsorción: Es un proceso por el cual las moléculas son atrapadas o retenidas en la superficie de un material sólido, en contraposición a la absorción, que es un fenómeno de volumen, es decir es un proceso en el cual un contaminante soluble (adsorbato) es eliminado del gas por contacto con una superficie sólida (adsorbente).

Balance Energético Nacional (BEN): permite identificar, caracterizar y mensurar el sector energético de manera integrada, siendo la base de la información estratégica para la toma de decisiones. Contabiliza los flujos de energía desde su producción hasta su consumo final. Permite visualizar cómo se produce la energía, se exporta o importa, se transforma o se consume por los distintos sectores económicos. La oferta primaria junto a la secundaria conforma la Oferta Interna Total de energía disponible para ser transformada (refinerías, plantas de tratamiento de gas, usinas eléctricas, etc.), ser consumida en el propio sector energético (consumo propio), o ser consumida por los usuarios finales dentro del país (consumo final: residencial, industrial, comercial, etc.).

British Thermal Unit (BTU): Es una medida de calor equivalente a 1055 julios, generalmente utilizada para hacer referencia al precio del gas natural, en términos de dólares estadounidenses por millón de BTUs. Dentro de Argentina, en promedio un millón de BTUs equivale a 28,51 m3 de gas natural (está equivalencia depende del poder calorífico del gas extraído).

Capital Asset Pricing Model (CAPM, por sus siglas en inglés): es un modelo utilizado para calcular la rentabilidad que un inversor debe exigir al realizar una inversión en un activo financiero, en función de los riesgos que está asumiendo.

Compounded Annual Growth Rate (CAGR, por sus siglas en inglés): Es un término utilizado en el ámbito de las finanzas que refiere a la tasa constante anual de crecimiento entre dos períodos.

Coque: Combustible sólido, producto de la refinación del petróleo al eliminar la mayor parte de las sustancias volátiles.

Cromatografía: método analítico instrumental de laboratorio que determina la composición molar del gas en circulación. Se utiliza para separar y analizar los componentes de una mezcla.

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 GLP vaporizado, mediante una red de distribución a usuarios de cualquier categoría.

Earnings Before Interest, Taxes, Depreciations and Amortizations (EBITDA, por sus siglas en inglés): Corresponde a los beneficios antes de los gastos de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones, en un período determinado.

Fraccionador: Aquél que, por cuenta propia y disponiendo de instalaciones industriales, fracciona y envasa GLP, en envases fijos y móviles, como microgarrafas (de 1 y 2 kg.), garrafas, cilindros, tanques fijos o móviles, de su propia marca o de terceros. Los fraccionadores generalmente deben hacerse cargo de los costos de transportar el GLP desde la planta de despacho a la de fraccionamiento, en ocasiones con medios de transporte propios.

Fraccionamiento: Una vez que los hidrocarburos de mayor valor agregado (etano, propano, butano e inclusive pentanos y superiores) han sido retirados de la corriente de gas, deben ser separados en corrientes de productos comercializables. La separación de estas corrientes de productos diferentes se denomina fraccionamiento. El fraccionamiento utiliza la diferencia de puntos de ebullición de dos o más componentes para efectuar una separación, y se lleva a cabo por medio de la utilización de torres de destilación.

Gas Licuado del Petróleo (GLP): Es la mezcla de gases, en su mayoría compuestos por butano y propano, que se obtienen a través del refinamiento del petróleo y también de procesos de separación del gas natural. Una de sus características es que tiene un alto poder calorífico por unidad de volumen. Además, almacenarlo en estado líquido y en grandes cantidades facilita su modo de transporte.

Gas natural licuado (GNL): Gas natural procesado para ser transportado en forma líquida, a baja presión y a -162 °C. Es la mejor alternativa para suministrar combustible y energía a zonas remotas, donde no hay gasoductos.

Gasolina natural: 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 las plantas de acondicionamiento de gas natural y/o de plantas de extracción de líquidos del gas natural, en una etapa físicamente posterior a la de separación del condensado. Dentro de la categoría de gasolina natural, podemos distinguir dos niveles bien diferenciados en cuanto a su proceso de obtención: una de ellas, a la que podemos denominar gasolina natural primaria, y que es la gasolina natural que es necesario extraer del gas natural, mediante instalaciones de acondicionamiento, para que el mismo cumpla con las especificaciones de calidad establecidas por las normativas vigentes, en tanto que la otra es la gasolina natural secundaria o industrial, que es la extraída del gas natural, por procesos de extracción de líquidos, más allá de la separada por requerimientos de calidad del gas natural.

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.

Henry Hub: Es un centro de distribución de gas natural situado en el estado de Luisiana, Estados Unidos en el que se unen varios de los principales gasoductos del país norteamericano. Desde 1990 genera los precios para los futuros del gas natural que cotizan en la Bolsa de Nueva York (NYMEX). El Henry Hub como concepto de referencia de precios es muy importante porque se elabora con los precios de oferta y demanda de solo esa materia prima. El Henry Hub ofrece el precio en dólares estadounidenses y utiliza como medida un millón de BTU.

Odorización: Proceso por el cual se le inyecta al gas un compuesto denominado odorante, con la finalidad de que este fluido sea rápidamente detectado por una persona con olfato normal.

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.

Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST): Se denomina al precio de gas natural no regulado sujeto a la libre negociación de productores y distribuidores, puesto que no ha sido definido como servicio público en la Ley de Gas Natural. También conocido como precio de venta del gas natural en boca de pozo.

Precio de referencia internacional Mont Belvieu: La referencia fundamental de precios para hacer negocios en el sector del GLP está en el centro de carga de Mont Belvieu, Texas, Estados Unidos. Cada galón de propano, butano, etano y gasolina natural del mercado de los Estados Unidos está vinculado a los precios en dicho mercado.

Reducción térmica de planta (RTP): La disminución combinada de volumen y de kilocalorías atribuible al procesamiento del gas natural, pudiendo incluir además de la separación de etano y superiores (líquidos del gas natural), el gas combustible, las mermas y el venteo operativo de planta

Reservas comprobadas: Son aquellas reservas de hidrocarburos que de acuerdo con el análisis de datos geológicos y de ingeniería, pueden ser estimadas con razonable certeza sobre la base de ser comercialmente recuperables de reservorios conocidos, a partir de una fecha dada.

Reservas posibles: Son aquellas reservas no comprobadas que del análisis de los datos geológicos y de ingeniería sugieren que son menos factibles de ser comercialmente recuperables que las reservas probables.

Reservas probables: Son aquellas reservas no comprobadas que sobre la base del análisis de los datos geológicos y de ingeniería, sugieren que son menos ciertas que las reservas comprobadas, y que es más probable que sean producidas a que no lo sean.

Standard & Poor's 500 (S&P 500): es uno de los índices bursátiles más importantes de Estados Unidos. Se lo considera el índice más representativo de la situación real del mercado.

Toneladas Equivalentes de Petróleo (TEP): Es una unidad de medida utilizada para comparar diferentes fuentes de energía. Se convierten los flujos físicos a flujos calóricos, utilizando como factores de conversión los poderes caloríficos. 1 tonelada de butano/propano equivale a 1,1300 tep y 1 tonelada de gasolina es igual a 1,070 tep.

Turboexpansión: Es un proceso de recuperación de hidrocarburos etano y superiores por expansión, en el cual las moléculas de gas quedan más separadas, por lo que debe consumirse trabajo para vencer las fuerzas intermoleculares que tienden a juntarlas. Como este trabajo se realiza a expensas de la propia energía cinética del gas, esta disminuye y por lo tanto disminuye 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.

Usuarios residenciales: Comprende a aquellos usuarios que usan el gas con fines domésticos no comerciales, en viviendas unifamiliares o edificios.

ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS:

Administración de Información Energética de Estados Unidos (EIA)

Banco de la Nación Argentina (BNA)

Barril de petróleo (bbl)

British Petroleum (BP)

Cámara de Empresas Argentinas de Gas Licuado (CEGLA)

Ciudad Autónoma de Buenos Aires (CABA)

Destilación Fraccionada Catalítica (FCC, por sus siglas en inglés Fluid Catalytic Cracking)

Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS)

Estados Financieros (EEFF)

Fortaleza Oportunidad Debilidad Amenaza (FODA)

Gas del Estado (GdE)

Grado Celsius (°C)

Instituto Argentino de la Energía (IAE)

Instituto Argentino del Petróleo y el Gas (IAPG)

Índices de precios mayoristas (IPM)

Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INDEC)

Instituto Argentino de Normalización y Certificación (IRAM)

Latinoamérica (LATAM)

Metros cúbicos estándar diarios (Sm³/d)

Millones de metros cúbicos diarios (MMm³/d)

Punto de ingreso al Sistema de Transporte (PIST)

Reducción térmica de planta (RTP)

Sistema de gestión de riesgo (SGR)

Toneladas Equivalentes de Petróleo (TEP)

West Texas Intermediate (WTI)

1. Presentación

El fenómeno del reservorio en Vaca Muerta y el hecho de que Argentina cuente con grandes reservas de gas y petróleo no convencional, posiciona a la industria de hidrocarburos como una de las actividades de mayor potencial de crecimiento para los próximos años.

El presente trabajo tiene como objetivo realizar una propuesta de inversión para **TGS**, determinando su resultado y su rentabilidad, conforme a las herramientas de análisis y procedimientos desarrollados durante la cursada de la Maestría en Gestión Empresarial.

2. Conociendo el problema

2.1. Conociendo TGS

TGS, es una empresa dedicada principalmente al transporte de gas natural y la producción y comercialización de líquidos derivados del gas natural. La misma surge como consecuencia de la privatización de Gas del Estado (“GdE”) dando comienzo a sus operaciones comerciales en 1992.

La actividad de transporte de gas se encuentra regulada por la Ley N° 24.076. La Licencia fue otorgada por un período de 35 años prorrogables por diez años adicionales en la medida que se cumplan con las obligaciones impuestas por el Ente Nacional Regulador de Gas (ENARGAS).

Como actividad no regulada **TGS** se dedica al procesamiento de gas natural y comercialización de líquidos, tales como propano, butano, etano y gasolina natural. Dicha actividad es llevada a cabo en el Complejo de Procesamiento de Gas General Cerri (“Complejo Cerri”) ubicado en la ciudad de Bahía Blanca, el cual fue recibido al momento de obtención de la Licencia como parte de los activos esenciales requeridos para la prestación de servicios. Asimismo, utiliza las instalaciones de despacho y logística en el Puerto Galván también ubicado en la ciudad de Bahía Blanca.

Adicionalmente, **TGS** está dedicado a la prestación de servicios de “midstream”, el cual consiste en servicios de construcción, operación y mantenimiento de gasoductos, así como el tratamiento, separación de impurezas, transporte y comprensión de gas natural en la formación de Vaca Muerta.

2.2. Análisis financiero y económico

Antes de adentrarnos a la metodología del trabajo en cuestión, se procederá a analizar la situación financiera y económica de la empresa durante los últimos 6 años. Asimismo, se profundizará sobre la Producción y comercialización de líquidos; segmento de la empresa en donde nos enfocaremos para el desarrollo del presente trabajo.

Como consecuencia de las tareas mencionadas se podrá analizar el desempeño histórico de la empresa para así obtener un diagnóstico y facilitar la toma de decisiones.

Para que la comparación de un período a otro sea procedente debemos eliminar el efecto inflacionario, por lo que el análisis se realiza en moneda homogénea del año 2022 utilizando como referencia el Índice de Precios Mayoristas (IPM) publicado por Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INDEC) para los períodos en cuestión.

2.2.1. Ventas y márgenes de rentabilidad

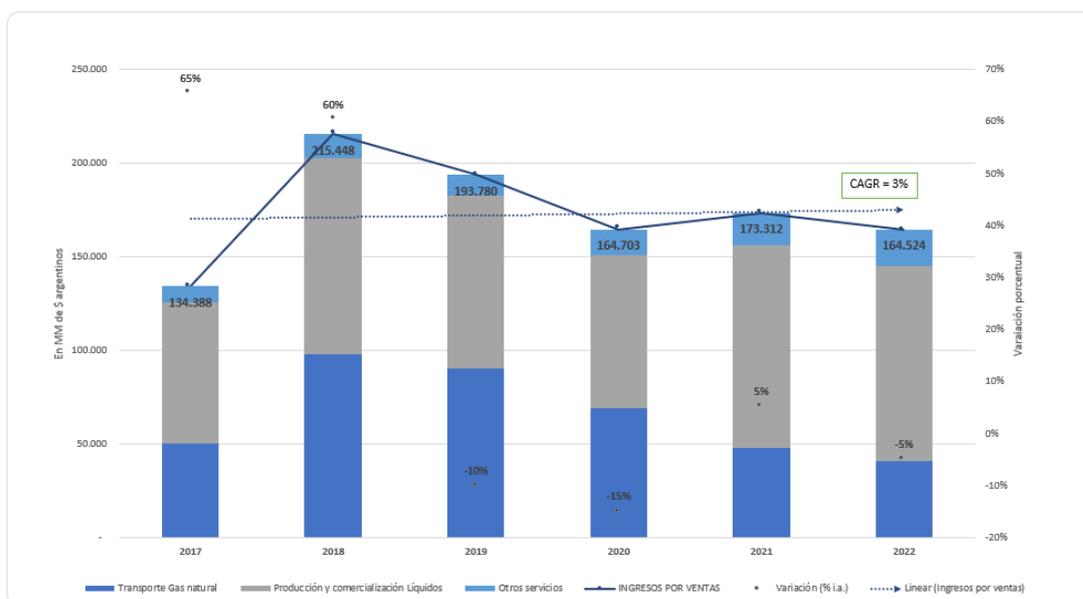
En el gráfico y tabla expuesta a continuación, se observa la tendencia alcista de los ingresos por ventas totales de **TGS** para el período 2017-2022 con una tasa anual de crecimiento constante (CAGR) del 3%, principalmente como consecuencia del segmento Producción y comercialización de líquidos (representando el 63% del total de ventas en 2022). Esto se debió al aumento de los

volúmenes vendidos, el aumento de los precios internacionales y los efectos de la devaluación del tipo de cambio sobre las ventas denominadas en USD.

Por el lado del transporte de gas, con una participación del 25% para el período 2022 (muy por debajo de su participación promedio histórica del 38%), si bien demostró un crecimiento en la inyección de gas promedio diario, los incrementos tarifarios otorgados por ENARGAS en abril 2019 y abril 2022, no lograron compensar la evolución del efecto inflacionario.

En cuanto al segmento Otros Servicios, a pesar de que por el momento solo participa en el 12% del total de ventas, demuestra un crecimiento en el período bajo análisis (CAGR de 14%) como efecto de las mayores ventas de servicios en Vaca Muerta (transporte y acondicionamiento de gas) y por el incremento del tipo de cambio sobre los ingresos por ventas denominados en USD.

Gráfico 1 - Evolución de ventas por segmentos de TGS. Período: 2017-2022.



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de EEFF de TGS (moneda homogénea 2022).

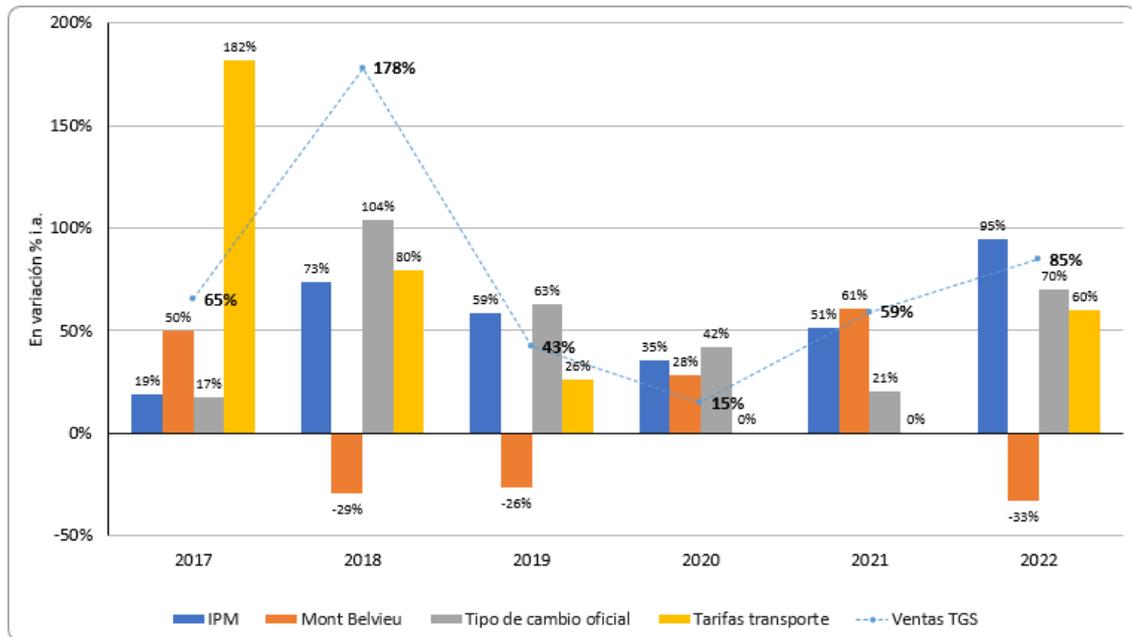
Tabla 1 - Evolución de ventas por segmentos de TGS. Período: 2017-2022.

SEGMENTOS	2017	%	2018	%	2019	%	2020	%	2021	%	2022	%	CAGR
Transporte Gas Natural	50.038	37%	97.800	45%	90.264	47%	69.282	42%	47.728	28%	40.643	25%	-3%
Prod. y Com. Líquidos	75.440	56%	105.168	49%	92.331	47%	81.354	49%	108.554	62%	104.215	63%	6%
Otros servicios	8.910	7%	12.480	6%	11.185	6%	14.067	9%	17.030	10%	19.666	12%	14%
INGRESOS POR VENTAS (en MM de \$)	134.388		215.448		193.780		164.703		173.312		164.524		

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de EEFF de TGS (moneda homogénea 2022).

Para comprender el comportamiento en la evolución de los ingresos por ventas, es necesario compararlos contra otras variables vinculadas a la industria. En el gráfico N° 2 se exhibe la evolución comparativa para el período 2017-2022 de las ventas de **TGS**, el Índice de Precios Mayoristas (IPM), el precio de gas líquido en Mont Belvieu, el tipo de cambio oficial BNA y los incrementos de las tarifas de transporte.

Gráfico 2 - Evolución de las principales variables y ventas de TGS. Período: 2017-2022.



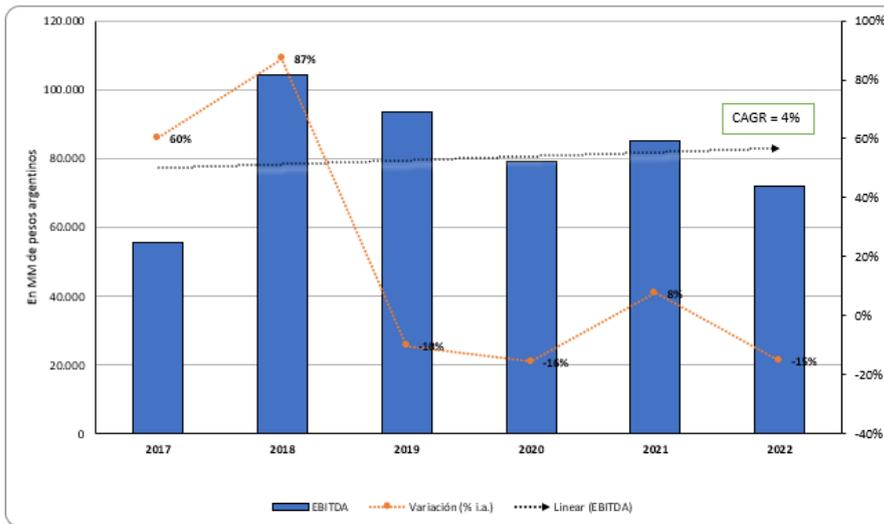
Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de INDEC, EIA, BNA, ENARGAS y EEFF de TGS.

En los últimos años **TGS** presentó EBITDA positivos demostrando que, a pesar de ciertos escenarios adversos, las actividades operativas de la empresa generan rentabilidad arrojando un CAGR de 4% para el período 2017-2022.

Comparando los márgenes de rentabilidad EBITDA y EBIT se observa como el margen EBITDA en el año 2022 descendió 4 p.p. respecto al promedio del quinquenio 2017-2021 en donde arrojó un 47%. Por el lado del margen operativo se observa la influencia de los costos de capital a partir del año 2020, presentando en el último año una reducción de 7 p.p. respecto al promedio de los años 2017-2021.

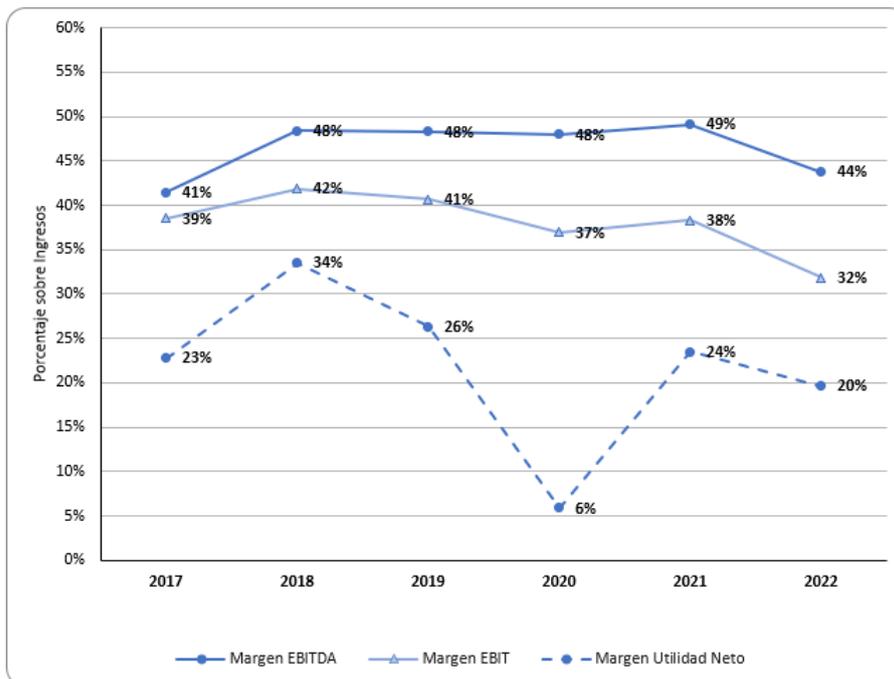
Las utilidades netas acompañan con valores positivos, arrojando en promedio un margen de utilidad sobre ventas del 22% para los últimos seis años. Dicho indicador solamente se redujo a 6% en el año 2020 producto de la crisis del COVID-19 que afectó a la mayoría de las actividades económicas del país, debido a las medidas adoptadas por parte del Gobierno Nacional. En el año 2022, el indicador tuvo una reducción de 3 p.p. respecto al promedio del período 2017-2021 (23%).

Gráfico 3 - Evolución del EBITDA de TGS. Período: 2017-2022.



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de EEFF de TGS (moneda homogénea 2022).

Gráfico 4 - Evolución de los márgenes EBITDA - EBIT - Utilidad Neta de TGS. Período 2017-2022.

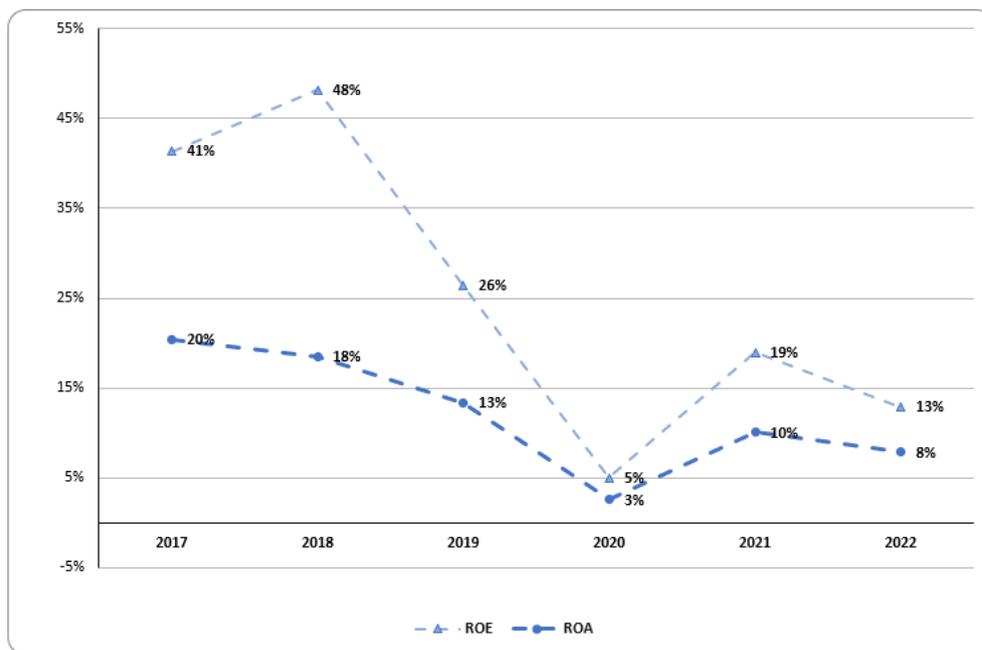


Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de EEFF de TGS (moneda homogénea 2022).

Hasta el momento pudimos observar el comportamiento de ciertos márgenes de rentabilidad asociados a las ventas, pero también es necesario que las ganancias se puedan medir contra el capital utilizando como medidas de capital el activo total (ROA) y el patrimonio neto (ROE) (Dumrauf, 2013).

Tal como se observa en el siguiente gráfico ambos indicadores presentan una tendencia negativa. Es importante señalar que la reducción del ROA no solo se debe a la baja de la utilidad neta sino también a que el activo total para generar las utilidades presentó un aumento desde el año 2019 producto de las inversiones en el segmento Otros servicios (plantas de acondicionamiento de gas en Vaca Muerta).

Gráfico 5 - Evolución de los márgenes de rentabilidad ROE - ROA de TGS. Período 2017-2022.



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de EEFF de TGS (moneda homogénea 2022).

A partir de los márgenes de rentabilidad se puede concluir que **TGS** es una empresa rentable, pero encontrándose aún, para los márgenes ROE y ROA, lejos de los valores alcanzados en los años anteriores.

Tabla 2 - Evolución de los márgenes de rentabilidad de TGS. Período 2017-2022.

MÁRGENES DE RENTABILIDAD	2017	2018	2019	2020	2021	2022	PROMEDIO
Margen EBITDA	41%	48%	48%	48%	49%	44%	46%
Margen EBIT	39%	42%	41%	37%	38%	32%	38%
Margen Utilidad Neta	23%	34%	26%	6%	24%	20%	22%
ROE	41%	48%	28%	5%	19%	13%	25%
ROA	20%	19%	14%	3%	10%	8%	12%

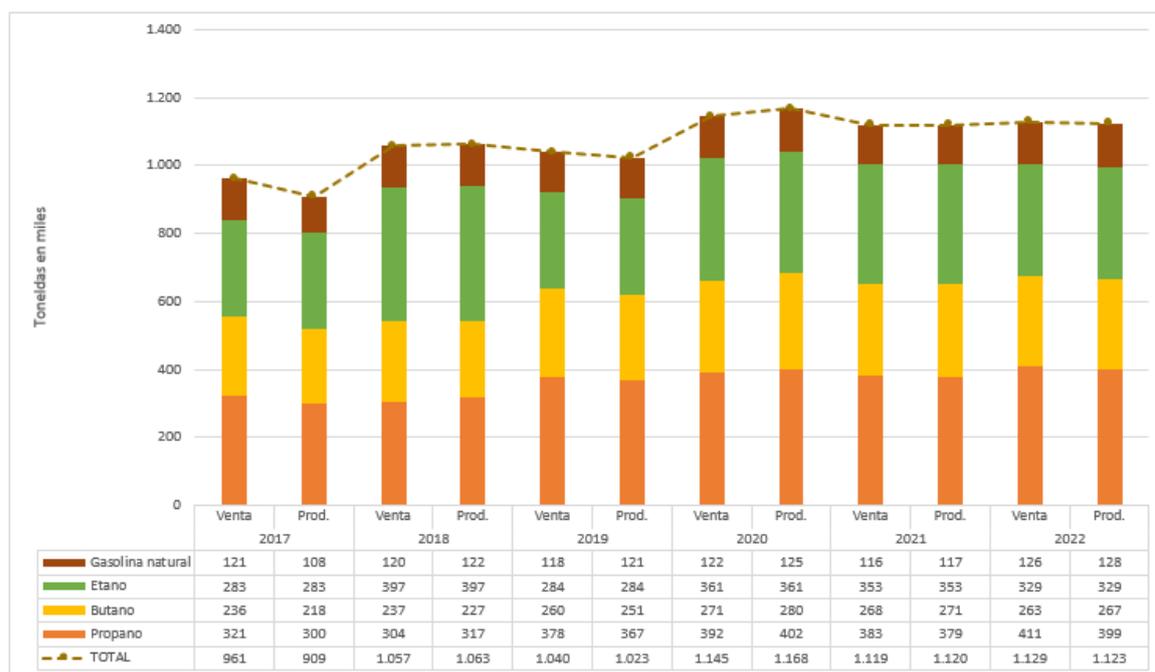
Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de EEFF de TGS.

2.2.1.1. Segmento: Producción y comercialización de líquidos

En el Complejo Cerri a través del procesamiento de gas natural se obtiene butano, propano, etano y gasolina natural.

TGS es uno de los actores principales del segmento en Argentina, produciendo en promedio 1 MM de toneladas al año de gas líquido que son vendidas en su totalidad. En promedio el 65% es destinado al mercado local y el 35% se exporta. A su vez, en el mercado local, en promedio el 17% de las toneladas compuestas por propano y butano son comercializadas conforme a las exigencias del Gobierno Nacional; siendo las ventas del 83% del total efectuadas a precios denominados en USD o que son ajustados por la evolución del USD (precio de paridad de exportación).

Gráfico 6 - Evolución venta y producción de líquidos por parte de TGS. Período: 2017-2022.

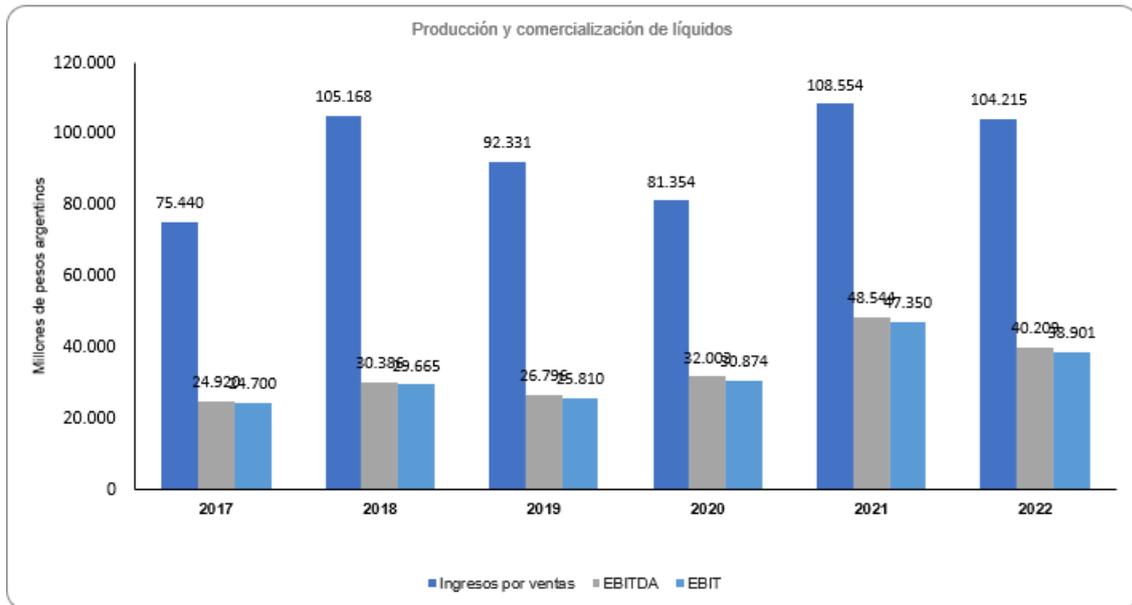


Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de EEFF de TGS.

En el año 2022, los volúmenes vendidos registraron un aumento en valores absolutos de 10.000 toneladas respecto al ejercicio 2021 (variación del 1%). Durante el 2022, la producción alcanzó las 1.123.000 toneladas (3.000 toneladas por encima del 2021), producto principalmente del incremento de arribos de gas natural provenientes de la cuenca Neuquina.

Durante el ejercicio 2022, los ingresos por ventas derivados del segmento de Producción y comercialización de líquidos registraron un descenso del 4% respecto al ejercicio 2021. (disminución en valores absolutos de \$4.333 MM). El impacto negativo se debió principalmente a la variación negativa del tipo de cambio real (IPM = 95% vs TC = 70%), los menores volúmenes de etano comercializados; siendo parcialmente compensados por los mayores precios internacionales de referencia y a los mayores volúmenes de gasolina natural y propano despachados.

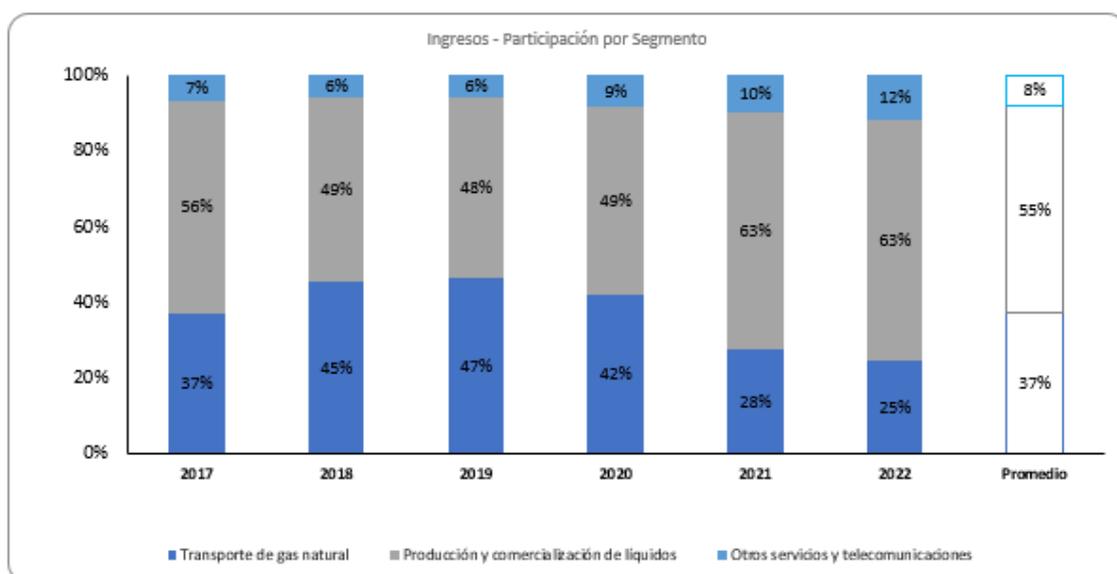
Gráfico 7 - Evolución de ingresos, EBITDA y EBIT de producción y com. de Líquidos. Período: 2017-2022.



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de EEFF de TGS (moneda homogénea 2022).

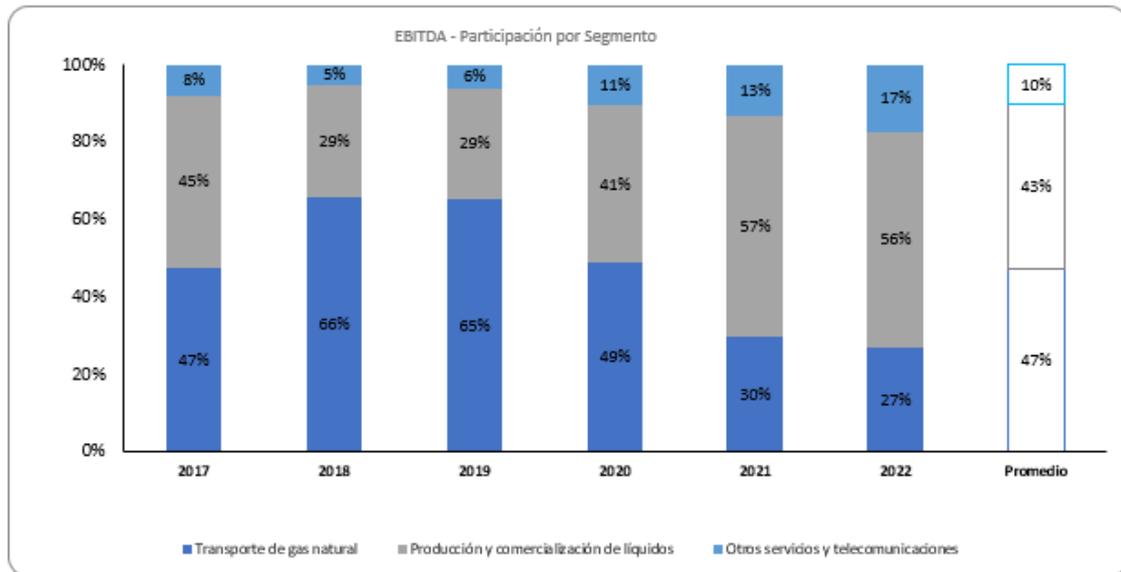
En los gráficos N° 8 y 9, se observa en los últimos 2 años la mayor contribución en los ingresos totales y el EBITDA por parte del segmento Producción y comercialización de líquidos. En el año 2022 dicho segmento representó el 63% del total de ventas y un margen EBITDA/Ventas del 56%, muy por encima de la media de los últimos años (55% y 43%, respectivamente). Este fenómeno se debe a que existió una política de congelamiento de tarifas afectando los ingresos provenientes del transporte de gas. Por el otro lado, tal lo visto en el gráfico N° 6, se evidenció un aumento de los volúmenes vendidos de GLP, un aumento de los precios internacionales y el impacto de los efectos de la devaluación del tipo de cambio sobre las ventas nominadas en USD.

Gráfico 8 - Evolución de ingresos por segmento de negocio de TGS. Período: 2017-2022.



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de los Estados Financieros de TGS.

Gráfico 9 - Evolución margen EBITDA/Ventas por segmento de negocio de TGS. Período: 2017-2022.



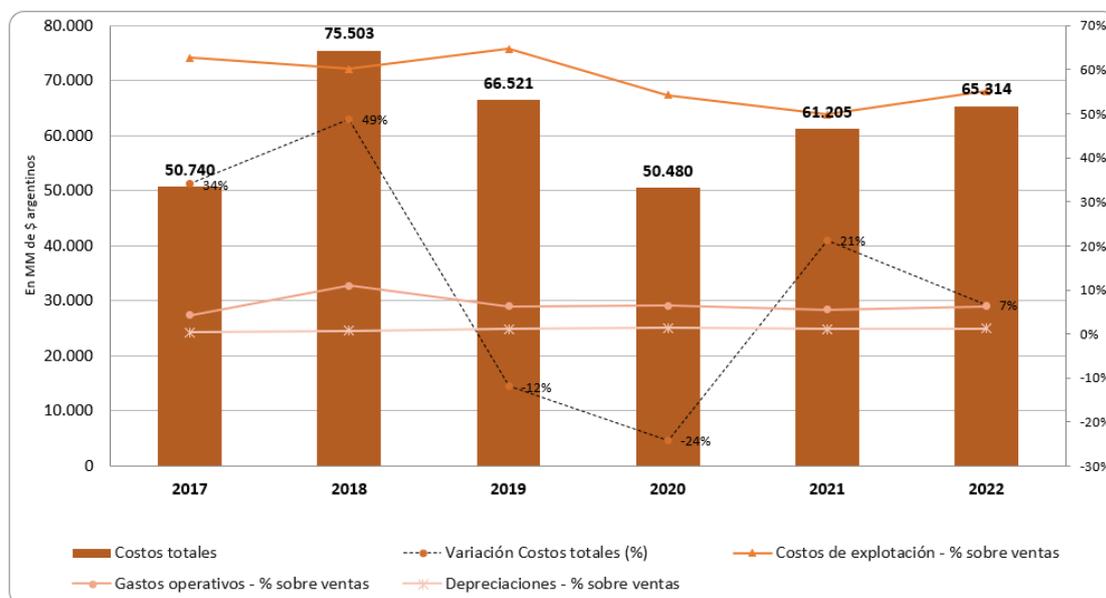
Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de los Estados Financieros de TGS.

Costos de explotación:

En el gráfico N° 10, se observa para el período 2017-2022 la volatilidad en el comportamiento de los costos totales correspondientes al segmento de Producción y comercialización de líquidos. Asimismo, se puede apreciar que el porcentaje de participación sobre el total de ventas de los costos de explotación, operativos y de depreciación representan, en promedio, el 65%, 7% y 1%, respectivamente.

El comportamiento del costo de explotación está principalmente vinculado al impacto en las compras de gas natural. Por el lado de los costos operativos, en donde encuadramos a los de administración y comercialización, se evidencia la influencia primaria de los impuestos, principalmente por los derechos a las exportaciones, y los costos laborales.

Gráfico 10 - Evolución de los costos de producción y com. de Líquidos y su participación sobre las ventas. Período 2017-2022.



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de EEF de TGS (moneda homogénea 2022).

Entre el año 2018 y 2017, existe un gran crecimiento en el costo (49%), explicado por el aumento del precio de gas natural procesado en el Complejo Cerri y al cambio del régimen de impuestos a las exportaciones a través del Decreto N° 793/2018, en donde el PEN fijó una retención del 12% a la exportación y dio por finalizado el régimen especial de años anteriores que lograba mitigar la disminución de los precios internacionales.

Las depreciaciones tienen poca participación en los costos totales, representando en promedio entre el período 2017-2022 apenas el 2% del costo total y el 1% de las ventas.

La principal materia prima utilizada por **TGS** es el gas natural, medido en USD, procesado en el Complejo Cerri a los efectos de reposición de la reducción térmica de planta (RTP). A partir del año 2016 la gestión de Gobierno Nacional de turno, en el marco del sendero de reducción gradual de subsidios, dispuso nuevos valores al precio de gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST). Luego, en el año 2018, con el objetivo de alentar la realización de inversiones el Gobierno Nacional generó un esquema de incentivos logrando una sobre oferta de gas natural con un efecto en la disminución de los precios. Actualmente, el aumento de precios del PIST está relacionado con la puesta en marcha del Plan GasAr⁶ del año 2020 fijando nuevos precios de mercado. En el ejercicio 2022, medido en dólares estadounidenses, resultaron superiores en un 10% respecto al año anterior.

