INSTITUTO TECNOLÓGICO DE BUENOS AIRES – ITBA

ESCUELA DE INGENIERÍA Y GESTIÓN

ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD

"Instalación de una planta de bioetanol a base de maíz"

AUTORES: Begué, Agustín (Leg. Nº 57415)
Cordero, Augusto (Leg. Nº 57245)
Fürstenheim, Joaquín (Leg. N° 57033)
Groshaus, Tomás (Leg. N° 57060)
Schüler, Jordan (Leg. N° 56516)

TUTOR: Roccatagliata, Ignacio

TRABAJO FINAL PRESENTADO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO INDUSTRIAL

BUENOS AIRES

2020

A nuestras familias, amigos, y profesores.

RESUMEN EJECUTIVO

El siguiente trabajo corresponde a la tesis de la carrera de Ingeniería Industrial en el ITBA. La misma trata acerca de un estudio de prefactibilidad de la instalación de una planta de bioetanol a base de maíz en la Argentina.

El informe comienza con una introducción al bioetanol: qué es, sus propiedades físicas y químicas, sus usos, sus procesos de obtención y su impacto ambiental.

La segunda sección corresponde a un completo análisis de mercado: en primer lugar, se hace una completa descripción de los mercados locales e internacionales de tanto el bioetanol como el maíz (principal insumo del bioetanol que representa aproximadamente un 75% de los costos de fabricación del etanol). También se estudiaron los precios del gas, el agua y la electricidad, otros insumos que utiliza la planta de etanol. En segundo lugar, se hizo un estudio econométrico en el que se proyectó la demanda de bioetanol como también su precio y el de los insumos principales. En tercer lugar, se analizaron los datos y las proyecciones para armar una estrategia comercial.

La tercera sección corresponde al estudio de ingeniería. En primer lugar, se define el proceso productivo del bioetanol a base de maíz. Se explicó también como funciona la logística de este, y también se realizó un estudio acerca de los impactos ambientales. Posteriormente se hizo un balance de línea para poder calcular las materias primas, insumos, recursos, y máquinas que necesitará la planta de bioetanol en estudio para poder cumplir con la demanda proyectada en el estudio de mercado. A continuación, se dimensionó el layout que tendrá la planta, y luego se procedió a estudiar la localización de la misma. Para concluir esta sección, se desarrolló un cronograma de ejecución donde se detallan los pasos a seguir para poder construir y poner en marcha la planta.

La cuarta sección corresponde al estudio económico-financiero. Se estudian las ventas, costos e inversiones del proyecto, así como también un profundo análisis de rentabilidad. Se determina la estructura de capital del proyecto, para así poder calcular y proyectar los estados contables y flujos de fondos. Una vez que se estudiaron todos estos tópicos, se calcularon los principales indicadores de rentabilidad del proyecto (VAN, TIR, Repago, etc.) para evaluar la conveniencia del proyecto.

La quinta sección es un estudio de riesgos. En dicha sección se definieron variables de riesgo y sus respectivas volatilidades, para ponerlas en juego en una simulación de Montecarlo. Dicha simulación arroja las distribuciones de probabilidad de los distintos indicadores de rentabilidad del proyecto, para poder medir el riesgo de este. Posteriormente, se mitigaron dichos riesgos incorporando una cobertura con futuros, tanto del bioetanol como del maíz. Se volvió a correr el simulador con estos cambios, para poder medir los impactos de dicha mitigación. Finalmente, se estudió el caso de una opción real: la misma trata acerca de la posibilidad de incorporar una unidad de captación de dióxido de carbono, subproducto del bioetanol que normalmente es procesado y liberado a la atmósfera.

EXECUTIVE SUMMARY

The following work corresponds to the thesis of the Industrial Engineering career at ITBA. It deals with a pre-feasibility study for the installation of a corn-based bioethanol plant in Argentina.

The report begins with an introduction to bioethanol: what it is, its physical and chemical properties, its uses, its production processes and its environmental impact.