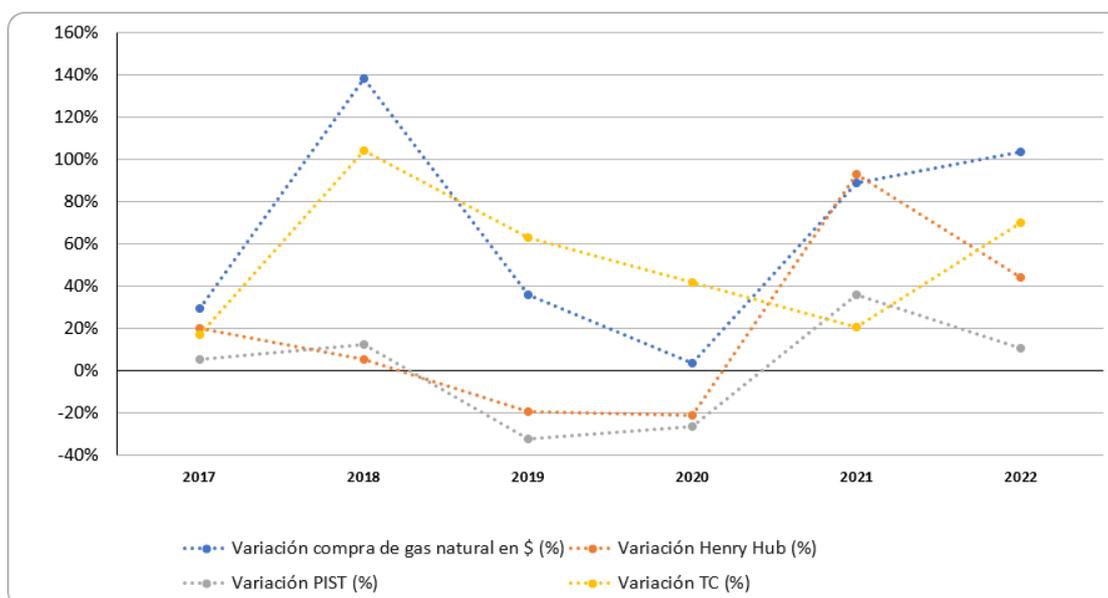
Asimismo, si bien el gas natural que cotiza en Henry Hub no implica que **TGS** se abastezca a dichos costos⁷, es un precio internacional indicativo para determinar los precios de venta futuros de gas natural.

⁶ El Plan GasAr surge del Decreto N° 892/2020 del PEN, con el objetivo de revertir el nivel de producción de gas natural en los últimos años. Consiste en la adjudicación a través de concursos de volúmenes y precios para el productor.

⁷ El costo de adquisición por parte de los productores de GLP es en USD y se hace al precio de venta del gas natural en boca de pozo. Actualmente, el Plan GasAr se encuentra regulado por el Estado Nacional.

En el gráfico siguiente se expone el comportamiento del costo de compra del gas natural, el PIST promedio, el precio en Henry Hub y el tipo de cambio \$/USD. No podemos dejar de mencionar que las compras de materia prima para el procesamiento de gas en el Complejo Cerri no solo está influenciada por los precios del gas sino también de la eficiencia operativa en la planta que repercute en el grado de RTP.

Gráfico 11 - Evolución del costo de compra de gas natural en TGS y otras variables. Período: 2017-2022.



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de EEF de TGS, EIA, BNA y el ENARGAS.

2.3. Licencia TGS

La licencia otorgada por el Decreto N° 2458/92 del Poder Ejecutivo Nacional autoriza a **TGS** a prestar el servicio público de transporte de gas natural a través de la utilización del sistema de gasoductos del sur. También, conforme a dicho decreto **TGS** recibió como activos esenciales requeridos para la prestación del servicio de transporte de gas natural, el complejo de procesamiento de Gas General Cerri.

La licencia ha sido otorgada por un período original de 35 años, a partir del 28 de diciembre de 1992. La Ley de Gas Natural, establece que el mismo puede ser prorrogable por un período adicional de 10 años mediante pedido al ENARGAS y su posterior análisis por parte de dicho organismo.

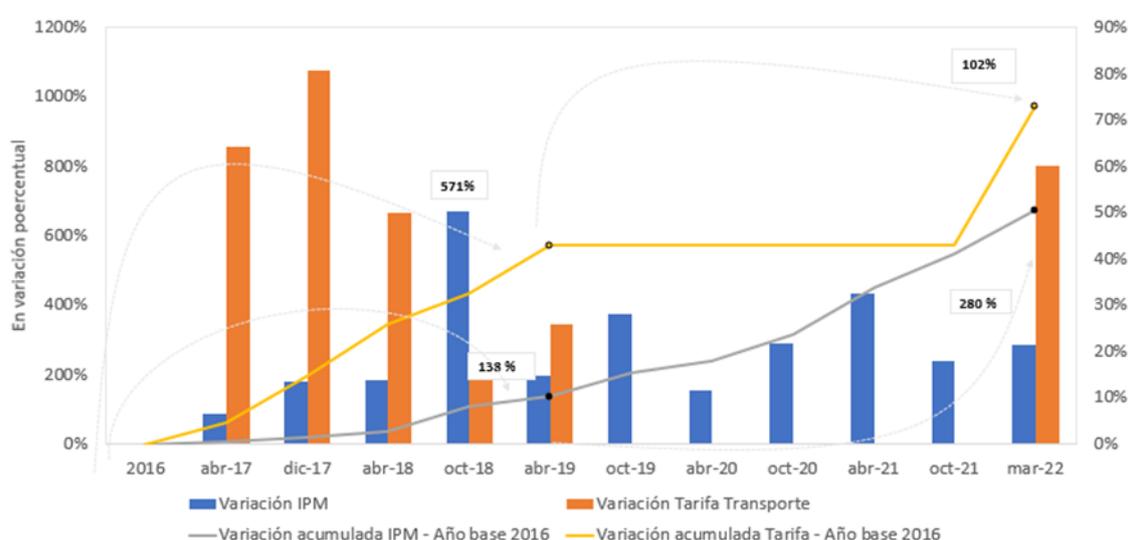
Debemos aclarar que, bajo la actual legislación y la licencia obtenida, **TGS** no está facultada para comercializar gas natural con excepción de las adquisiciones que puedan realizar para su propio consumo o necesarias para mantener en operatividad los sistemas de transporte.⁸ Asimismo, dicha licencia no le otorga ningún derecho exclusivo para transportar gas en una determinada región geográfica (se pueden otorgar licencias a otros para la prestación de servicios de transporte de gas natural en la misma zona geográfica).

⁸ Artículo 33° de la Ley N° 24.076 – Ley de Gas Natural.

A su vez la Ley de Gas Natural caracteriza al transporte de gas natural como de servicio público lo cual implica que las actividades desarrolladas por los transportistas están sometidas a intervención estatal⁹.

El problema de la intervención estatal es la no actualización de las tarifas, lo cual en una coyuntura de elevada inflación y en proceso devaluatorio de la moneda local, limita la rentabilidad de la compañía. En el gráfico N° 12 se visualiza como hasta el período abril 2019, en donde existía una política de actualización de tarifas por parte del Gobierno Nacional, la variación de tarifas de transporte fue superior al incremento del IPM (571% y 138%, respectivamente). Luego, a partir de dicha fecha es notorio el retraso en la actualización del costo de la tarifa respecto a la evolución del IPM. Si tomamos el último incremento realizado en abril 2019 y los proyectamos al recientemente aprobado a fines de febrero 2022, la variación acumulada de la tarifa de transporte de gas natural presenta un incremento del 102% muy inferior al 280% de la variación del IPM.

Gráfico 12 - Evolución de la tarifa de transporte de gas natural e IPM. Argentina. Período: 2017-2022.



Fuente: Elaboración propia en base a datos obtenidos de INDEC y resoluciones del ENARGAS.

3. Planteo del problema

Se debe prestar especial atención al segmento de transporte de gas el cual en los últimos años imposibilita a TGS el logro de mejoras en su rentabilidad. Como evidencia de ello basta con comparar el margen EBITDA/Ventas de los años 2021 y 2022 (30% y 27%, respectivamente) los cuales fueron muy inferiores al promedio del 47% para el sexenio 2017-2022.

El segmento de producción y comercialización de gas líquido, en donde gran parte del volumen vendido se encuentra expresado en USD permitiendo cobertura ante escenarios devaluatorios, contribuyen con el 63% de las ventas de TGS con un CARG del 6% para el sexenio 2017-2022. Esto permite cubrir la escasa y descendente contribución en ventas del segmento regulado, cuya CARG para el mismo período arroja un valor negativo de -3%. Esto producto a que las tarifas de transporte de gas continúan corriendo detrás de la inflación.

Considerando un escenario en que no existen expectativas de sinceramiento de tarifas, ni tampoco reglas claras, los resultados generados en las unidades de negocios regulados seguirán

⁹ Artículo 1° de la Ley N° 24.076 – Ley de Gas Natural.

perjudicando los ingresos de la compañía, esto nos genera la inquietud de evaluar la posibilidad de ampliar el segmento de producción y comercialización de gas en la zona de Vaca Muerta para compensar los magros resultados provenientes de la actividad regulada (transporte de gas) y, de esta manera, contribuir a mejorar la rentabilidad para la compañía.

Para dicho fin se plantea la posibilidad de inversión en una nueva planta de producción de gas en la zona de Vaca Muerta, ubicada en la cuenca neuquina. Actualmente son escasas las empresas que producen y comercializan GLP en dicha zona. La competidora MEGA, principal amenaza para **TGS** en esta industria, posee allí una planta de producción.

Si bien **TGS** posee una planta de producción de GLP, para utilizar el gas de la cuenca neuquina debe transportarlo hasta la planta ubicada en el Complejo Cerri, Bahía Blanca, repercutiendo en elevados costos y en reducción de la calidad del gas.

El mercado objetivo de la producción de GLP serán las fraccionadoras y distribuidoras de envases de GLP de Neuquén y Río Negro, en donde podemos encontrar a YPF, Cañuelas Gas, Cooperativa de Obras y Servicios Públicos Sociales y Viviendas El Bolsón, Gas Areco y Transporte y Distribuidora Dabi. También, se destinará la producción a las empresas Camuzzi Gas del Sur y Camuzzi Gas Pampeana, quienes poseen la concesión de distribución de gas por redes en la zona. A su vez, existirá la posibilidad de destinar parte de la producción a la exportación a países limítrofes. Con el presente trabajo se pretende aprovechar las ventajas de localización y know how de **TGS** para incrementar su rentabilidad en el segmento de producción y comercialización de gas. Asimismo, al contar **TGS** con la concesión de ductos en dicha zona es una buena oportunidad de hacer uso de ese beneficio.

Finalmente, debemos recalcar que dicho segmento de negocio no se encuentra regulado por lo que sería una gran alternativa poder expandir dicha unidad de negocio a los efectos de contribuir a mejorar la rentabilidad para la compañía.

3.1. Preguntas

Como consecuencia de lo expuesto precedentemente, se han planteado los siguientes interrogantes:

En un *marco de diagnóstico*:

- ¿Cuáles son los segmentos de negocios de **TGS** que impiden una mejora en la rentabilidad de la compañía?
- ¿Qué segmento de negocio de **TGS**, no regulado, se podría potenciar para mejorar la rentabilidad?
- Considerando las políticas energéticas del país y el contexto internacional de la industria (costos del gas); ¿existe posibilidad de una mejora en la rentabilidad por parte de **TGS** en virtud de la construcción de una nueva planta de GLP?
- ¿Cuáles son los principales obstáculos (humanos, tecnológicos y económicos) para hacer una nueva planta de GLP?

En un *marco de propuesta*:

- ¿En qué medida la construcción de una planta de GLP en Vaca Muerta contribuye al crecimiento de la compañía?
- ¿Qué variables deberían tenerse en cuenta para lograr que la implementación de una nueva planta de GLP funcione de forma tal que genere un aumento en la rentabilidad a **TGS**?

3.2. Objetivos

Se plantean dos objetivos generales:

1- Obtener una propuesta de inversión que mejore la rentabilidad global de **TGS**, que contribuya en la toma de decisiones;

2- Analizar la viabilidad de inversión en una nueva planta de producción de GLP.

De los mismos se derivan los siguientes objetivos específicos:

- a) Describir el mercado de la industria de gas en Argentina;
- b) Analizar el mercado de GLP en forma cualitativa y cuantitativa;
- c) Establecer, en base a distintos factores, las proyecciones de demandas potenciales y precios de ventas de GLP;
- d) Realizar un análisis de contexto analizando las oportunidades, amenazas, debilidades y fortalezas de la empresa, materializadas a través de una matriz FODA;
- e) Realizar un estudio de ingeniería de la producción de gas en donde se analizará: el volumen de gas que la empresa podría producir en la zona, descripción del proceso, necesidades de equipos, personal, costo de inversión, plazo de ejecución de la obra etc.
- f) Calcular la tasa de descuento (CAPM) y aplicar los criterios de Valor Actual Neto (VAN) y Tasa Interna de Retorno (TIR) para evaluación de proyectos;
- g) Realizar un mapa de tipo de riesgos en donde se describa genéricamente los tipos de riesgo a los que quedará expuesta la solución elegida, categorizándolos en: Estratégicos, Operativos, Financieros, Regulatorio y Ambiental.
- h) Realizar un análisis de sensibilidad realizando simulaciones en variables claves, como ser: precio internacional del GLP, costo de producción del GLP, variación del tipo de cambio \$/USD, volumen de producción, monto de inversión inicial.

3.3. Hipótesis para resolver el problema

La incorporación por parte de **TGS** de una nueva planta de producción de GLP en la cuenca neuquina mejoraría la rentabilidad global de **TGS**.

4. Revisión bibliográfica y marco teórico

4.1. ¿Qué es el GLP?

La sigla GLP significa Gas Licuado de Petróleo, cuya denominación en inglés es Liquefied Petroleum Gas (LPG). “El término es comúnmente utilizado para referirse a mezclas predominantes de propano y butano, dado que tienen la propiedad de poder almacenarse al estado líquido a temperatura ambiente y presiones moderadas y luego también utilizarse en estado gaseoso a presiones ligeramente superiores a la atmosférica” (Carcagno, 2014, p. 68).

4.1.1. Características esenciales

“Los hidrocarburos son compuestos químicos conformados únicamente por carbono e hidrógeno, constituyendo el petróleo y el gas natural” (Carcagno, 2014, p. 28). Dependiendo de la cantidad de carbono e hidrógeno que contengan se presentan distintos hidrocarburos (parafínicos, isoparafínicos, olefínicos, nafténicos, aromáticos). Los hidrocarburos parafínicos son aquellos que intervienen en la composición del gas natural.

Tal lo menciona Carcagno (2014), el gas natural está compuesto principalmente por metano, proporción del 80/95% del volumen, siendo el resto hidrocarburos parafínicos, como ser: etano, propano, butano, pentanos y hexanos. También contiene agua, gases (dióxido de carbono, nitrógeno, helio) y productos contaminantes (sulfuro de hidrógeno y mercurio).

En definitiva, se podría decir que el GLP es la mezcla de gases licuados, principalmente de propano y butano, presentes en el gas natural o disueltos en el petróleo, siendo estas las fuentes para su obtención. Dentro de los combustibles empleados, es el único que, bajo ciertas presiones y temperaturas, puede pasar de estado gaseoso a líquido facilitando su transporte y almacenamiento. Los tres factores que determinan el estado líquido o gaseoso del GLP son presión, temperatura y volumen.

El GLP es el combustible alternativo más utilizado a nivel internacional por ser fácilmente transportable, de fácil almacenamiento, amigable con el medio ambiente (combustión relativamente limpia) y su gran poder calorífico.

Estos gases se comercializan por separado, aunque en realidad siempre es una mezcla de los dos, en la que domina el gas que da el nombre. En la modalidad comercial existen dos, comúnmente conocidas como:

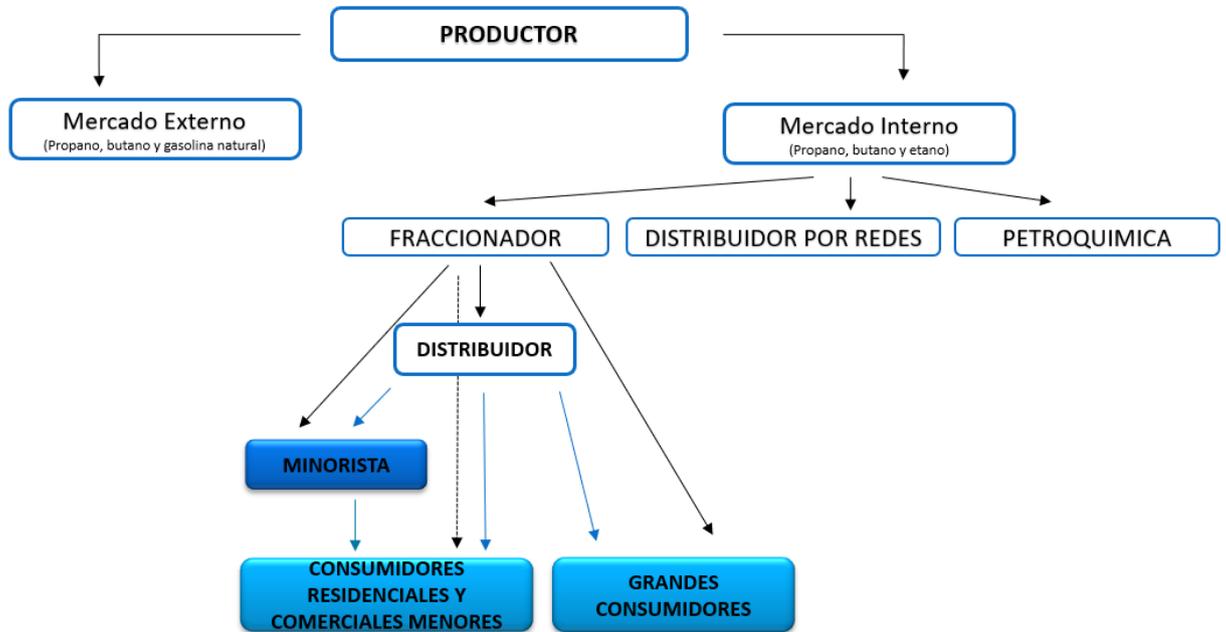
- 1) Propano comercial: Es una mezcla de propano, propileno y otros compuestos en menor proporción, aceptando un porcentaje de propano no menor al 96%. Este producto se comercializa y distribuye como GLP a granel, en cilindros de 30 y 45 kg. Los cilindros de 45 kg. se utilizan habitualmente en lugares con alto consumo, como hogares, comercios, casas de comida, clubes, industrias y empresas, en donde se conectan a las conexiones de calefactores y cocinas termotanques.
- 2) Butano comercial: Es una mezcla de butanos, butenos y otros gases en menor proporción, aceptando comercialmente hasta un 50% de propano. Se comercializa en garrafas de 10, 12 y 15 kg. Las garrafas de 10 kg. se utilizan habitualmente en lugares con bajo consumo, como hogares, oficinas, negocios, comercios, casas de comida e industrias, en donde se conectan a cocinas, estufas, calefones y termotanques¹⁰.

¹⁰ Recuperado de: <https://www.ypf.com/productosyservicios/Paginas/YPF-Gas.aspx>

Destino del GLP:

En el siguiente gráfico se encuentran representados los principales actores de la cadena de distribución de GLP y los destinos de este.

Gráfico 13 - Cadena de distribución de GLP.



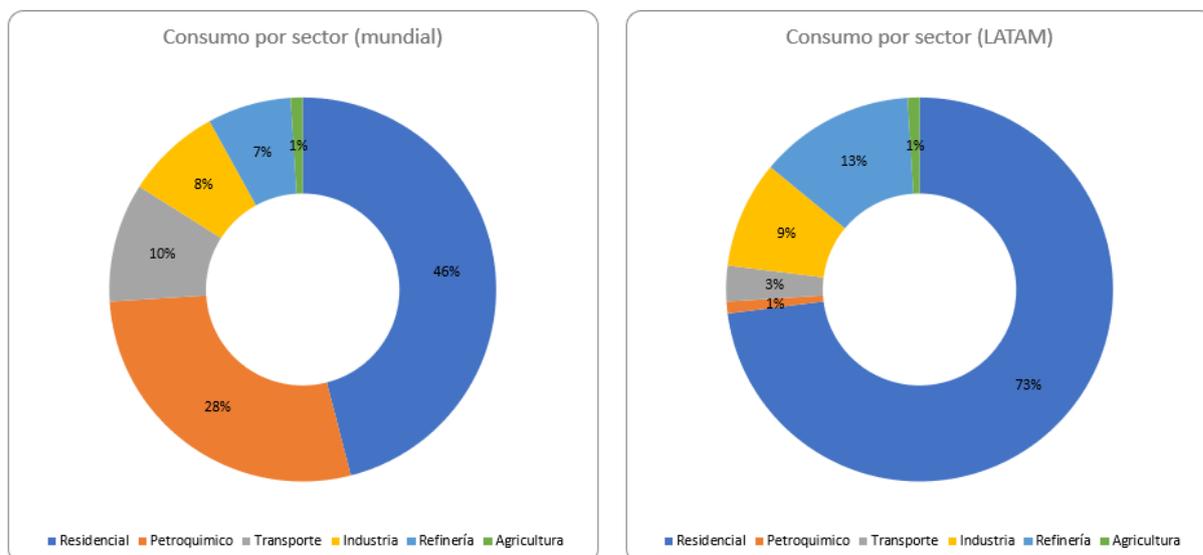
Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de Di Pelino, A. E. (2003). Gas licuado de petróleo (Doctoral dissertation, Universidad de Buenos Aires. Facultad de Ciencias Económicas).

La mayor virtud del GLP es su versatilidad para ser utilizado de diversas maneras. Sus principales usos son:

- Combustible doméstico o residencial (mediante garrafas para cocinas, hornos, calentadores de agua, calefones, estufas, etc.);
- Combustible para procesos industriales y agrícolas;
- Combustible para petroquímica.
- Combustible de refinería;
- Combustible para transporte y movilidad (automóviles y autoelevadores).

Tal como se observa en el gráfico N° 14, tanto a nivel mundial como en Latinoamérica, el sector doméstico lidera el consumo de GLP.

Gráfico 14 - Consumo de GLP por sector: mundial y LATAM. Período: 2022.



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de Statistical review of Global LPG (WLPGA, 2022).

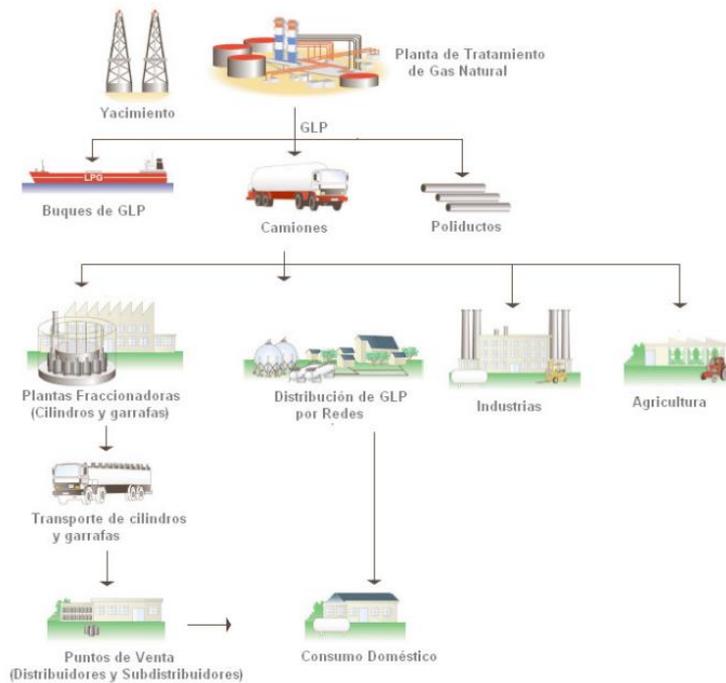
En Argentina el GLP principalmente se utiliza para consumo residencial o comercial, es decir como combustible; y como fuente de materia prima para el sector petroquímico. En el caso del uso residencial o comercial se identifican tres sistemas de venta: el GLP envasado, el GLP a granel y el GLP por redes. En el caso del GLP envasado, los actores que participan son los productores, fraccionadores y distribuidores y/o comercializadores. Para el caso del GLP abastecido directamente por redes desaparecen las últimas dos figuras ya que son provistas directamente por el productor.

En el mercado de GLP envasado las empresas fraccionadoras compran el GLP a los productores y fraccionan el mismo en garrafas y cilindros. En cuanto al sistema de comercio del GLP por granel, consumido principalmente por el sector agropecuario, industrial, comercial y en menor medida residencial, el mismo consiste en llevar el producto hasta el consumidor y proceder a la descarga en un tanque de almacenamiento instalado en el propio domicilio.

En el caso del GLP por redes, es similar a la distribución del gas natural solo que por las redes circula propano vaporizado. El mismo consiste en el transporte en camiones con GLP a granel hasta la localidad, donde el propano es descargado en tanques que actúan como almacén, y que son vaporizados antes de ingresar a las redes de distribución.

Por la gran virtud de ser licuable, el GLP se puede comercializar de diversas formas: por buques, camiones, redes de distribución, poliductos y cilindros/garrafas. En la ilustración N° 1 se pueden apreciar las formas mencionadas.

Ilustración 1 - Esquema con formas de comercialización de GLP.



Fuente: Ilustración obtenida de Descalzi, G. (2008). Planta GLP-Camuzzi Gas.

4.2. Situación del mercado nacional

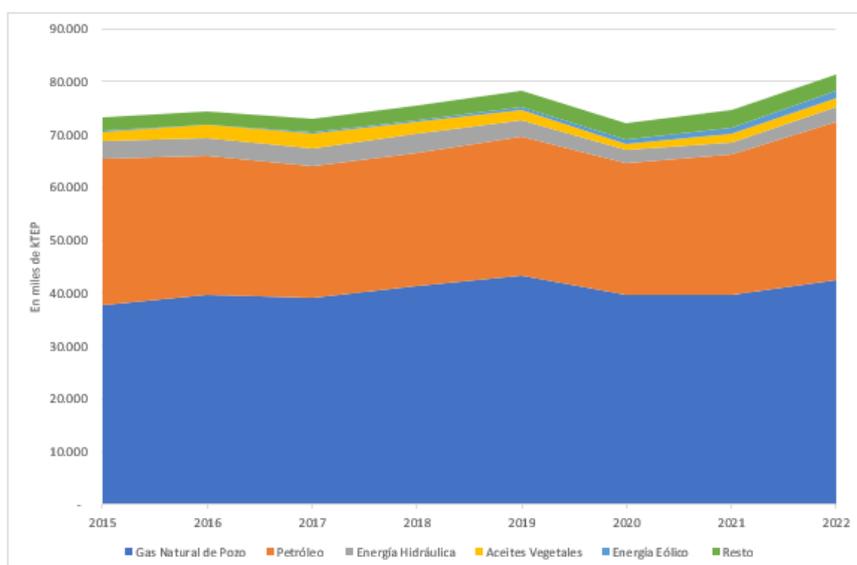
4.2.1. Fuentes de energía

Antes de adentrarnos en el análisis de la situación del mercado de GLP en Argentina es necesario tener un conocimiento de las principales fuentes de energía del país y la incidencia de los hidrocarburos, sobre todo del gas natural que es la principal fuente de obtención del GLP.

Nuestro país posee una gran variedad de fuentes energéticas destacándose por los numerosos yacimientos de hidrocarburos en donde actualmente tiene protagonismo la formación denominada Vaca Muerta, ubicada en la cuenca neuquina, donde se está desarrollando la explotación del recurso mediante el método de extracción no convencional. El territorio argentino también se encuentra abastecido de energía eléctrica, disponiendo para su obtención diferentes tecnologías como hidráulicas, eólicas, solares, etc. Se destacan dos grandes emprendimientos hidráulicos binacionales como Salto Grande y Yacretá.

En el siguiente gráfico se observa que la mayor concentración de fuentes de energía, expresadas en miles de Toneladas Equivalentes de Petróleo (TEP), se encuentra en los hidrocarburos, representando un 84% (48% gas natural en pozo y 36% petróleo). Asimismo, debemos mencionar que la producción de gas natural en pozo en valores absolutos ha tenido un 12% de expansión en los últimos años (2015-2022).

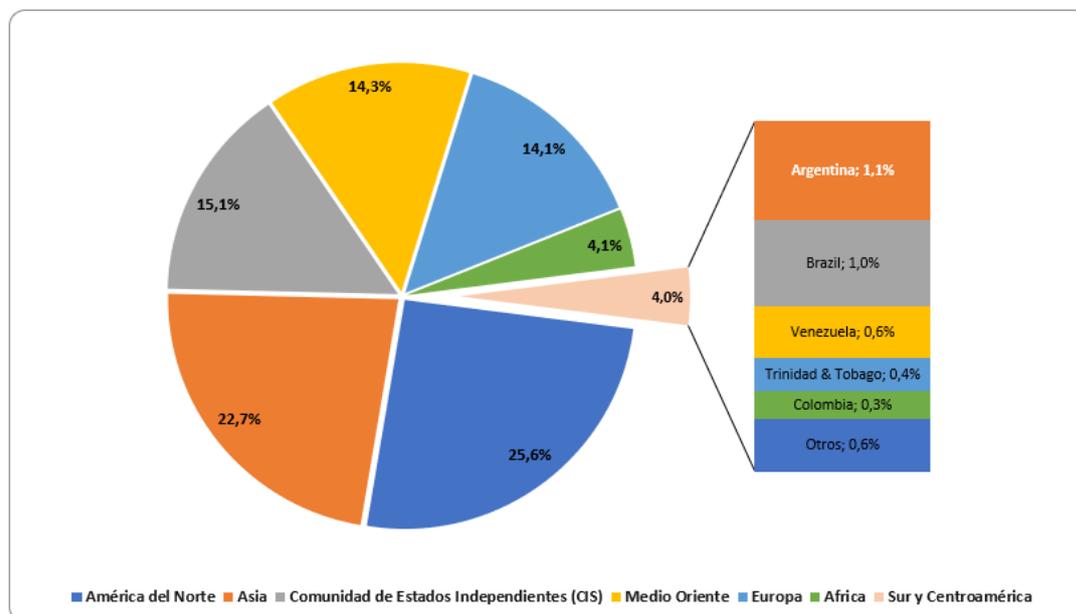
Gráfico 15 - Evolución producción fuentes de energía en Argentina. Período: 2015-2022.



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de la Secretaría de Energía de la Nación¹¹.

En Argentina, el consumo de gas natural fue de 1,65 MM de toneladas en 2021, representando el 1,14% a nivel mundial, que fueron 145,35 MM de toneladas. Ahora bien, si lo comparamos con los países de la región el consumo de gas natural representó el 28,12% del total a nivel Sudamérica y Centro América que fue de 5,88 MM de toneladas.

Gráfico 16 - Consumo mundial de gas natural. Período: 2021.



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de BP Statistical Review of World Energy¹²

¹¹ Balances energéticos. Secretaría de Energía de la Nación. Recuperado de: <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/hidrocarburos/balances-energeticos>

¹² BP Statistical Review of World Energy. Recuperado de: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>

En la tabla N° 3, se observa el predominio del consumo de gas natural en nuestro país representando el 48% de la matriz energética, superando la media de la región de Latinoamérica (21%) y América del Norte (33%).

Tabla 3 - Comparativo de consumo de energía en América. Año 2021.

	Petroleo	Gas Natural	Carbón	Energía Nuclear	Energía Hidráulica	Renovable	TOTAL
Canadá	30%	31%	3%	6%	26%	4%	100%
México	38%	47%	3%	2%	5%	6%	100%
Estados Unidos de América	38%	32%	11%	8%	3%	8%	100%
Promedio Total América del Norte	37%	33%	10%	7%	6%	7%	
Argentina	36%	48%	2%	3%	5%	6%	100%
Brasil	35%	12%	6%	1%	27%	19%	100%
Chile	44%	14%	16%	0%	9%	17%	100%
Colombia	36%	24%	7%	0%	29%	4%	100%
Ecuador	65%	3%	0%	0%	32%	1%	100%
Peru	43%	24%	4%	0%	25%	4%	100%
Trinidad & Tobago	9%	91%	0%	0%	0%	0%	100%
Venezuela	29%	42%	0%	0%	28%	0%	100%
Otros de América del Sur y Centro América	60%	8%	6%	0%	18%	8%	100%
Promedio Total América del Sur y Centro América	40%	21%	5%	1%	22%	12%	

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de BP Statistical Review of World Energy.

4.2.1.1. Oferta de gas natural

El territorio argentino cuenta con 24 cuencas, de las cuales 12 se encuentran en tierra firme, 8 están ubicadas offshore y las restantes 6 combinan mar y tierra firme. Actualmente la producción se concentra en 5 cuencas: Cuenca Neuquina y Cuyo (centro del país); Austral y Golfo San Jorge (sur del país) y Cuenca Noroeste (norte del país).

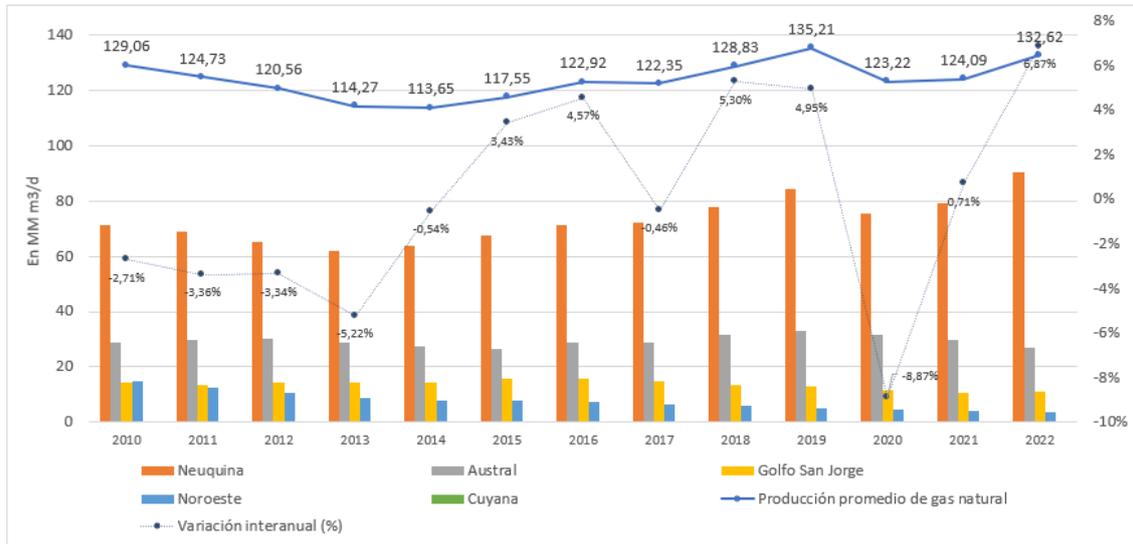
Además, el país cuenta con el reservorio Vaca Muerta, siendo la 2° reserva mundial de gas natural no convencional y la 4° en crudo del mismo origen. Ubicado en la provincia de Neuquén y parte de las provincias de Mendoza, La Pampa y Río Negro. Según el último informe de Administración de Información Energética de Estados Unidos (EIA), actualizado a septiembre 2015, en la totalidad de las cuencas existen 802 billones de pies cúbicos de gas no convencional y 27 mil millones de barriles de petróleo.

Según datos brindados por la Secretaría de Energía de la Nación al cierre del año 2021 las reservas probadas y producción de gas natural fueron de 415.988 MM m³ y 48.411 MM m³, respectivamente, arrojando un horizonte de reservas de 8,59 años. Si a dichas reservas se le adiciona, como factor prudente, un 50% de las reservas probables, las cuales ascienden a 182.750 MM m³, el horizonte potencial se incrementa a 10,48 años.

Asimismo, han aumentado las reservas Comprobadas, las Probables y las Posibles de gas natural un 2,3%, 2,9% y 0,4% promedio anual en la última década respectivamente. A su vez, son 25,1%, 33%, y 3,6% superiores a las existentes en el año 2011.

A su vez, a partir de datos obtenidos de ENARGAS, podemos observar la evolución en los últimos 12 años de la producción de gas natural por tipo de cuenca representado en millones de metros cúbicos (MM m³).

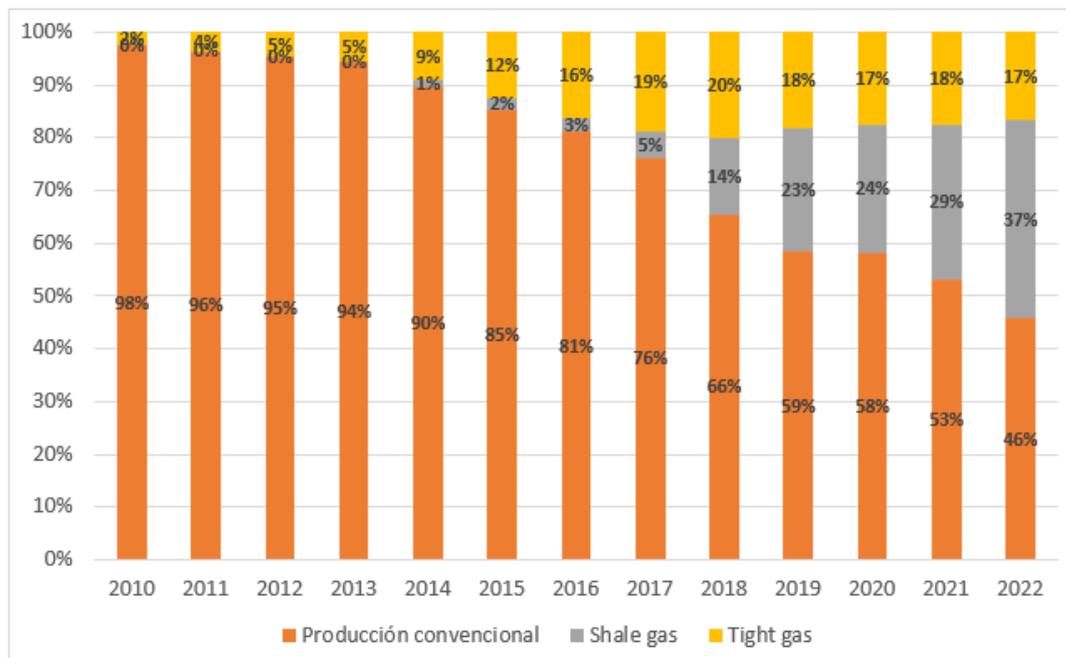
Gráfico 17 - Evolución de la producción de gas natural por tipo de cuenca productiva. Argentina. Período: 2010-2022.



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del ENARGAS.

También, se muestra la evolución por tipo de recurso (convencional, shale gas y tight gas) para el mismo período de tiempo.

Gráfico 18 - Evolución de la producción de gas natural por tipo de recurso. Argentina. Período: 2010-2022.



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del ENARGAS.

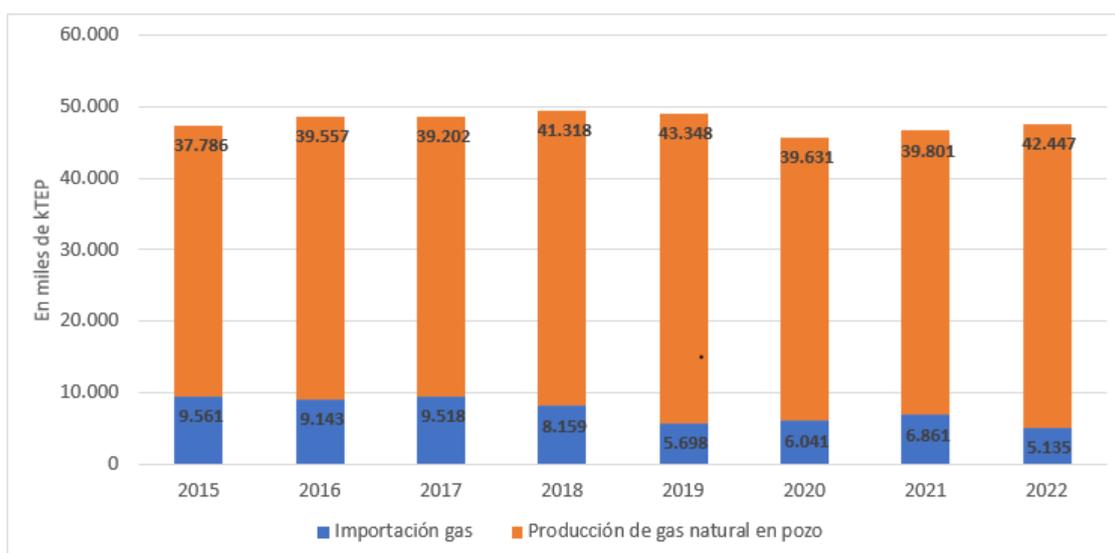
La oferta de gas en Argentina también está compuesta por la importación, para ello existe un convenio con Bolivia y por otra parte la importación de GNL por vía marítima, re-gasificado e inyectado en el sistema de transporte de gas natural en el puerto de Escobar, provincia de Buenos Aires.

Como consecuencia de la menor producción local y la creciente demanda, a partir del año 2009 se inició un proceso de déficit comercial externo. En los últimos años, producto de programas de incentivos, el aporte del gas no convencional y por un retroceso de la actividad económica, dicho déficit se desaceleró.

Tal como se visualiza en el gráfico N° 19 desde el año 2015 la importación de gas presenta un comportamiento decreciente e inversamente proporcional al aumento de la producción de gas no convencional. Entre el período 2015-2022, la tasa de crecimiento anual promedio es negativa en -8,50%.

Esto nos da la pauta de la necesidad en cuanto a materia energética de la implementación de un marco jurídico previsible que permita un desarrollo sostenible en Vaca Muerta, lo cual traerá una mejora en el saldo de la balanza comercial.

Gráfico 19 - Evolución de la importación y producción de gas natural. Argentina. Período: 2015-2022.