The second section corresponds to a complete market analysis: first, a complete description of the local and international markets for both bioethanol and corn (the main bioethanol input that represents approximately 75% of the manufacturing costs of the ethanol). The prices of gas, water and electricity, other inputs used by the ethanol plant, were also studied. Second, an econometric study was carried out in which the demand for bioethanol and the prices of both bioethanol and the main inputs were projected. Third, data and projections were analyzed to put together a business strategy.

The third section corresponds to the engineering study. First, the production process of corn-based bioethanol is defined. It was also explained how the logistics of this works, and a study was also made about the environmental impacts. Subsequently, a line balance was made in order to calculate the raw materials, supplies, resources, and machines that the bioethanol plant under study will need in order to meet the demand projected in the market study. Next, the layout that the plant will have was dimensioned, and then the location of the same was studied. To conclude this section, an execution schedule was developed detailing the steps to follow in order to build and start up the plant.

The fourth section corresponds to the economic-financial study. The sales, costs and investments of the project are studied, as well as a deep profitability analysis. The capital structure of the project is determined, in order to calculate and project the financial statements and cash flows. Once all these topics were studied, the main profitability indicators of the project were calculated (NPV, IRR, repayment period, etc.) to evaluate the suitability of the project.

The fifth section is a risk study. In this section, risk variables and their respective volatilities were defined, to be put into play in a Montecarlo simulation. This simulation yields the probability distributions of the different profitability indicators of the project, in order to be able to measure its risk. Subsequently, these risks were mitigated by incorporating a hedge with futures, for both bioethanol and corn. The simulator was then executed again with these changes, in order to measure the impacts of said mitigation. Finally, the case of a real option was studied: it deals with the possibility of incorporating a unit for capturing carbon dioxide, a by-product of bioethanol that is normally processed and released into the atmosphere.

AGRADECIMIENTOS ESPECIALES A:

- Ignacio Roccatagliata, tutor del equipo escritor de la presente obra, cuyo mentoreo fue derminante para la correcta ejecución de esta tesis.

- Ariel Groshaus y Horacio Piantanida, cuyos aportes en el armado y cierre de los estados contables del proyecto fueron fundamentales.

- Roman Schüler, por su aporte en el armado del préstamo y la estructura de capital del proyecto.

- Julio Cordero, por sus aportes en derecho laboral, explicaciones acerca de convenios colectivos de trabajo y determinación de salarios de operarios.

- Francisco Imperatore y Mariel D'angelo Ré, expertos en biocombustibles cuyos aportes de conocimiento fueron importantísimos para el desarrollo de esta obra.

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN **1**
1.1. Generalidades del etanol 1
1.2. El bioetanol como combustible 3
1.3. Materias primas, tecnologías y procesos de producción. 5
1.4. Impacto ambiental 6

2. ESTUDIO DE MERCADO **9**
2.1. DESCRIPCIÓN DEL MERCADO 9
2.1.1. Bioetanol 9
2.1.1.1. Marco Legal en Argentina 9
2.1.1.2. Producción de bioetanol en Argentina 12
2.1.1.3. Oferta de bioetanol en Argentina 16
2.1.1.4. Demanda de bioetanol en Argentina 22
2.1.1.5. Precios del bioetanol en Argentina 25
2.1.1.6. Contexto Internacional 29
2.1.1.6.1. Producción y cortes de bioetanol en el mundo 30
2.1.1.6.2. Estados Unidos 31
2.1.1.6.3. Brasil 39
2.1.1.6.4. China 43
2.1.1.6.5. Unión Europea 45
2.1.1.6.6. Precio internacional del bioetanol 49
2.1.2. Maíz 50
2.1.2.1. Producción de maíz en Argentina 51
2.1.2.2. Destino de la producción de maíz 53
2.1.2.3. Precio del maíz en Argentina 55
2.1.2.4. Contexto Internacional 57
2.2. ECONOMETRÍA: PROYECCIONES DE PRECIOS Y DEMANDAS 60
2.2.1. Proyección de la demanda de bioetanol 60
2.2.2. Proyección del precio del bioetanol 73
2.2.3. Proyección del precio del maíz 82
2.2.4. Proyecciones del precio y la demanda del DDGS 87
2.2.5. Proyecciones de precios de otros insumos de planta 89
2.2.5.1. Proyección del precio del gas 89
2.2.5.2. Proyección del precio de la electricidad 92
2.2.5.3. Proyección del precio del agua 97
2.2.6. Proyección de variables macroeconómicas 99
2.2.6.1. Proyecciones para la inflación 99
2.2.6.2. Proyecciones para el Tipo de Cambio 101
2.3. ANÁLISIS Y ESTRATEGIA 103
2.3.1. Análisis de la cinco fuerzas de Porter 103