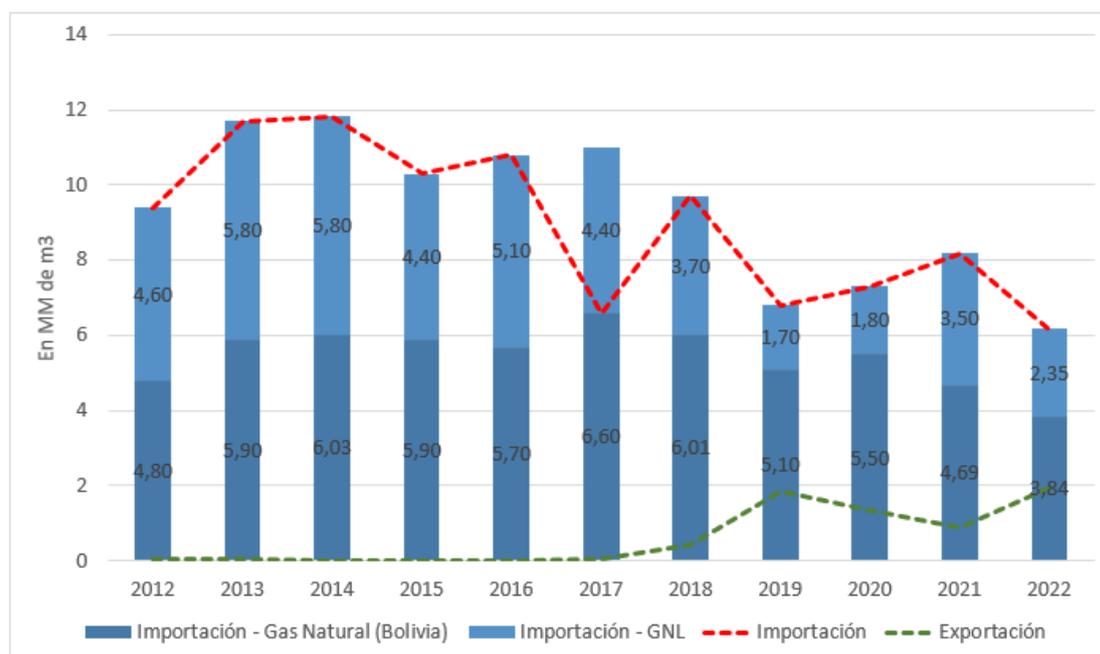
Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de la Secretaría de Energía de la Nación.

En el año 2022, la importación de Bolivia se redujo 18% respecto al año anterior, y es 20% menor al año 2012. Con respecto a la importación de GNL, en el gráfico N° 20 se observa una reducción de 33% entre el año 2021 y 2022, siendo en este último año 49% menor a la del año 2012 pasando de 4,60 MM m³ a 2,35 MM m³.

En los últimos diez años la importación de gas se ha reducido 4,10% promedio anual pasando de importar 9,40 MM m³ en 2012 a 6,19 MM m³ en 2022.

Por el lado de la venta de gas natural al exterior fueron récord para el año 2022, logrando la suma total de 1,94 MM m³. Lo que representa un aumento del 121% respecto al 2021 y 2.704% respecto a los últimos 10 años.

Gráfico 20 - Evolución de la importación y exportación de gas natural. Argentina. Período: 2012-2022.



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de la Secretaría de Energía de la Nación.

En el punto 14.3 del Apéndice se podrá visualizar la concentración de los principales productores de gas natural en Argentina para el año 2022.

4.2.2. Análisis del mercado de GLP

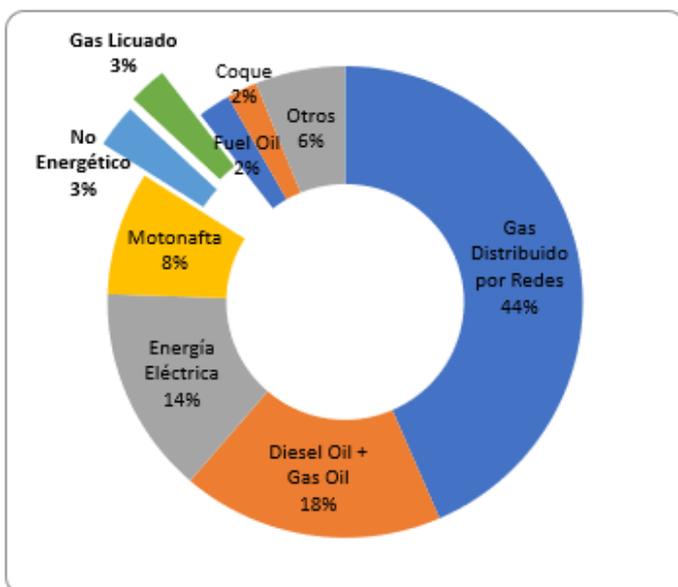
El GLP, compuesto en su mayoría por butano y propano, es el principal producto (envasado en garrafas) consumido por residentes que no pueden acceder a las redes de distribución de gas ya sea por falta de acceso en su zona geográfica o por habitar en hogares de bajos recursos.

En el balance energético nacional, elaborado por la Secretaría de Energía de la Nación, se observa que el GLP (propano-butano-gasolina natural) solo representa el 3% del total de la canasta de consumo energético nacional, a pesar de estar considerado como un combustible limpio para la transición energética. Contrastando con el hecho de que el diésel, gasolina y motonafta, combustibles altamente contaminantes representan aproximadamente el 28,5% del consumo nacional.

Cabe la aclaración que el Balance Energético Nacional, realizado por la Secretaría de Energía de la Nación, define al consumo no energético como el uso de recursos con fines distintos a la utilización como combustible. Por ejemplo, se encuentra en este rubro el consumo de etano para la producción de etileno en el sector petroquímico.

Por ello se podría concluir que al cierre del ejercicio 2022 el 6% del total del consumo energético en Argentina proviene del GLP.

Gráfico 21 - Participación en porcentaje balance energético nacional. Período: año 2022.



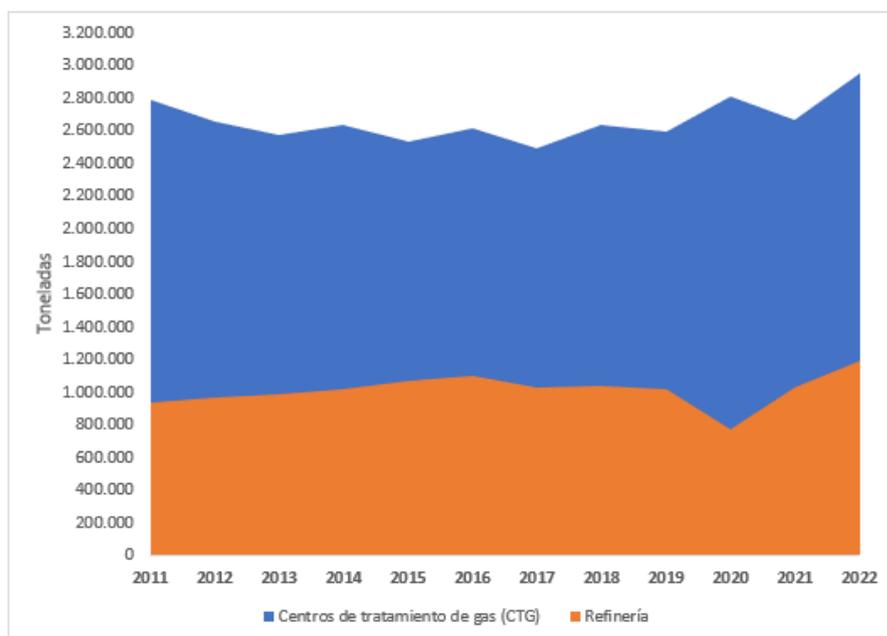
Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de la Secretaría de Energía de la Nación.

4.2.2.1. Producción de GLP

Como bien se mencionó más arriba, se puede obtener tanto del petróleo como del gas natural. Para obtenerlo del petróleo se realiza un proceso de refinación del hidrocarburo y en el caso del gas natural por destilación fraccionada en plantas de tratamiento.

Históricamente, como se puede observar en el gráfico N° 22, aproximadamente el 70% de la producción total de GLP se obtiene por separación del gas natural, siendo el 30% restante obtenido a través de la refinería.

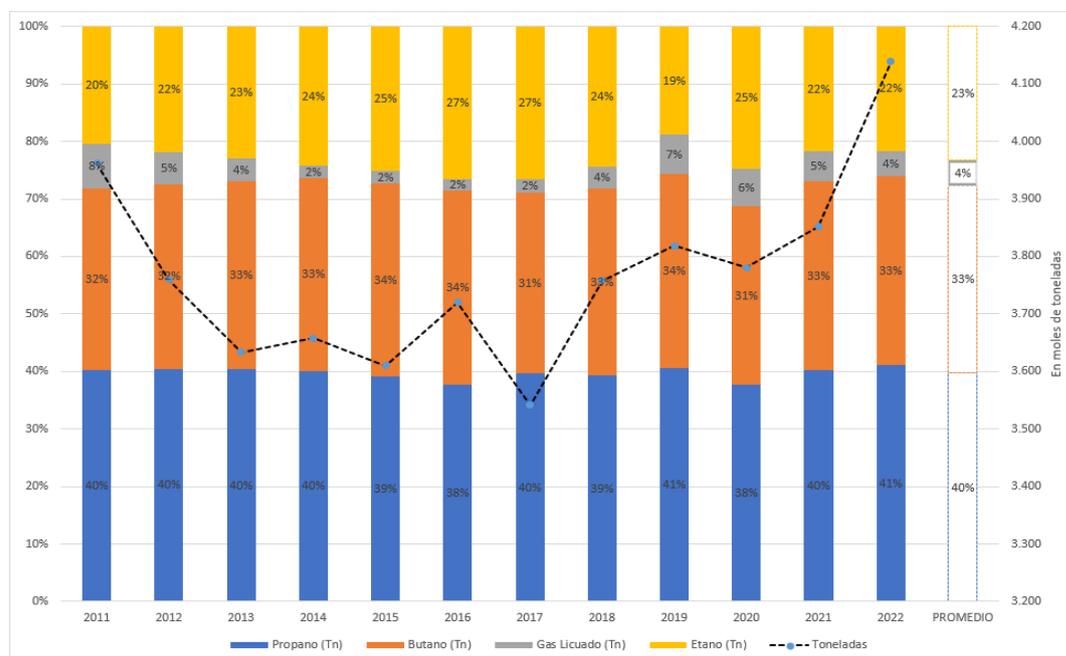
Gráfico 22 - Evolución producción de GLP por fuente. Período: 2011-2022.



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de la Secretaría de Energía de la Nación.

El gráfico N° 23 muestra, entre el período 2011-2022, la preponderancia del propano y butano, los cuales en promedio histórico representan el 40% y 33%, respectivamente, del total producido. Mientras que el etano refleja un promedio del 23% de lo producido, siendo representado el resto por gas licuado.

Gráfico 23 - Evolución producción de GLP por tipo. Período: 2011-2022.



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de la Secretaría de Energía de la Nación.

La purificación y tratamiento de los gases naturales extraídos de los yacimientos, así como los procesos de extracción de gases licuados están a cargo de 16 plantas de tratamiento distribuidas en las distintas cuencas productoras, a excepción de Bahía Blanca en donde se encuentra la planta General Cerri perteneciente a **TGS**.

Por el lado del GLP que se produce mediante la refinación del crudo, se encuentran activas 6 plantas ubicadas en las ciudades de La Plata (Prov. Buenos Aires), Campana (Prov. Buenos Aires), Dock Sud (Prov. Buenos Aires), Luján de Cuyo (Mendoza) y Campo Durán (Salta).

En la tabla N° 5 se detallan los productores de GLP, las plantas con las que operan y su respectiva ubicación geográfica.

Tabla 5 - Producción de GLP por planta. Año: 2022.

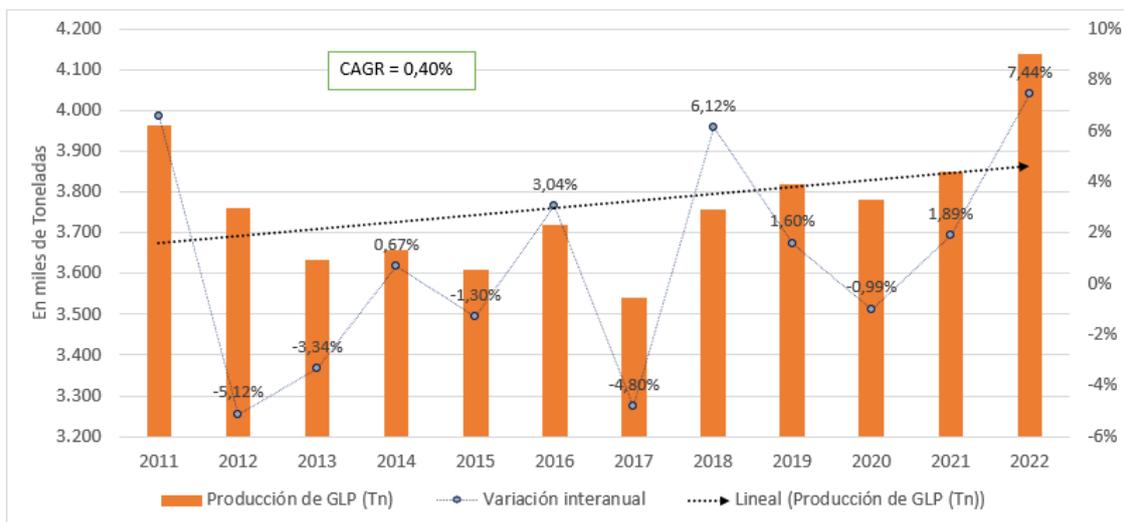
PLANTAS	OPERADORES	UBICACIÓN GEOGRÁFICA	PRODUCCIÓN TOTAL 2022 (Tn)	% PRODUCCIÓN
COMPAÑÍA MEGA	Compañía Mega S.A.	NEUQUÉN	1.523.287	36,81%
COMPLEJOS CERRI - BAHIA BLANCA	Transportadora de Gas del Sur S.A.	BUENOS AIRES	1.098.930	26,55%
REFINERÍA LA PLATA	YPF SOCIEDAD ANONIMA	BUENOS AIRES	346.235	8,37%
PETROQUIMICA CUYO	YPF SOCIEDAD ANONIMA	MENDOZA	246.358	5,95%
	Pan American Energy, S.L.			
CAÑADON ALFA	Pan American Sur S.A.	TIERRA DEL FUEGO	143.716	3,47%
	Total Austral SA			
	WINTERSHALL DEA ARG.SA			
CAMPANA	Pan American Energy, S.L.	BUENOS AIRES	126.939	3,07%
DOCK SUD	RAIZEN ARGENTINA S.A.U	BUENOS AIRES	122.609	2,96%
LUJÁN DE CUYO	YPF SOCIEDAD ANONIMA	MENDOZA	112.620	2,72%

	TRAFIGURA ARGENTINA S.A.			
EL PORTON	YPF SOCIEDAD ANONIMA	NEUQUÉN	73.851	1,78%
CAMPO DURAN	Refinería del Norte SA	SALTA	69.234	1,67%
REFINERÍA BAHÍA BLANCA	TRAFIGURA ARGENTINA S.A.	BUENOS AIRES	63.879	1,54%
PLANTA EL CONDOR	CGC SA	SANTA CRUZ	37.683	0,91%
MEDANITO	Medanito S.A.	RIO NEGRO	35.678	0,86%
ENSENADA PETROKEN	Pan American Energy, S.L.	BUENOS AIRES	32.699	0,79%
	TRAFIGURA ARGENTINA S.A.			
AGUA DEL CAJÓN	CAPEX	NEUQUÉN	30.326	0,73%
CENTENARIO	Pluspetrol S.A.	CENTENARIO	23.466	0,57%
ENTRE LOMAS	Vista Oil & Gas Argentina S.A.U.	RIO NEGRO	16.445	0,40%
SAN SEBASTIÁN	YPF SOCIEDAD ANONIMA	TIERRA DEL FUEGO	15.035	0,36%
LOMA NEGRA	YPF SOCIEDAD ANONIMA	NEUQUÉN	12.431	0,30%
ESTACION FERNANDEZ ORO	YPF SOCIEDAD ANONIMA	RIO NEGRO	5.555	0,13%
PLANTA SAN LUIS, YACIMIENTO RIO CULLEN	ROCH S.A.	TIERRA DEL FUEGO	1.115	0,03%
PUERTO GENERAL SAN MARTÍN	TRAFIGURA ARGENTINA S.A.	SANTA FE	579	0,01%
TOTALES			4.138.670	100%

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de la Secretaría de Energía de la Nación.

La producción de GLP muestra una leve tendencia alcista entre los años 2011 y 2022 reflejando una tasa promedio de crecimiento anual de 0,40%. En el año 2022, se logró el punto máximo de producción de los últimos años, con 4.138.670 toneladas, arrojando una variación absoluta positiva de 7,44% respecto al año anterior (gráfico N° 24).

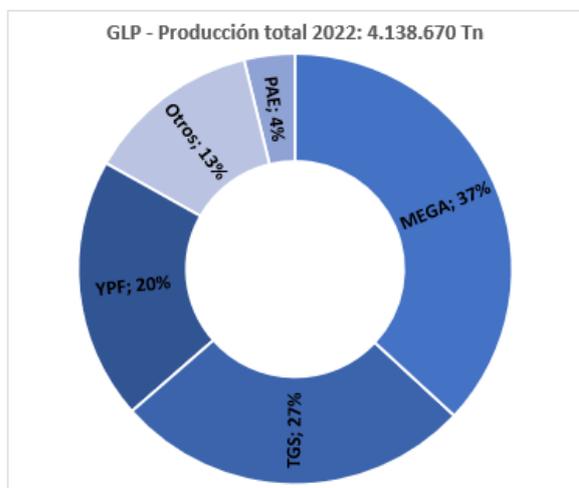
Gráfico 24 - Evolución de la producción anual de GLP. Argentina. Período: 2011-2022.



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de la Secretaría de Gobierno de Energía.

El mercado de GLP se caracteriza por presentar una estructura oligopólica, cuya producción está concentrada en un 87% por Compañía MEGA, TGS, YPF y PAE. Cabe mencionar que, a excepción de YPF, que obtiene su producción tanto por la separación de gas natural como por refinería de crudo en plantas propias y de terceros, el resto de las compañías que lideran el mercado no cuentan con una producción integrada, sino que compran gas de terceros para procesarlos en plantas propias.

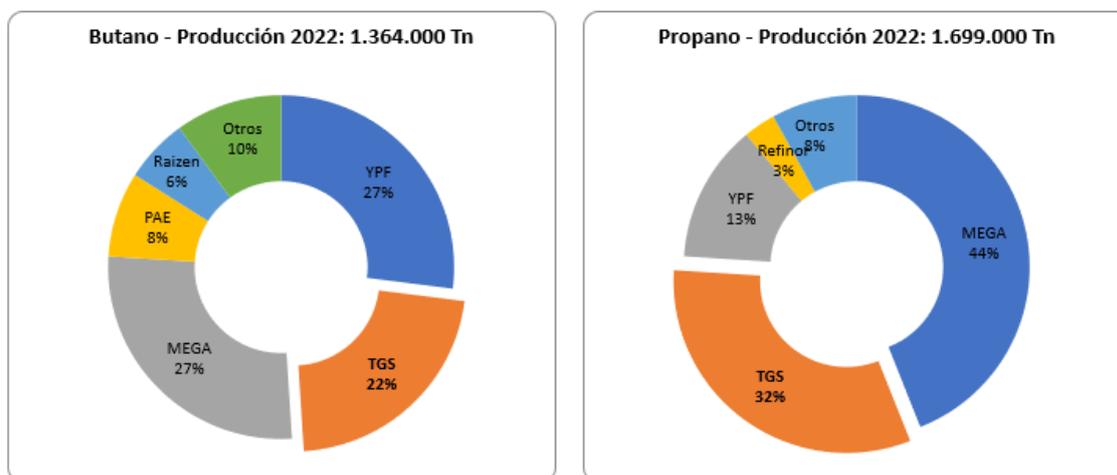
Gráfico 25 - Porcentaje de participación de las empresas en el mercado de GLP. Argentina. Año 2022.



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de la Secretaría de Gobierno de Energía.

En cuanto a la producción de butano y propano se encuentra dentro de los tres primeros productores, con una participación del 22% y 32% respectivamente. La producción de butano y propano está liderada por YPF y MEGA.

Gráfico 26 - Porcentaje de participación de las empresas en el mercado de GLP. Argentina. Año 2022.



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de la Secretaría de Gobierno de Energía.

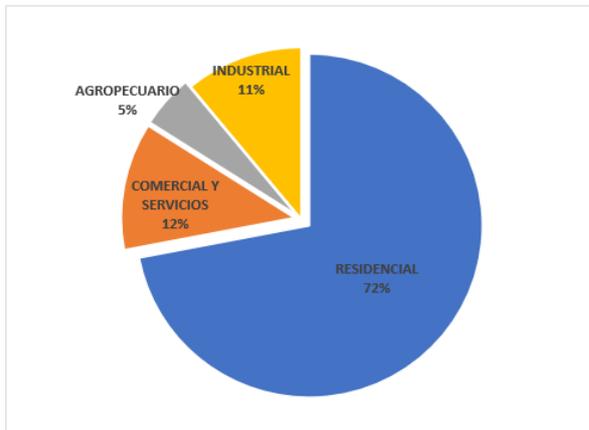
El mercado de producción de etano en Argentina se encuentra concentrado en solo dos empresas: MEGA y TGS. En 2022, TGS concentró el 40% del total de etano producido en el año. La empresa posee un único cliente (“PBB Polisur”) al cual se le abastece dicho producto.

4.2.2.2. Consumo de GLP

Tenemos que considerar que en lo que respecta a la balanza energética del GLP en Argentina, el total de lo producido es consumido y los principales destinos se clasifican en dos grandes grupos: mercado interno y mercado externo.

En 2022, el consumo de GLP del sector residencial fue el 72% del total, seguido por el comercial y servicios con el 12%, el industrial con el 11%, y agropecuario con el 5%. El consumo industrial y comercial está conformado por empresas pequeñas y medianas, principalmente panaderías, hoteles, restaurantes, etc.

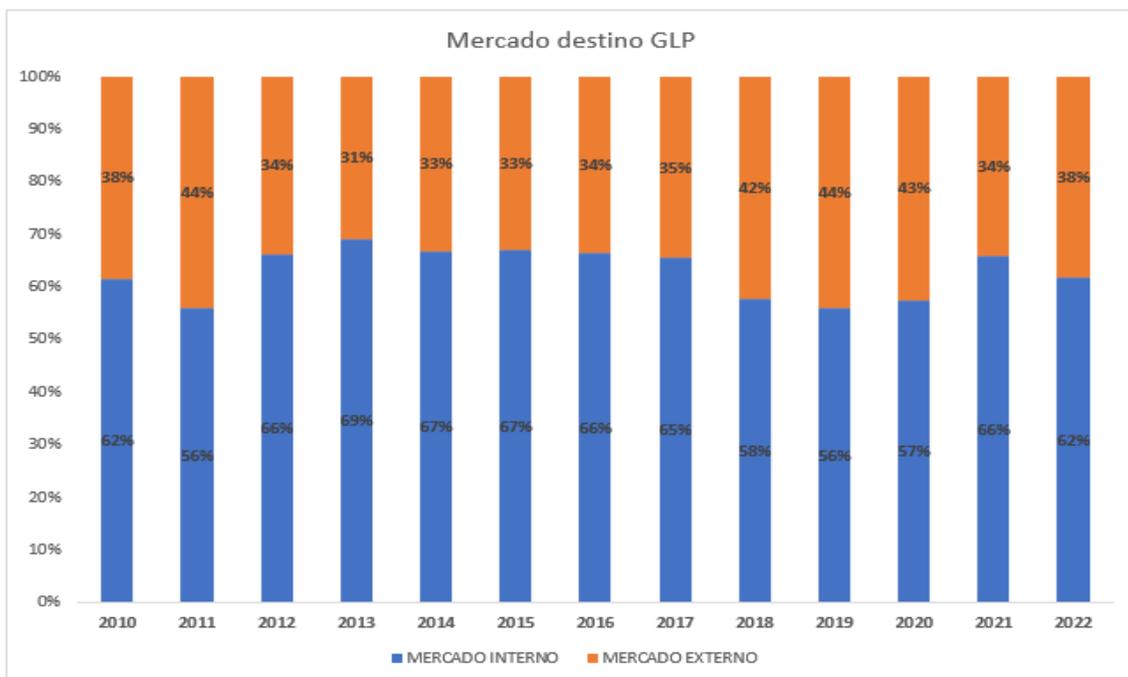
Gráfico 27 - Consumo interno de GLP por sector. Año: 2022.



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de la Secretaría de Energía de la Nación.

A su vez en el gráfico N° 28 a partir de datos obtenidos de la Secretaría de Energía de la Nación podemos observar la evolución para el período 2010-2022 del market share por tipo de mercado de GLP.

Gráfico 28 - Evolución market share mercado destino GLP. Período: 2010-2022.



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de la Secretaría de Energía de la Nación.

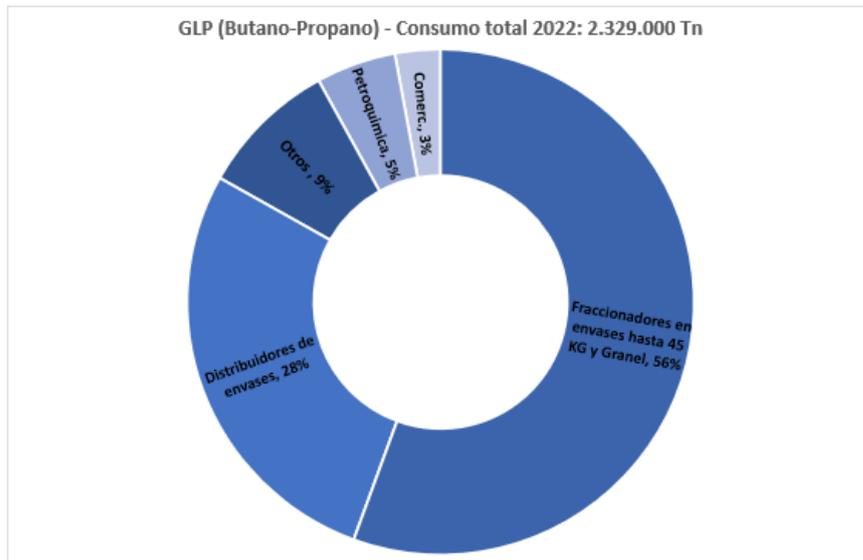
Mercado Interno:

En el mercado interno la demanda de GLP está constituida principalmente por fraccionamiento, redes de distribución, petroquímica, comercializadores y otros¹⁵.

En el año 2022, según datos de la Secretaría de Energía, el consumo interno de GLP fue de aproximadamente 2.329.000 toneladas. Para poder dimensionar el peso relativo de los mercados, en el siguiente gráfico visualizamos que el 56% de las ventas de GLP tiene por destino el mercado fraccionador, los distribuidores de envases consumen el 28% de lo producido en el país, el 5% las petroquímicas y el 12% restante tiene diversos usos, tales como: distribuidor por redes, comercializador, consumo propio de la productora etc.

Cabe aclarar que el sector petroquímico, no solo destina el consumo al propano y butano sino también a un uso no energético en donde predomina el etano¹⁶, hidrocarburo que en el año 2022 representó un consumo de 896.297 toneladas.

Gráfico 29 - Mercado interno: Consumo de butano y propano por sector. Año: 2022.



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de la Secretaría de Energía de la Nación.

¹⁵ Otros: productora, distribuidoras por redes, aerosolera, transportista, consumidor independiente.

¹⁶ El consumo de etano está concentrado 100% en el sector petroquímico.

También, a los efectos de una mejor comprensión del mercado de GLP se procede a analizar las ventas de butanos y propano por separado.

Gráfico 30 - Participación en consumo de butano y propano por sector. Año: 2022.

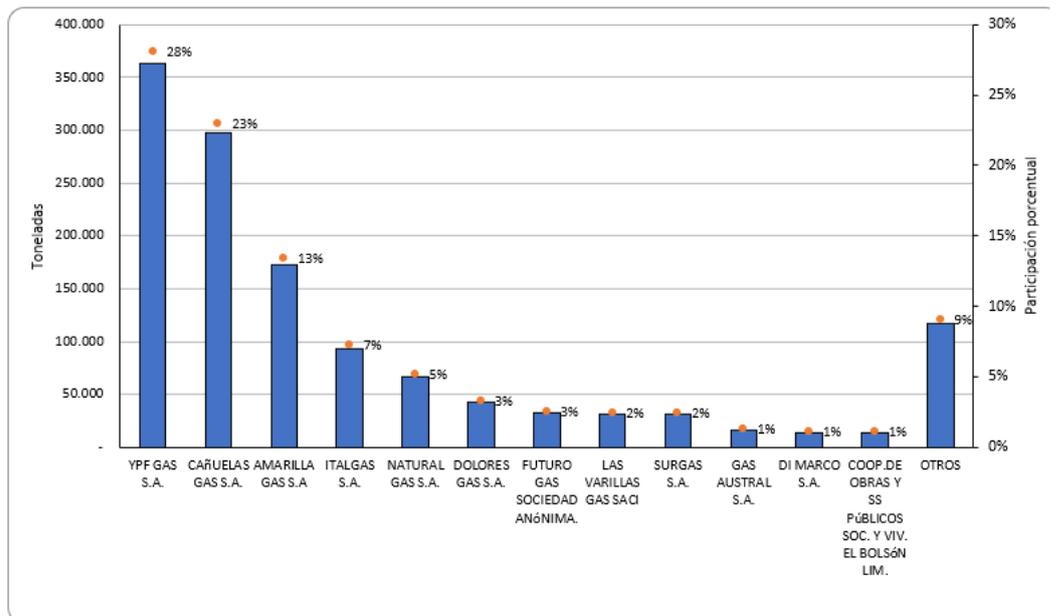


Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de la Secretaría de Energía de la Nación.

La red de gas natural en Argentina no abarca a todo el territorio de Argentina, quedando provincias excluidas en el acceso a dicha red. Tal es el caso de provincias del norte del país como Chaco, Corrientes, Formosa y Misiones.

El mercado fraccionador es un sector con demanda derivada de los usuarios domiciliarios que utilizan el GLP envasado en garrafas y cilindros con fines energéticos, producto de la falta de acceso a la red de gas natural. En el siguiente gráfico se puede observar cómo el 70% del mercado fraccionador de GLP está concentrado en 4 empresas: YPF GAS SA, CAÑUELAS GAS SA, AMARILLA GAS SA e ITALGAS SA., quienes abastecen al mercado residencial.

Gráfico 31 - Concentración de compras GLP por fraccionador. Año: 2022.



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de la Secretaría de Energía de la Nación.

Mercado externo:

Como se mencionara precedentemente, el mercado externo representa aproximadamente el 37% del destino de ventas de GLP producido en Argentina.

Las exportaciones argentinas de GLP se realizan por ducto, barco y camiones. En el caso de movimientos por buques, existen productores con instalaciones portuarias propias, como ser el caso de YPF y compañía MEGA. Dichas instalaciones (por ejemplo, plantas de Dock Sud y San Lorenzo) son utilizadas por terceros productores. Asimismo, las instalaciones del Puerto Galván, pertenecen al Consorcio de Gestión del Puerto de Bahía Blanca y pueden ser utilizadas por cualquier empresa tras abonar una tarifa correspondiente.

Las exportaciones de GLP tienen diversos destinos, destacándose como países importadores Brasil, Chile, Paraguay y Uruguay.

4.2.2.3. Evolución de precios

A los efectos de tener una mejor comprensión de la evolución de precios en el mercado de GLP es necesario conocer los tipos de tarifas conforme al mercado, tipo de producto y programas aplicados por el Poder Ejecutivo.

Si bien es un segmento en donde no existe regulación tarifaria por parte del ENARGAS, como consecuencia de acuerdos y programas del Estado Nacional se determinan precios máximos de GLP para cierto volumen de abastecimiento limitando la plena capacidad de las productoras para seleccionar los mercados a los cuales comercializar el producto.

Actualmente en aplicación hay dos programas:

1) Plan Hogar: Surge del Decreto N° 470/2015 con fecha 30 de marzo de 2015 del PEN. Se determina un precio máximo de referencia a los integrantes de la cadena de comercialización con el objeto de garantizar el abastecimiento a usuarios residenciales de bajos recursos, obligando a los productores a abastecer con GLP a un precio determinado y en un cupo definido para cada uno de ellos. Por su parte, mediante el Plan Hogar, el Estado Nacional subsidia de modo directo a los usuarios residenciales.

2) Acuerdo Propano de Redes: Acuerdo celebrado entre el Estado Nacional y empresas productoras de propano por el cual se compromete a abastecer de propano a distribuidoras y subdistribuidoras de gas propano indiluido por redes a un precio inferior al de mercado.

Mercado local:

- Precios máximos de referencia aplicables para las ventas al por mayor a fraccionadores de GLP determinados a través de las Disposiciones de la Secretaría de Energía de la Nación conforme al “Plan Hogar” y “Acuerdo Propano de Redes”, respectivamente.

La participación en este programa obliga a los productores a destinar una parte del volumen de producción de GLP y comercializarlo a un precio menor a los de mercado.

Como contraprestación, los productores reciben una compensación económica. Por el Plan Hogar una Asistencia Económica Transitoria equivalente al 20% del total facturado por venta de GLP y por el Acuerdo Propano de Redes un monto que se calcula como la diferencia entre el precio de venta determinado y el precio de paridad de exportación.

- Tarifa para clientes no alcanzados por los programas de abastecimiento. Precio de Paridad de Exportación: es una tarifa de referencia determinada por la Secretaría de Energía para la venta de butano y propano conforme a una metodología de cálculo que considera los precios internacionales de GLP (Mont Belvieu¹⁷), actualizado mensualmente.

Mercado externo: Propano y butano comercializado a precios internacionales de referencia (Mont Belvieu).

El artículo 7 del Decreto 488/2020 fija las reglas correspondientes a las alícuotas a los derechos de exportación de hidrocarburos. Dicha alícuota se encontrará entre el 0% y el 8% dependiendo de la cotización del barril ICE Brent primera línea. Si el mencionado precio se encuentra por debajo de los USD 45 la alícuota será 0%. En cambio, si el precio fuera igual o superior a 60 USD se pagará un 8% de alícuota, siendo variable entre el 0% y 8% si el precio se encuentra entre esos dos márgenes.

A modo de visualizar mejor lo expuesto, en la tabla N° 6 se observa la metodología de cálculo utilizada por la Secretaría de Energía para el precio de paridad de exportación.

Tabla 6 - Esquema de cálculo del precio de paridad de exportación

PARIDAD EXPORTACIÓN (PE)
PE = (MB + T(MB - SANTOS) – T(BB – SANTOS) – RET. EXP.) * TC
EN DONDE:
PE = PARIDAD DE EXPORTACIÓN
MB = PRECIO GLP MONT BELVIEU
T (MB-SANTOS) = TRANSPORTE MONT BELVIEU - SANTOS
T (BB-SANTOS) = TRANSPORTE BAHÍA BLANCA - SANTOS
RET. EXP. = RETENCIÓN A LA EXPORTACIÓN GLP EN ARGENTINA
TC = TIPO DE CAMBIO DE REFERENCIA COM. A 3500 BCRA

Fuente: Resolución N° 36/2015 de la Secretaría de Energía de la Nación.

Considerando que la cotización del GLP depende del comportamiento en el mercado de precios del gas natural y el petróleo, se procedió a recopilar las cotizaciones históricas del gas natural en Henry Hub¹⁸ y el de barril de petróleo en West Texas Intermediate (WTI).

Los precios internacionales del GLP en Mont Belvieu históricamente han seguido la tendencia del precio del crudo, especialmente del WTI. Como se observa en los gráficos siguientes, en el año 2021 producto de la apertura post pandemia y el incremento de demanda especialmente desde Asia para el sector petroquímico, los precios se incrementaron considerablemente. Para el año 2022, el precio del WTI presentó una desaceleración producto de la invasión de Rusia a Ucrania llevando a Europa a buscar sustitutos al petróleo ruso.

Si bien en la mayoría de los períodos existe una correlación entre los precios de gas natural, petróleo y GLP; en el último año se observa una dinámica dispar por parte del precio de GLP en Mont Belvieu. Según señala la Administración de Información Energética de Estados Unidos (EIA), el GLP mostró un aumento en los inventarios generando una sobre reacción en la oferta, impactando en la baja de precios. Asimismo, aún nos encontramos en un contexto de

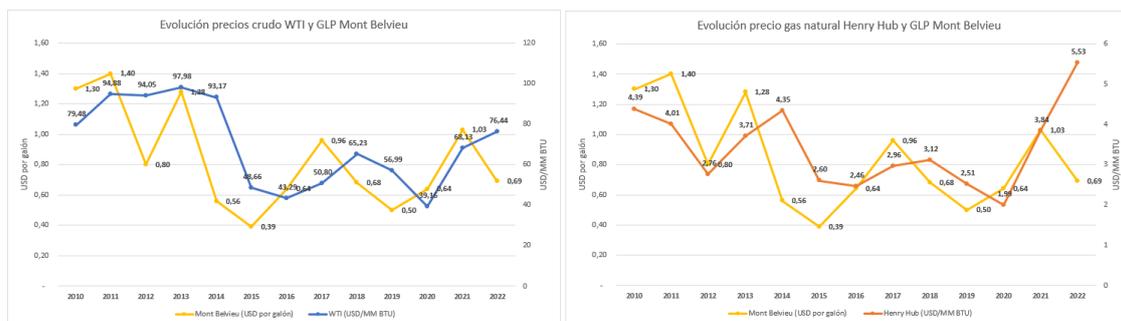
¹⁷ La referencia fundamental de precios para hacer negocios en el sector del GLP se encuentra en el mercado de carga de Mont Belvieu, Texas, Estados Unidos.

¹⁸ Así como el Brent y el WTI son las referencias en el mercado del petróleo, el Henry Hub es la referencia en precios para el mercado del gas natural.

recuperación de los precios de commodities dada la recuperación económica mundial y la problemática energética que se vive en Asia y Europa.

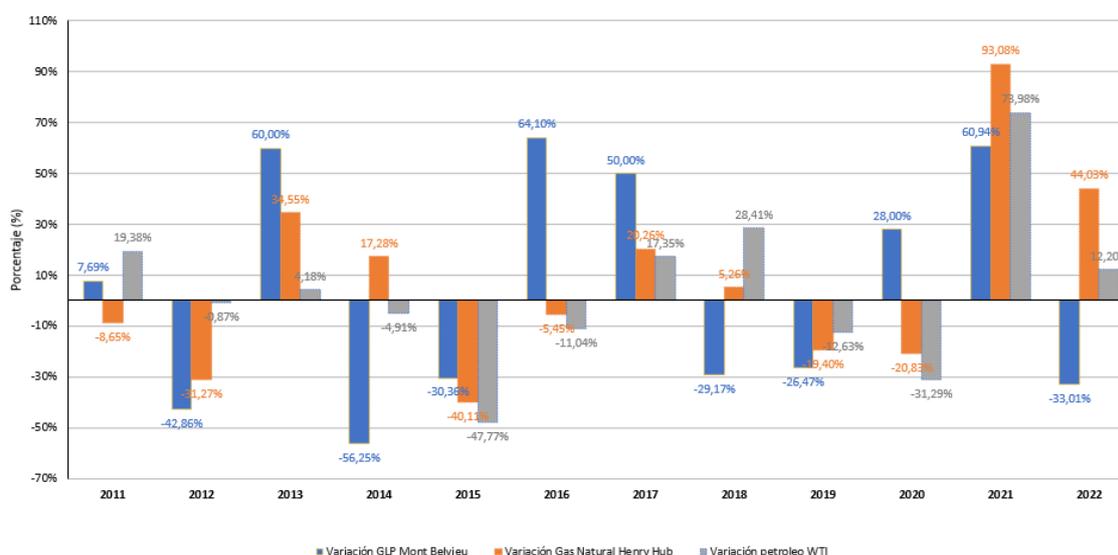
En el año 2022, los precios internacionales de GLP en Mont Belvieu muestran una variación negativa del 33% respecto al ejercicio de 2021. Esta situación se debe a la decreciente demanda de Asia para la industria petroquímica (China) y el reemplazo de la leña (India), países que concentran el mayor consumo mundial de GLP.

Gráfico 32 - Evolución precios GLP, Henry Hub y WTI. Período: 2010-2022.



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de la EIA.

Gráfico 33 - Evolución porcentual precios GLP, Henry Hub y WTI. Período: 2010-2022.

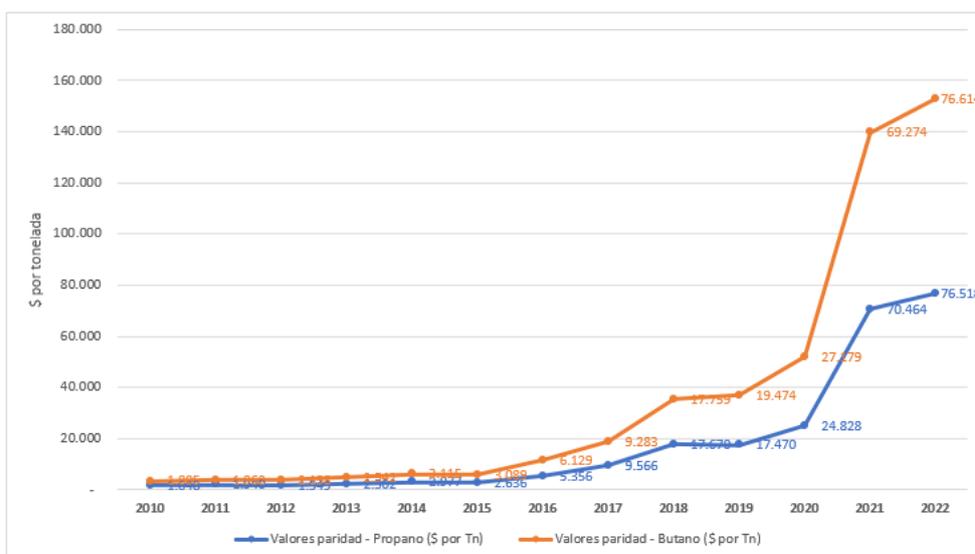


Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de la EIA.

En lo que respecta a los precios de paridad de exportación, los mismos venían presentando un comportamiento estable hasta el año 2018 donde, a pesar del descenso del precio internacional y su consecuente impacto sobre el precio regulado nacional, se puede visualizar un incremento del butano y propano del 800% y 825%, respectivamente, para el período 2017-2022, efecto que debemos atribuir principalmente a la devaluación del peso argentino. Durante dicho período, la devaluación ha sido de 870%¹⁹ superando a la mayoría de las divisas de los países latinoamericanos.

¹⁹ Tipo de cambio vendedor del BNA 18,90 y 183,25 para las fechas 29/12/2017 y 30/12/2022, respectivamente. Recuperado de: <https://www.bna.com.ar/>

Gráfico 34 - Evolución de los precios de paridad GLP en Argentina. Período: 2010-2022.



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de la Secretaría de Energía.

4.2.3. Análisis del mercado de gasolina natural

Según el balance energético nacional la gasolina natural representa apenas el 0,9% del total de las fuentes de energía utilizadas en Argentina. La totalidad de la gasolina natural es obtenida de las plantas de procesamiento de gas natural.

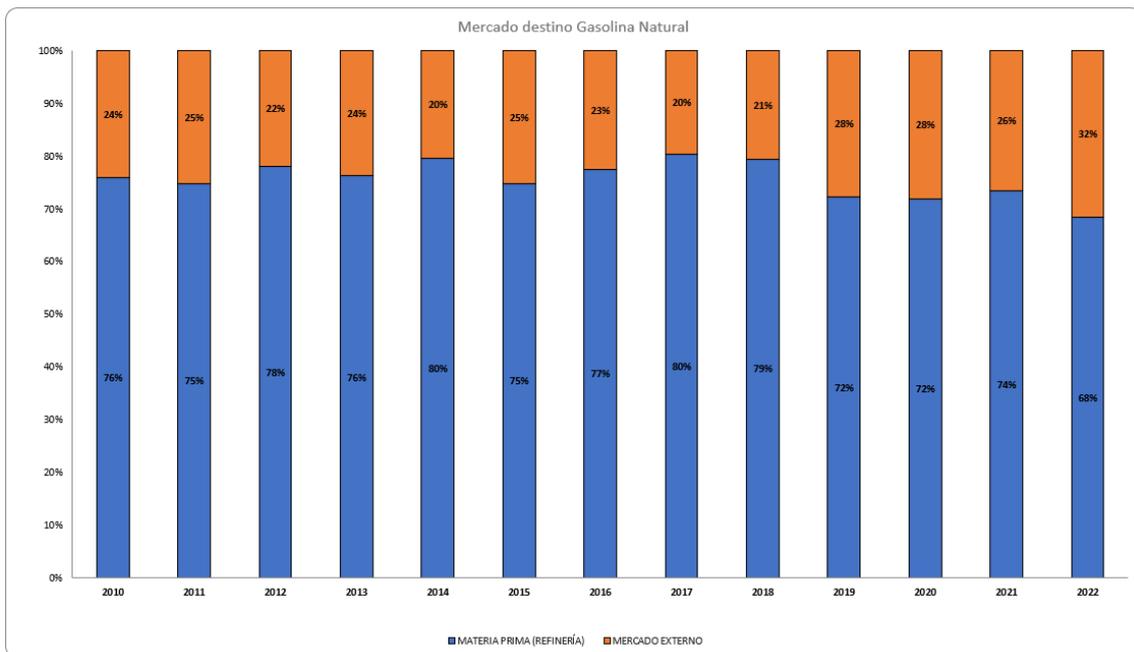
En nuestro país dicho hidrocarburo tiene solamente dos aplicaciones; desde el punto de vista de fuente de energía siendo utilizado como materia prima en los centros de transformación (refinerías) o desde el punto de vista comercial (combustible o solvente) cuyo único destino es el mercado exterior.

4.2.3.1. Evolución de ventas y destinos

El mercado de producción de gasolina natural en Argentina se encuentra concentrado en pocas empresas entre las que se encuentra **TGS**. La empresa posee un único cliente internacional ("Trafigura Pte Ltd") al cual se le abastece dicho producto a precio internacional.

Tal como se observa en el siguiente gráfico el volumen de gasolina natural como materia prima es ampliamente superior al destinado al comercio exterior.

Gráfico 35 - Evolución mercado destino gasolina natural en Argentina. Período: 2010-2022.

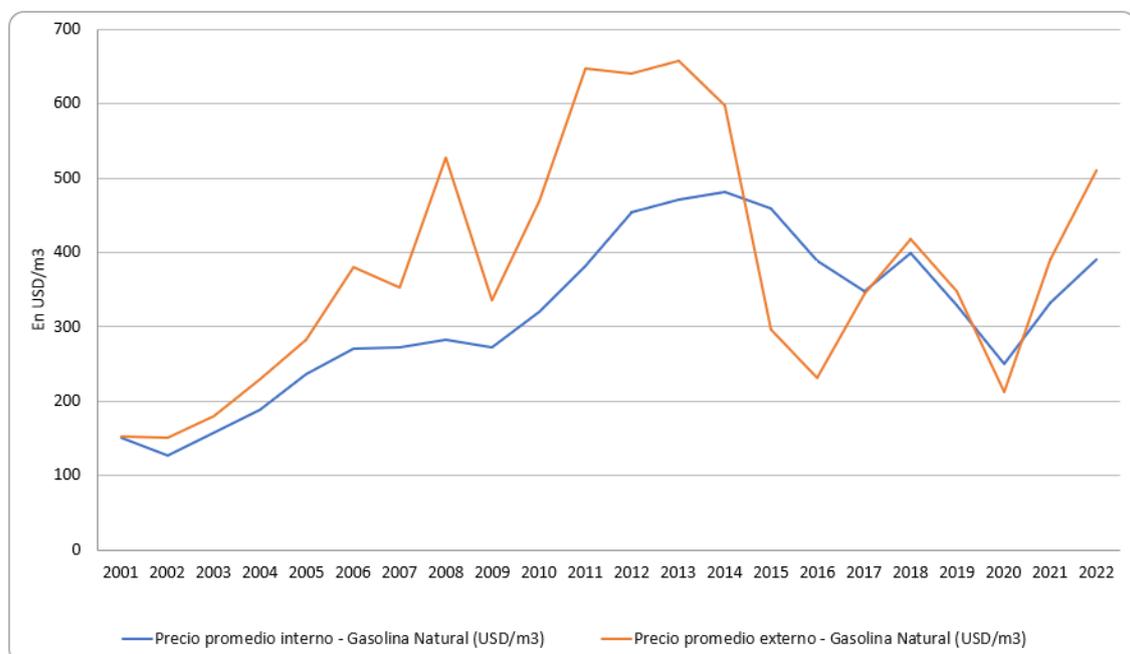


Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de la Secretaría de Energía.

4.2.3.2. Evolución de precios

Con respecto a los precios promedio para cada mercado, observamos como en los últimos años el precio en el mercado interno superó al de mercado externo.

Gráfico 36 - Evolución de los precios de gasolina natural. Período: 2010-2022.



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de la Secretaría de Energía.

4.2.4. Mercado regulatorio

Para la producción y comercialización de GLP existe la Ley N° 26.020 del año 2005, que establece el marco regulatorio para dicha actividad, siendo también la Secretaría de Energía de la Nación la encargada de determinar los volúmenes mínimos a comercializar en el mercado local y la que obliga a los exportadores de GLP la aprobación previa para la realización de sus operaciones de exportación de dichos productos.

Dicha ley tiene como objetivo esencial asegurar el suministro regular, confiable y económico de GLP a sectores sociales residenciales de escasos recursos que no cuenten con servicio de gas natural por redes.

Con fecha 30 de marzo de 2015 el Poder Ejecutivo Nacional dictó el Decreto N° 470 y creó el Programa Hogares con Garrafa (“Plan Hogar”) mediante el cual el Estado Nacional subsidia o compensa de manera directa: (i) a los titulares de hogares de bajos recursos o de viviendas de uso social consumidores de GLP envasado y (ii) a los productores de GLP.

Con fecha 25 de agosto de 2021, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 809/21 de la Secretaría de Energía mediante la cual se estableció una asistencia económica transitoria para las empresas productoras, fraccionadoras y distribuidoras que aportaran producto al Plan Hogar. La asistencia económica transitoria aprobada por dicha resolución consiste en el reconocimiento del 20% de la facturación que en concepto de venta de GLP facturen mensualmente las empresas productoras, fraccionadoras y distribuidoras durante el período agosto a diciembre de 2021 por el producto destinado al Plan Hogar. Mediante Resolución 88/2022 se extendió la aplicación de la asistencia económica transitoria para las ventas de GLP realizadas durante el período comprendido entre enero y marzo de 2022 y, mediante Resolución 271/2022, se extendió la vigencia hasta el 31 de diciembre de 2022.

Como se indicó anteriormente, la venta de GLP en Argentina está condicionada al establecimiento de precios máximos de referencia. A continuación, se visualizan los últimos precios máximos fijados para los productores, los períodos comprendidos y sus respectivas resoluciones:

Tabla 7 - Resoluciones precios máximos de referencia propano y butano.

FECHA	RESOLUCIÓN ("Plan Hogar")	PERÍODO APLICACIÓN	PRECIO MÁXIMO PROPANO- BUTANO (\$/Tn)
06/04/2021	249/2021	Abril 2021	\$12.626,60
19/04/2022	270/2022	Abril 2022	\$15.152,00
29/07/2022	609/2022	Agosto 2022	\$17.500,47
		Septiembre 2022	\$18.375,49
22/12/2022	861/2022	Diciembre 2022	\$26.800,80
19/01/2023	15/2023	Enero 2023	\$29.481,00
05/02/2023	62/2023	Febrero 2023	\$32.429,00

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de resoluciones de la Secretaría de Energía.

Las empresas productoras que forman parte del Acuerdo de Abastecimiento de Gas Propano para Redes (“Acuerdo Propano de Redes”), TGS es una de ellas, se comprometieron a abastecer a las distribuidoras y subdistribuidoras de gas propano indiluido por redes del mercado interno a un precio estipulado en pesos por tonelada. Por otro lado, las mencionadas empresas productoras reciben una compensación económica por los menores ingresos obtenidos por el precio establecido bajo el acuerdo equivalente a la diferencia entre el precio de venta acordado en pesos para el mercado interno y el precio de paridad que publica mensualmente la Secretaría de Energía de la Nación. La compensación económica se calcula en forma mensual y genera un

crédito a favor de cada una de las empresas productoras participantes de este sistema de compensación.

Tasa de fiscalización:

De acuerdo con el artículo 39 de la Ley N° 26.020, reglamentado por la Resolución N° 1073/2005, aquellas personas físicas o jurídicas que obtengan GLP por cualquier método serán obligados al pago de la tasa de fiscalización de la Industria y Comercialización del Gas Licuado de Petróleo. La base imponible vendrá dada por los volúmenes de GLP, expresados en toneladas producidas, correspondiente al período anterior por el que se liquida la tasa.

La Resolución N° 65/2017 de la Secretaría de Energía establece la cuantía unitaria a pagar de \$8 por tonelada de GLP.

4.4. Instrumento de gestión: criterios para el análisis de inversiones

VAN y TIR: Con el fin de determinar si el costo de invertir en un proyecto es menor al costo de una cartera de activos financieros que aproximadamente produce el mismo flujo de fondos de caja, es necesario comprender aplicar los conceptos de Valor Actual Neto (VAN) y Tasa Interna de Retorno (TIR).

Los ingresos futuros deben descontarse siempre. El objetivo de descontar los flujos de caja futuros proyectados es determinar si la inversión en estudio rinde mayores beneficios que los usos alternativos de la misma suma de dinero requerida por el proyecto.

“El Valor Actual Neto (VAN) de un proyecto de inversión es la diferencia entre su valor actual, es decir, el valor de una cartera de instrumentos financieros que replica los flujos de caja futuros del proyecto, y el costo de llevar a cabo dicho proyecto” (Grinblatt et al., 2003, p. 247).

Los criterios de aceptación se basan en que todos los proyectos de VAN positivo deben aceptarse, en contracara aquellos proyectos de VAN negativo deben rechazarse. En aquellos casos en donde el VAN es igual a 0, la decisión es indiferente.

$$VAN = Co + \frac{YN}{(1 + Re)^1} + \frac{YN}{(1 + Re)^2} + \frac{YN}{(1 + Re)^3} + \dots + \frac{YN}{(1 + Re)^n} + \frac{VR_{n+1}}{(1 + Re)^{n+1}}$$

Donde:

Co: inversión inicial

YN: beneficio neto del período en cuestión

n: vida útil del proyecto

VR_{n+1}: valor residual del proyecto

Re: tasa de rendimiento esperada (tasa de descuento)

Para el criterio de aceptación se debe comparar la TIR con la tasa de descuento definida para el proyecto en cuestión. Si la TIR es mayor a la tasa de descuento, entonces el proyecto es rentable. Caso contrario, el proyecto deberá rechazarse por ser no rentable.

$$0 = Co + \frac{YN}{(1+p)^1} + \frac{YN}{(1+p)^2} + \frac{YN}{(1+p)^3} + \dots + \frac{YN}{(1+p)^n} + \frac{VR_{n+1}}{(1+p)^{n+1}}$$

Donde:

Co: inversión inicial

YN: beneficio neto del período en cuestión

n: vida útil del proyecto

VR_{n+1}: valor residual del proyecto

p: tasa interna de retorno

Período de recuperación: También conocido como payback, es una herramienta que nos permite determinar el número de períodos necesarios para recuperar la inversión inicial (Sapag. et al., 2008).

Al no ser los flujos de fondos idénticos y constantes durante toda la vida del proyecto se deberá considerar la suma acumulada de los mismos. El período de recuperación surgirá de contar los períodos consumidos hasta que la suma acumulada de flujos de fondos sea igual a la inversión inicial.

$$\text{Período de recuperación} = (nr - 1) + \frac{(\text{Inv. Inicial} - \text{YN Acumulado}_{nr-1})}{YN_{nr-1}}$$

Donde:

nr: período en que se recupera la inversión inicial

YN Acumulado: beneficio neto acumulado

YN: beneficio neto del período en cuestión

Tasa de descuento: costo de capital propio a partir de CAPM: Habiendo estimado los flujos de caja futuros esperados del proyecto de inversión debemos descontar los mismos a una tasa de descuento, la cual nos indicará la rentabilidad mínima exigida por el proyecto conforme a sus riesgos y que también nos indica el precio que debe pagarse para financiar el mismo (Sapag. et al., 2008).

Considerando el monto de inversión del proyecto y la evolución de los márgenes de rentabilidad de **TGS** en los últimos años, se tomó la decisión de financiar el proyecto utilizando recursos propios. Es por esto que solamente se exigirá a los flujos de caja la tasa de fondeo asociada a los recursos propios, denominada costo de capital propio.

“El coste de capital propio del proyecto, representa la rentabilidad esperada que exigen los inversores para efectuar una inversión cuyo riesgo es el mismo que el del proyecto” (Grinblatt et al., 2003, p. 282). Para definir la tasa de retorno esperada por los inversionistas aplicaremos el método de Capital Asset Pricing Model (CAPM), el cual incorpora el factor riesgo.

Tal lo mencionan Sapag. et al. (2008), a través de la teoría de portfolio del economista Harry Markowitz dicho modelo demuestra la relación directa positiva entre el riesgo y retorno, considerando que la única fuente de riesgo que afecta la rentabilidad de las inversiones es el riesgo de mercado, medido mediante el beta.

Según Grinblatt et al. (2003), el CAPM se basa en tres conceptos para determinar la relación rentabilidad esperada y riesgo asumido; la tasa libre de riesgo, la determinación de la

rentabilidad esperada en el mercado (prima de riesgo de mercado) y el beta, el cual mide la correlación de la rentabilidad de una acción con la rentabilidad de un índice de mercado (riesgo sistémico).

A su vez, la fórmula de costo de capital propio a utilizar será corregida en función del riesgo país. Esto debido a que el proyecto estará radicado en Argentina, país encuadrado en el grupo de países emergentes, exigiendo un premio adicional ante las mayores probabilidades de incumplimientos de contratos y acciones políticas y económicas que podrían afectar de forma negativa al proyecto.

En conclusión, en forma algebraica la tasa de descuento se compone de la siguiente manera:

$$Re = \{ Rf + \beta u * (E(Rm) - Rf) \} + Riesgo País$$

Donde:

Re: rentabilidad esperada por los inversores

Rf: tasa libre de riesgo

βu : beta desapalancado de la empresa

E(Rm): retorno esperado en el mercado

(E(Rm)-Rf): prima de riesgo de mercado

Respecto a la expresión algebraica utilizada para la obtención del beta desapalancado de **TGS**:

$$\beta_u = \text{Promedio } \beta_L \text{ empresas similares} / \left[1 + (1 - t) * \left(\frac{D}{E} \right) \right]$$

Donde:

β_u : beta desapalancado de la empresa

β_L : beta apalancado de la empresa

t: tasa de impuestos a las ganancias

D/E: deuda en relación al capital accionario en valor de mercado

5. Metodología de la investigación

Para cumplir con los objetivos planteados nos circunscribimos dentro de la estructura sugerida para una evaluación estratégica y económico-financiera como parte de un plan de negocios, adaptándolo a los objetivos propuestos en el presente, aplicado a un caso concreto verificable en la compañía **TGS**.

Estrategia metodológica:

Se llevará adelante un estudio descriptivo con enfoque cualitativo y cuantitativo. Las unidades de análisis serán **TGS** y el segmento de negocio no regulado, producción y comercialización de GLP.

A través de esta metodología se realizó una descripción, registro, análisis e interpretación de datos en lo referente a la inversión en una planta de producción de GLP en un horizonte de tiempo estimado en 11 años.

Métodos, técnicas e instrumentos de recolección de datos:

Para recopilar los datos se utilizaron dos técnicas:

1. entrevistas semiestructuradas dirigidas a personas que operan en el mercado de los servicios de ingeniería para la industria del petróleo y gas. La idea es concretarlas con dos personas expertas en la materia, quienes ocupan puestos

de alto mando en empresas de renombre de la industria. Con el fin de incorporar conocimiento más preciso sobre las características del gas natural y el funcionamiento de una planta de producción de GLP; a los efectos de poder estimar los costos necesarios de implementación y mantenimiento de la misma.

2. Investigación documental (revisión de libros, documentos, informes, artículos y gráficos).

Técnicas de procesamiento de datos:

El procesamiento de la información se realizó a través de la herramienta Excel del programa Microsoft Office. Los datos provenientes de las fuentes informadas precedentemente fueron presentados en esquemas, tablas, cuadros y gráficos.

Análisis de sensibilidad:

A los efectos del análisis de sensibilidad se utilizó la simulación de Montecarlo a través del programa SimulAr dentro del aplicativo de Microsoft Office Excel.

En el punto 14.6 del apéndice se brinda mayor detalle sobre la simulación de Montecarlo.

5.1. Análisis de datos y proyecciones

A los efectos del análisis se acudió a información de carácter público de **TGS**, como ser: estados financieros, presentaciones, reportes y comunicaciones. A su vez, se obtuvo información pública de la Secretaría de Energía de la Nación y del Ente Nacional de Regulación del Gas Natural (ENARGAS), en donde captamos material referido a la industria de gas natural en Argentina y las proyecciones esperadas para los próximos años.

Las variables que serán proyectadas serán:

- Oferta y demanda de GLP; según estimaciones realizadas por la Secretaría de Energía de la Nación.
- Volumen de producción; vinculado a la capacidad de procesamiento de la planta (aproximadamente 3,1 MM m³/d).
- Determinación del destino de lo producido; se utilizaron los porcentajes promedios destinados en los últimos 5 años conforme a información obtenida en **TGS**. Dicho criterio se utilizó tanto para diferenciar los destinados al mercado externo como aquellos con destino local regulado por los programas de Gobierno.
- Precios:
 - Precios internacionales: a los efectos de proyectar el precio del GLP en Mont Belvieu, utilizado como referencia para las ventas de GLP, se recopilaron las cotizaciones históricas para dicho commodity, el barril de petróleo en West Texas Intermediate (WTI) y el gas natural en Henry Hub.
 - Precios nacionales:
 - *No regulado*: se utilizó la metodología del precio de paridad de exportación determinado por la Secretaría de Energía. Como el mismo depende del precio de referencia en Mont Belvieu, está atado a las proyecciones de los precios internacionales y el tipo de cambio \$/USD.
 - *Regulado*: La participación de **TGS** en los programas “Plan Hogar” y “Acuerdo Propano de Redes” obliga a comercializar el butano y propano a un precio menor al de mercado. Considerando que el objetivo es asegurar el suministro de GLP y que los mismos lleguen a los sectores sociales de bajos recursos, y conforme a los antecedentes en los últimos

aumentos, se considerará el 40% del precio de referencia en USD proyectado para cada año.

En función de lo mencionado e información disponible a los efectos de la proyección de precios se utilizó un modelo estadístico (regresión lineal múltiple), seleccionando la serie histórica que se considere más representativa, como dato para proyectar en la evaluación del proyecto, según los criterios heurísticos de los expertos consultados.

Dichos datos fueron volcados y procesados en una hoja de cálculo para concluir sobre la situación actual, el contexto económico de la industria de GLP y las proyecciones de demandas.

Gracias a las entrevistas realizadas con ingenieros expertos, fue posible conocer la información necesaria para la instalación de una planta de GLP, tales como: tecnologías disponibles a utilizar, necesidades de espacios y obras, necesidades de personal, necesidades de insumos, costos necesarios, tiempo de obra hasta la puesta en marcha, etc.

5.1.1. Proyecciones variables macroeconómicas

Debido a que el segmento de producción y comercialización de GLP está relacionado en gran medida por las condiciones macroeconómicas de la Argentina; y considerando que el flujo de fondos proyectado para la evaluación del proyecto estará expresado en dólares estadounidense, se realizará la proyección del tipo de cambio e inflación.

En la siguiente tabla, se visualiza la proyección del tipo de cambio e inflación esperada para Argentina en los próximos años en base a información obtenida del Fondo Monetario Internacional (FMI)²⁰ y el Relevamiento de Expectativas de Mercado (REM)²¹ publicado por el Banco Central de la República Argentina (BCRA). Cabe aclarar que, a partir del año 2025, el tipo de cambio fue determinado conforme a la aplicación del método de inflación relativa esperados para los países Argentina y Estados Unidos. Por ende, se complementan los supuestos con el índice de inflación esperado en USA, información también recopilada del FMI.

También se puede apreciar la estimación de población y variación del PBI para Argentina en los próximos años según informes del FMI.

Tabla 8 - Proyecciones de variables macroeconómicas y población en Argentina. Período 2023-2033.

Variables	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2031E	2032E	2033E
Inflación Argentina (%)	88,0%	50,0%	45,0%	40,0%	35,0%	30,0%	20,0%	15,0%	10,0%	10,0%	5,0%
Inflación USA (%)	3,0%	2,1%	2,1%	2,0%	2,3%	1,6%	2,0%	1,9%	1,8%	1,8%	1,8%
Tipo de cambio (ARS/USD)	407,6	904,4	1.284,9	1.763,9	2.327,5	2.978,7	3.504,3	3.954,8	4.273,4	4.617,6	4.762,8
Población (en MM)	46.763	47.231	47.703	48.180	48.662	49.246	49.838	50.436	51.042	51.655	52.275
Variación PBI Argentina	0,2%	2%	2%	2%	2%	2%	1,9%	1,8%	1,7%	1,7%	1,7%

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de los informes del FMI y REM.

²⁰ Fuente: <https://www.imf.org/en/Publications/WEO/weo-database/2023/April>

²¹ Fuente: <https://www.bcra.gov.ar/PublicacionesEstadisticas/RelevamientoExpectativasdeMercado.asp>

5.1.2. Proyección cantidad a vender

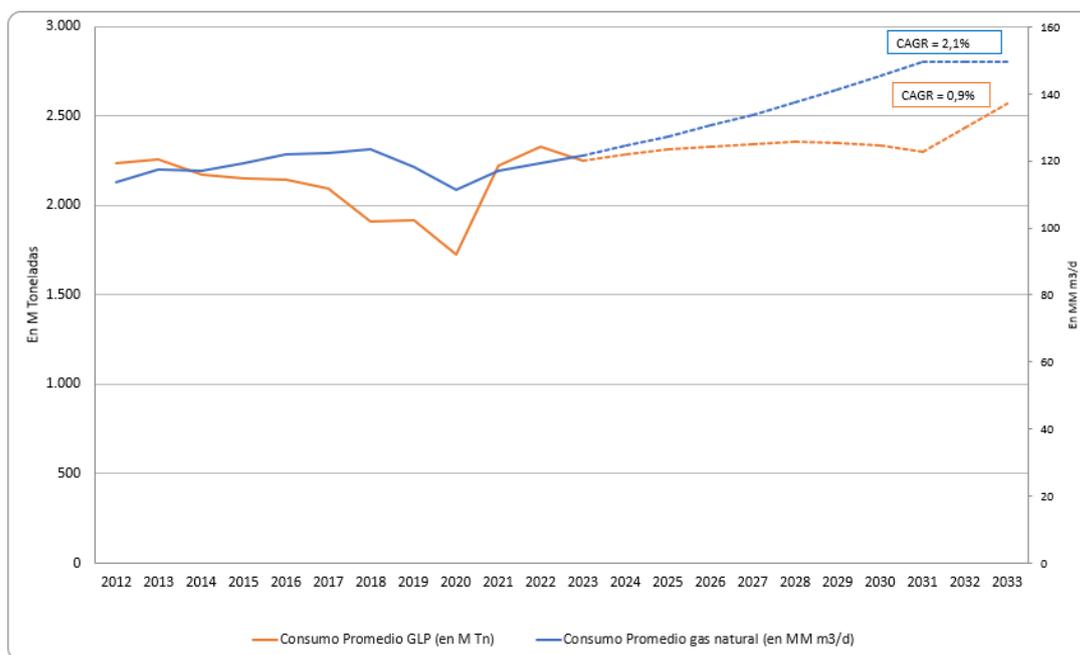
Para la proyección del volumen de ventas de GLP y gasolina natural se tendrá en cuenta la capacidad de producción de la planta a instalar y el caudal de gas disponible a lo largo del proyecto.

En línea con lo visto en la sección 4.2, en donde se observa que la totalidad del GLP y gasolina natural producido es consumido y/o exportado y donde existe una tendencia bajista de importación de gas natural, para el presente trabajo se supondrá que del total producido por la planta en cada año el 100% será consumido.

Para dar más sustento a dicha afirmación, se procedió a demostrar la relación de causalidad de las ventas de GLP (ver serie histórica en Anexo) con las siguientes proyecciones: demanda de gas natural realizada por la Secretaría de Energía de la Nación²², la cantidad de habitantes en el país para los próximos años y la variación del PBI de Argentina; factores que impactan directamente en el consumo del gas. Los coeficientes de correlación fueron de 78% (ver Anexo).

En el siguiente gráfico, en base a las proyecciones, se observa una tendencia alcista para los próximos años del consumo de gas natural y las ventas de GLP en Argentina. Para el consumo se proyecta un crecimiento gradual y sostenido de 2,1% CAGR y, por el lado de la venta de GLP, se estima una tasa anual acumulada de 0,9%.

Gráfico 37 - Proyección del consumo de gas natural y GLP. Argentina. Período: 2023-2033.



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de los informes de la Secretaría de Energía de la Nación.

5.1.3. Proyección de precios de venta y costo de materia prima

5.1.3.1. Precios de venta GLP

A los efectos del cálculo de los ingresos por ventas del proyecto debemos proyectar el precio del GLP en el mercado de Mont Belvieu. Para ello, en primera medida, utilizaremos un modelo de

²² Fuente: Escenarios Energéticos de Argentina con un horizonte al año 2040 (2018) y Escenarios energéticos 2030 (2019).

regresión multicausal considerando las series históricas del barril de petróleo WTI y del gas natural en Henry Hub.

Una vez definido el modelo de regresión, el cual arrojó un coeficiente de correlación de 91% (ver Anexo), realizamos las explosiones de los precios de venta en base a las proyecciones para el gas natural en Henry Hub y el barril de petróleo WTI, obtenidos del Annual Energy Outlook 2022²³ de la EIA.

Con respecto a la tarifa de referencia determinada por la Secretaría de Energía para la venta de GLP no regulado, también se acudió a un método de regresión multicausal, pero en esta oportunidad utilizando la evolución de los precios en Mont Belvieu y el tipo de cambio \$/USD. Los coeficientes de correlación fueron de 96% (ver Anexo).

De esta forma, las ecuaciones quedan definidas de la siguiente manera:

$$\text{Precio Mont Belvieu (USD/Tn)} = 8,43 + [(13,11 * \text{Henry Hub}) + (2,54 * \text{WTI})]$$

$$\text{Paridad exp. Propano (\$/Tn)} = -11.071,59 + [(36,66 * \text{Mont Belvieu}) + (526,21 * \text{TC \$/usd})]$$

$$\text{Paridad exp. Butano (\$/Tn)} = -10.477,73 + [(34,90 * \text{Mont Belvieu}) + (532,31 * \text{TC \$/usd})]$$

5.1.3.2. Precios de venta gasolina natural

El precio de la gasolina natural está directamente relacionado al precio del barril de petróleo (WTI). Para ello también se utilizó un modelo de regresión considerando las series históricas del barril de petróleo WTI.

Una vez definido el modelo de regresión, el cual arrojó un coeficiente de correlación de 93% (ver Anexo), realizamos las explosiones de los precios de venta en base a las proyecciones del barril de petróleo WTI, obtenidos del Annual Energy Outlook 2022 de la EIA.

Como el destino de lo producido de gasolina natural será enteramente para el mercado externo se utilizaron las series históricas de precio de venta al exterior.

De esta forma, la ecuación se expresa de la siguiente manera:

$$\text{Precio Gasolina Natural (USD/m3)} = -30,04 + [(6,41 * \text{WTI})]$$

²³ Annual Energy Outlook 2022. EIA. USA. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022>

Resumen:

A continuación, se presentan las proyecciones obtenidas por las ecuaciones de regresión para el precio de venta del GLP; y las proyecciones del gas natural en Henry Hub y el barril de petróleo WTI definidas por la EIA.

Tabla 9 - Proyecciones precios Mont Belvieu, paridad de exportación, Henry Hub y WTI. Período 2023-2033.

Precios	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2031E	2032E	2033E
Mont Belvieu (USD/Tn)	204,01	212,51	212,82	215,09	221,48	226,25	230,23	234,08	240,21	243,27	246,73
Paridad exp. Propano (en miles \$/Tn)	210,82	472,61	672,84	924,99	1.221,79	1.564,63	1.841,37	2.078,57	2.246,43	2.427,67	2.504,18
Paridad exp. Butano (en miles \$/Tn)	213,58	478,35	680,90	935,97	1.236,20	1.583,00	1.862,95	2.102,89	2.272,68	2.456,02	2.533,40
Gasolina natural (USD/m ³)	348,3	380,3	386,7	393,2	406,0	412,4	418,8	425,2	438,0	444,5	450,9
Henry Hub (USD/MM BTU)	3,49	3,17	3,00	2,98	3,08	3,25	3,36	3,46	3,54	3,58	3,65
WTI (USD/Barril)	59,00	64,00	65,00	66,00	68,00	69,00	70,00	71,00	73,00	74,00	75,00

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de Annual Energy Outlook 2022 (EIA) y Secretaría de Energía de la Nación.

5.1.3.3. Costo de materia prima

En cuanto a los precios en boca de pozo (PIST), utilizados como materia prima esencial para la producción de GLP, se utilizarán como referencia los precios ponderados por los volúmenes adjudicados para la Cuenca Neuquina en las Rondas I, II y III del programa Plan GasAr hasta el año 2024 y los adjudicados en la Ronda IV para el período 2025-2028, fecha en la cual finaliza el esquema establecido por el gobierno²⁴. Para los siguientes años se tomaron las proyecciones definidas en el informe de escenarios energéticos de la Secretaría de Energía de la Nación. Cabe aclarar que como la planta de producción de GLP estará instalada en la zona de Vaca Muerta utilizamos los precios de PIST provenientes de la cuenca neuquina.

Tabla 10 - Proyecciones precio PIST. Período 2023-2033.

Precios	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2031E	2032E	2033E
Precio PIST (USD/MM BTU)	3,83	3,83	3,59	3,59	3,59	3,59	3,56	3,54	3,52	3,49	3,47

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de la Secretaría de Energía de la Nación.

5.2. Pautas e instrumentos para la evaluación de proyecto

Alcance: El alcance del estudio será de ámbito nacional y no profundizará en el impacto del proyecto en la demanda y precios en otros mercados tales como el gas natural o combustibles derivados del petróleo.

Tanto la producción como el consumo de GLP se los define en un escenario en donde se utilizará la capacidad plena de producción de la planta y donde todo lo producido es consumido, esto

²⁴ Decretos N° 892/2020 y 730/2022 del Poder Ejecutivo Nacional (PEN).

considerando las tendencias proyectadas en la sección anterior y las políticas de matriz energética en curso. Por lo tanto, los mismos permanecerán constantes a lo largo del proyecto.

La modalidad de venta empleada será la entrega del producto en la planta, por lo tanto, el cliente es quien contrata el servicio de flete para el retiro del mismo.

Los flujos de caja estarán expresados en dólares estadounidenses, por lo que los valores denominados en moneda local (pesos argentinos) serán convertidos a dólares estadounidenses conforme al tipo de cambio definido para cada año.

Horizonte de tiempo: El proyecto de inversión de la planta de producción de GLP se analizará en un horizonte de 11 años.

Tasa de descuento: La tasa de descuento calculada para el proyecto en cuestión es de 19,56% en USD, y se utilizará la misma para flujos de caja que se generen en diferentes momentos de tiempo.

Tabla 11 - Determinación de la tasa de descuento en USD

TGS – Tasa de descuento en USD (Re)		
Tasa libre de riesgo (Rf)	I	2,10%
Beta desapalancado	II	0,71
Retorno SP&500 (Rm)	III	10,92%
Prima de riesgo de mercado	IV = III - I	8,82%
Prima de riesgo país	V	11,20%
COSTO DE CAPITAL PROPIO (Re)	VI = I + II * IV + V	19,56%

Fuente: Elaboración propia

Para la tasa libre de riesgo (Rf) se utilizó el promedio de retornos de los últimos 10 años del bono del Tesoro de los Estados Unidos a 10 años.

Respecto al beta, se seleccionaron 3 empresas estadounidenses²⁵ que cotizan dentro del índice S&P500 y de la misma industria que **TGS**, y se realizaron los cálculos para la obtención de sus correlaciones mediante la aplicación de la covarianza y varianza. Para dicho fin, y con el objetivo de reducir el nivel de volatilidad, se consideraron los retornos de los últimos 10 años de las empresas del sector y del S&P500. Una vez obtenido el beta promedio, y con el objeto de eliminar los riesgos operacional y financieros, se procedió a realizar el proceso de desapalancamiento de las empresas comparables a partir de la relación de endeudamiento a valores de mercado (87,16%) y la tasa marginal de impuestos a las ganancias (20,28%) de la industria; arrojando finalmente un beta desapalancado de 0,71. Cabe mencionar que para el proceso de desapalancamiento se utilizó la relación de endeudamiento y tasa marginal impositiva promedio de la industria, obtenidos de la sección de datos de la página oficial de Damodaran, A²⁶.

²⁵ Las empresas comparables seleccionadas fueron: The Williams Companies, Inc. (WMB), ONEOK, Inc. (OKE) y Kinder Morgan, Inc. (KMI).

²⁶ Fuente: Damodaran, A. Relación de endeudamiento y tasa impositiva de la industria. Recuperado de: <https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

Tabla 12 - Determinación beta desapalancado

Compañías	Betas	
	Apalancado	Desapalancado
The Williams Companies, Inc. (WMB)	1,24	0,82
ONEOK, Inc. (OKE)	1,51	0,72
Kinder Morgan, Inc. (KMI)	0,86	0,59
<i>Promedios comparables industria</i>	1,20	0,71

Fuente: Elaboración propia

Para el cálculo del retorno esperado en el mercado, también se decidió considerar el promedio aritmético de los últimos 10 años de la rentabilidad del índice S&P500; debido a que es un mercado con vasta información para los usuarios, elevada capitalización a nivel mundial y amplia liquidez.

Finalmente, para el adicional de riesgo país, se consideró el promedio aritmético de los últimos 10 años del índice EMBI Plus Argentina, elaborado por el banco de inversión estadounidense JP Morgan.

Para mayor información en el Anexo se pueden visualizar las series históricas utilizadas para la determinación de la tasa de costo de capital propio.

6. FODA

Con el fin de obtener un diagnóstico organizacional, como primera instancia se hará un análisis de las oportunidades, amenazas, debilidades y fortalezas de la organización bajo estudio a través de una matriz FODA.

A través de la herramienta FODA se realiza el siguiente análisis externo (oportunidades y amenazas) e interno (fortalezas y debilidades).

Ilustración 3 - Análisis FODA



Fuente: Elaboración propia.

7. Datos de ingeniería para el estudio

En el presente apartado haremos la selección de la tecnología a utilizar y un análisis de las necesidades de inversión en obra física necesarias para llevar a cabo el proyecto; así como también determinar el tamaño, localización, disposición en planta (layout), necesidades de equipos, maquinarias y capital humano.

7.1. Selección tecnología

Si bien el GLP puede ser extraído a partir de la destilación del petróleo y del gas natural, para el presente trabajo analizaremos su extracción utilizando al gas natural como materia prima a través del proceso de Turboexpander; siendo el mismo el que mejor relación brinda entre el valor de la inversión, costo de mantenimiento y el rendimiento de extracción generado.

Una de las características del proceso Turboexpander es la posibilidad de rechazar la recuperación de etano e inyectar el mismo mezclado con el gas residual. Para el presente proyecto se decidió rechazar la recuperación de etano, y solamente recuperar butano, propano y gasolina natural.

En el punto 14.4 del apéndice se brinda mayor detalle sobre los distintos métodos de obtención.

7.2. Proceso de producción

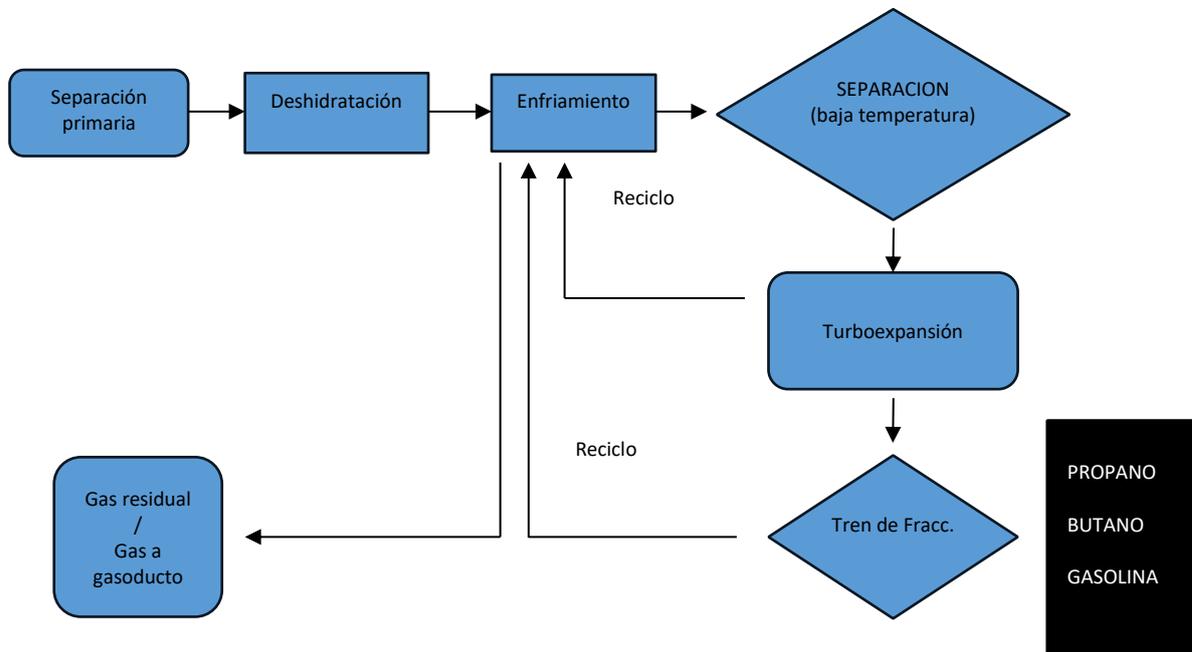
El procesamiento del gas natural comienza con la captación de este a partir de la boca de pozo, incluyendo todos los procesos necesarios para la purificación.

Una vez recibido el gas en la planta, y con el fin de obtener un gas natural en especificación y calidad, se inicia la separación primaria, en donde se retienen las impurezas sólidas y líquidas; luego a elevadas temperaturas se procede a la deshidratación en donde se extrae el agua asociada al gas natural en forma de vapor a los efectos de prevenir la formación de hidratos, evitar corrosión y así optimizar la comprensión del gas por las tuberías. Adicionalmente, si se desea extraer del gas productos livianos como: etano, butano, propano y gasolina; una vez que el gas se enfría se procede a separarlos a bajas temperaturas para luego comercializarlos. Este proceso se denomina fraccionamiento.

Con respecto al gas residual, aquel que no se recupera para su comercialización pero que igualmente recibe el tratamiento correspondiente, se inyecta al gasoducto.

En el siguiente gráfico, a modo simplificado, se puede apreciar el proceso de producción de GLP por Turboexpander.

Gráfico 38 - Proceso de producción GLP por Turboexpander



Fuente: Elaboración propia a partir de Carcagno, P. L. (2014). Aspectos Técnicos, estratégicos y económicos del transporte y la distribución del gas. Buenos Aires: Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.

7.3. Localización

TGS posee un predio ubicado en Tratayen, Provincia de Neuquén; donde actualmente tiene instalada su planta de acondicionamiento de gas natural. Como se podrá visualizar en el Anexo, dicho predio aún posee espacio para la construcción de una planta de producción de GLP.

Dicha ubicación es estratégica debido a su cercanía a los pozos de perforación en la cuenca neuquina y la ventaja de poder estar conectados a los Gasoductos Neuba I y II, y al recientemente inaugurado Gasoducto Presidente Néstor Kirchner.

En el Anexo se puede observar con detalle la ubicación geográfica del predio en Tratayen y sus conexiones con los ductos.

7.4. Tamaño

Para obtener el gas natural empleado como materia prima, **TGS** celebrará distintos acuerdos a largo plazo (mínimo 10 años) convenidos con productores zonales los cuales tendrán cláusulas para que los mismos no reduzcan la calidad del gas natural que inyectan al sistema de gasoductos que tienen entregas en Tratayén.

Considerando la disponibilidad de gas natural rico en la zona en donde estará instalada la planta, la cual permite optimizar el funcionamiento de los equipos, y la opinión de ingenieros idóneos en la materia, se decide que la capacidad de procesamiento de la planta a instalar será de 3.100.000 de Sm³/d (1.132 MM m³ al año).