2.3.2. Análisis FODA 111
2.3.3. Posicionamiento 116

3. ESTUDIO DE INGENIERÍA 120
3.1. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO PRODUCTIVO 120
3.1.1. Recepción, molienda y almacenamiento del grano 123
3.1.2. Cocción, Licuefacción, Sacarificación y Fermentación 126
3.1.2.1. Cocción y licuefacción 127
3.1.2.2. Fermentación y sacarificación simultánea 129
3.1.3. Destilación 131
3.1.4. Deshidratación, desnaturalización y almacenamiento 135
3.1.5. Obtención del subproducto: DDGS 137
3.1.6. Unidades y procesos complementarios 142
3.1.6.1. Limpieza 142
3.1.6.2. Tratamiento de efluentes, lodos y agua. 142
3.1.6.3. Unidad de control 143
3.1.6.4. Mantenimiento 144
3.1.7. Distribución 144
3.1.7.1. Bioetanol 144
3.1.7.2. DDGS 147
3.1.8. Estudio de Impacto Ambiental del Proceso 148
3.2. DETERMINACIÓN DE MATERIAS PRIMAS, INSUMOS, RECURSOS Y MÁQUINAS NECESARIAS. 149
3.2.1. Requerimientos de materias primas. 151
3.2.2. Máquinas y equipos necesarios 151
3.2.3. Requerimientos de gas, electricidad, y agua. 156
3.2.4. Mano de obra y administración. 158
3.3. LAYOUT DE LA PLANTA 162
3.4. LOCALIZACIÓN DE LA PLANTA 167
3.4.1. Macrolocalización. 167
3.4.2. Microlocalización. 183
3.5. CRONOGRAMA DE EJECUCIÓN 189
3.6. RESUMEN Y CONCLUSIONES 192

4. ESTUDIO ECONÓMICO - FINANCIERO 194
4.1. VENTAS 194
4.2. COSTOS 197
4.2.1. Costos Variables 197
4.2.1.1. Materia Prima 197
4.2.1.2. Gastos generales de fabricación variables. 198
4.2.1.3. Resumen de costos variables. 199
4.2.2. Costos Fijos 202