7.5. Programa de producción

A los efectos de determinar la cantidad de hidrocarburos a recuperar en el proceso de producción es necesario la realización de una cromatografía y considerar los porcentajes de recuperación de gases conforme a la tecnología seleccionada, en este caso Turboexpander.

7.5.1. Recuperación de hidrocarburos

Considerando que el etano no será recuperado en este proyecto, el porcentaje de recuperación conforme al método TurboExpansión será el siguiente:

Tabla 13 - Recuperación de hidrocarburos: TurboExpander

Hidrocarburos a recuperar	TurboExpansión
Propano - C3	98%
Butano - iC4	100%
Butano - nC4	100%
Pentano - iC5	100%
Pentano - nC5	100%
Hexano - C6	100%
Heptano + - C7+	100%

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de Carcagno, P. L. (2014). Aspectos Técnicos, estratégicos y económicos del transporte y la distribución del gas. Buenos Aires: Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.

7.5.2. Cromatografía

La cromatografía del gas para la zona de Tratayen es la siguiente:

Tabla 14 - Cromatografía del gas natural

Composición (%molar)	
Nitrógeno	0,43%
CO ₂	0,25%
Metano	82,56%
Etano	9,96%
Propano	4,18%
i-Butano	0,72%
n-Butano	1,10%
i-Pentano	0,28%
n-Pentano	0,24%
n-Hexano	0,16%
n-Heptano	0,08%
n-Octano	0,04%
n-Nonano	0,01%
n-Decano	0,00%

Fuente: Estudio realizado por ingeniero en procesos en la zona de Tratayen

Según datos obtenidos a través de expertos en la materia, en la zona de Tratayen el poder calorífico del gas en dichos yacimientos es de 10.778,90 Kcal/m³.

Metodología de cálculo:

A los efectos de calcular la producción obtenida y el gas residual a tratar a lo largo del proyecto, se demuestra la metodología de cálculo utilizada; conforme al poder calorífico de la zona se

desarrolla un ejemplo considerando un volumen de procesamiento de 1.000.000 Sm³/d. Este cálculo será replicado para una planta cuyo volumen de procesamiento es de 3.100.000 Sm³/d.

En primer lugar, se realiza la equivalencia de poder calorífico de 9.300²⁷ Kcal/m³. Con el mismo se determina que para un volumen de procesamiento de 1.000.000 Sm³/d, con poder calorífico de 10.778,90 Kcal/m³, en realidad se están procesando 1.159.021 Sm³/d de 9.300 Kcal/m³.

Tabla 15 - Conversión poder calorífico

Volumen (Sm ³ /d @10779Kcal)	Relación Poder Calorífico	Volumen (Sm ³ /d @9300Kcal)
1.000.000	10.779	1.159.021
	9.300	
	1,159	

Fuente: Elaboración propia.

Considerando la cromatografía y el rendimiento de una planta TurboExpander se calcularon los metros cúbicos de los productos recuperados y la composición del gas residual.

Tabla 16 - Composición gas residual según recuperación

	Composición molar (%)	Recuperación s/ Turboexpander	Gas Residual (m ³ /100m ³)	Gas Residual (%molar)
Nitrógeno - N ₂	0,43	0	0,43	0,46
Dioxido de carbono - CO ₂	0,25	0	0,25	0,27
Metano - C ₁	82,56	0	82,56	88,50
Etano - C ₂	9,96	0	9,96	10,68
Propano - C ₃	4,18	98%	0,08	0,09
Butano - iC ₄	0,72	100%	0,00	0,00
Butano - nC ₄	1,10	100%	0,00	0,00
Pentano - iC ₅	0,28	100%	0,00	0,00
Pentano - nC ₅	0,24	100%	0,00	0,00
Hexano - C ₆	0,24	100%	0,00	0,00
Heptano+ - C ₇ +	0,04	100%	0,00	0,00
	100,00		93,28	100,00

Fuente: Estudio realizado por ingeniero en procesos.

Luego utilizando la conversión de densidad y la relación gas/líquido, para el propano y butano y gasolina natural, respectivamente, se obtienen los productos obtenidos (kilos y litros, respectivamente) por cada 100 Sm³ de gas procesado.

²⁷ El valor de 9.300 Kcal/m³ es un valor adoptado como referencia a los efectos de uniformar la facturación de todos los usuarios del país los cuales reciben gas o mezclas de gases procedentes de diferentes cuencas productoras y por lo tanto con diferentes calidades, es decir diferentes poderes caloríficos.

Tabla 17 - Productos obtenidos por cada 100 m³

	Productos (m ³ /100m ³)	Densidad (Kg/m ³) y relación G/L	Propano (Kg/100m ³)	Butanos (Kg/100m ³)	Gasolina (lts/100m ³)
Nitrógeno - N ₂	0,00				
Dioxido de carbono - CO ₂	0,00				
Metano - C ₁	0,00				
Etano - C ₂	0,00				
Propano - C ₃	4,10	1,90	7,78		
Butano - iC ₄	0,72	2,54		1,83	
Butano - nC ₄	1,10	2,55		2,80	
Pentano - iC ₅	0,28	194,00			1,44
Pentano - nC ₅	0,24	193,80			1,24
Hexano - C ₆	0,24	166,30			1,44
Heptano + - C ₇₊	0,04	140,60			0,28
	6,72		7,78	4,63	4,41

Fuente: Estudio realizado por ingeniero en procesos.

Por último, considerando el poder calorífico de 10.779 Kcal/m³ se concluye la cantidad de cada producto a obtener procesando 1 MM m³/d y 3.1 MM m³/d, respectivamente.

Tabla 18 - Cálculo de productos obtenidos diarios

Producto	Unidad	Volumen (1 MM m ³ de 10.779Kcal)	Volumen Equivalente anual	Volumen (3.1 MM m ³ de 10.779Kcal)	Volumen Equivalente anual
Gas rico "boca de pozo"	Sm ³ /día	1.000.000	365.000.000	3.100.000	1.131.500.000
Gas residual	Sm ³ /día	932.836	340.485.140	2.891.792	1.055.503.934
Propano	Kg/día	77.787	28.392.087	241.138	88.015.470
Butanos	Kg/día	46.304	16.900.953	143.542	52.392.953
Gasolinas	Lts/día	44.094	16.094.161	136.690	49.891.898

Fuente: Estudio realizado por ingeniero en procesos.

7.5.3. Resultado programa de producción total

Teniendo en cuenta que la construcción de la planta requerirá un plazo de 24 meses hasta su puesta en marcha, no se considerarán los años 2023 y 2024. Asimismo, debemos considerar la merma y combustible utilizado para el funcionamiento de la planta los cuales se estiman en un 1% y 5%, respectivamente.

Finalmente, la evolución de producción de la planta por tipo de GLP para los años del proyecto estará estimada de la siguiente manera:

Tabla 19 - Programa de producción GLP

Programa de Producción	Share	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2031E	2032E	2033E
Gas a procesar (miles sm ³ /d)		3.100	3.100	3.100	3.100	3.100	3.100	3.100	3.100	3.100
Gas consumido (miles sm ³ /d)		186	186	186	186	186	186	186	186	186
Combustible	5%	155	155	155	155	155	155	155	155	155
Mermas	1%	31	31	31	31	31	31	31	31	31
Gas residual (miles sm ³ /d)		2.718	2.718	2.718	2.718	2.718	2.718	2.718	2.718	2.718
Producción anual (miles Tn)		132	132	132	132	132	132	132	132	132
Propano	63%	83	83	83	83	83	83	83	83	83
Butano	37%	49	49	49	49	49	49	49	49	49
Producción gasolina natural anual (miles Tn)		47	47	47	47	47	47	47	47	47

Fuente: Elaboración propia

7.6. Necesidades: equipos, maquinarias y capital humano

El sector de gas se encuentra dentro de las actividades intensivas de capital, siendo un sector que para su funcionamiento precisa inversiones previas importantes y donde la amortización de capital demora varios años.

Conforme a entrevistas realizadas con experto en la materia la construcción de una planta con las presentes características presenta una demora de 24 meses.

7.6.1. Inversiones en obras físicas

Terreno: No hará falta inversión de terreno, ya que TGS posee un predio cuya dimensión es de 243.000 m²; tamaño suficiente para implementar una planta de producción con las presentes características.

Infraestructura Planta: La construcción de la planta requerirá 83.000 m² aproximadamente, en las cuales se realizan obras tales como: movimiento de suelo, vías de acceso, cerco, cimientos, caseta de vigilancia, oficinas, sala de control, laboratorio, soportes y anclajes, líneas de procesos, sistema de electricidad, instalaciones básicas (sanitarias, redes potables, electricidad), tanque de agua contra incendio, etc.

7.6.2. Inversiones en equipos y maquinarias

Para el normal funcionamiento de la planta de procesamiento de GLP serán necesarios los siguientes equipos: separador de frío, recipientes metálicos (tanques), absorbidora, equipos de refrigeración, compresores, deshidratadores, sistemas de bombas, válvulas de control, intercambiadores de calor, torres, etc.

Serán necesarios muebles de oficinas y rodados, las cuales serán renovadas a los 5 años. También, con el fin de ser prudentes se incluirá un ítem denominado "Imprevistos" que resultará del 5% sobre el total de inversiones en Bienes de Uso (rodados y muebles de oficinas).

En el Anexo se podrá visualizar la estimación de costo industrial total con detalles de equipamientos para un proyecto de planta de producción de gas líquido. A su vez, también se adjunta layout de la planta a construir con las características definidas.

Renovación de activos fijos:

Durante la operación del proyecto será necesario el reemplazo de los muebles de oficina y los rodados, ya que los mismos poseen una vida técnica útil inferior al lapso del proyecto. La renovación consistirá en la venta a valor de desecho y la compra de dichos bienes en las condiciones óptimas.

En la siguiente tabla se indicará el calendario de reinversión de los bienes netos de los ingresos obtenidos por los valores de desecho. También, a los 5 años se agregará una inversión en concepto de imprevistos.

Tabla 20 - Cronograma de reemplazo de bienes de uso

Activos Fijos	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2031E	2032E	2033E
Rodados	-	-	-	-	160.000	-	-	-	-
Muebles varios	-	-	-	-	50.000	-	-	-	-
Imprevistos	-	-	-	-	10.500	-	-	-	-
TOTAL	-	-	-	-	220.500	-	-	-	-

Fuente: Elaboración propia

7.6.3. Necesidades de capital humano

Considerando la productividad establecida para el presente proyecto, la dotación de personal estará compuesta por 27 personas distribuidas de la siguiente manera:

- Jefe de Planta – 1 Ingeniero
- Jefe de Mantenimiento e Instrumentación – 1 Ingeniero
 - Sub-Jefe mecánico – 1 Técnico
 - Operadores: 2
 - Sub-Jefe eléctrico – 1 Técnico
 - Operadores: 2
- Jefe de Operaciones – 1 Ingeniero
 - Operadores: 12 (3 por turnos de 4hs)
- Responsable de despacho de GLP – 1 Técnico
 - Operadores: 2
- Responsable de Laboratorio – 1 Ingeniero químico
 - Asistentes laboratorio: 2

Las tareas administrativas-contables estarán a cargo del personal que ya se encuentra en el centro de costo administrativo de la compañía. No requerirá la contratación de personal exclusivo, sino que se destinará un porcentaje de horas de personal existente en base a información remitida por parte del Jefe de Planta. Con respecto al servicio de gastronomía para el personal de la planta, también se encuentra contemplado en la estructura de costo de la Casa Matriz.

Por otro lado, la seguridad patrimonial (vigilancia) y los servicios de limpieza, estarán tercerizados por lo que se incluirán dentro de la partida Gastos Fabriles generales.

En cuanto a la Política Ambiental **TGS** tiene entre sus requisitos fundamentales garantizar el cumplimiento de la legislación ambiental aplicable y a nivel de las distintas jurisdicciones en las que opera. Además, en materia de Seguridad e Higiene la compañía también presenta compromiso al cumplimiento de normativas vigentes contando con diversos programas para la prevención y minimización de riesgos.

Para garantizar el cumplimiento de ambas políticas **TGS** cuenta con la Gerencia de Seguridad, Ambiente y Calidad la cual reporta directamente a la Gerencia General. En este sentido es que para el presente proyecto no se requerirá la contratación de personal adicional siendo el cargo soportado desde Casa Matriz.

7.6.4. Gastos fabriles generales

Dichos costos son aquellos que no fueron clasificados anteriormente pero que son necesarios para el funcionamiento de la planta. Son los considerados costos indirectos de fabricación, como ser: servicio de agua, energía eléctrica, combustibles, lubricantes, mano de obra indirecta, elementos de seguridad, elementos para el laboratorios, papelería y útiles, servicio de internet, etc.

Finalmente, en los siguientes cuadros se exponen los balances sobre los conceptos precedentes:

Tabla 21 - Balance de obras físicas

Inversiones	Unidad de Medida	Cantidad / Dimensiones	Costo Unitario (USD)	Costo total (USD)	Vida útil (años)	Valor residual contable	Amortización anual
Infraestructura Planta	m ²	83.000	-	95.869.250	30	67.108.475	3.195.642
Máquinas y equipos	Unidad	-	-	45.702.316	30	31.991.621	1.523.411
Rodados	Unidad	4	40.000	160.000	5	-	32.000
Muebles varios	Unidad	-	-	50.000	5	-	10.000
Imprevistos	Unidad	5% s/ Rodados + Muebles varios	-	10.500	5	-	2.100
Activos Fijos				141.792.066		99.100.096	4.763.152
Gastos de puesta en marcha	-	-	-	572.502	2	-	286.251
Activos Intangibles				572.502		-	286.251
TOTAL				142.364.568		37.500.000	5.049.403

Fuente: Elaboración propia

Para los costos de los salarios básicos se consultó por el convenio colectivo de trabajo vigente para **TGS**²⁸ y se realizó una estimación para cada categoría; a su vez se agregaron ítems como las Cargas Sociales, el Sueldo Anual Complementario (SAC), Plus vacacional (estimado en 1% sobre el sueldo básico) y horas extras (estimado en 5% sobre el sueldo básico). Cabe mencionar que para el presente trabajo el costo de la mano de obra directa será constante a lo largo del proyecto.

²⁸ Convenio Colectivo de Trabajo N° 1443/2015 recuperado de: <https://convenios.trabajo.gob.ar/ConsultaWeb/consultaBasica.asp>

Tabla 22 - Balance de personal

Cargo	Cantidad	Remuneración bruta anual (USD)					Costo total (USD)
		Sueldo Básico	Cargas sociales (43%)	SAC	Plus Vacacional (1%)	Horas extras (5%)	
Jefe de Planta	1	33.750	14.513	2.813	337,5	1.688	53.100
Jefe de Mantenimiento e Instrumentación	1	27.000	11.610	2.250	270	1.350	42.480
Jefe de Operaciones	1	27.000	11.610	2.250	270	1.350	42.480
Jefe de Laboratorio	1	27.000	11.610	2.250	270	1.350	42.480
Responsable	1	22.500	9.675	1.875	225	1.125	35.400
Sub Jefes	2	18.000	7.740	1.500	180	900	56.640
Operadores	18	13.500	5.805	1.125	135	675	382.320
Asistentes laboratorio	2	9.225	3.967	769	92,25	461	29.028
TOTAL	27						683.928

Fuente: Elaboración propia

8. Preparación y evaluación de proyecto

La evaluación del proyecto será en base a la proyección del flujo de caja conforme a las pautas definidas en el punto 5.2.

8.1. Estructura del flujo de caja

Considerando que el objetivo de la construcción del flujo de caja es determinar la rentabilidad de un nuevo proyecto utilizando recursos propios como fuente de financiamiento, la estructura del flujo de caja se conforma de la siguiente manera:

Tabla 23 - Estructura de flujo de caja

Ingresos por ventas	(+)
Costos de producción	(-)
MARGEN BRUTO	=
Gastos operativos (Adm. y Com.)	(-)
EBITDA	=
Gastos no desembolsables (Amortización)	(-)
Resultados antes de IG (EBIT)	=
Impuestos a las ganancias - 35%	(-)
UTILIDAD NETA	=
Gastos no desembolsables (Amortización)	(+)
Resultado Operacional Neto	=
Inversión Inicial	(-)
Recupero inversión	(+)
FLUJO DE CAJA	=

Fuente: Elaboración propia

8.2. Inversiones del proyecto

La inversión inicial de activos fijos, así como también las renovaciones, necesarias a lo largo de la vida del proyecto fueron definidas en el punto 7.6.

Con respecto al cálculo de las amortizaciones aplicaremos el método de depreciación lineal, suponiendo que se deprecia todo en proporción similar cada año.

Valor residual:

A los efectos de la determinación del valor de recupero de las inversiones realizadas se adopta el supuesto de liquidación de estos a su valor residual al final de la vida del proyecto.

Los valores fueron definidos en el punto 7.6.

8.3. Ingresos

Producción obtenida:

En cuanto al destino de lo producido se fijaron los porcentajes conforme al análisis de los datos históricos de venta de TGS de los últimos 5 años. El 56% del propano será destinado al mercado local, en donde el 48% es vendido con precios no regulados y el restante 8% bajo los programas de gobierno; mientras que el 44% del total será destinado al mercado externo. Por el lado del Butano, el porcentaje destinado al mercado local será mayor con un 63%, en donde el 53% es destinado al mercado no regulado quedando el 10% con destino regulado, finalmente el 37% del butano producido será destinado al mercado externo.

Compensación económica:

A los respectivos ingresos por ventas se le adicionó la compensación de programas definidos en el capítulo 5.1, correspondientes a la contraprestación recibida por TGS equivalente al 20% del total facturado por venta de GLP para el Plan Hogar y por el Acuerdo Propano de Redes un monto que se calcula como la diferencia entre el precio de venta determinado y el precio de paridad de exportación.

El monto cálculo surge de la siguiente fórmula:

$$\text{Compensación} = (PC - PA) \times \text{Cantidad de propano vendido en mercado regulado}$$

Donde:

PC: precio máximo definido por la Secretaría de Energía de la Nación

PA: precio de paridad de exportación determinado por la Secretaría de Energía

Fee tratamiento de gas:

Teniendo en cuenta que el gas residual, gas no recuperado luego de realizado el proceso, está en condiciones de ser ingresado al gasoducto se les cobrará a los productores de gas un fee por su tratamiento.

Dichos contratos son privados y no están a disposición del público. Pero por medio de indagaciones a especialistas en la materia se calculó un precio de 0,10 USD por m³/d procesado el cuál será flat durante toda la vida del proyecto.

Teniendo en cuenta las proyecciones de precios de venta y el volumen estimado de producción con sus respectivas cuotas de mercado, definidos en los capítulos 5 y 7 respectivamente, se obtuvieron los siguientes ingresos por año:

Tabla 24 - Resumen Ingresos

Ingresos USD	Share	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2031E	2032E	2033E
Servicio tratamiento de gas		99.217.370	99.217.370	99.217.370	99.217.370	99.217.370	99.217.370	99.217.370	99.217.370	99.217.370
Fee tratamiento gas		99.217.370	99.217.370	99.217.370	99.217.370	99.217.370	99.217.370	99.217.370	99.217.370	99.217.370
Producción obtenida										
PROPANO		29.929.581	30.043.754	30.299.152	30.486.972	30.639.605	30.784.910	31.012.178	31.126.410	31.253.987
Mercado local - Regulado	8%	1.386.401	1.388.356	1.389.781	1.390.671	1.391.152	1.391.473	1.391.736	1.391.905	1.392.013
Mercado local - No regulado	48%	20.796.013	20.825.346	20.846.719	20.860.064	20.867.275	20.872.090	20.876.042	20.878.578	20.880.199
Mercado externo	44%	7.747.167	7.830.052	8.062.652	8.236.236	8.381.179	8.521.347	8.744.400	8.855.927	8.981.774
BUTANO		18.754.460	18.815.309	18.945.877	19.041.580	19.118.895	19.192.241	19.306.520	19.364.022	19.428.096
Mercado local - Regulado	10%	1.043.963	1.045.322	1.046.314	1.046.932	1.047.266	1.047.490	1.047.674	1.047.792	1.047.867
Mercado local - No regulado	53%	13.832.514	13.850.515	13.863.659	13.871.853	13.876.280	13.879.239	13.881.681	13.883.238	13.884.242
Mercado externo	37%	3.877.983	3.919.472	4.035.904	4.122.795	4.195.348	4.265.512	4.377.165	4.432.992	4.495.987
GASOLINA NATURAL		18.137.941	18.438.663	19.040.108	19.340.830	19.641.553	19.942.275	20.543.720	20.844.442	21.145.164
Mercado externo	100%	18.137.941	18.438.663	19.040.108	19.340.830	19.641.553	19.942.275	20.543.720	20.844.442	21.145.164
Compensación de programas		11.816.410	11.854.347	11.933.678	11.991.717	12.038.427	12.082.639	12.151.344	12.185.944	12.224.437
Plan Hogar		9.736.808	9.771.813	9.849.006	9.905.710	9.951.700	9.995.430	10.063.740	10.098.086	10.136.417
Acuerdo propano de redes		2.079.601	2.082.535	2.084.672	2.086.006	2.086.727	2.087.209	2.087.604	2.087.858	2.088.020
TOTAL		177.855.762	178.369.443	179.436.185	180.078.469	180.655.850	181.219.435	182.231.132	182.738.188	183.269.054

Fuente: Elaboración propia

8.4. Costos

Para la evaluación del proyecto se dividen los costos de producción de aquellos vinculados a gastos operativos de administración y comercialización. Asimismo, para una mejor identificación de los gastos no desembolsables se detallan por separado los gastos de amortización de activos fijos. A su vez los costos de producción fueron clasificados en fijos o variables; lo que nos facilitará observar el comportamiento de los mismos frente a modificaciones en el nivel de actividad (Ver punto 8.7. Punto de Equilibrio).

8.4.1. Costos de producción

Para la obtención de un producto es necesario incluir el costo de la materia prima (gas natural, en este caso), la mano de obra empleada y cualquier otro costo relacionado con la actividad productiva.

Mano de obra directa:

Incluye los costos resultantes de obligaciones de efectuar pagos a los empleados que prestan servicios en la planta de producción de GLP.

Los cálculos fueron expuestos en el fueron definidos en el punto 7.6; y será considerada como costo fijo.

Materia prima:

Se incluirán los costos derivados de la adquisición de gas natural utilizado para la obtención del GLP.

A los efectos de estimar el costo de venta se multiplicaron las toneladas proyectadas a vender por el precio PIST promedio proyectado para la cuenca neuquina en el capítulo 5.

Al estar los precios PIST en otra unidad de medida, en millones de BTU, debemos realizar la respectiva conversión. Así 36,89 m³ de gas a 9.300 Kcal/m³ equivale a 1 MM BTU; por lo que para un gas con poder calorífico de 10.719 Kcal/m³ el millón de BTU equivale a 42,52 m³. Para más información ver punto 14.7 del Apéndice.

Gastos fabriles generales:

Son aquellos costos indirectos de fabricación necesarios para la actividad de la planta (servicio de agua, energía eléctrica, combustibles, lubricantes, elementos de seguridad, elementos para el laboratorios, papelería y útiles, servicio de internet, etc.).

Los gastos fabriles generales serán estimados en base al porcentaje promedio de participación sobre las ventas de los últimos 5 años Complejo Cerri, el cual deriva en un 15%.

Amortizaciones:

Las amortizaciones calculadas en el apartado 7.6 son imputadas en su totalidad dentro de los costos de producción constituyendo un gasto fijo.

8.5. Otros costos

Derecho de exportación:

Conforme al artículo 7 del Decreto 488/2020 la exportación de gas líquido está alcanzado por una alícuota de derecho de exportación. Dicha alícuota es de un 0% siempre que el precio internacional del "ICE Brent primera línea" sea igual o inferior al valor base, fijado en 45 USD/bbl; y será del 8% cuando sea superior al valor de referencia, fijado en 60 USD/bbl. En aquellos casos en que el Precio Internacional resulte superior al Valor Base e inferior al Valor de Referencia, la alícuota del tributo se determinará de acuerdo con la siguiente fórmula: y bajo la siguiente fórmula:

$$Alícuota = \left(\frac{(\text{precio internacional} - \text{valor base})}{(\text{valor referencia} - \text{valor base})} \right) \times 8\%$$

Donde:

Precio internacional: precio barril del ICE Brent primera línea

Valor base: valor fijado en 45 USD/bbl

Valor referencia: valor fijado en 60 USD/bbl

Tasa de fiscalización:

Las empresas inscriptas como productoras de GLP deben abonar con periodicidad anual una tasa de fiscalización conforme al volumen vendido del período anterior. El monto por pagar surge de multiplicar las toneladas vendidas del año anterior por la tasa de fiscalización vigente de \$8 por tonelada.

Impuesto sobre los Ingresos Brutos:

El proyecto implicará realizar actividades hidrocarburíferas en la provincia del Neuquén generando la obligatoriedad del pago del impuesto sobre los ingresos brutos (IIBB) conforme al Código Fiscal de dicha provincia.

La tasa de Ingresos Brutos fue aplicada sobre el total de las ventas neto de subsidios según el tipo de actividad. Conforme al inciso m) del art 4 de la Ley Impositiva del Neuquén²⁹ la alícuota aplicada para el procesamiento de gas natural es de 1% y para el fraccionamiento y distribución de gas licuado del 3%. Cabe mencionar que para la última actividad se establecen alícuotas incrementales dependiendo de los ingresos del ejercicio fiscal inmediato anterior, considerando que en el año 2025 los ingresos provenientes de la actividad de fraccionamiento y distribución de gas licuado superan los 3.255 MM, a partir del año 2026 se adiciona 1 punto porcentual a la alícuota.

A continuación, se presenta un resumen de los costos, discriminados entre fijos y variables:

Tabla 25 - Resumen Egresos

Egresos USD	Tipo	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2031E	2032E	2033E
Costos de producción		128.000.167	128.023.996	127.897.756	127.994.099	127.411.959	126.832.431	126.324.769	125.746.026	125.175.439
Mano de obra directa	Fijo	683.928	683.928	683.928	683.928	683.928	683.928	683.928	683.928	683.928
Materia prima	Variable	95.588.471	95.535.248	95.535.248	95.535.248	94.866.502	94.202.436	93.543.019	92.888.218	92.238.000
Gastos fabriles generales	Variable	26.678.364	26.755.417	26.915.428	27.011.770	27.098.377	27.182.915	27.334.670	27.410.728	27.490.358
Amortizaciones	Fijo	5.049.403	5.049.403	4.763.152	4.763.152	4.763.152	4.763.152	4.763.152	4.763.152	4.763.152
Otros costos		5.377.880	6.099.736	6.215.126	6.283.292	6.345.923	6.407.548	6.520.140	6.576.466	6.635.319
Tasa de fiscalización		-	599	454	354	301	267	247	229	222
Dcho. exportación		2.381.047	2.415.055	2.491.093	2.535.989	2.577.446	2.618.331	2.693.223	2.730.669	2.769.834
Impuestos s/ IIBB		2.996.833	3.684.083	3.723.579	3.746.949	3.768.176	3.788.951	3.826.670	3.845.569	3.865.264
TOTAL GASTOS		133.378.047	134.123.732	134.112.882	134.277.391	133.757.883	133.239.980	132.844.909	132.322.492	131.810.758

Fuente: Elaboración propia

8.6. Impuestos a las ganancias

Considerando las modificaciones con fecha abril 2021 en las alícuotas del impuesto a las ganancias para las sociedades, en el presente trabajo se aplicará un 35% sobre los ingresos neto sumado a las amortizaciones.

8.7. Punto de equilibrio

En el presente trabajo se calculó el punto de equilibrio sobre las unidades de toneladas a procesar de gas natural, conforme a lo desarrollado en el punto 14.8. del Apéndice.

En base a los cálculos realizados se exponen los niveles de unidades mínimas de procesamiento de gas natural para todos los períodos de tiempo del proyecto. Se puede observar que se estaría operando con un margen de seguridad bastante holgado.

²⁹ Ley Impositiva del Neuquén N° 3311/2022. Recuperado de: <https://dprneuquen.gob.ar/ley-impositiva-3311-2021/>

Tabla 26 - Detalle punto de equilibrio

Detalle punto de equilibrio	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2031E	2032E	2033E
Punto de equilibrio (Tn)	770,9	768,8	763,6	761,5	755,6	749,9	742,7	737,3	731,8
Producción obtenida (Tn)	131.984	131.984	131.984	131.984	131.984	131.984	131.984	131.984	131.984
Margen de seguridad (Tn)	131.213	131.215	131.220	131.222	131.228	131.234	131.241	131.247	131.252

Fuente: Elaboración propia

8.8. Evaluación de proyecto

Para el escenario base el proyecto debería aceptarse ya que arroja un VAN mayor a 0 y su TIR se encuentra por encima de la tasa de descuento utilizada (20% > 19,56%).

Con respecto al período de recuperación se observa que el período de recuperación simple es de 6,17 años y el de recuperación descontado de 10,94 años.

Tabla 27 - Resultado de evaluación de proyecto en escenario base

DCF ESCENARIO BASE (USD)	2022	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2031E	2032E	2033E
INGRESOS POR VENTAS				177.855.762	178.369.443	179.436.185	180.078.469	180.655.850	181.219.435	182.231.132	182.738.188	183.269.054
(-) COSTOS DE PRODUCCIÓN				- 122.950.763	- 122.974.593	- 123.134.604	- 123.230.947	- 122.648.807	- 122.069.279	- 121.561.617	- 120.982.874	- 120.412.286
MARGEN BRUTO		0	0	54.904.998	55.394.851	56.301.581	56.847.522	58.007.043	59.150.156	60.669.515	61.755.314	62.856.767
OTROS COSTOS				- 5.377.880	- 6.099.736	- 6.215.126	- 6.283.292	- 6.345.923	- 6.407.548	- 6.520.140	- 6.576.466	- 6.635.319
EBITDA		0	0	49.527.118	49.295.114	50.086.455	50.564.230	51.661.119	52.742.607	54.149.375	55.178.848	56.221.448
(-) Amortizaciones				- 5.049.403	- 5.049.403	- 4.763.152	- 4.763.152	- 4.763.152	- 4.763.152	- 4.763.152	- 4.763.152	- 4.763.152
Resultados antes de IG (EBIT)		0	0	44.477.715	44.245.711	45.323.303	45.801.078	46.897.967	47.979.455	49.386.222	50.415.695	51.458.296
Alicuota impuestos -35%				- 15.567.200	- 15.485.999	- 15.863.156	- 16.030.377	- 16.414.289	- 16.792.809	- 17.285.178	- 17.645.493	- 18.010.404
Resultados después de IG - UTILIDAD NETA		0	0	28.910.514	28.759.712	29.460.147	29.770.701	30.483.679	31.186.646	32.101.045	32.770.202	33.447.892
(+) Amortizaciones				5.049.403	5.049.403	4.763.152	4.763.152	4.763.152	4.763.152	4.763.152	4.763.152	4.763.152
(-) Inversiones	-14.236.457	-64.064.056	-64.064.056									
(+) Recupero inversión												99.100.096
Flujo de Caja Proyectado (USD)	-14.236.457	-64.064.056	-64.064.056	33.959.918	33.809.115	34.223.299	34.533.853	35.026.331	35.949.798	36.864.197	37.533.354	137.311.141
Flujos de caja	-14.236.457	-64.064.056	-64.064.056	33.959.918	33.809.115	34.223.299	34.533.853	35.026.331	35.949.798	36.864.197	37.533.354	137.311.141
Períodos	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Factor de descuento	1,00	0,84	0,70	0,59	0,49	0,41	0,34	0,29	0,24	0,20	0,17	0,14
Tasa de descuento	19,56%	19,56%	19,56%	19,56%	19,56%	19,56%	19,56%	19,56%	19,56%	19,56%	19,56%	19,56%
Flujos descontados (USD)	-14.236.457	-53.584.813	-44.819.707	19.872.317	16.547.904	14.010.652	11.825.208	10.021.958	8.612.214	7.386.699	6.290.575	19.248.904
Flujo de Efectivo Libre acumulado (USD)	-14.236.457	-67.821.270	-112.640.978	-92.768.660	-76.220.757	-62.210.105	-50.384.896	-40.352.938	-31.740.724	-24.354.025	-18.063.450	1.185.454

VAN (@19,56%)	1.185.454	RENTABLE
TIR	20%	RENTABLE
Período de recuperación (simple)	6,17	
Período de recuperación (descontado)	10,94	

Fuente: Elaboración propia

9. Mapa de tipos de riesgo

La evaluación de proyecto realizada en la sección anterior se realizó en base a un escenario base, definiendo ciertas condiciones. No obstante, por simple definición dicho escenario es incierto y está sujeto a variables ilimitadas que nos están exponiendo a situaciones de riesgos.

“Conocer con anticipación todos los hechos que pueden ocurrir en el futuro y que tienen efectos de los flujos de caja constituye uno de los principales desafíos para el preparador y evaluador de proyectos” (Sapag. et al., 2008).

Si bien es imposible eliminar todos los riesgos, a partir de la afirmación precedente y considerando que los proyectos se enfrentan a riesgos de diversa índole, amenazando con la continuidad de este, es que en la presente sección se procedió a i) identificar y clasificar los riesgos del proyecto (categorización y descripción), ii) medirlos, definiendo la probabilidad de

ocurrencia y el impacto potencial del evento y iii) definir los planes de acción para mitigar el riesgo.

Para el armado de la presente sección, debido a su amplio alcance, utilizaremos como base la norma IRAM 17.550 la cual define a la Gestión del Riesgo Empresario como “cultura, procesos y estructura que están dirigidos hacia la administración eficaz de oportunidades potenciales y efectos adversos” (Melinsky, 2010).

Para una mayor profundización sobre el tema consultar el punto 14.5 del Apéndice.

9.1. Identificación y clasificación de los riesgos

En el siguiente cuadro se detallan algunos de los riesgos identificados, su categoría, fuente y descripción del evento. A su vez, a cada riesgo se le asignó una identificación para facilitar la comprensión de la matriz de riesgo que se desarrollará más adelante.

Tabla 28 - Identificación y clasificación de los riesgos del proyecto

Categoría de riesgo	Fuente del riesgo	Descripción del evento de riesgo	Identificación
Riesgo Estratégico	Externo	Cambios en las condiciones contractuales con proveedores	RE
Riesgo Estratégico	Interno	Incumplimiento de los contratos de provisionamiento de GLP a clientes	RE2
Riesgo Operacional	Interno	Fallas en el proceso productivo por falta de mantenimiento de maquinarias y equipos que afectan la producción.	RO1
Riesgo Operacional	Interno	Fallas en el proceso productivo por acciones no autorizadas o incorrectas por parte de los empleados de la planta	RO2
Riesgo Ambiental	Externo	Catástrofe ambiental por fugas de gas que deriven en sanciones económicas por parte de los entes reguladores.	RA
Riesgo de Crédito	Externo	Problemas en la cadena de cobranza	RC
Riesgo Financiero	Externo	Fluctuaciones en los precios de gas natural, GLP y gasolina natural debido a un contexto internacional de guerra	RF1
Riesgo Financiero	Externo	Devaluación del peso argentino producto de políticas económicas gubernamentales	RF2
Riesgo Financiero	Externo	Incumplimiento en los contratos de tratamiento de gas por parte de proveedores	RF3
Riesgos Regulatorios	Externo	Modificación inesperada de requisitos reglamentarios o licencias en la venta de GLP. Modificación en la legislación fiscal.	RR

Fuente: Elaboración propia por información obtenida de Guía para la elaboración de matrices de riesgo - Informe N° 4 - Consejo Profesional de Cs. Económicas de CABA.

9.2. Medición de los riesgos

Una vez identificado los riesgos y su ocurrencia, procedemos a calificar la probabilidad (P) de ocurrencia de estos y su respectivo impacto (I) potencial.

Para la calificación de las probabilidades y de los impactos, se utilizó una escala cuantitativa con puntuaciones para cada evento. En el caso del impacto se utilizó una escala logarítmica para darle mayor énfasis a aquellos riesgos que puedan tener un daño mayor ante una probabilidad dada. Luego, utilizando el producto de dichas evaluaciones obtuvimos el riesgo inherente de cada evento, los cuales se segmentan en Aceptables (1 a 4); Tolerables (5 a 12); Altos (16 a 24) y Extremos (32 a 80).

En la tabla N° 29 se observa la representación gráfica con los distintos niveles de riesgo etiquetados por colores en base a la magnitud del impacto. Cuanto más rojo más extremo y cuanto más verde más aceptable.

Tabla 29 - Mapa de riesgo: relación probabilidad e impacto

		IMPACTO				
		Insignificante	Menor	Moderado	Mayor	Catastrófico
PROBABILIDAD	Casi certeza				RF2	RF1
	Probable				RF3	
	Moderada				RO1 - RC	
	Improbable			RO2		RO1
	Muy improbable			RE1	RE2 - RA	

Fuente: Elaboración propia por información obtenida de Guía para la elaboración de matrices de riesgo - Informe N° 4 - Consejo Profesional de Cs. Económicas de CABA.

9.3. Planes de acción definidos

Una vez que hemos determinado el riesgo inherente para cada evento identificado, se procedió a la identificación y definición del plan de acción de los controles y procesos de mitigación de riesgos.

Tal lo visto el riesgo inherente varía en función de la probabilidad de ocurrencia y su impacto, por lo que se podrá mitigar el mismo fomentando acciones que permitan la reducción del riesgo de cada evento.

A los efectos de determinar el riesgo residual para cada evento se debió clasificar los controles de mitigación de riesgo. Para calificar los mismos se utilizó una escala cualitativa categorizada en Bajo, Medio y Alto.

Como podemos observar en la siguiente matriz, a pesar de los programas para reducir el riesgo, aún es posible contar con un alto nivel de riesgo residual para ciertos eventos (RF1, RF2 y RF3). Esta calificación final proporciona una mayor evaluación de donde están las mayores exposiciones a los riesgos del proyecto.

Tabla 30 - Mapa de riesgo: relación riesgo de control y riesgo inherente

		RIESGO INHERENTE			
		Aceptable	Tolerable	Alto	Extremo
RIESGO DE CONTROL	Bajo				
	Medio	RE1	RE2	RO1 - RC - RR	RF1 - RF2 - RF3
	Alto		RO2 - RA		

Fuente: Elaboración propia por información obtenida de Guía para la elaboración de matrices de riesgo - Informe N° 4 - Consejo Profesional de Cs. Económicas de CABA.

Todo lo realizado se encuentra consolidado en el siguiente mapa de riesgo; en donde podremos visualizar los riesgos identificados, sus causas y consecuencias, la probabilidad e impacto con el riesgo inherente, el plan de acción, su clasificación y la evaluación del plan de acción (riesgo residual).

Tabla 31 - Mapa de riesgo consolidado

MATRIZ DE RIESGOS									
Identificación del riesgo			Evaluación del riesgo			Plan de acción		Evaluación del Plan de Acción	
ID	Descripción	Causa	Consecuencia	Probabilidad (P)	Impacto (I)	Riesgo Inherente (Pai)	Descripción	Calificación riesgo de control	Riesgo residual
RE1	Cambios en las condiciones contractuales con proveedores	Falla en el compromiso estratégico	Reputacional, legales, operativos y financiera	Muy improbable	Moderado	Aceptable	Negociación y firmas de acuerdos con los proveedores	Medio	Bajo
RE2	Incumplimiento de los contratos de provisiónamiento de GLP a clientes	Falla en el compromiso estratégico	Reputacional, legales, operativos y financiera	Muy improbable	Mayor	Tolerable	Política robusta de cumplimiento contractual	Medio	Medio
RO1	Fallas en el proceso productivo por falta de mantenimiento de maquinarias y equipos que afectan la producción	Fallas/Omisión controles de los procesos de producción	Operativas, reputacional y financiera	Improbable	Catastrófico	Extremo	Monitoreos de producción. Simulaciones.	Alto	Medio
RO2	Fallas en el proceso productivo por acciones no autorizadas o incorrectas por parte de los empleados de la planta	Falta de controles de los supervisores de planta	Operativas, reputacional y financiera	Improbable	Moderado	Tolerable	Plan de capacitación obligatorio - Controles internos	Alto	Bajo
RA	Catástrofe ambiental por fugas de gas que deriven en sanciones económicas por parte de los entes reguladores.	Falta de difusión de medidas de prevención y concientización del cuidado del medio ambiente.	Reputacional, legales, regulatorias y financiera	Muy improbable	Mayor	Tolerable	Plan de capacitación obligatorio - Controles internos	Alto	Bajo
RC	Problemas en la cadena de cobranza	Atrazo en los períodos de cobranza	Financieras y operativas	Moderada	Mayor	Alto	Negociación y firmas de acuerdos de cobranzas	Medio	Medio
RF1	Fluctuaciones en los precios de gas natural y GLP debido a un contexto internacional de guerra	Cambios en los precios de gas natural y GLP	Financieras y operativas	Casi certeza	Catastrófico	Extremo	Monitoreo de los precios internacionales. Simulaciones. Análisis de sensibilidad VAN-TIR.	Medio	Alto
RF2	Devaluación del peso argentino producto de políticas económicas gubernamentales	Modificaciones en las tasas de cambio de monedas	Financieras y operativas	Casi certeza	Mayor	Extremo	Monitoreo variables macroeconómicas. Simulaciones. Análisis de sensibilidad VAN-TIR.	Medio	Alto
RF3	Incumplimiento de los contratos de tratamiento de gas por parte de proveedores	Cambios en los precios de fee por tratamiento	Financieras y operativas	Probable	Mayor	Extremo	Política de cumplimiento contractual. Contrato con cláusulas DDP (Deliver or Pay)	Medio	Alto
RR	Modificación en la legislación fiscal	Modificaciones impositivas que afectan la actividad de GLP	Regulatorias, operativas y financiera	Moderada	Mayor	Alto	Monitoreo macroeconómico. Simulaciones. Pruebas de estrés.	Medio	Medio

Fuente: Elaboración propia por información obtenida de Guía para la elaboración de matrices de riesgo - Informe N° 4 - Consejo Profesional de Cs. Económicas de CABA.

10. Análisis de sensibilidad

Hasta el momento realizamos la evaluación del proyecto en base a antecedentes y variables no controlables por la compañía, lo cual da lugar a escenarios de incertidumbre y riesgos.

Con el objetivo de poder dar un resultado más certero de la evaluación realizada, procedemos a efectuar un análisis de sensibilidad multidimensional el cual nos permite revelar el efecto que tienen las variaciones en los pronósticos de las variables relevantes sobre la rentabilidad (Sapag. et al., 2008). De esta manera podremos definir las fronteras modificando el valor de las variables hasta que el VAN sea igual a 0 (nivel mínimo de aprobación del proyecto).