4.2.2.1. Costos de Producción 202
4.2.2.1.1. Personal de producción 203
4.2.2.1.2. Cargas Sociales de producción 204
4.2.2.1.3. Mantenimiento 204
4.2.2.1.4. Seguro 205
4.2.2.2. Costos de Administración 205
4.2.2.2.1. Personal administrativo 205
4.2.2.2.2. Seguridad 206
4.2.2.2.3. Limpieza 206
4.2.2.2.4. Cargas Sociales de administración 207
4.2.2.3. Resumen de Costos Fijos 207
4.2.3. Resumen de costos: fijos y variables 208
4.2.4. Impuestos 209
4.2.4.1. Impuesto sobre los Ingresos Brutos 209
4.2.4.2. Impuesto a las Ganancias 210
4.2.4.3. Impuesto al Valor Agregado 210
4.2.5. Determinación del sistema de costeo 211
4.3. INVERSIONES 213
4.3.1 Inversiones en Activos Fijos 213
4.3.1.1 Inversiones en Bienes de Uso 213
4.3.1.2. Inversiones en Rubros asimilables 215
4.3.1.3. IVA sobre inversiones en activos fijos. 216
4.3.1.4. Calendario de Inversiones sobre activos fijos. 217
4.3.1.5. Resumen de inversiones en activos fijos. 218
4.3.1.6. Amortizaciones de los activos fijos. 220
4.3.2. Inversiones en Capital de trabajo. 221
4.3.2.1. Inversión en Activo de Trabajo. 221
4.3.2.1.1. Disponibilidad mínima en Caja y Bancos. 221
4.3.2.1.2. Créditos por ventas 222
4.3.2.1.3 Inversión en Bienes de Cambio 222
4.3.2.2. Pasivo de trabajo. 225
4.3.2.2.1 Deudas Comerciales 225
4.3.2.3 Resumen del capital de trabajo necesario. 226
4.4. ANÁLISIS DE RENTABILIDAD 228
4.4.1. Punto de Equilibrio 232
4.5. ESTRUCTURA DE CAPITAL 235
4.5.1. Costo del capital propio. 236
4.5.2. Costo de la deuda. 239
4.5.3. Costo promedio ponderado del capital (WACC). 244
4.5.4. Préstamo 247
4.5.5. Comentarios finales de estructura de capital. 248

4.6. ESTADOS CONTABLES Y FINANCIEROS DEL PROYECTO 249
4.6.1. Cuadro de Resultados 249
4.6.2. Balance 251
4.6.2.1 Activo 251
4.6.2.2. Pasivo 252
4.6.2.3. Patrimonio neto 252
4.6.3. Estado de Orígenes y Aplicaciones de Fondos (E.O.A.F.) 253
4.6.3.1. Flujo Operativo 253
4.6.3.2. Flujo de Inversión 254
4.6.3.3. Flujo de Financiamiento 254
4.7. FLUJOS DE FONDOS Y TASAS DE DESCUENTO 256
4.7.1. Flujo de Fondos del Proyecto (F.C.F.F.) 256
4.7.2. Flujo de Fondos del Inversor (F.C.F.E.) 258
4.7.3. Resumen de F.C.F.F., F.C.F.E., y F.C.F.D. 258
4.7.4. Tasas de descuento. 259
4.8. RENTABILIDAD 261
4.8.1. Valor Actual Neto (VAN) 261
4.8.2. Tasa interna de Retorno (TIR) 261
4.8.3. Período de repago simple 262
4.8.4. Período de repago descontado 262
4.8.5. Rentabilidad del capital propio (TOR) 263
4.8.6. Efecto palanca 263
4.9. CONCLUSIÓN 264

5. ESTUDIO DE RIESGOS 265
5.1. VARIABLES DE RIESGO 267
5.1.1. Precio del bioetanol local 267
5.1.2. Precio del bioetanol internacional 268
5.1.3. Precio del maíz FOB Rosario 269
5.1.4. Retenciones al maíz 270
5.1.5. Precio del maíz FAS Rosario 270
5.1.6. Precio del DDGS 271
5.1.7. Demanda agregada de gasolina en Argentina 273
5.1.8. Corte Obligatorio de bioetanol 275
5.1.9. Demanda agregada de bioetanol en Argentina 276
5.1.10. Volumen de etanol anual vendido por el proyecto en el mercado local 276
5.1.11. Inflación 278
5.1.12. Préstamo 278
5.1.12.1. Monto del préstamo 279
5.1.12.2. Spread respecto a la tasa de interés CIRR 279
5.1.13. Correlaciones entre variables. 279
5.2. SIMULACIÓN DE MONTECARLO 282