A través del software SimulAr³⁰, el cual permite realizar la simulación de Montecarlo, en primer lugar, se definió la distribución de probabilidades de cada variable para luego simular las mismas y obtener los resultados del VAN en cuestión. Para todas las simulaciones, la tasa de descuento utilizada fue la misma, definida en la sección 5.2.

A continuación, se detallan las variables críticas identificadas que podrían afectar la rentabilidad del proyecto y sus respectivas funciones de distribución de probabilidad:

³⁰ SimulAr es un software de simulación de Monte Carlo desarrollado en Argentina por Luciano Machain y diseñado para el análisis y evaluación de negocios y toma de decisiones que involucran riesgos. SimulAr es un programa diseñado como complemento de Microsoft Excel. Fuente: https://www.simularsoft.com.ar/Simular1e_archivos/form1e.htm

a) **Volumen de gas a procesar:** La cantidad de volumen que arriba a la planta de Tratayen a través de la cuenca Neuquina está sujeto a riesgo, lo que podría afectar los niveles de producción y los servicios de tratamiento de gas natural. Se considera como distribución representativa del comportamiento de esta variable a la distribución Normal. Sus parámetros quedaron establecidos de la siguiente forma: la media por los valores definidos en el programa de producción y su desvío estándar siendo igual al 5% de la media.

Cabe aclarar que a los efectos de la simulación se definió como valor máximo la capacidad de procesamiento instalada en la planta.

Tabla 32 - Parámetros distribución de probabilidad: volumen a procesar

VOLUMEN A PROCESAR	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2031E	2032E	2033E
Media (miles)	3.100	3.100	3.100	3.100	3.100	3.100	3.100	3.100	3.100
Desvío estándar (miles)	155	155	155	155	155	155	155	155	155

Fuente: Elaboración propia

b) **Costo de materia prima (gas natural):** Los precios de esta variable podrían afectar la viabilidad de las operaciones ya que tiene una gran influencia en el costo de producción (principal materia prima para la obtención de GLP y gasolina natural). Considerando los datos históricos de los precios PIST, desde el año 2019 hasta el 2022, se definió la distribución Uniforme.

c) **Precios internacionales del GLP y gasolina natural:** Los cambios en los precios internacionales de referencia de estos productos tienen gran incidencia en los resultados del proyecto. A partir de los datos históricos de los precios en Mont Belvieu, desde el año 1992 hasta el 2022, y de la gasolina natural, desde el año 2001 hasta el 2022, se determinó a la distribución Normal para ambas variables.

d) **Tarifas de tratamiento de gas natural:** si bien son contratos a largo plazo celebrados con proveedores de gas natural pueden existir fluctuaciones en las tarifas. Al no contar con una serie histórica a esta variable se le considera una distribución Triangular como la más representativa para la simulación. Sus parámetros quedaron establecidos de la siguiente forma: el valor más probable como aquel definido en la preparación del proyecto, valor máximo de +20% respecto al valor más probable y valor mínimo de -20% respecto al valor más probable.

Tabla 33 - Parámetros distribución de probabilidad: fee tratamiento

FEE TRATAMIENTO		2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2031E	2032E	2033E
Valor más probable		0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Valor máximo	+20%	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
Valor mínimo	-20%	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08

Fuente: Elaboración propia

e) **Fluctuación en el tipo de cambio \$ argentino / USD:** la mayoría de los conceptos integrantes del flujo de fondos proyectado están vinculadas al tipo de cambio. Para esta variable también consideramos oportuno utilizar una distribución Triangular. Sus parámetros quedaron establecidos de la siguiente forma: el valor más probable como aquel definido en la proyección de variables económicas del proyecto, valor máximo de +20% respecto al valor más probable y valor mínimo de -20% respecto al valor más probable.

Tabla 34 - Parámetros distribución de probabilidad: tipo de cambio

TIPO DE CAMBIO		2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2031E	2032E	2033E
Valor más probable		1.284,9	1.763,9	2.327,5	2.978,7	3.504,3	3.954,8	4.273,4	4.617,6	4.762,8
Valor máximo	+20%	1.541,84	2.116,67	2.792,99	3.574,41	4.205,19	4.745,79	5.128,07	5.541,14	5.715,32
Valor mínimo	-20%	1.027,90	1.411,11	1.861,99	2.382,94	2.803,46	3.163,86	3.418,71	3.694,09	3.810,21

Fuente: Elaboración propia

Para más detalles de las funciones de distribución de probabilidades definidas por la herramienta SimulAr se puede consultar en el Anexo.

10.1. Análisis de sensibilidad VAN

Una vez seleccionadas las variables y determinados sus rangos de variabilidad, se procedió a simular el comportamiento de estas realizando 10.000 iteraciones de simulación de Montecarlo mediante la utilización del programa SimulAr, a través del aplicativo Microsoft Office Excel.

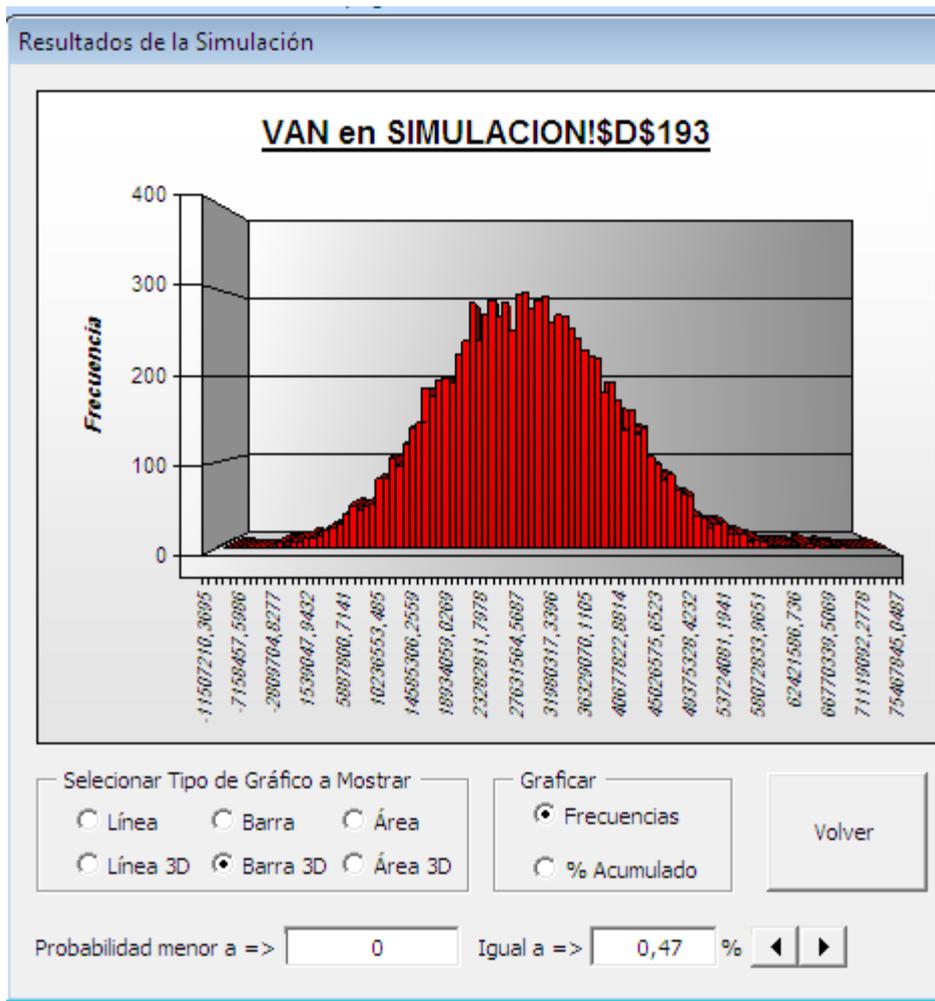
En la ilustración siguiente puede observarse que la posibilidad de que el VAN sea menor que 0 es del 0,47%. A su vez, en los datos estadísticos el valor mínimo alcanzado es de USD -11.507 M, el máximo de USD 75.468 M y el promedio de USD 28.238 M.

Tabla 35 - Estadísticas de simulación de Montecarlo

Estadísticas de la simulación	
Nro. Iteraciones	10.000,00
Mínimo	USD - 11.507.210,37
Promedio	USD 28.238.238,42
Máximo	USD 75.467.845,04
Mediana	USD 28.127.880,70
Varianza	USD 131.349.924.280.786,00
Desvío estándar	USD 11.460.799,46
Rango	869.75.055,41
Curtosis	-0,11
Coef. de asimetría	0,08
Coef. de variación	0,41

Fuente: Elaboración propia utilizando los datos obtenidos del software SimulAr

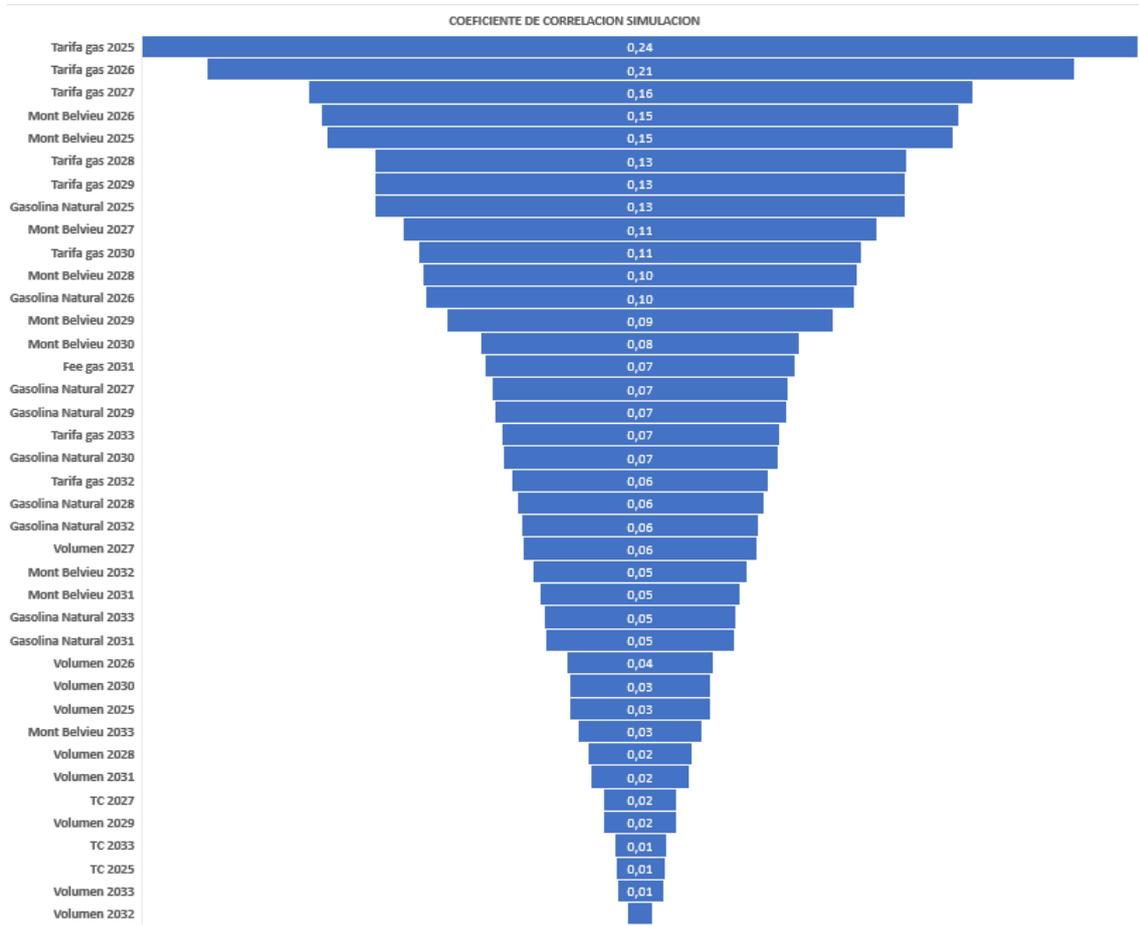
Ilustración 4 - Resultado simulación VAN



Fuente: Ilustración obtenida del software Simular

Si nos centramos en las variables que más sensibilizan al VAN podemos concluir que las tarifas de tratamiento de gas y los precios internacionales de Mont Belvieu y gasolina natural son las variables de mayor correlación durante toda la vida del proyecto.

Gráfico 39 - Coeficiente de correlación simulación

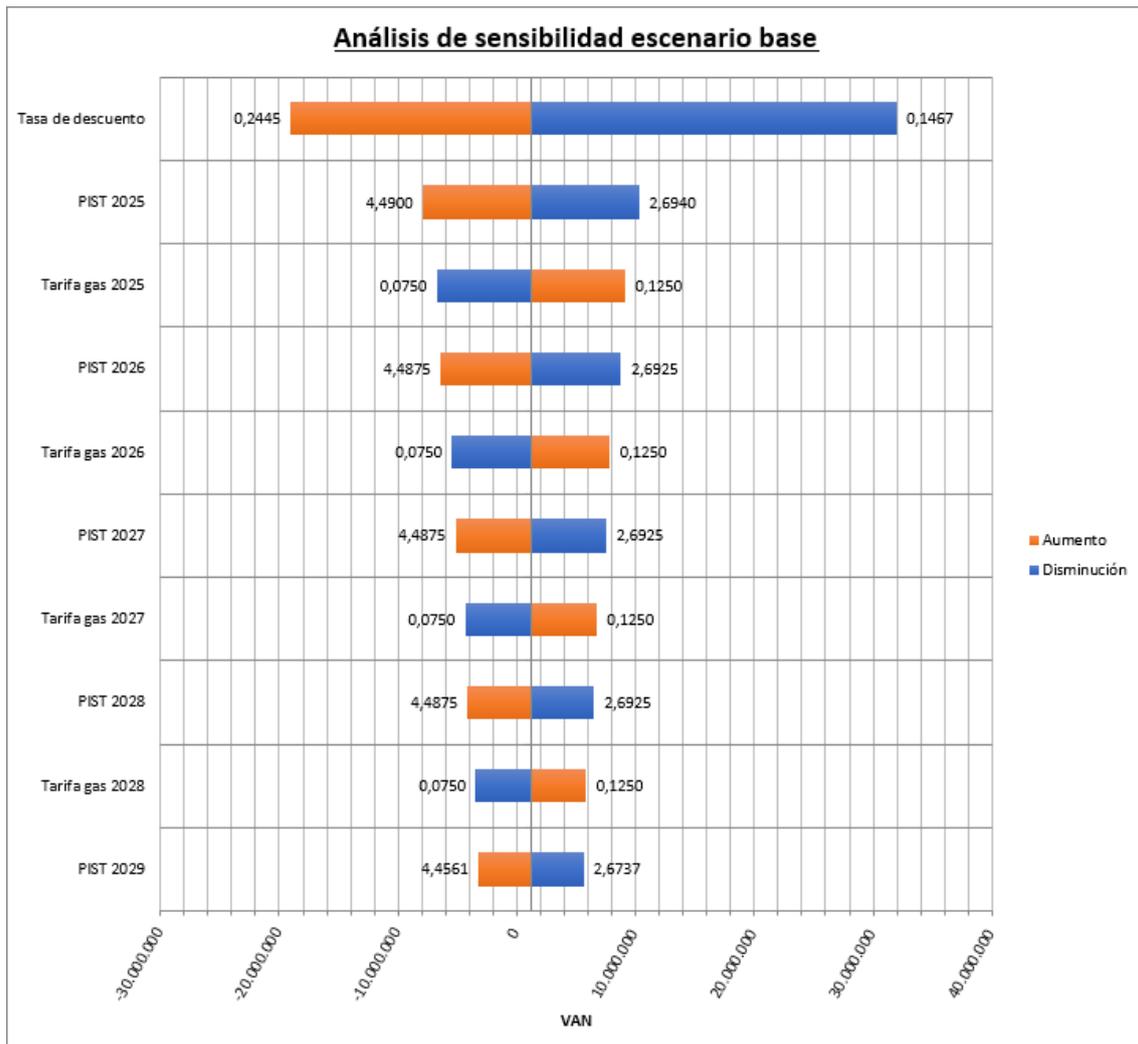


Fuente: Elaboración propia utilizando los datos obtenidos del software SimulAr

10.2. Análisis de sensibilidad: desvío sobre caso base

Cuando se procedió a realizar un análisis de sensibilidad del escenario base, configurando para cada variable de entrada porcentajes de variación de 5% para una amplitud de +/- 25%, se concluyó que las variables cuyas variaciones tienen mayor incidencia en la variable de salida (VAN) son: la tasa de descuento, el costo de materia prima (PIST) y las tarifas de tratamiento de gas.

Gráfico 40 - Análisis de sensibilidad caso base



Fuente: Elaboración propia utilizando los datos obtenidos del software SimulAr

11. Análisis de los Resultados - Conclusiones

La industria del gas en Argentina ha experimentado un crecimiento muy significativo en los últimos años. Sin embargo, debido a diversos factores, existe un mercado con demanda insatisfecha que debe ser cubierto mediante la importación de gas, lo que afecta negativamente la balanza de pagos del país. Esto nos lleva a concluir que existe un mercado potencial para la comercialización de gas.

En el análisis del mercado de GLP, se determinó que la producción total es consumida en su totalidad, a pesar de que este compuesto es considerado un combustible limpio, representa solo el 3% del consumo energético total del país. Se concluyó además que el principal destino es el mercado interno, que representa un 62% del consumo, siendo el sector residencial el principal consumidor con el 72%. En cuanto a la producción, el mercado de GLP se caracteriza por presentar una estructura oligopólica, donde cuatro empresas concentran el 87% de la producción.

Basándonos en la demanda proyectada de gas natural por parte de la Secretaría de Energía de la Nación, la estimación de cantidad de habitantes en los próximos años y la variación del PBI de Argentina se proyectó el consumo y la venta de GLP, estimándose una tasa anual acumulada del 2,1% y 0,9%, respectivamente. Además, a través de un modelo de regresión multicausal, se resolvieron las ecuaciones para determinar los precios de venta de GLP y gasolina natural.

Antes de iniciar el estudio de ingeniería utilizando la herramienta FODA, se realizó un análisis organizacional donde se identificaron las fortalezas y debilidades de **TGS**; así como sus oportunidades y amenazas considerando factores externos. Con base en esto, se concluyó que **TGS** es la empresa con la mayor red de transporte de gas natural en el país y tiene la ventaja competitiva de estar conectada a la cuenca neuquina (Vaca Muerta). Aunque la compañía ha mostrado buenos indicadores de rentabilidad en los últimos años, existen segmentos de negocios (no regulados) que podrían potenciarse para contribuir a una mayor rentabilidad. Por lo tanto, se decidió iniciar este proyecto de construcción de una planta de producción de GLP.

En el análisis de viabilidad técnica según el estudio de localización, se determinó que la ubicación estratégica para la planta sería en la zona de Vaca Muerta (Tratayén, Neuquén), debido a las ventajas comparativas como la posesión del terreno por parte de **TGS** y la disponibilidad de materia prima (gas natural rico en boca de pozo). La planta tendrá una capacidad instalada de procesamiento de 3.100.000 de Sm³/d de gas mediante el proceso de Turboexpander, lo que permitirá producir anualmente 132.000 toneladas de GLP y 47.000 toneladas de gasolina natural.

En cuanto al análisis económico y financiero, el proyecto demanda una inversión inicial total de USD 142.364.568, con una inversión en Activos Fijos de USD 141.792.066 y en Activos Intangibles de USD 572.502. Además, se requerirá un equipo humano compuesto por 27 personas lo que implicará un costo anual de USD 683.928. Se estima que la planta requerirá 24 meses para ser construida y puesta en marcha.

Considerando el escenario base, la TIR es del 20%, mientras que la tasa de descuento definida para el proyecto (CAPM) es del 19,56%; lo que a priori demuestra el nivel de riesgo del proyecto en este escenario. Además, el proyecto arroja un VAN de USD 1.185.454.

Teniendo en cuenta la fuente y los posibles eventos a los que podría estar expuesto este proyecto, se identificaron diez tipos de riesgo. Los financieros debido a fluctuaciones de precios, devaluación de la moneda y/o incumplimiento de contratos por parte de proveedores (RF1, RF2, RF3) son los de mayor exposición en términos de riesgo residual. En contraste, el riesgo operacional de fallas en el proceso productivo debido a la falta de mantenimiento de máquinas y equipos (RO1) tendría un impacto catastrófico, pero su riesgo residual es bajo. Los restantes seis identificados tienen una exposición a riesgo moderada y baja.

Posteriormente, a través del mapa de tipos de riesgo, se definieron las variables claves que podrían afectar la viabilidad del proyecto y se realizó un análisis de sensibilidad (Simulación de Montecarlo) modificando los valores de estas variables para visualizar su impacto en la rentabilidad. Se concluyó que las variables más riesgosas que podrían perjudicar el proyecto son el aumento de la tasa de descuento y el costo de la materia prima, así como la reducción de la tarifa para el tratamiento del gas. Además, a partir de los resultados de las simulaciones, se determinó que la probabilidad de que el VAN sea menor a 0 es muy baja (0,47%).

En conclusión, luego de formular, preparar y evaluar este proyecto, se concluyó que el mismo es rentable³¹, confirmando la viabilidad por parte de **TGS** de invertir en una nueva planta de producción de GLP en la cuenca neuquina, lo que mejoraría la rentabilidad global de la compañía.

³¹ Según los valores proyectados respecto del escenario macroeconómico y demás variables consideradas en el modelo, especialmente relativas a los precios de venta y al volumen de producción estimados.

12. Nuevos problemas posibles de tratar a partir de esta propuesta

A continuación, se comparten nuevas investigaciones que podrían ser necesarias a partir del presente proyecto:

1. Evaluar la posibilidad de utilizar el gas residual para el minado de criptomonedas

En el procesamiento de gas existen gases que no pueden ser inyectados en las redes ni tampoco ser utilizados para la producción de GLP. El gran desafío es poder sacar provecho de dicho gas. La merma, la cual para el presente proyecto representa el 1% del gas procesado, podría ser destinada al minado de criptomonedas.

Para minar criptomonedas es necesario equipos de alto poder de procesamiento de datos, ya que a través de dichas máquinas se resuelven problemas matemáticos complejos³² y como recompensa se obtienen las criptomonedas (acción de minado). Para esto es necesario una importante cantidad de energía eléctrica para alimentar los centros de datos la cual puede ser generada por el gas residual.

En forma simplificada el proceso consiste en la instalación de containers que producen energía eléctrica a través del gas y más los containers en donde están los módulos de computación en donde se minan las criptomonedas.

En Argentina la empresa Unblock Computing, en alianza con la empresa Crusoe Energy Systems, a través de la tecnología llamada Mitigación Digital de Venteo ya opera en Vaca Muerta. Actualmente las empresas Pluspetrol y Tecpetrol, en el área Los Toldos 2 Este, al Norte de Vaca Muerta, ya tienen acuerdos con Unblock Computing. A su vez, la empresa CryptoGranjas en área de Catriel, Río Negro; es la primera empresa argentina en poner en marcha dicha alternativa.

2. Considerar la posibilidad de realizar una emisión de deuda para financiar el proyecto

El presente proyecto fue propuesto con una estructura de capital en la que toda la inversión sería proveniente del capital propio de la compañía. Se podría analizar la factibilidad de realizar el mismo utilizando fuentes de financiamiento de terceros. Para ello será necesario obtener una tasa de descuento específica para **TGS**, según su estructura de capital, utilizando la metodología del costo de capital promedio ponderado (WACC, por sus siglas en inglés).

En el año 2018 la compañía emitió una Obligación Negociable por USD 500 MM, con vencimiento en el año 2025, con una tasa de interés fija del 6,75% anual pagaderas semestralmente y con un sistema de amortización al vencimiento (bullet).

A los efectos de tener una estimación del rendimiento requerido por el mercado para la deuda financiera de **TGS** se procedió a calcular la TIR de dicho instrumento. Al cierre del mes de noviembre 2023 el valor de mercado fue de 99 siendo su TIR de 8,06%.

Según la última calificación de deuda a largo plazo sobre las Obligaciones Negociables Clase II emitidas por **TGS**, realizada por la calificadora Standard & Poor's el 30 de marzo de 2023, se decidió modificar la calificación de "CCC+" a "CCC-". Si bien, las bajas de las calificaciones podrían tener efectos negativos sobre los costos de financiación para **TGS**, debemos considerar que

³² En especial según la denominada PoW (Prueba de Trabajo o Proof of Work), que es un protocolo de consenso que consiste en que las partes de una red realicen con éxito un trabajo computacionalmente costoso para acceder a los recursos de dicha red, como es el caso del minado de Bitcoin.

dicho rating calificativo se motiva en la decisión por parte de la calificadoras en bajar la calificación en moneda extranjera a largo plazo de Argentina.

3. Gas Natural Comprimido (GNC) vs GLP: combustibles alternativos para vehículos

El GLP es una opción técnica y económicamente viable para el uso vehicular. Desde el punto de vista del consumidor, el GLP es más eficiente que el gas natural debido a su mayor poder calorífico, lo que arroja un mayor rendimiento y es más económico que el diésel y las gasolinas.

Actualmente en Argentina el GLP por sus características técnicas es apto y se encuentra autorizado por la Secretaría de Energía para el uso automotor.

Sería interesante profundizar si se encuentran dadas las condiciones de mercado en Argentina para el desarrollo del GLP para uso vehicular³³ y conforme a ello analizar la posibilidad de reemplazar la producción de gasolina natural del proyecto por GLP. Por ejemplo, en el noroeste del país, en donde el gas natural no se encuentra disponible, sería beneficioso económicamente para los usuarios de combustibles.

4. Evaluación del impacto ambiental en el uso de GLP

Uno de los tantos desafíos de la industria del hidrocarburo en Argentina es avanzar en la transición hacia fuentes renovables. En este contexto es donde el GLP presenta importantes oportunidades, ya que puede jugar un papel importante en la generación de energía eléctrica en los campos petroleros, como alternativa eficiente y limpia para sustituir la demanda de combustible líquido para este fin.

El GLP está llamado a ser una alternativa energética limpia. Por esto sería interesante identificar el valor del impacto en el medio ambiente y sociedad resultante de la emisión de GLP. Tener conocimiento de la reducción de emisiones de carbono y su valor cuantificado en bonos sociales, verdes y sustentables (SVS), que podrían representar un crecimiento en el patrimonio de TGS sin mencionar una disminución del riesgo reputacional.

El Climate Bonds Initiative define a los bonos verdes como aquellos que donde el uso de los recursos es segregado para financiar nuevos proyectos y también refinanciar existentes con el objetivo de aminorar los efectos adversos del cambio climático. Dicha inquietud puede relacionarse con la desarrollada en el punto 2 presente capítulo.

³³ Tanto en el transporte liviano como en el pesado. En este último caso resultaría particularmente importante atento a que colaboraría en la baja de los altos costos logísticos de nuestro país.

13. Bibliografía

Académica:

Bottaro, O., Rodríguez Jáuregui, H., & Yardin, A. (2004). El comportamiento de los costos y la gestión de la empresa. La Ley. Buenos Aires.

Carcagno, P. L. (2014). Aspectos Técnicos, estratégicos y económicos del transporte y la distribución del gas. Buenos Aires: Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.

Descalzi, G. (2008). Planta GLP-Camuzzi Gas.

Di Pelino, A. E. (2003). Gas licuado de petróleo (Doctoral dissertation, Universidad de Buenos Aires. Facultad de Ciencias Económicas.).

Dumrauf Guillermo, L. (2013). Finanzas Corporativas un enfoque Latinoamericano.

Grinblatt, M., Titman, S., & Fernández, P. L. (2003). Mercados financieros y estrategia empresarial.

Kaindl, M. (2011). Aspectos técnicos, económicos y estratégicos de la exploración y producción de hidrocarburos. Buenos Aires: Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.

Porter, M. E. (1900). Ventaja competitiva: creación y sostenimiento de un desempeño superior. Grupo editorial Patria.

Sapag Chain, N., Sapag Chain, R., & Sapag, J. M. (2008). Preparación y evaluación de proyectos. Mc Graw Hill educación.

Varisco, M. S. (2022). Valuación: Transportadora de Gas del Sur SA.

Documentación e informes:

Escenarios Energéticos 2030 – Sub-Secretaría de Planeamiento Energético (2019). Recuperado de: http://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/planeamiento/2019-11-14_SsPE-SGE_Documento_Escenarios_Energeticos_2030_ed2019_pub.pdf

Escenarios Energéticos 2040 – Coincidencias y divergencias sobre el futuro de la energía en Argentina. Recuperado de: https://www.researchgate.net/publication/346952916_Escenarios_Energeticos_2040

Guía para la elaboración de matrices de riesgo – Informe N° 4 - Coordinación general de Gabriela Verónica Russo - 1° edición – Ciudad Autónoma de Buenos Aires - Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires - 2023.

Informe Agencia de Información Energética (2022). Recuperado de: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022>

Informe Anual 2022 – La producción de hidrocarburos en Argentina – Instituto Argentino de la Energía “General Mosconi”. Recuperado de: <https://www.iae.org.ar/2023/03/02/informe-anual-de-hidrocarburos-ano-2022/>

Informe anual 2020 – ENARGAS. Recuperado de: <https://www.enargas.gob.ar/secciones/publicaciones/informes-anales-de-balance-y-gestion/pdf/anales/2020/informe-anual-2020.pdf>

Informe estadístico anual 2021 – Dirección de información energética – Subsecretaría de Planeamiento Energético – Secretaría de Energía. Recuperado de: <http://datos.minem.gob.ar/dataset/informe-estadistico>

Panorama gasífero diciembre 2022 – Coyuntura del sector – ENARGAS. Recuperado de: https://www.enargas.gob.ar/secciones/publicaciones/divulgacion-tecnica/pdf//informe_1474.pdf

Plan energético Argentina 2017 – Secretaría de Planeamiento Energético. Recuperado de: http://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/planeamiento/argentina-energy-plan_.pdf

Melinsky, E. (2010). Gestión Integral del Riesgo Empresarial, Supervisión basada en Riesgos y Solvencia II". Recuperado de: <http://atuarios.tempsite.ws/IBA/AcessoRestrito/Arquivos/Arq634183396644561059.pdf>

Nahirñak, P. (2016). Informes de Cadenas de Valor: Hidrocarburos. Subsecretaría de Planificación Económica de Argentina.

TGS. Estados financieros y sus respectivas memorias. Recuperados de: <https://www.tgs.com.ar/inversores/informacion-financiera>

Fuentes de información:

Asociación Iberoamericana de GLP. Recuperado de: <https://aiglp.org/>

Balances energéticos. Secretaría de Energía de la Nación. Recuperado de: <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/hidrocarburos/balances-energeticos>.

British Petroleum (BP). Statistical Review of World Energy. Recuperado de: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>

Cámara de Empresas Argentinas de Gas Licuado (CEGLA). Recuperado de: <https://cegla.org/>

Convenio Colectivo de Trabajo del Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social. Recuperado de: <https://convenios.trabajo.gob.ar/ConsultaWeb/consultaBasica.asp>

Damodaran, A. Relación de endeudamiento y tasa impositiva de la industria. Recuperado de: <https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

Datasets - Datos públicos generados, almacenados y publicados por Secretarías y Subsecretarías dependientes de la Secretaría de Gobierno de Energía. Recuperado de: <http://datos.energia.gob.ar/dataset>

Decreto N° 470/2015 del PEN. Régimen regulatorio de la industria y comercialización de gas licuado de petróleo. Programa Hogares con Garrafas (HOGAR). Recuperado de: <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/245000-249999/245444/norma.htm>

Decreto N° 488/2020 del PEN. Hidrocarburos. Petróleo Crudo en el Mercado Local. Establécese Precio para Facturación de Entregas. Recuperado de: <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/335000-339999/337678/norma.htm>

Decreto N° 730/2022 del PEN. Plan de promoción de la producción del gas natural argentino – Esquema de oferta y demanda 2020-2024. Recuperado de: <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/275008/20221104>

Decreto N° 892/2020 del PEN. Plan de promoción de la producción del gas natural argentino – Esquema de oferta y demanda 2020-2024. Recuperado de: <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/340000-344999/344229/norma.htm>

Decreto N° 1073/2005 de la Secretaría de Energía de la Nación. Régimen regulatorio de la industria y comercialización de gas licuado de petróleo. Recuperado de: <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-1073-2005-110145>.

Decreto N° 1738/1992 del PEN. Reglamentación de la Ley de Gas Natural. <https://www.enargas.gob.ar/secciones/normativa/marco-regulatorio.php>

Decreto N° 2255/1992 del PEN. Reglamentación conforme la Ley N° 24.076 y Decreto N° 1738/92 del PEN. Anexo A - Sub Anexo I “Reglas Básicas” y Sub Anexo II “Reglamento de Servicio. Recuperado de: <https://www.enargas.gob.ar/secciones/normativa/marco-regulatorio.php>

Decreto N° 2458/1992 del PEN. Otorgamiento a TGS licencia para la prestación del servicio público de transporte de gas. Recuperado de: <http://mepriv.mecon.gov.ar/Normas/2458-92.htm>

Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS). Sitio oficial. Recuperado de: <https://www.enargas.gob.ar/home.php>

Encuesta Permanente de Hogares – INDEC. Recuperado de: https://www.indec.gob.ar/uploads/informesdeprensa/eph_indicadores_hogares_11_2246A152F3B1.pdf

Fondo Monetario Internacional (FMI). Sitio oficial. Base de datos: proyección del PBI e Inflación en Argentina y Estados Unidos. Recuperado de: <https://www.imf.org/en/Publications/WEO/weo-database/2023/April>

Gasoducto Presidente Néstor Kirchner. Página oficial. Recuperado de: <https://gpnk.energia-argentina.com.ar/>

Informe de FUNDAR. Exportar GNL: un marco regulatorio para el futuro. Recuperado de: <https://fund.ar/publicacion/exportar-gnl-un-marco-regulatorio/>

Instituto Argentino del petróleo y gas (IAPG). Sitio oficial. Recuperado de: https://www.iapg.org.ar/web_iapg/

Investing. Series de precios históricas. Recuperado de: <https://es.investing.com/>

IRAM-ISO, “IRAM 17550:2005 Sistema de Gestión de riesgos – Directivas generales”, IRAM, Buenos Aires, Primera Edición, 2005.

IRAM-ISO, “IRAM 17551:2009 Sistema de Gestión de riesgos – Requisitos”, IRAM, Buenos Aires, Primera Edición, 2009.

Ley Impositiva del Neuquén N° 3311/2022. Recuperado de: <https://dprneuquen.gob.ar/ley-impositiva-3311-2021/>

Ley N° 17.319/1967 Ley de Hidrocarburos. Recuperado de: <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/15000-19999/16078/norma.htm>

Ley N° 24.076/1992 Ley de Gas Natural. Recuperado de: <https://www.enargas.gob.ar/secciones/normativa/marco-regulatorio.php>

Ley N° 26.020/2005. Régimen regulatorio de la industria y comercialización de gas licuado de petróleo. Recuperado de: <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/105000-109999/105181/texact.htm>

Ley N° 26.197/2006 Ley de Hidrocarburos – Sustitución artículo 1° de la Ley N° 17.319. Recuperado de: <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=123780>

Ministerio de Economía de la Nación. Secretaría de Energía. Hidrocarburos. GLP. Recuperado de: <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/hidrocarburos/gas-licuado-de-petroleo>

Precio paridad de exportación. Secretaría de Energía de la Nación. Recuperado de: <https://datos.gob.ar/dataset/energia-glp---paridad-exportación-referencia>

Rava Bursatil. Series de precios de: JP Morgan EMBI+ - Argentina, CCL. Recuperado de: <http://rava.com/perfil/RIESGO%20PAIS>

Resolución N° 36/2015. Secretaría de Energía de la Nación. Metodología para el cálculo de la paridad de exportación del gas licuado de petróleo. Recuperado de: <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-36-2015-245159/texto>

Resolución N° E65/2017. Secretaría de Energía de la Nación. Tasas – Normas para determinación del monto y plazos de percepción. Recuperado de: <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/275000-279999/275265/norma.htm>

Resolución N° 67/2022. Secretaría de Energía. Ministerio de Economía. Interés público nacional la construcción del “Gasoducto presidente Néstor Kirchner”. Recuperado de: <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-67-2022-360655/texto>

Resolución N° 249/2021. Secretaría de Energía. Ministerio de Economía. Gas Licuado de Petróleo. Precios de referencia. Recuperado de: <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/345000-349999/348502/norma.htm>

Sistema de índices de precios mayoristas (SIPM). INDEC. Recuperado de: <https://www.indec.gob.ar/indec/web/Nivel4-Tema-3-5-32>

Software de simulación de Montecarlo. Recuperado de: https://www.simularsoft.com.ar/Simular1e_archivos/form1e.htm

Vaca Muerta. Secretaría de Energía de la Nación. Recuperado de: <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/vaca-muerta/mapas>

Visor de Información Geográfica. Secretaría de Energía de la Nación. Recuperado de: <https://sig.energia.gob.ar/visor/visorsig.php>

World LPG Association (WLPGA). Recuperado de: <https://www.wlpga.org/>

Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF). Recuperado de: <https://www.ypf.com/>

14. Apéndices

14.1. Características GLP

Aunque por cuestiones de seguridad al producto se le agrega un odorizante, el GLP se caracteriza por ser incoloro e inoloro.

Las características del GLP: **1) Estado:** *Líquido a presión atmosférica:* la temperatura del propano debe estar a 42,2°C bajo cero y la de Butano a 0,5°C bajo cero. *Líquido a temperatura ambiente:* la presión del Propano debe ser de más de 8 atmósferas y la del Butano debe ser de más de 2 atmósferas. *Gaseoso:* Al liberarse en la atmósfera pasa rápidamente al estado gaseoso. 1 litro de líquido se transforma en 273 litros de vapor para el Propano y en 238 litros para el Butano. **2) 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 contenga 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. **3) 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, 2002, p. 18).

14.2. Conociendo la cadena de valor: gas natural

A los efectos de tener una mejor comprensión del mercado del gas natural es necesario determinar las etapas de la cadena de valor ya que cada una tiene sus propias particularidades y participan distintos agentes de mercado.

La estructura productiva de la cadena se encuentra altamente concentrada en empresas integradas verticalmente a través de distintos eslabones. Esto se debe a la característica de capital intensivo, necesaria en particular en las etapas extractivas y de procesamiento. Asimismo, debemos mencionar que toda la cadena de hidrocarburos funciona en forma continua y automatizada operando las 24 horas del día y los 365 días del año en forma coordinada (Carcagno, 2014).

Tal como lo define Carcagno (2014) la cadena de valor del gas natural se desarrolla en cuatro etapas bien diferenciadas compuestas por diversas actividades:

1. Primera etapa: denominada “extracción en boca de pozo”. En la misma se requiere previa exploración y perforación. Esta primera etapa, que posibilita la extracción es considerada como monoproducto, ya que es compartida entre el petróleo y gas dadas las características geológicas en que se encuentran las reservas en nuestro país. La extracción puede darse a partir de la surgencia natural o a través de diferentes métodos de bombeo artificial por medio de las conocidas “cigüeñas” (extracción secundaria). También, dependiendo de cómo se encuentra el hidrocarburo almacenado, se debe distinguir dos tipos de extracción: convencional o no convencional.

Una vez obtenidos los hidrocarburos, parte se comercializa al exterior, transportados por barco o ducto y el resto se procesa o acondiciona para obtener distintos tipos de subproductos (entre ellos GLP).

Aquí se incluyen diversas compañías a las que se les otorga un área de concesión exclusiva compitiendo para vender su producto. En Argentina, operan principalmente: YPF, Total Austral, Tecpetrol, Pan American Energy (PAE), Pampa Energía, Vista Oil, Pluspetrol, Shell, Chevron, Compañía General de Combustibles (CGC), entre otras.

2. Segunda etapa: denominada de Procesamiento y/o acondicionamiento. Una vez captado el gas debe ser llevado a las plantas de acondicionamiento y tratamiento a los efectos de extraer ciertos componentes que obstaculizan el transporte, como ser, agua, dióxido de carbono, azufre, polvo). A su vez también se pueden extraer hidrocarburos livianos (etano), propano y butano y los gases más pesados (como pentano y hexano). Cabe mencionar que este proceso puede ser realizado en el mismo lugar de la extracción en boca de pozo antes de que entre al sistema de transporte, como ocurre en el norte de nuestro país o en Neuquén, o en una etapa intermedia de transporte, como ocurre en Bahía Blanca (Complejo Cerri).

El gas acondicionado se inyecta en gasoductos troncales y, previo paso por plantas compresoras se remite a las distribuidoras de red para sus distintos consumos (residencial, comercial, industrial, uso petroquímico, generación eléctrica y transporte o GNC). El GLP separado es comercializado para uso residencial, comercial (butano y propano) o petroquímico (etano).

Importancia del procesamiento:

El gas natural obtenido en boca de pozo posee impurezas y contaminantes que deben ser eliminados, he aquí la importancia de la planta procesadora de gas. Solo por nombrar algunas, las impurezas presentes en el gas natural son: agua, dióxido de carbono, nitrógeno, hidrógeno, azufre, partículas sólidas y líquidas, y otras.

El agua es el elemento que más perjudica el transporte de gas ya que favorece a la formación de hidratos de gas que pueden obstruir las cañerías y generar acciones corrosivas. En la formación de hidratos de gas también interviene la temperatura y la presión del gas. La forma más efectiva de prevenir la formación de hidratos es mediante la extracción de vapor de agua existente en el gas natural, dicho proceso es conocido como deshidratación. (existen otros métodos como el calentamiento del gas o inhibición).

En particular, la producción de GLP a partir de su extracción de gas natural obedece a dos motivos fundamentales: el transporte de gas natural por gasoducto requiere que el mismo sea separado de los líquidos que contiene y el incentivo económico a efectuar la separación, puesto que los líquidos poseen un mayor valor de mercado que el gas natural

3. Tercera etapa: es la de transporte de gas por cañerías de grandes diámetros y a altas presiones. A los efectos de que el gas transportado no pierda presión en el recorrido, cada 200 km, se intercalan plantas compresoras para compensar dicha pérdida y dar continuidad a su movilidad. Dicha etapa finaliza cuando el gas llega al punto de transferencia en donde se reduce su presión para ponerlo en condiciones de ser ingresado al sistema de distribución.

Actualmente las transportistas operadoras de los gasoductos troncales son las empresas **TGS** y **TGN**.

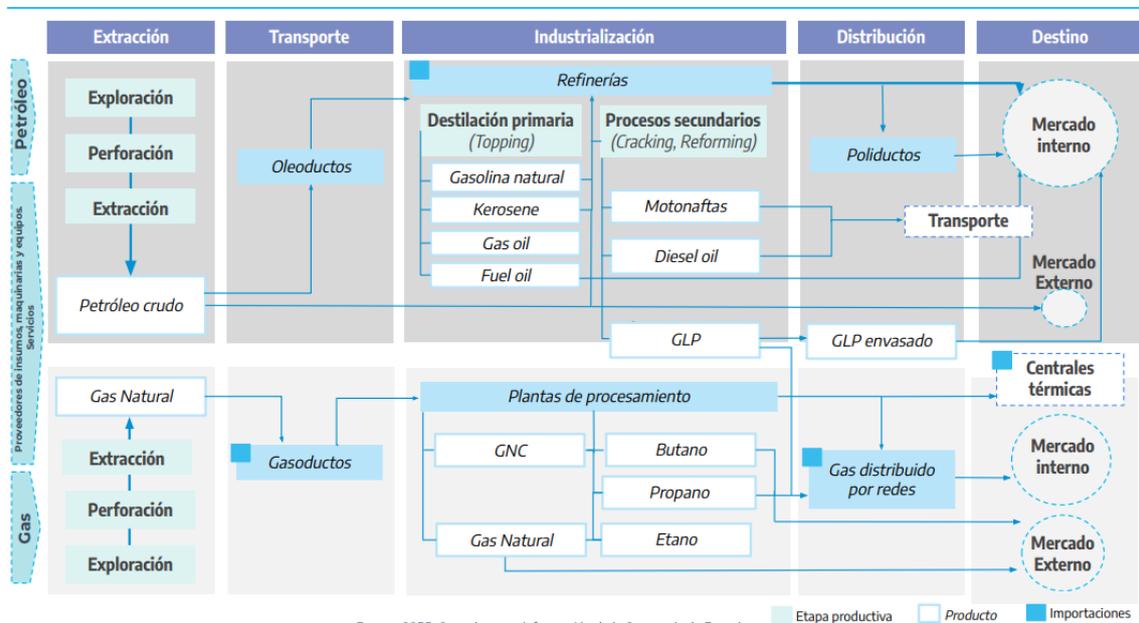
4. Cuarta etapa: denominada de distribución. Cabe aclarar que el gas natural por esencia es inoloro y por razones de seguridad (permitir su detección) se le confiere un olor especial, proceso que se da en la presente etapa y al que se denomina odorización. Aquí el gas se distribuye para consumo residencial por lo que la presión debe reducirse, tareas realizadas por las plantas reguladoras. Cabe aclarar que existen otros consumos de gran envergadura, conocidos como grandes usuarios, que no necesitan del proceso de una planta reguladora y directamente se empalman a las cañerías de transporte.

En cuanto a las distribuidoras actualmente existen nueve áreas geográficas operadas por empresas de distribución conforme a las licencias otorgadas a cada una. Las nueve empresas son: Gasnor SA, Gasnea SA, Distribuidora de Gas del Centro SA, Litoral Gas SA, Distribuidora de Gas Cuyana SA, Metrogas SA, Naturgy Argentina SA, Camuzzi Gas Pampeana SA y Camuzzi Gas del Sur SA.

En la presente etapa también incluimos a la comercialización y venta de los subproductos obtenidos, como ser el GLP y gasolina natural.

Bajo este esquema podemos identificar a **TGS** como actor principal y líder del segmento transporte a través de la utilización del sistema de gasoductos del sur y en el segmento de procesamiento siendo uno de los procesadores líderes de gas natural y uno de los más importantes comercializadores de Líquidos, operando el Complejo Cerri y las instalaciones de despacho y logística en la localidad de Puerto Galván (ambos ubicados en cercanías de Bahía Blanca, Provincia de Buenos Aires).

Ilustración 5 -Cadena de valor de hidrocarburos en Argentina.

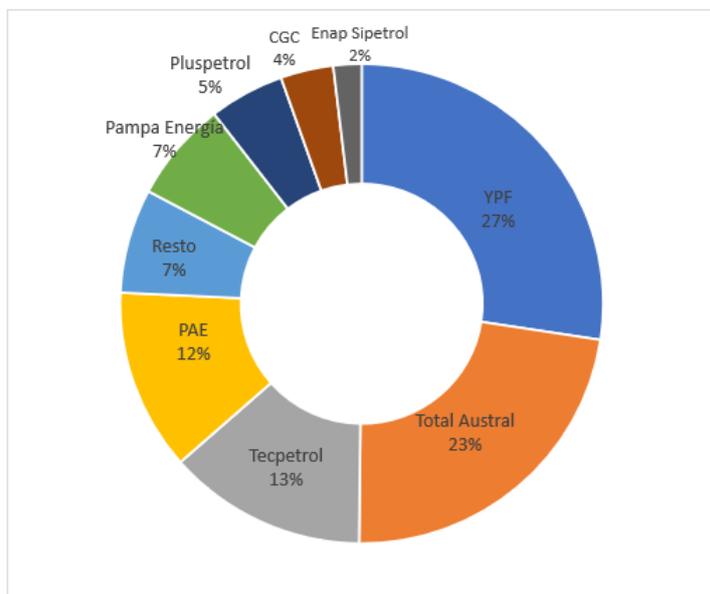


Fuente: Ilustración obtenida de Informes de Cadenas de Valor: Hidrocarburos. Subsecretaría de Planificación Económica de Argentina.

14.3. Productores de gas natural en Argentina. Período: 2022.

Con respecto a los productores de gas natural, si bien en Argentina existe una gran cantidad de operadores la producción se encuentra altamente concentrada. En el año 2022 el 76% de la producción se concentró en cuatro productores: YPF, Total Austral, Tecpetrol y Pan American Energy.

Gráfico 41 - Concentración de producción de gas natural discriminada por operadores. Argentina. Año 2022.



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de ENARGAS.

14.4. Métodos de obtención de GLP

El GLP cuenta con carácter de subproducto surgiendo a partir de la destilación del petróleo y del gas natural.

- a) Del gas natural: extraídos a partir de procesos consistentes en la reducción de la temperatura del gas hasta que el propano y butano se condensan. Se utilizan procesos de refrigeración o turboexpansores para lograr temperaturas menores de 40°C, necesarias para recuperar estos elementos. Posteriormente, son sometidos a un proceso de purificación usando destiladores para producir propano y butano líquido.
- b) Del petróleo crudo: se inicia cuando el petróleo crudo procedente de los pozos petroleros llega a una refinanciación primaria. Allí mediante la destilación atmosférica (también conocida como topping³⁴), se obtienen distintos destilados entre los cuales surgen naftas o gasolinas, kerosene, gasoil y gasóleos de vacío. Los gasóleos de vacío son la materia prima para la producción de gasolinas en los procesos por cracking térmico y catalítico.

Mientras la destilación logra solamente la separación de los diversos hidrocarburos contenidos en el petróleo crudo, el craqueo cambia su forma química, es decir, produce un cambio molecular por medio de temperatura y presión (Kaindl, 2009). Este proceso se inicia cuando estos se llevan a una planta de destilación fraccionada catalítica (FCC, por sus siglas en inglés Fluid Catalytic Cracking) y, mediante un reactor primario a base de un catalizador de alta temperatura y presiones altas, se obtiene el GLP, gasolinas y otros productos más pesados.

³⁴ Topping: este proceso de destilación a presión atmosférica obtiene cortes de hidrocarburos para ser refinados en otras unidades.

14.4.1. Método de extracción: Gas natural

Tal como lo define Carcagno (2014), existen cuatro procesos diferentes de recuperación de gas licuado.

1. Adsorción con tamices moleculares: Consiste en un lecho de material sólido de estructura porosa, en donde por acción de fuerzas intermoleculares, se retienen selectivamente sobre su superficie hidrocarburos. Los hidrocarburos de menor peso molecular son retenidos en primer lugar, pero luego, y a medida que pasa el tiempo serán desplazados por los de mayor peso molecular.

2. Refrigeración mecánica: Utiliza el método de enfriamiento a través de refrigerantes. Al enfriarse el gas natural se reduce la cantidad de vapor de hidrocarburos en equilibrio, comenzando a separarse en estado líquido por condensación, dicho proceso continúa mientras exista una disminución de temperatura. Los productos más pesados, tales como hexanos, serán los primeros en separarse, cuanto más disminuya la temperatura del gas, seguirán los butanos y propanos. Es por ello por lo que, a menor grado de enfriamiento, mejor será el nivel de recuperación.

3. Absorción refrigerada: Utiliza el mismo método de enfriamiento del proceso anterior, pero incluyendo solventes orgánicos. Al enfriarse el gas natural se lo hace circular en una torre a contracorriente de un líquido absorbente (aeronafta o kerosene), el cual irá reteniendo hidrocarburos.

4. Turboexpansión: Utiliza un proceso de expansión, conocido como expansión Joule-Thompson (isoentrópica), con el agregado de una turbina de flujo radial. Es un proceso, en el cual las moléculas quedan más separadas, lo cual conlleva a consumir trabajo para vencer las fuerzas intermoleculares que tienden a juntarlas. Dicho trabajo se realiza utilizando la propia energía cinética del gas, lo cual hace disminuir su energía interna y por ende su temperatura. Lo más notable de este proceso es que se le suma el trabajo de impulsar la turbina a medida que el gas va expandiéndose, obteniéndose en consecuencia mayor grado de enfriamiento, ya que se absorbe el calor equivalente al trabajo mecánico realizado.

A los efectos comparativos, en la siguiente tabla se podrá apreciar la recuperación de hidrocarburos por tipo de proceso.

Tabla 36 - Comparación de recuperación de hidrocarburos por tipo de procesos.

TIPO DE PROCESO	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%
TURBOEXPANSION (-90° C)	85%	88%	100%	100%

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de Carcagno, P. L. (2014). Aspectos Técnicos, estratégicos y económicos del transporte y la distribución del gas. Buenos Aires: Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.

Estabilización de los condensados y la gasolina natural:

Una vez realizada la separación primaria y concluida la operación de refrigeración, con el fin de eliminar los componentes livianos arrastrados (etano), se procede a la destilación de los condensados líquidos para obtener la gasolina natural.

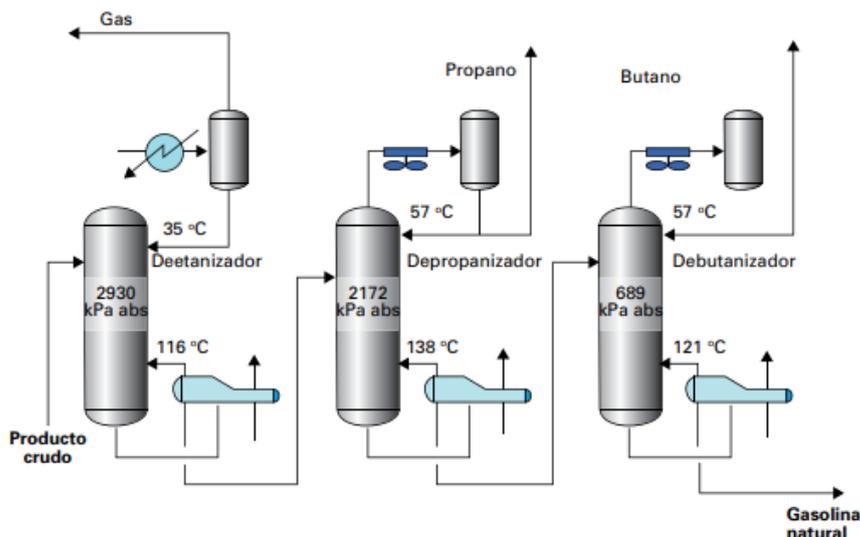
Fraccionamiento:

Para todos los procesos, una vez recuperados los líquidos de gas natural se debe proceder a separarlos en productos comercializables. Este proceso de separación es conocido como fraccionamiento.

El fraccionamiento de los distintos componentes se realiza en torres cilíndricas verticales, altas y de gran diámetro. Dentro de cada torre existen una serie de platos equidistantes entre el tope y el fondo, de tal manera que los líquidos vayan cayendo, de uno a otro plato, hasta llegar al fondo, y los vapores irán subiendo hasta llegar al tope. La clave de la separación estará en la temperatura, desde el tope hasta el fondo, la temperatura de cada plato es cada vez más alta. Esto hará que los hidrocarburos más pesados se dirijan hacia el fondo (necesitan más temperatura para evaporarse) y los más livianos hacia el tope (Carcagno, 2014, p. 65)

Como se visualiza en la ilustración N° 6 las diferentes torres fraccionadoras se las denomina según el producto que extraerán al tope. El Desetanizador obtendrá etano, el despropanizador propano, el desbutanizador butano y, por último, obteniendo por el fondo el componente más pesado (gasolina natural).

Ilustración 6 - Etapas de fraccionamiento de hidrocarburos.



Fuente: Ilustración obtenida de Carcagno, P. L. (2014). Aspectos Técnicos, estratégicos y económicos del transporte y la distribución del gas. Buenos Aires: Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.

14.5. Sistema de gestión de riesgos. Mapa de riesgos.

Actualmente, el riesgo es un componente central de la gestión de la organización. Tal lo establece la norma IRAM 17551:2009 que una organización adopte un sistema de gestión de riesgo (SGR) debería ser una decisión estratégica.

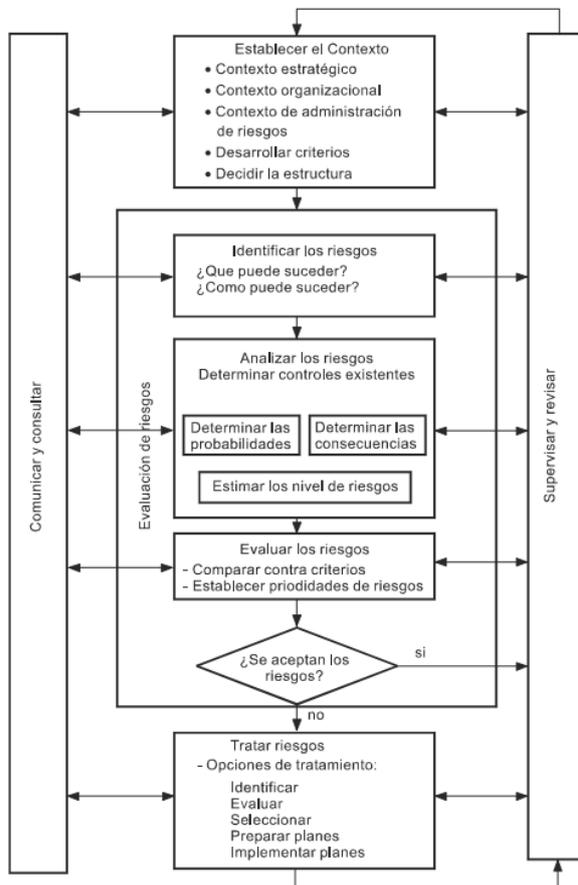
“Gestionar riesgos implica establecer una infraestructura y cultura apropiada y aplicar un método lógico y sistemático para establecer el contexto: identificar, analizar, evaluar, tratar, supervisar y comunicar riesgos asociados con cualquier actividad, función o

proceso de forma tal que permita a las organizaciones minimizar pérdidas, daños y perjuicios y maximizar beneficios” (IRAM 17551:2009, p. 7).

Aunque existen diversas interpretaciones del concepto de riesgo, dicha norma lo interpreta como la exposición a las consecuencias de la incertidumbre, o cambios potenciales respecto de lo que está planeado o se espera. Mientras el riesgo de un proyecto es interpretado como la variabilidad que presentan los componentes del flujo de caja de efectivo ante los estimados en el escenario base. Por otro lado, la incertidumbre es una situación en la que los posibles resultados no son conocidos, y por lo tanto sus probabilidades de ocurrencia no pueden ser cuantificables.

La norma IRAM 17551:2009, establece los parámetros y pautas para la gestión de riesgo en una organización con independencia de su tamaño y sector. Bajo la siguiente representación gráfica se puede apreciar el proceso de gestión de riesgos:

Ilustración 7 - Proceso de gestión de riesgos



Fuente: Ilustración obtenida de la norma IRAM 17551:2009.

Clasificación del riesgo:

Desde el *enfoque de tipología* los principales riesgos que se conocen en una organización son el estratégico, financiero, operacional, regulatorio/legal y reputacional.

Partiendo de la premisa de que no todos los riesgos tienen el mismo impacto económico ni la misma probabilidad de ocurrencia, debemos clasificar los mismos a través de la matriz de riesgo la cual relaciona la probabilidad de ocurrencia y su impacto (*enfoque de impacto*).

A los efectos de resumir de manera eficaz los resultados de la evaluación de riesgos, mejorando la comunicación, es utilizado el mapa de calor de riesgo. El mismo muestra los riesgos identificados por la empresa, ubicados de acuerdo con su probabilidad e impacto potencial, sobre fondos de colores representados por verde, amarillo y rojo; indicando bajo riesgo, riesgo medio y riesgo alto, respectivamente. A su vez, para definir el nivel que le corresponde a cada riesgo es necesario asignar valores.

La combinación de las evaluaciones de impacto potencial y probabilidad para cada evento de riesgo dan como resultado el riesgo inherente, los cuales también están clasificados por diversos niveles conforme a parámetros numéricos.

Cabe aclarar que el riesgo inherente representa el nivel de riesgo de cada evento sin tener en cuenta las medidas de mitigación. Finalmente, cuando se combinan dichos riesgos con los riesgos de control estos arrojan diversos resultados los cuales también son definidos bajo los segmentos bajo, medio y alto; surgiendo el riesgo residual.

Para el presente trabajo se definieron los siguientes criterios para asignar valor a los riesgos y definir su nivel:

Tabla 37 - Criterios definidos para clasificación de riesgos

PROBABILIDAD	Puntaje	Descripción	IMPACTO	Puntaje	Descripción
Muy improbable	1	Probabilidad muy baja (1% a 25%)	Insignificante	1	Poco impacto en el presupuesto y/o imagen
Improbable	2	Probabilidad baja (entre 25% a 50%)	Menor	2	Impacto menor en el presupuesto y/o imagen
Moderada	3	Probabilidad media (entre 51% a 74%)	Moderado	4	Impacto moderado en el presupuesto y/o imagen
Probable	4	Probabilidad alta (entre 75% a 89%)	Mayor	8	Impacto negativo en el presupuesto y/o imagen
Casi certeza	5	Probabilidad muy alta (entre 90% a 100%)	Catastrófico	16	Consecuencias desastrosas en el presupuesto y/o imagen

RIESGO INHERENTE	Puntaje	Tonalidad	RIESGO RESIDUAL	Tonalidad
Aceptable	1 a 4		Bajo	
Tolerable	5 a 12		Medio	
Alto	16 a 24		Alto	
Extremo	32 a 80			

Fuente: Elaboración propia por información obtenida de Guía para la elaboración de matrices de riesgo - Informe N° 4 - Consejo Profesional de Cs. Económicas de CABA.

14.6. Análisis de sensibilidad: Simulación de Montecarlo

Una forma de mitigar las incertidumbres a la hora de tomar decisiones es modelizar ciertas variables no controlables del proyecto de inversión generando con ello infinitos escenarios posibles.

El modelo de Montecarlo, es un modelo que nos permite generar una cantidad de números aleatorios, transformar los mismos en valores de variables y calcular el VAN con la cantidad de números definidos anteriormente. Con el resultado del mismo podemos responder a preguntas como: ¿Seguiremos bajo presupuesto si creamos esta planta?, ¿Cuáles son las posibilidades de que este proyecto finalice a tiempo? ¿Cuál es la probabilidad de que alcancemos este nivel de rentabilidad?

“El modelo de Montecarlo, es una técnica de simulación de situaciones inciertas que permite definir valores esperados para variables no controlables, mediante la selección aleatoria de valores, donde la probabilidad de elegir entre todos los resultados posibles está en estricta relación con sus respectivas distribuciones de probabilidades” (Sapag. et al., 2008, p. 305).

14.7. Unidades de conversión

Nota 1: el signo \$ aplica tanto a pesos, como a dólares o euros, siempre que sea considerada la misma moneda para la conversión el resultado final será equivalente.

Nota 2: el @ 9300 kcal significa que nos referimos a un gas natural con un poder calorífico superior de 9300 kcal/m³ y el @ 1030 BTU corresponde a un gas natural con un poder calorífico superior de 1030 BTU/ft³.

Nota 3: 9300 kcal/m³ a 15 °C equivale a 1045 BTU/ft³ a 15 °C.

Tablas de conversión energética

Precio Gas	1 \$/km ³ @9300kcal	1 \$/kcal 15	1 \$/kcal IT	1 \$/Mft ³ @1030BTU	1 \$/MMBTU
1 \$/km ³ @9300kcal	1,00	0,10753	0,10756	0,02792	0,02710
1 \$/kcal 15	9,30000	1,00	1,00031	0,25964	0,25207
1 \$/kcal IT	9,29712	0,99969	1,00	0,25956	0,25200
1 \$/Mft ³ @1030BTU	35,8193	3,85154	3,85273	1,00	0,97087
1 \$/MMBTU	36,8939	3,96709	3,96832	1,030	1,00

Volumen	metro cúbico [m ³]	pie cúbico [ft ³]	litro [L]	galón [gal]
metro cúbico [m ³]	1,00	35,3147	1.000,0	264,172
pie cúbico [ft ³]	2,83168E-02	1,00	28,3168	7,48052
litro [L]	0,0010	3,53147E-02	1,00	0,26417
galón [gal]	3,78541E-03	0,13368	3,78541	1,00

Densidad	kg/m ³	g/cm ³	lb/in ³	lb/ft ³	lb/gal
kg/m ³	1,00	0,001	3,61273E-05	6,24280E-02	8,34543E-03
g/cm ³	1.000,0	1,00	3,61273E-02	62,4280	8,34543
lb/in ³	27.679,9	27,6799	1,00	1,728,0	231,0
lb/ft ³	16,0185	1,60185E-02	5,78704E-04	1,00	0,13368
lb/gal	119,826	0,11983	4,32900E-03	7,48052	1,00

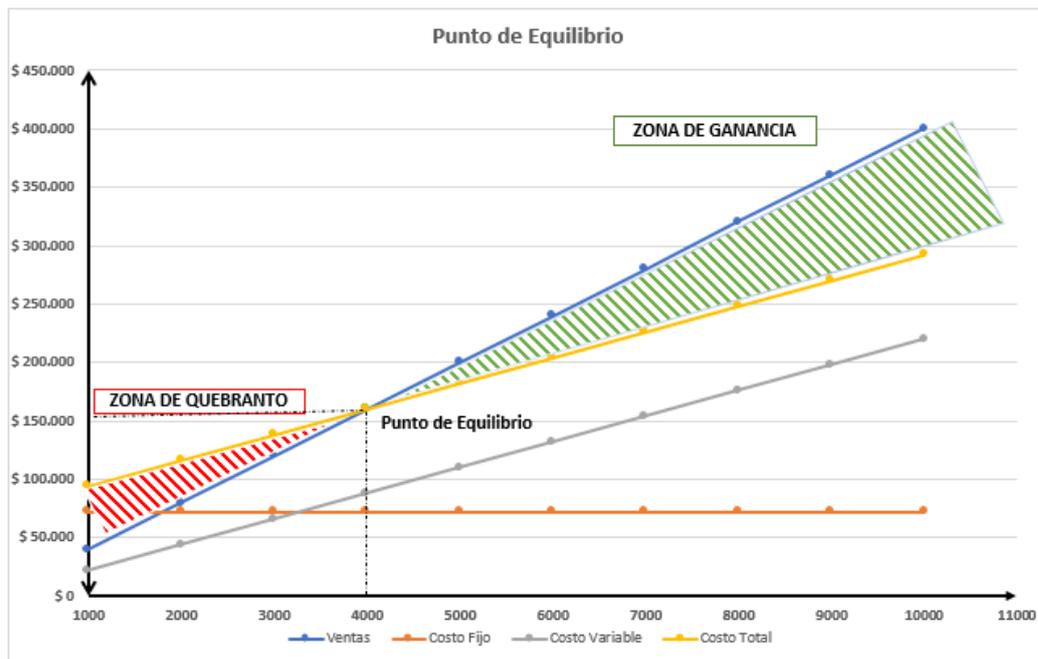
Fuente: Ilustración obtenida de Carcagno, P. L. (2014). Aspectos Técnicos, estratégicos y económicos del transporte y la distribución del gas. Buenos Aires: Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.

14.8. Punto de equilibrio

“El punto de equilibrio no es más que el volumen de operaciones que cubre exactamente la suma de los costos variables y de estructura correspondientes a un cierto período de tiempo. En ese punto la empresa no alcanza ninguna utilidad, pero tampoco experimenta quebrantos” (Bottaro. et al., 2004, p. 37).

Entonces podríamos decir que el punto de equilibrio existe cuando para un nivel de actividad dado los costos totales, sumatoria de fijos y variables, se igualan a los ingresos. Para un nivel de actividad superior al punto de equilibrio se estarían obteniendo utilidades, en cambio para uno inferior se estará soportando quebrantos. Gráficamente se representa de la siguiente manera:

Gráfico 42 - Punto de Equilibrio: Representación gráfica



Fuente: Elaboración propia

La expresión de punto de equilibrio en términos físicos utilizada para el presente trabajo es:

$$PE(Q^e) = \frac{CE}{(PV + cvu)} = \frac{CE + CV}{PV}$$

Donde:

CE: costo estructural o fijo

PV: precio de venta

cvu: costo variable unitario

Margen de seguridad: es un ratio que nos permite medir el porcentaje del volumen de ventas que pueden perderse sin que entremos en la zona de quebranto, es decir alcanzar y superar el punto de equilibrio. Mientras más alejado se encuentre el nivel de actividad del punto de equilibrio, mayor será el margen de seguridad.

En forma algebraica el margen de seguridad se compone de la siguiente manera:

$$MS = \frac{\text{Nivel de Actividad} - \text{Punto de equilibrio}}{\text{Nivel de Actividad}}$$

Índice ilustraciones

Ilustración 1 - Esquema con formas de comercialización de GLP.....	21
Ilustración 2 - Mapa de cuencas sedimentarias, productivas y no productivas en Argentina. ..	24
Ilustración 3 - Análisis FODA	50
Ilustración 4 - Resultado simulación VAN	70
Ilustración 5 -Cadena de valor de hidrocarburos en Argentina.	83
Ilustración 6 - Etapas de fraccionamiento de hidrocarburos.	86
Ilustración 7 - Proceso de gestión de riesgos.....	87

Índice gráficos

Gráfico 1 - Evolución de ventas por segmentos de TGS. Período: 2017-2022.....	6
Gráfico 2 - Evolución de las principales variables y ventas de TGS. Período: 2017-2022.....	7
Gráfico 3 - Evolución del EBITDA de TGS. Período: 2017-2022.....	8
Gráfico 4 - Evolución de los márgenes EBITDA - EBIT - Utilidad Neta de TGS. Período 2017-2022.	8
Gráfico 5 - Evolución de los márgenes de rentabilidad ROE - ROA de TGS. Período 2017-2022..	9
Gráfico 6 - Evolución venta y producción de líquidos por parte de TGS. Período: 2017-2022...	10
Gráfico 7 - Evolución de ingresos, EBITDA y EBIT de producción y com. de Líquidos. Período: 2017-2022.	11
Gráfico 8 - Evolución de ingresos por segmento de negocio de TGS. Período: 2017-2022.....	11
Gráfico 9 - Evolución margen EBITDA/Ventas por segmento de negocio de TGS. Período: 2017- 2022.....	12
Gráfico 10 - Evolución de los costos de producción y com. de Líquidos y su participación sobre las ventas. Período 2017-2022.....	13
Gráfico 11 - Evolución del costo de compra de gas natural en TGS y otras variables. Período: 2017-2022.	14
Gráfico 12 - Evolución de la tarifa de transporte de gas natural e IPM. Argentina. Período: 2017-2022.	15
Gráfico 13 - Cadena de distribución de GLP.....	19
Gráfico 14 - Consumo de GLP por sector: mundial y LATAM. Período: 2022.	20
Gráfico 15 - Evolución producción fuentes de energía en Argentina. Período: 2015-2022.	22
Gráfico 16 - Consumo mundial de gas natural. Período: 2021.	22
Gráfico 17 - Evolución de la producción de gas natural por tipo de cuenca productiva. Argentina. Período: 2010-2022.....	25
Gráfico 18 - Evolución de la producción de gas natural por tipo de recurso. Argentina. Período: 2010-2022.	25
Gráfico 19 - Evolución de la importación y producción de gas natural. Argentina. Período: 2015- 2022.....	26
Gráfico 20 - Evolución de la importación y exportación de gas natural. Argentina. Período: 2012-2022.	27
Gráfico 21 - Participación en porcentaje balance energético nacional. Período: año 2022.....	28
Gráfico 22 - Evolución producción de GLP por fuente. Período: 2011-2022.	28
Gráfico 23 - Evolución producción de GLP por tipo. Período: 2011-2022.	29
Gráfico 24 - Evolución de la producción anual de GLP. Argentina. Período: 2011-2022.....	30
Gráfico 25 - Porcentaje de participación de las empresas en el mercado de GLP. Argentina. Año 2022.....	31
Gráfico 26 - Porcentaje de participación de las empresas en el mercado de GLP. Argentina. Año 2022.....	31
Gráfico 27 - Consumo interno de GLP por sector. Año: 2022.....	32
Gráfico 28 - Evolución market share mercado destino GLP. Período: 2010-2022.....	32

Gráfico 29 - Mercado interno: Consumo de butano y propano por sector. Año: 2022.....	33
Gráfico 30 - Participación en consumo de butano y propano por sector. Año: 2022.	34
Gráfico 31 - Concentración de compras GLP por fraccionador. Año: 2022.	34
Gráfico 32 - Evolución precios GLP, Henry Hub y WTI. Período: 2010-2022.	37
Gráfico 33 - Evolución porcentual precios GLP, Henry Hub y WTI. Período: 2010-2022.....	37
Gráfico 34 - Evolución de los precios de paridad GLP en Argentina. Período: 2010-2022.	38
Gráfico 35 - Evolución mercado destino gasolina natural en Argentina. Período: 2010-2022...	39
Gráfico 36 - Evolución de los precios de gasolina natural. Período: 2010-2022.....	39
Gráfico 37 - Proyección del consumo de gas natural y GLP. Argentina. Período: 2023-2033.	46
Gráfico 38 - Proceso de producción GLP por Turboexpander.....	52
Gráfico 39 - Coeficiente de correlación simulación	71
Gráfico 40 - Análisis de sensibilidad caso base	72
Gráfico 41 - Concentración de producción de gas natural discriminada por operadores. Argentina. Año 2022.	84
Gráfico 42 - Punto de Equilibrio: Representación gráfica	90

Índice tablas

Tabla 1 - Evolución de ventas por segmentos de TGS. Período: 2017-2022.....	6
Tabla 2 - Evolución de los márgenes de rentabilidad de TGS. Período 2017-2022.	9
Tabla 3 - Comparativo de consumo de energía en América. Año 2021.....	23
Tabla 4 - Reservas, producción y horizonte de gas natural. Año 2021.	24
Tabla 5 - Producción de GLP por planta. Año: 2022.....	29
Tabla 6 - Esquema de cálculo del precio de paridad de exportación.....	36
Tabla 7 - Resoluciones precios máximos de referencia propano y butano.	40
Tabla 8 - Proyecciones de variables macroeconómicas y población en Argentina. Período 2023- 2033.....	45
Tabla 9 - Proyecciones precios Mont Belvieu, paridad de exportación, Henry Hub y WTI. Período 2023-2033.....	48
Tabla 10 - Proyecciones precio PIST. Período 2023-2033.	48
Tabla 11 - Determinación de la tasa de descuento en USD	49
Tabla 12 - Determinación beta desapalancado.....	50
Tabla 13 - Recuperación de hidrocarburos: TurboExpander	53
Tabla 14 - Cromatografía del gas natural.....	53
Tabla 15 - Conversión poder calorífico	54
Tabla 16 - Composición gas residual según recuperación	54
Tabla 17 - Productos obtenidos por cada 100 m3	55
Tabla 18 - Cálculo de productos obtenidos diarios.....	55
Tabla 19 - Programa de producción GLP.....	56
Tabla 20 - Cronograma de reemplazo de bienes de uso.....	57
Tabla 21 - Balance de obras físicas.....	58
Tabla 22 - Balance de personal	59
Tabla 23 - Estructura de flujo de caja.....	59
Tabla 24 - Resumen Ingresos	61
Tabla 25 - Resumen Egresos.....	63
Tabla 26 - Detalle punto de equilibrio.....	64
Tabla 27 - Resultado de evaluación de proyecto en escenario base	64
Tabla 28 - Identificación y clasificación de los riesgos del proyecto	65
Tabla 29 - Mapa de riesgo: relación probabilidad e impacto.....	66
Tabla 30 - Mapa de riesgo: relación riesgo de control y riesgo inherente.....	66
Tabla 31 - Mapa de riesgo consolidado	67
Tabla 32 - Parámetros distribución de probabilidad: volumen a procesar.....	68

Tabla 33 - Parámetros distribución de probabilidad: fee tratamiento	68
Tabla 34 - Parámetros distribución de probabilidad: tipo de cambio	69
Tabla 35 - Estadísticas de simulación de Montecarlo	69
Tabla 36 - Comparación de recuperación de hidrocarburos por tipo de procesos.	85
Tabla 37 - Criterios definidos para clasificación de riesgos.....	88

Anexos

Anexo I – Series históricas tasas y retornos

Tasa Treasury Yield 10 Years												
AÑO	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPT.	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
2012	1,80%	1,97%	2,21%	1,92%	1,56%	1,64%	1,47%	1,55%	1,63%	1,69%	1,62%	1,76%
2013	1,99%	1,88%	1,85%	1,67%	2,13%	2,49%	2,59%	2,79%	2,62%	2,55%	2,75%	3,03%
2014	2,64%	2,65%	2,72%	2,65%	2,48%	2,53%	2,56%	2,35%	2,50%	2,34%	2,17%	2,17%
2015	1,64%	2,00%	1,93%	2,04%	2,12%	2,35%	2,19%	2,21%	2,04%	2,15%	2,21%	2,27%
2016	1,92%	1,74%	1,77%	1,84%	1,85%	1,48%	1,45%	1,58%	1,60%	1,83%	2,39%	2,45%
2017	2,47%	2,40%	2,39%	2,29%	2,21%	2,30%	2,30%	2,12%	2,34%	2,38%	2,42%	2,41%
2018	2,71%	2,86%	2,74%	2,96%	2,86%	2,86%	2,96%	2,86%	3,07%	3,15%	2,99%	2,69%
2019	2,63%	2,72%	2,41%	2,50%	2,13%	2,01%	2,01%	1,50%	1,67%	1,69%	1,77%	1,92%
2020	1,51%	1,16%	0,67%	0,65%	0,66%	0,66%	0,53%	0,71%	0,69%	0,87%	0,84%	0,92%
2021	1,07%	1,41%	1,74%	1,63%	1,58%	1,47%	1,23%	1,31%	1,49%	1,56%	1,46%	1,51%
2022	1,78%	1,82%	2,35%	2,94%	2,85%	3,02%	2,66%	3,20%	3,83%	4,05%	3,61%	3,88%

Promedio: 2,10%
Fuente: Investing

Tasa JP Morgan EMBI+ Argentina												
AÑO	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPT.	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
2012	8,40%	8,43%	8,80%	9,62%	12,36%	10,88%	10,87%	10,51%	8,97%	11,40%	11,40%	9,91%
2013	11,02%	12,87%	13,07%	12,10%	11,67%	11,99%	11,12%	11,70%	10,35%	9,21%	7,76%	8,08%
2014	10,85%	9,07%	7,99%	7,86%	8,33%	7,24%	6,49%	8,08%	7,00%	7,03%	6,87%	7,19%
2015	7,42%	6,18%	6,29%	6,03%	6,01%	6,31%	6,15%	5,84%	5,91%	4,89%	4,87%	4,38%
2016	5,02%	4,65%	4,44%	5,44%	5,00%	4,95%	4,96%	4,55%	4,41%	4,52%	5,15%	4,55%
2017	4,69%	4,58%	4,42%	4,05%	4,07%	4,32%	4,48%	4,02%	3,77%	3,61%	3,57%	3,51%
2018	3,74%	4,04%	4,20%	4,30%	5,24%	6,10%	5,58%	7,71%	6,23%	6,52%	7,06%	8,14%
2019	6,74%	6,99%	7,72%	9,52%	9,85%	8,29%	7,84%	25,33%	21,30%	22,78%	22,73%	17,70%
2020	20,90%	22,63%	38,84%	34,99%	26,34%	24,94%	22,69%	21,50%	13,00%	14,82%	14,01%	13,72%
2021	14,48%	15,17%	15,88%	15,48%	15,09%	15,96%	15,95%	15,19%	16,12%	17,12%	18,98%	16,97%
2022	17,24%	18,32%	17,36%	18,01%	19,19%	23,74%	23,95%	23,89%	27,02%	26,25%	22,30%	22,13%

Promedio: 11,20%
Fuente: Rava Bursatil

Retornos S&P500												
AÑO	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPT.	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
2012	4,36%	4,06%	3,13%	-0,75%	-6,27%	3,96%	1,26%	1,98%	2,42%	-1,98%	0,28%	0,71%
2013	5,04%	1,11%	3,60%	1,81%	2,07%	-1,50%	4,94%	-3,13%	2,98%	4,45%	2,81%	2,36%
2014	-3,56%	4,31%	0,69%	0,62%	2,11%	1,90%	-1,50%	3,77%	-1,55%	2,32%	2,45%	-0,42%
2015	-3,10%	5,49%	-1,74%	0,85%	1,05%	-2,10%	1,97%	-6,26%	-2,65%	8,30%	0,50%	-1,75%
2016	-5,07%	-0,41%	6,60%	0,27%	1,53%	0,09%	3,56%	-0,12%	-0,12%	-1,95%	3,42%	1,82%
2017	1,79%	3,72%	-0,04%	0,91%	1,16%	0,48%	1,94%	0,05%	1,93%	2,22%	2,81%	0,98%
2018	5,62%	-3,90%	-2,69%	0,27%	2,16%	0,48%	3,60%	3,03%	0,43%	-6,94%	1,79%	-9,18%
2019	7,87%	2,97%	1,79%	3,93%	-6,58%	6,89%	1,31%	-1,81%	1,72%	2,05%	3,40%	2,86%
2020	-0,16%	-8,41%	-12,51%	12,68%	4,53%	1,84%	5,51%	7,01%	-3,92%	-2,77%	10,75%	3,71%
2021	-1,12%	2,61%	4,25%	5,24%	0,55%	2,22%	2,43%	2,91%	-4,73%	6,99%	-0,69%	4,18%
2022	-5,76%	-2,69%	3,79%	-8,93%	0,18%	-8,73%	8,67%	-4,39%	-8,68%	7,94%	5,34%	-5,89%

Promedio anual: 10,92%
Fuente: Investing

Retornos The Williams Companies, Inc. (NYSE:WMB)												
AÑO	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPT.	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
2012	0,00%	3,68%	3,11%	10,45%	-10,29%	-5,60%	10,31%	1,51%	8,37%	0,06%	-6,14%	-0,30%
2013	7,06%	-0,97%	7,92%	1,79%	-7,74%	-7,70%	5,24%	6,06%	0,33%	-1,79%	-1,37%	9,51%
2014	4,98%	2,00%	-1,74%	3,92%	11,36%	23,96%	-2,71%	4,96%	-6,88%	0,29%	-6,77%	-13,16%
2015	-2,40%	11,81%	3,16%	1,19%	-0,18%	12,31%	-8,56%	-8,16%	-23,55%	7,03%	-7,30%	-29,70%
2016	-24,90%	-17,15%	0,50%	20,66%	14,29%	-2,39%	10,82%	16,56%	9,99%	-4,98%	5,14%	1,43%
2017	-7,39%	-1,73%	4,41%	3,51%	-6,63%	5,87%	-4,95%	-6,45%	0,94%	-5,03%	4,96%	4,96%
2018	2,95%	-11,56%	-10,45%	3,50%	4,39%	0,93%	9,74%	-0,54%	-8,11%	-10,52%	4,07%	-12,91%
2019	22,13%	-0,89%	7,61%	-1,36%	-6,88%	6,29%	-12,13%	-4,22%	1,95%	-7,27%	1,84%	4,40%
2020	-12,77%	-7,93%	-25,72%	36,89%	5,47%	-6,90%	0,58%	8,52%	-5,35%	-2,34%	9,33%	-4,43%
2021	5,89%	7,58%	3,72%	2,83%	8,13%	0,80%	-5,65%	-1,44%	5,06%	8,29%	-4,63%	-2,80%
2022	14,98%	4,48%	6,81%	2,63%	8,08%	-15,79%	9,23%	-0,18%	-15,87%	14,32%	6,02%	-5,19%

Fuente: Investing

Retornos ONEOK, Inc. (NYSE:OKE)												
AÑO	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPT.	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
2012	0,00%	-0,63%	-1,19%	5,20%	-3,38%	1,95%	5,21%	0,03%	8,49%	-2,08%	-5,14%	-4,71%
2013	9,97%	-4,30%	5,94%	7,74%	-12,10%	-8,48%	28,17%	-2,87%	3,66%	5,96%	2,79%	7,08%
2014	10,14%	-1,37%	0,19%	6,70%	2,01%	5,57%	-5,36%	8,96%	-6,62%	-10,08%	-8,11%	-8,07%
2015	-11,57%	0,52%	8,99%	-0,29%	-12,85%	-5,82%	-4,28%	-4,71%	-10,58%	5,34%	-13,09%	-16,35%
2016	1,01%	-3,65%	24,42%	21,06%	19,64%	9,71%	-5,61%	4,69%	9,60%	-5,76%	13,42%	4,51%
2017	-4,01%	-1,92%	2,57%	-5,10%	-5,57%	4,99%	8,45%	-4,26%	2,31%	-2,06%	-4,37%	2,99%
2018	10,12%	-4,30%	1,05%	5,80%	13,18%	2,45%	0,87%	-6,43%	2,85%	-3,23%	-6,36%	-12,18%
2019	19,02%	0,08%	8,68%	-2,73%	-6,34%	8,16%	1,85%	1,71%	3,38%	-5,24%	1,75%	6,50%
2020	-1,06%	-10,89%	-67,31%	37,23%	22,59%	-9,46%	-15,98%	-1,54%	-5,46%	11,62%	23,69%	7,00%
2021	3,78%	11,20%	14,38%	3,32%	0,76%	5,50%	-6,60%	1,06%	10,42%	9,71%	-5,94%	-1,80%
2022	3,27%	7,61%	8,16%	-10,34%	3,98%	-15,72%	7,64%	2,49%	-16,32%	15,77%	12,81%	-1,82%