5.2.1. Variables “input” del modelo. 282
5.2.1.1. Precios del etanol local, internacional, y precio del maíz FOB. 282
5.2.1.2. Retenciones al maíz. 283
5.2.1.3. Error del precio del DDGS. 283
5.2.1.4. Error de la demanda de nafta. 284
5.2.1.5. Corte Obligatorio de bioetanol 284
5.2.1.6. Factor de captación de volúmen del proyecto (Fi) 285
5.2.1.7. Inflación. 285
5.2.1.8. Monto del préstamo. 286
5.2.1.9. Spread de la tasa del préstamo 286
5.2.1.10. Correlaciones entre variables en Crystal Ball. 287
5.2.2. Variables “output” del modelo. 288
5.2.3. Resultados de la simulación Montecarlo. 288
5.2.3.1. VAN 288
5.2.3.2. TIR 290
5.2.3.3. Período de repago simple 291
5.2.3.4. Período de repago descontado 292
5.2.3.5. TOR 293
5.2.3.6. Análisis de Sensibilidad 294
5.2.3.7. Tornado Chart y Spider Chart 295
5.3. MITIGACIÓN DE RIESGOS 298
5.3.1. Futuros del maíz. 298
5.3.2. Futuros del bioetanol. 301
5.3.3. Simulación de Montecarlo con la cobertura. 303
5.3.3.1. VAN 303
5.3.3.2. TIR 304
5.3.3.3. Período de repago simple 305
5.3.3.4. Período de repago descontado 305
5.3.3.5. TOR 306
5.3.3.6. Análisis de sensibilidad 307
5.2.3.7. Tornado Chart y Spider Chart 307
5.4. OPCIONES REALES 309
6. CONCLUSIÓN **314**
7. BIBLIOGRAFÍA **315**

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Generalidades del etanol

El etanol o alcohol etílico es un compuesto que en condiciones normales de presión y temperatura se presenta como un líquido incoloro e inflamable con una temperatura de ebullición de 78,4 °C. Su fórmula química es C_2H_5OH y su estructura química puede apreciarse a continuación en la figura 1.

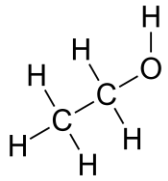


Figura 1.1.1: Estructura química de la molécula de etanol

El alcohol etílico es usado, principalmente, en las industrias de bebidas alcohólicas, en el sector farmacéutico (como complemento de medicamentos, como desinfectante, en productos cosméticos, etc.), en la industria química (como síntesis de productos como acetato de etilo, éter dietílico, etc.) y finalmente, y que es propósito de este informe, en la industria de los combustibles.

El etanol es miscible en agua en cualquier proporción, y en la mezcla 96% alcohol - 4% agua se forma un azeótropo (es decir, se comporta como un compuesto puro) difícil de romper. Dicho azeótropo es conocido como "alcohol hidratado" y es aquel utilizado en la mayoría de las industrias (farmacéutica, bebidas alcohólicas, etc). El etanol utilizado en la industria de combustibles es denominado "etanol anhidro": posee concentraciones mayores a 99% de alcohol y con menos de 1% de agua, dicho etanol se obtiene mediante un proceso químico llamado "deshidratación", en el cual es posible romper el azeótropo para elevar notoriamente la concentración de etanol.

Una propiedad muy importante que posee el etanol es su fuerte poder higroscópico. Es decir, el etanol siempre tenderá a hidratarse. Es por eso que en la industria de combustibles, el etanol anhidro debe manipularse en ambientes secos, dado que sino el etanol se hidratará y bajará notoriamente su calidad. En la *tabla 1.1.1* se presenta un resumen de algunas propiedades del bioetanol.

Apariencia	Incoloro
Densidad	789 kg/m3
Masa molar	46,07 g/mol
Punto de fusión	-114 °C
Punto de ebullición	78 °C
Viscosidad	1,074 mPa·s a 20 °C.
Solubilidad en agua	Miscible
Punto de inflamabilidad	13 °C
Temperatura de autoignición	363 °C

Tabla 1.1.1: Algunas propiedades de la molécula de etanol

Muchos se preguntarán cuál es la diferencia entre el etanol y el bioetanol. Físicamente, no hay diferencia. Tanto el etanol como el bioetanol son la misma molécula (C_2H_5OH) y poseen las mismas propiedades. La diferencia radica en cómo fue el proceso de obtención del producto. El etanol puede obtenerse de la petroquímica (a partir de la síntesis de etileno) o de la biomasa (maíz, caña de azúcar, etc). El etanol obtenido de la petroquímica (de origen fósil) es llamado, valga la redundancia, etanol. Ahora bien, el etanol obtenido de la biomasa (a partir del maíz, sorgo, caña de azúcar, etc) es conocido como bioetanol.

Ahora que se han presentado muy genéricamente los distintos tipos de etanol, se aclara que a partir de ahora en el informe, cada vez que se mencione la palabra “etanol” o “bioetanol” se estará haciendo referencia al bioetanol anhidro utilizado en la industria de los combustibles, a menos que se indique lo contrario.

1.2. El bioetanol como combustible

El etanol como combustible es utilizado en motores de combustión interna de ciclo Otto, es decir, con ignición a chispa (motores nafteros o a gasolina). El etanol puede utilizarse de dos maneras distintas: como etanol puro y como mezcla con gasolina. El combustible resultante de la mezcla de etanol y gasolina se conoce como gasohol o alconafta.

Parámetro	**Unidad**	**Gasolina**	**Etanol**
Poder calorífico inferior	kJ/kg	43.500	28.225
	kJ/litro	32.180	22.350
Densidad	kg/litro	0,72 – 0,78	0,792
Octanaje RON (Research Octane Number)	–	90 – 100	102 – 130
Octanaje MON (Motor Octane Number)	–	80 – 92	89 – 96
Calor latente de vaporización	kJ/kg	330 – 400	842 – 930
Relación aire/combustible estequiométrica		14,5	9,0
Presión de vapor	kPa	40 – 65	15 – 17
Temperatura de ignición	ºC	220	420
Solubilidad en agua	% en volumen	~ 0	100

Tabla 1.2.1: Propiedades de la gasolina y del etanol.

Dos mezclas comunes son E10 y E85, con contenidos volumétricos de etanol del 10% y 85%, respectivamente. En general, E”X” indica una gasolina que contiene “X” por ciento de etanol en su composición.

En general, para la utilización de mezclas de etanol y naftas con contenido de etanol menor a 27% se utilizan los motores convencionales que ya se conocen, sin ningún tipo de adaptación. Para mayores porcentajes, es necesario utilizar motores especialmente adaptados, llamados *flexi-fuel*.

Las modificaciones que se le hacen a los motores para hacerlos flexi-fuel (que puedan funcionar con altos contenidos de etanol) son principalmente ajustes en el encendido, la inyección (hay que cambiar la sincronización de la chispa), el arranque del motor en frío, etc. Este tipo de motores admiten cualquier tipo de mezcla de etanol y nafta desde E0 hasta E100 y hoy en día ya son fabricados y vendidos por los más grandes productores de automóviles en muchas partes del mundo como Estados Unidos o Brasil.

Para la utilización del etanol puro (E100) como combustible, cabe destacar que se utiliza etanol hidratado, a diferencia de las mezclas con gasolina que se utiliza etanol anhidro como se mencionó previamente.

De la *tabla 1.2.1* se pueden notar un par de cosas interesantes. En primer lugar el etanol posee un poder calorífico inferior de 22.350 kJ/litro mientras que la gasolina posee 32.180 kJ/litro, es decir, un litro de etanol aporta aproximadamente el 70% de la energía que aportaría un litro de gasolina. Por ende, cabe destacar que a medida que aumenta el porcentaje volumétrico de etanol en una mezcla con gasolina, cada vez disminuirá más la energía que aporta ese combustible, por lo que disminuirán también los kilómetros recorridos por un automóvil entre dos instancias que recarga el tanque. En otras palabras, cuanto más etanol tenga la mezcla de combustibles disponible en el surtidor, mayor será la frecuencia con que los autos requieran ir a una estación de servicio para llenar su tanque.