Fuente: Investing

Retornos Kinder Morgan, Inc. (NYSE:KMI)												
AÑO	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPT.	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
2012	0,00%	8,53%	9,68%	-7,12%	-4,76%	-5,76%	11,14%	-0,11%	-0,70%	-2,28%	-2,59%	4,50%
2013	6,03%	-1,04%	4,34%	1,09%	-2,86%	0,45%	-1,02%	0,45%	-6,22%	-0,73%	0,65%	1,29%
2014	-5,53%	-6,35%	2,01%	0,52%	2,24%	8,60%	-0,77%	11,90%	-4,77%	0,94%	6,85%	2,32%
2015	-2,98%	-0,10%	2,56%	2,12%	-3,40%	-7,47%	-9,77%	-6,44%	-14,59%	-1,19%	-13,82%	-36,70%
2016	10,25%	9,97%	-1,27%	-0,56%	1,80%	3,54%	8,60%	7,48%	5,86%	-11,67%	8,66%	-6,71%
2017	7,87%	-4,61%	2,02%	-5,11%	-9,06%	2,13%	6,63%	-5,38%	-0,78%	-5,58%	-4,86%	4,88%
2018	-0,50%	-9,90%	-7,04%	5,05%	5,44%	5,94%	0,62%	-0,45%	0,17%	-4,00%	0,29%	-9,90%
2019	17,69%	5,86%	4,44%	-0,70%	0,40%	4,66%	-1,25%	-1,70%	1,68%	-3,06%	-1,85%	7,96%
2020	-1,42%	-8,15%	-27,39%	9,41%	3,74%	-3,99%	-7,05%	-1,99%	-10,78%	-3,49%	20,84%	-4,94%
2021	3,00%	4,40%	13,27%	2,40%	7,57%	-0,60%	-4,66%	-6,39%	2,83%	0,12%	-7,70%	2,59%
2022	9,46%	0,23%	8,68%	-4,02%	8,48%	-14,88%	7,34%	1,83%	-9,17%	8,89%	5,52%	-5,44%

Fuente: Investing

Anexo II – Estadísticas de las regresiones

Regresión Mont Belvieu

Estadísticas de la regresión	
Coefficiente de correlación múltiple	0,954570125
Coefficiente de determinación R ²	0,911204124
R ² ajustado	0,904861562
Error típico	28,89986227
Observaciones	31

ANÁLISIS DE VARIANZA

	Grados de libertad	Suma de cuadrados	Promedio de los cuadrados	F	Valor crítico de F
Regresión	2	239978,5693	119989,2847	143,66498	1,89452E-15
Residuos	28	23385,6571	835,2020392		
Total	30	263364,2264			

	Coefficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%	Inferior 95,0%	Superior 95,0%
Intercepción	8,433285978	12,5163317	0,673782557	0,5059741	-17,20525727	34,0718292	-17,20525727	34,07182923
Variable X 1 - Henry Hub	13,11333454	3,13168216	4,187313356	0,00025381	6,698374433	19,5282946	6,698374433	19,52829464
Variable X 2 - WTI	2,539111991	0,215221921	11,79764579	2,2227E-12	2,098249871	2,97997411	2,098249871	2,979974112

Regresión Paridad exp. Propano

Estadísticas de la regresión	
Coefficiente de correlación múltiple	0,981401194
Coefficiente de determinación R ²	0,963148303
R ² ajustado	0,958234743
Error típico	3981,610163
Observaciones	18

ANÁLISIS DE VARIANZA

	Grados de libertad	Suma de cuadrados	Promedio de los cuadrados	F	Valor crítico de F
Regresión	2	6215046755	3107523377	196,0184415	1,77187E-11
Residuos	15	237798292,4	15853219,49		
Total	17	6452845047			

	Coefficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%	Inferior 95,0%	Superior 95,0%
Intercepción	-11071,59227	3308,815053	-3,346089792	0,004420658	-18124,16461	-4019,019932	-18124,16461	-4019,019932
Variable X 1	36,65517545	12,21816292	3,000056201	0,008971711	10,61277764	62,69757326	10,61277764	62,69757326
Variable X 2	526,2087295	26,57853016	19,79826297	3,65427E-12	469,5579334	582,8595255	469,5579334	582,8595255

Regresión Paridad exp. Butano

Estadísticas de la regresión	
Coefficiente de correlación múltiple	0,981406643
Coefficiente de determinación R ²	0,963158998
R ² ajustado	0,958246865
Error típico	4026,869809
Observaciones	18

ANÁLISIS DE VARIANZA

	Grados de libertad	Suma de cuadrados	Promedio de los cuadrados	F	Valor crítico de F
Regresión	2	6359061063	3179530532	196,0775276	1,76801E-11
Residuos	15	243235206,8	16215680,46		
Total	17	6602296270			

	Coefficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%	Inferior 95,0%	Superior 95,0%
Intercepción	-10477,72773	3346,426921	-3,131019434	0,006867799	-17610,46786	-3344,987585	-17610,46786	-3344,987585
Variable X 1	34,9039233	12,35704888	2,824616432	0,012807135	8,565497091	61,24234951	8,565497091	61,24234951
Variable X 2	532,3108415	26,88065287	19,80274973	3,6423E-12	475,0160861	589,6055968	475,0160861	589,6055968

Regresión ventas GLP

Estadísticas de la regresión	
Coefficiente de correlación múltiple	0,885402041
Coefficiente de determinación R ²	0,783936774
R ² ajustado	0,691338248
Error típico	101213,8381
Observaciones	11

ANÁLISIS DE VARIANZA

	Grados de libertad	Suma de cuadrados	Promedio de los cuadrados	F	Valor crítico de F
Regresión	3	2,60182E+11	86727485221	8,465974691	0,00995385
Residuos	7	71709687155	10244241022		
Total	10	3,31892E+11			

	Coefficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%	Inferior 95,0%	Superior 95,0%
Intercepción	-263392,602	1472894,521	-0,17882652	0,863139648	-3746234,705	3219449,501	-3746234,705	3219449,501
Variable X 1	-37807,78984	13164,80818	-2,871883078	0,023927511	-68937,61453	-6677,965147	-68937,61453	-6677,965147
Variable X 2	11241,20833	2410,707306	4,663033253	0,002306276	5540,79137	16941,62529	5540,79137	16941,62529
Variable X 3	0,021992908	0,024532807	0,896469278	0,39978079	-0,036017963	0,08000378	-0,036017963	0,08000378

Regresión precio venta gasolina natural

Estadísticas de la regresión	
Coefficiente de correlación múltiple	0,96294837
Coefficiente de determinación R ²	0,927269564
R ² ajustado	0,923633042
Error típico	44,79663434
Observaciones	22

ANÁLISIS DE VARIANZA

	Grados de libertad	Suma de cuadrados	Promedio de los cuadrados	F	Valor crítico de F
Regresión	1	511694,2995	511694,2995	254,9880379	7,5513E-13
Residuos	20	40134,76896	2006,738448		
Total	21	551829,0684			

	Coefficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%	Inferior 95,0%	Superior 95,0%
Intercepción	-	30,04	-1,096590342	0,285849302	-87,19422542	27,10641429	-87,19422542	27,10641429
Variable X 1	6,41	0,401557648	15,96834487	7,5513E-13	5,57457643	7,24984558	5,57457643	7,24984558

Anexo III – Localización geográfica



Fuente: Ilustración obtenida de Google Earth. Vista aérea predio de TGS en Tratayen.



Fuente: Ilustración recuperada de: <https://gnpk.energia-argentina.com.ar/>



Fuente: Ilustración obtenida de Google Earth. Vista aérea predio de TGS en Tratayen.

Anexo IV – Estimación de costo industrial planta de producción gas líquido

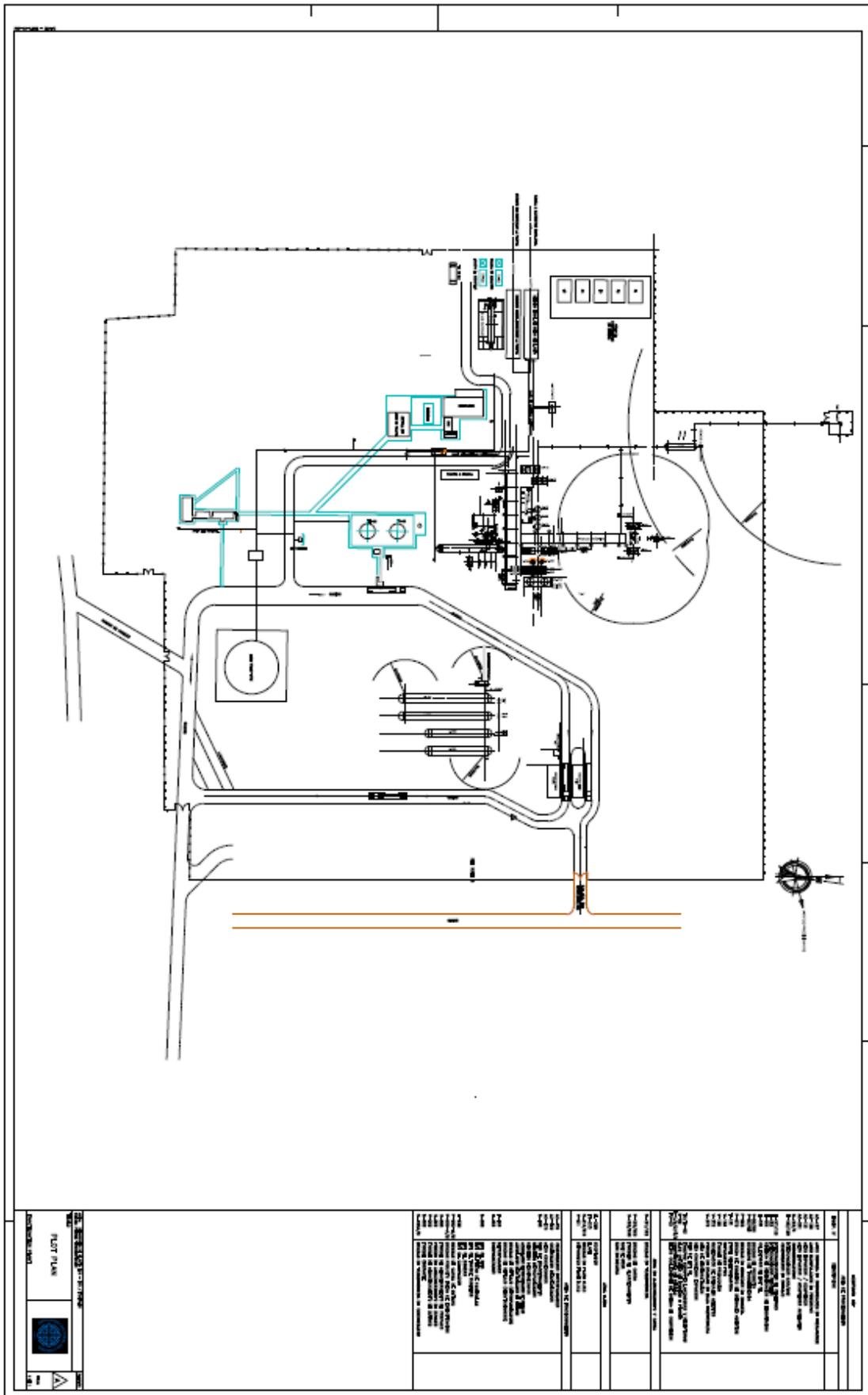
ITEM		DESCRIPCION	COSTO INDUSTRIAL USD	INCIDENCIA	NOTAS
0	EQUIPOS		USD 45.702.316	32,15%	
1	OBRA CIVIL		USD 8.280.261	5,83%	
2	OBRA DE PIPING		USD 44.736.882	31,47%	
3	OBRA MECANICA		USD 2.301.851	1,62%	
4	OBRA DE ELECTRICIDAD		USD 13.225.437	9,30%	
5	OBRA DE INSTRUMENTACION		USD 17.730.845	12,47%	
6	PROYECTO INGENIERIA		USD 3.148.960	2,22%	
7	COSTOS INDIRECTOS		USD 7.017.515	4,94%	
COSTO TOTAL OBRA			USD 142.144.067,82		

ITEM		DESCRIPCION	COSTO INDUSTRIAL USD	INCIDENCIA	NOTAS
0	EQUIPOS		USD 45.702.316	32,15%	
0.01	Skid # 01 Separador Scruber		USD 873.185	0,61%	
0.02	Skid # 02 Calentador Indirecto		USD 1.091.481	0,77%	
0.03	Skid # 03 Slug Catcher		USD 1.185.713	0,83%	
0.04	Skid # 04 Aeros		USD 1.428.848	1,01%	
0.05	Skid # 05 Calentador indirecto		USD 2.083.736	1,47%	
0.06	Skid # 07 Torre Desbutanizadora:		USD 1.185.713	0,83%	
0.07	Skid # 08 Torre de Fraccionamiento		USD 2.679.090	1,88%	
0.08	Skid # 09 Torre Despropanizadora		USD 1.185.713	0,83%	
0.09	Skid # 10 Separador Flash		USD 649.927	0,46%	
0.10	Skid # 11 Slug Catcher		USD 1.218.132	0,86%	
0.11	Skid # 12 Flash de Control		USD 595.353	0,42%	
0.12	Skid # 13 Separador KOD		USD 431.631	0,30%	
0.13	Skid # 14 Panel de Ignición Flare		USD 99.226	0,07%	
0.14	Skid # 15 Flare		USD 565.586	0,40%	
0.15	Skid # 16 Calentador Electrico		USD 396.902	0,28%	
0.16	Skid # 17 Skid Gas Combustible		USD 173.645	0,12%	
0.17	Skid # 18 Tanque Sumidero		USD 223.257	0,16%	
0.18	Skid # 19 Skid de Aire de Inst.		USD 124.032	0,09%	
0.19	Skid # 20 Sistema de Reg. de Glicol		USD 2.331.800	1,64%	
0.20	Skid # 21 Filtro Coalescente		USD 1.185.713	0,83%	
0.21	Skid # 22 Filtro Coalescente		USD 1.185.713	0,83%	
0.22	Skid # 23 Pulmon de Aire		USD 74.419	0,05%	
0.23	Skid # 24 Skid de Mod.		USD 843.417	0,59%	
0.24	Compresores		USD 9.959.990	7,01%	
0.25	Intercambiadores		USD 237.143	0,17%	
0.26	Tanques de Almacenamiento Propano / Butano		USD 6.523.715	4,59%	
0.27	Tanques de Despacho		USD 1.041.868	0,73%	
0.28	Bombas de Despacho		USD 248.064	0,17%	
0.29	Filtro Carbazto		USD 31.752	0,02%	
0.30	Bombas de Traslase		USD 77.396	0,05%	
0.31	Tanques de Aceite		USD 54.177	0,04%	
0.32	Tanque de Agua de Refrigeración		USD 23.714	0,02%	
0.33	Bombas Electricas		USD 23.714	0,02%	
0.34	Bombas Neumáticas		USD 10.664	0,01%	
0.35	Bombas para agua de Refrigeración		USD 13.892	0,01%	
0.36	Turbo Expander		USD 1.185.713	0,83%	
0.37	Separador Frio		USD 296.428	0,21%	
0.38	SKID de Hot Oil		USD 355.714	0,25%	
0.39	Sistema Ried Contra Incendios		USD 2.371.426	1,67%	
0.40	Skid de Deshidratacion		USD 1.185.713	0,83%	
0.41	Skid Trampas Lameadora y Receptora		USD 71.143	0,05%	
0.42	Cargadero de Camiones		USD 177.857	0,13%	

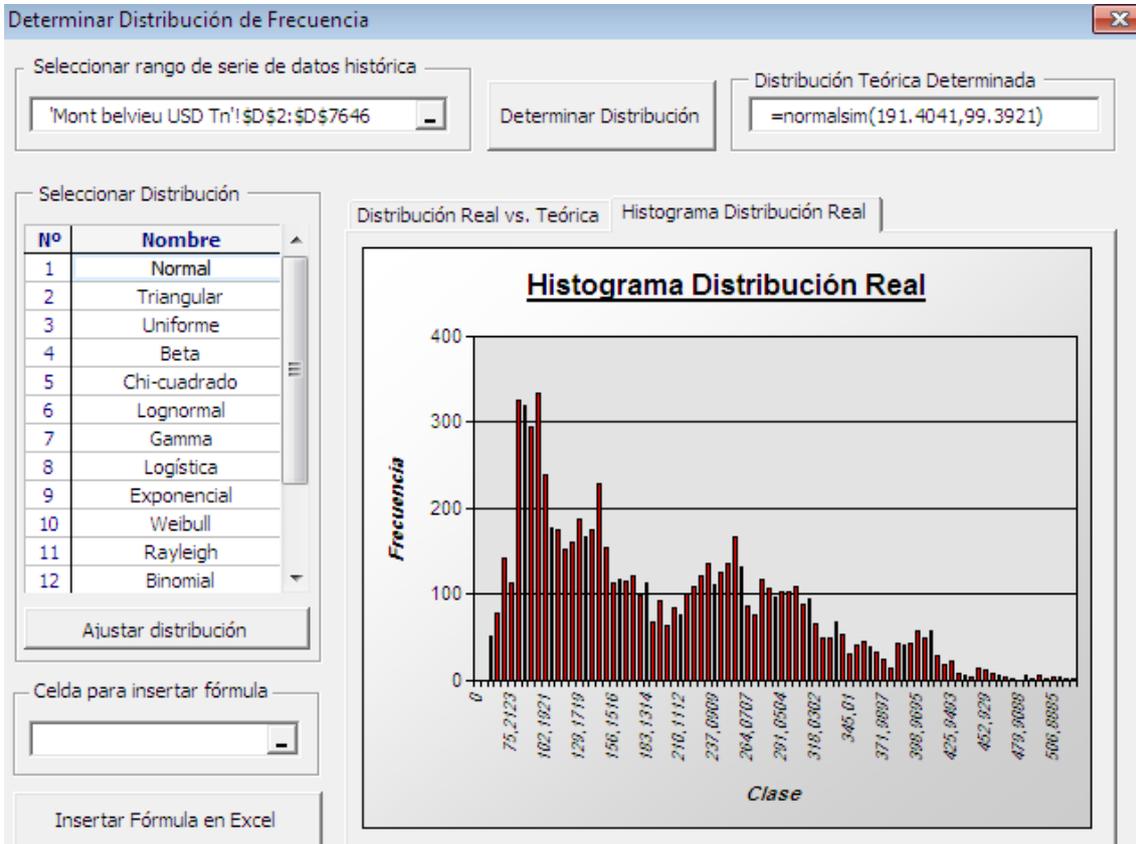
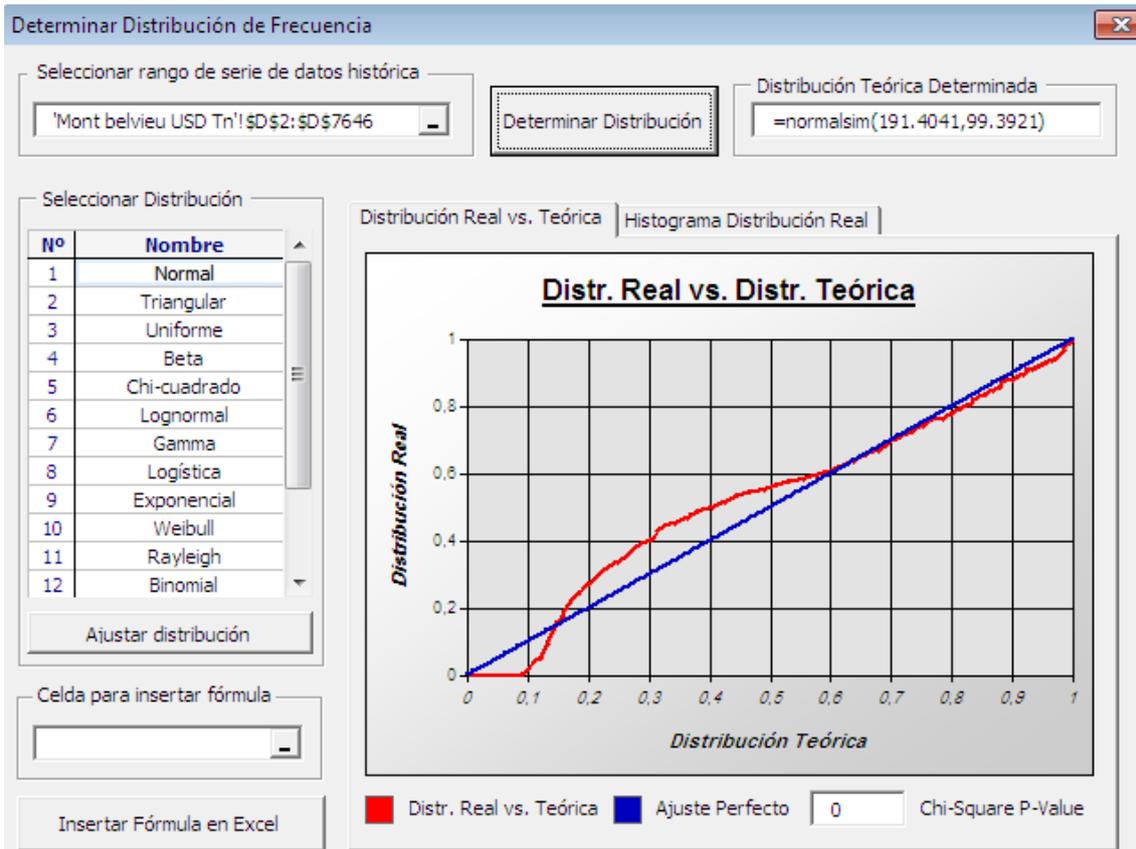
tgs		ESTIMACION DE COSTO INDUSTRIAL		Rev :	0
Proyecto:		DETALLE EQUIPAMIENTOS		Fecha	31/12/22
				Página	2 de 3
1	OBRA CIVIL	USD	8.280.261	5,83%	
1.01	Desmonte	USD	543.470	0,38%	
1.02	Terraplen mas suelo seleccionado	USD	1.350.800	0,95%	
1.03	Excavacion fundaciones	USD	563.530	0,40%	
1.04	Relleno de suelo calcareo fund.	USD	415.000	0,29%	
1.05	Hormigon Pobre (H15)	USD	123.376	0,09%	
1.06	Hormigon H30	USD	3.594.229	2,53%	
1.07	Cerco perimetral	USD	200.000	0,14%	
1.08	Edificios Sala de Control	USD	609.815	0,43%	
1.09	Edificio Oficinas	USD	656.724	0,48%	
1.10	Edificio Tinglado Electrico	USD	223.257	0,16%	
2	OBRA DE PIPING	USD	44.736.882	31,47%	
2.01	Materiales Cañerías	USD	6.057.853	4,26%	
2.02	Materiales Accesorios	USD	14.425.280	10,15%	
2.03	Materiales Válvulas	USD	8.122.613	5,71%	
2.04	Pulgadas Soldaduras Campo	USD	8.895.399	6,26%	
2.05	Pulgadas Soldaduras Taller	USD	4.907.806	3,45%	
2.06	Pintura exterior	USD	522.482	0,37%	
2.07	Montaje de Válvulas	USD	1.587.153	1,12%	
2.08	Transportes de Materiales	USD	218.296	0,15%	
3	OBRA MECANICA	USD	2.301.851	1,62%	
3.01	Sopotería	USD	523.827	0,37%	
3.02	Montaje Equipos	USD	1.778.024	1,25%	
4	OBRA DE ELECTRICIDAD	USD	13.225.437	9,30%	
4.01	Equipos electricos	USD	3.714.394	2,61%	
4.02	Materiales Electricos	USD	8.164.525	5,74%	
4.05	Columnas de iluminación	USD	1.346.519	0,95%	
5	OBRA DE INSTRUMENTACION	USD	17.730.845	12,47%	
5.01	Instrumentos	USD	10.405.268	7,32%	
5.02	Materiales de Instrumentos	USD	3.543.131	2,49%	
5.03	Tendido de Cables	USD	458.093	0,32%	
5.04	Sistemas de Control (Control, Seguridad, F&G)	USD	2.632.591	1,89%	
5.05	Shelker de Instrumentos	USD	631.763	0,44%	

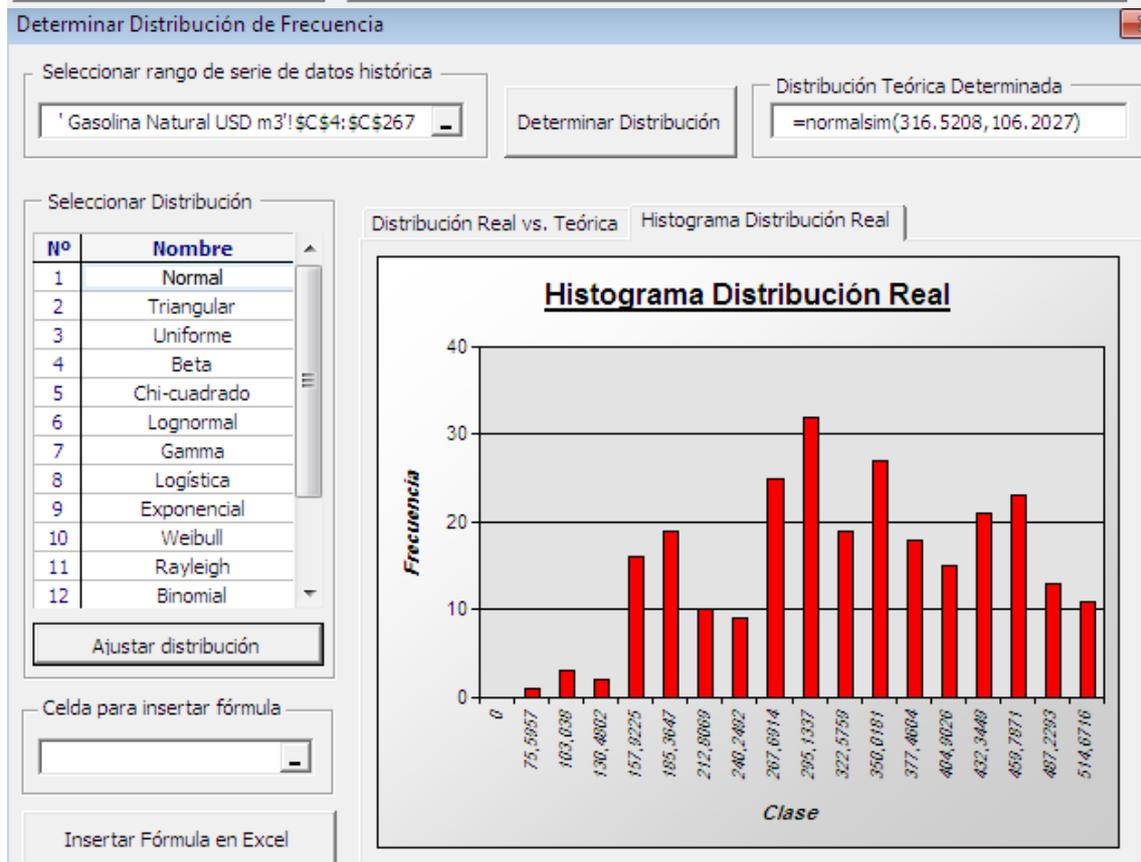
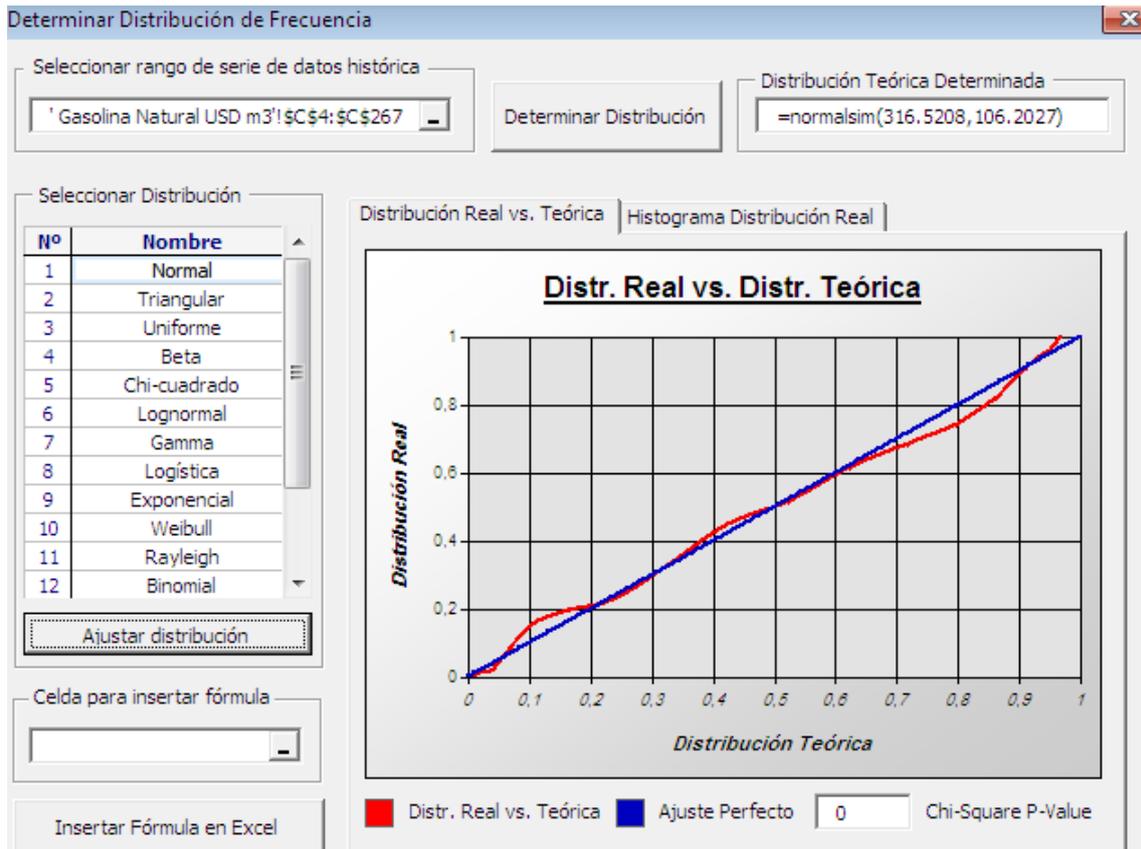
tgs		ESTIMACION DE COSTO INDUSTRIAL		Rev :	0
Proyecto:		DETALLE EQUIPAMIENTOS		Fecha	31/12/22
				Página	2 de 3
6	PROYECTO INGENIERIA	USD	3.148.960	2,22%	
6.1	Proyecto	USD	2.576.458	1,81%	
6.1.1	Ingeniería de Planta	USD	1.927.026	1,36%	
6.1.2	Topografía	USD	-	0,00%	
6.1.3	Conforme a Obra	USD	649.432	0,46%	
6.2	PEM	USD	572.502	0,40%	
6.2.1	Precomisioning	USD	343.501	0,24%	
6.2.2	Comisioning	USD	171.751	0,12%	
6.2.3	Ensayos	USD	-	0,00%	
6.2.4	Asistencia de PEM	USD	57.250	0,04%	
7	COSTOS INDIRECTOS	USD	7.017.515	4,94%	
7.2	M.O. y equip. Indirectos	USD	7.017.515	4,94%	
COSTO TOTAL OBRA		USD	142.144.067,82		

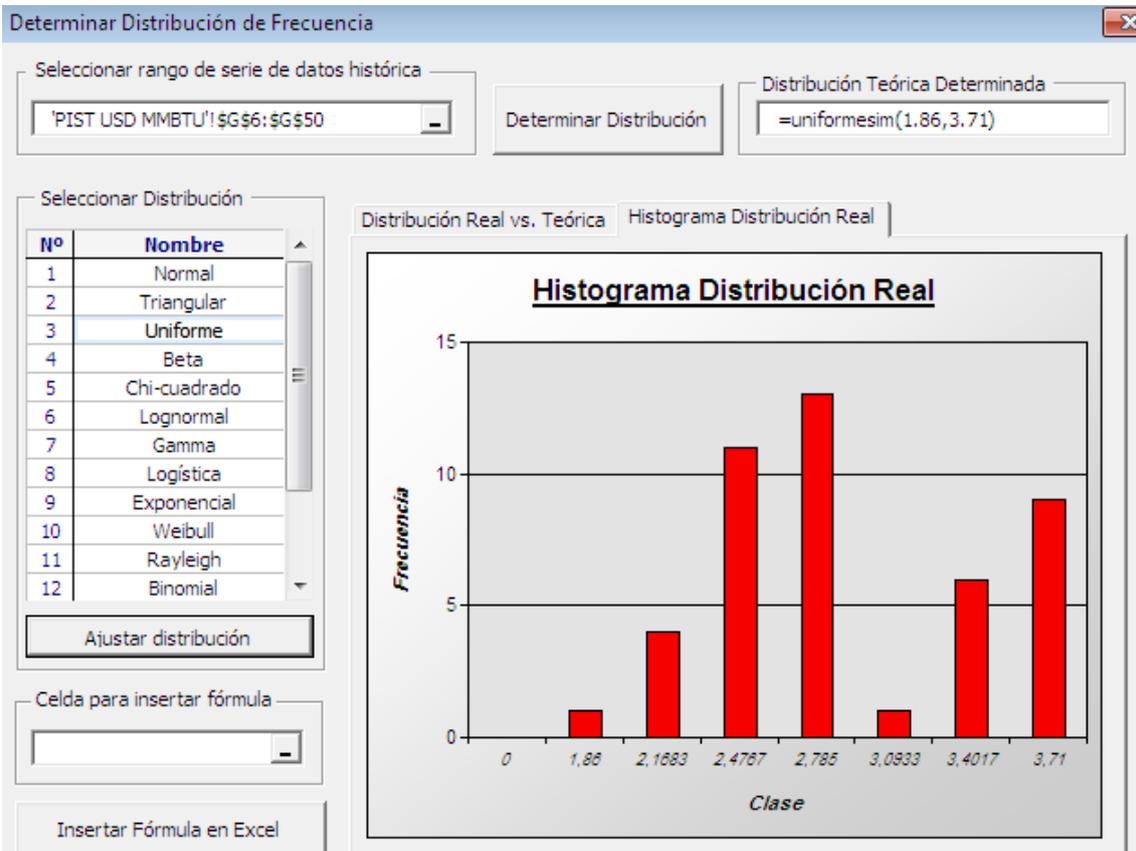
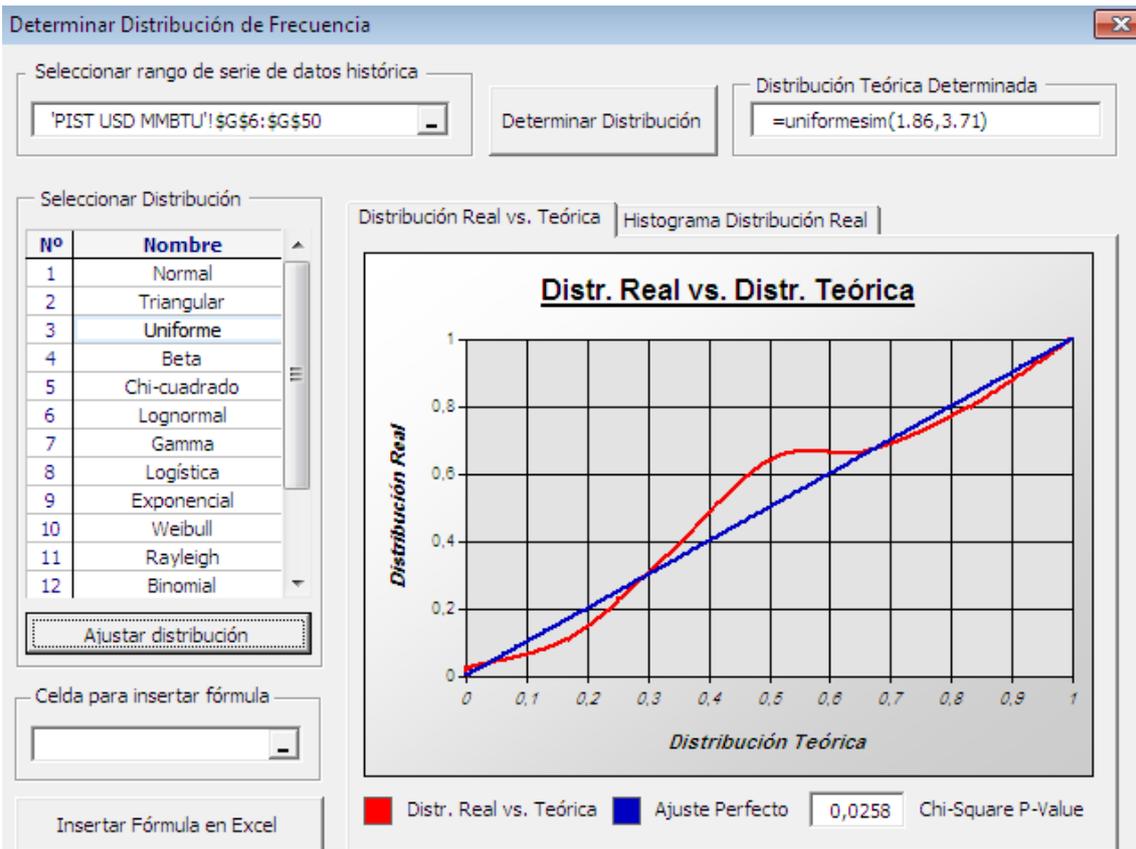
Anexo V – Layout



Anexo VI – Función de distribución de probabilidad







Anexo VII – Entrevistas

Cuestionario - Propuesta de inversión para instalación de una planta de GLP en Vaca Muerta

Entrevistador: Mauro Varisco

Objetivo de la entrevista:

Entrevistar a personas con vasta experiencia laboral en la industria del gas con el objetivo de determinar las necesidades de Ingeniería para llevar a cabo la puesta a punto de una planta de producción de GLP.

Perfil entrevistado:

Nombre entrevistado: Costa Alejandro

Edad: 38

Puesto actual: Coordinador de Ingeniería

Años de experiencia en la industria: 10

Formación profesional: Ingeniero en Electrónica

Preguntas:

1. ¿Cuáles son los principales equipamientos/maquinarias necesarias para el funcionamiento de una planta de producción de GLP? Principalmente depende del volumen de gas a tratar. Tomando de referencia las plantas que comúnmente hayen la industria local, el equipamiento principal es un Turbo Expander. Además se requieren aerocompresores, torres de recuperación de gas, intercambiadores de calor, bombas de procesos, de recuperación, compresores de gas, tanque de almacenamiento, puntos de medición fiscales.

2. ¿Cuántos m³ diarios de gas natural se necesitan para obtener 1 tonelada de GLP?

Este valor depende de la composición del gas de entrada a planta. Los porcentajes de concentración de propano y butano condicionan la producción diaria de la planta.

3. ¿Qué plazo promedio conlleva la construcción de una planta de GLP?

Depende del tipo de armado en etapa de ingeniería. Generalmente este tipo de plantas se gestionan paquetizadas, es decir, se trata de desarrollar en taller la mayor cantidad de equipos posible, y el armado en planta de solo equipos particulares. Esta metodología acorta los tiempos de construcción de planta pero no debería bajar de 24 meses como mínimo.

4. ¿Con una superficie de 243.000m² se puede construir una planta de producción de GLP capacidad de procesamiento de 3.000.000 m³/d?

Aproximadamente entre 60.000 y 80.000 m² de Superficie.

5. Que variables se deben considerar o tener al resguardo para un correcto funcionamiento de una planta de GLP?

Se debe asegurar que el gas a ingresar a planta sea un gas deshidratado en caso de que la planta no cuente con el proceso para deshidratar. Presencia de Dióxido de Carbono o Sulfuro de Hidrogeno (gas ácido) puede afectar el punto de operación de planta y comprometer la integridad de la misma.

6. ¿Que personal calificado es indispensable para el funcionamiento de una planta de GLP?

Ingeniero de Proceso, Equipo de mantenimiento, Personal de seguridad e higiene de Planta, Operadores de sala, Operadores de campo.


Costa Alejandro

Questionario - Propuesta de Inversión para Instalación de una planta de GLP en Vaca Muerta

Entrevistador: _____

Objetivo de la entrevista:

Entrevistar a personas con vasta experiencia laboral en la industria del gas con el objetivo de determinar las necesidades de ingeniería para llevar a cabo la puesta a punto de una planta de producción de GLP.

Perfil entrevistado:

Nombre entrevistado: Carlos Pellegrini

Edad: 30

Puesto actual: Supervisor de Operaciones de Plantas.

Años de experiencia en la industria: 2

Formación profesional: Ing. Química

Preguntas:

1. ¿Cuáles son los principales equipamientos/maquinarias necesarias para el funcionamiento de una planta de producción de GLP?

El corazón de la planta es el equipo encargado de la condensación de los comp. Pesados de la corriente gaseosa, es decir, el que realiza el descenso térmico. Por su eficiencia el equipo generalmente seleccionado es la turboexpander. Una vez obtenido el condensado hay que separarlo, fraccionarlo y almacenarlo. Para esto se necesitan en sujeción equipos como torres de fraccionamiento, Intercambios de calor, etc.

2. ¿Cuántos m³ diarios de gas natural se necesitan para obtener 1 tonelada de GLP?

Depende de la composición del gas que se tenga disponible

3. ¿Qué plazo promedio conlleva la construcción de una planta de GLP?

Para estimar una obra de esta magnitud, se puede tomar como razonable un plazo de 18 a 24 meses.

4. ¿Con una superficie de 243.000m² se puede construir una planta de producción de GLP capacidad de procesamiento de 3.000.000 m³/d?

Depende de la ingeniería de la planta, pero se puede estimar que a partir de 100.000 m² es más que suficiente.

5. Que variables se deben considerar o tener al resguardo para un correcto funcionamiento de una planta de GLP?

Pensando en la integridad de la planta, se deberían controlar el contenido de H₂O, CO₂ y H₂S, por temas de corrosión. En cuanto al proceso lo variable más importante sería la temperatura de salida de la turboexpander

6. ¿Que personal calificado es indispensable para el funcionamiento de una planta de GLP?

Un equipo de Operaciones, Mantenimiento y Seguridad capacitado, Además, de soporte de ingeniero de procesos.


Pellegrini Carlos.