En segundo lugar, se puede apreciar que el etanol posee un octanaje muy superior a la gasolina (tanto RON como MON). Vale la pena recordar que el octanaje es la medida de resistencia de un combustible a la auto-ignición y a la detonación, cuanto más grande es este número, (tanto RON como MON), mejor es la calidad del combustible. La famosa nafta "súper" que se vende en los surtidores de Argentina es, hoy en día, un combustible E12 que posee un RON de 95. La nafta "premium", también es E12, pero posee un RON de 98 octanos. El etanol es, reconocidamente, un excelente aditivo antidetonante y mejora el octanaje de la gasolina-base de modo sensible. Es decir, al incrementar el volumen de etanol en la mezcla con gasolina, el octanaje de la nafta sube de manera considerable. Las refinerías de petróleo en Argentina elaboran sus mezclas de gasolinas (previas a añadir el bioetanol) con octanaje tal que al momento de agregar el 12% de etanol, se obtengan los octanajes de 95 y 98, en las naftas súper y premium, respectivamente.

Es importante destacar entonces que el etanol tiene un valor muy importante en el blending de gasolinas para las refinerías, dado que es lo que se denomina un "octane booster" (le sube mucho el octanaje al combustible).

Históricamente se utilizó un compuesto llamado éter metil tert-butílico (MTBE) para aumentar el octanaje de las naftas, pero dado que este resultó ser muy contaminante de los suelos y aguas subterráneas, fue reemplazado por el etanol en escala global.

1.3. Materias primas, tecnologías y procesos de producción.

El bioetanol se puede producir a base de cualquier biomasa que contenga cantidades significativas de almidones (tales como el maíz) o azúcares (como la caña de azúcar).

La producción relacionada con *materiales amiláceos* utiliza maíz, trigo y otros cereales y granos. En esos casos, el proceso comienza con la selección, limpieza y molienda del grano. La molienda puede ser húmeda, cuando el grano está embebido y fraccionado antes de la conversión del almidón en azúcar (*vía húmeda*), o seca, cuando eso se realiza durante el proceso de conversión (*vía seca*). En ambos casos, mediante un proceso de hidrólisis enzimática se rompen las moléculas de almidón hasta obtener glucosa (azúcar) utilizando dos enzimas, la α-amilasa y luego una amiloglucosidasa (AMG). En ese caso, los azúcares liberados son fermentados con levaduras, y el vino resultante sufre destilación para la purificación del bioetanol. Además del bioetanol, esos procesos implican, generalmente, diversos coproductos, que varían de acuerdo con la biomasa utilizada.

Considerando la *producción a base de azúcares*, como en el caso de la caña y de la remolacha, el proceso implica una etapa menos, ya que los azúcares están disponibles en la biomasa y por ende no se requiere del proceso de hidrólisis enzimática. En general, el proceso se basa en la extracción de los azúcares (por medio de la molienda o de la difusión), que pueden seguir directamente hacia la fermentación. Tras la fermentación, se destila el vino, así como en el caso de la producción basada en almidón. A continuación, en la *figura 1.2.1*, se presenta un diagrama que resume el proceso productivo:

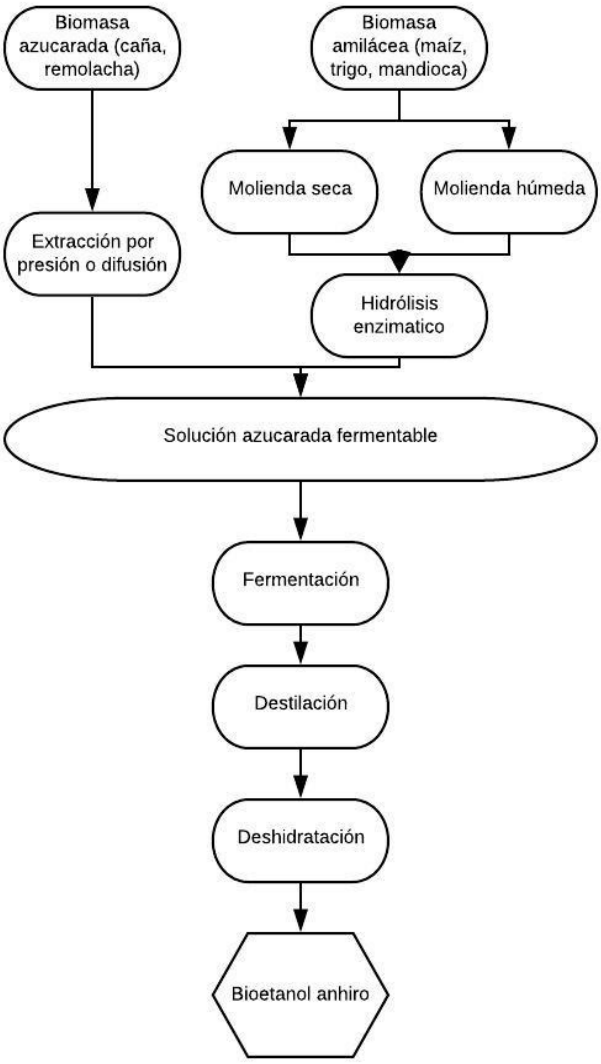


Figura 1.2.1: Resumen del proceso productivo del bioetanol según la materia prima utilizada

1.4. Impacto ambiental

En el año 1859 se realizó la primera perforación para obtener petróleo, pero no fue hasta 1895 con la aparición de los primeros vehículos que se necesitó de este combustible. A medida que fueron aumentando la cantidad de vehículos, la necesidad por el petróleo hizo lo propio hasta a fines del siglo XX, donde las preocupaciones debido a las consecuencias medioambientales y la crisis del petróleo del 73' hicieron que la demanda de petróleo se desacelere. Fue entonces, que la producción de bioetanol como alternativa de combustible no contaminante comenzó a tomar impulso.

El bioetanol no solo aparece como un combustible sustentable sino que también le brinda un nuevo y potencial subproducto al sector agroindustrial. La clave de la sustentabilidad del bioetanol radica en que es un proceso de emisiones de dióxido de carbono netas nulas o casi

nulas. Vale la pena recordar que el calentamiento global hoy en día se debe principalmente a las emisiones de dióxido de carbono, el cual sube notoriamente la temperatura media global.

A continuación se dará una breve explicación conceptual acerca de porque el bioetanol es un combustible sustentable y amigable con el medioambiente.

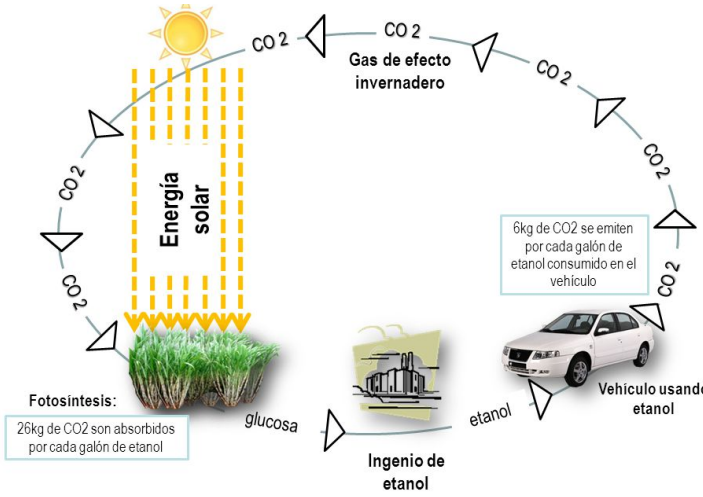


Figura 1.4.1: Ciclo de vida del carbono del bioetanol. Fuente: Sociedad Nacional de Industrias de Perú.

En *figura 1.4.1* se presenta el ciclo de vida del dióxido de carbono que interviene en el uso de bioetanol en la industria. Todo comienza con las plantas: la producción de bioetanol requiere de grandes hectáreas de plantación de caña de azúcar o de maíz. Como es de público conocimiento, dichas plantaciones absorben grandes cantidades de dióxido de carbono del medio ambiente durante su crecimiento, a partir del proceso de fotosíntesis (como se muestra en la *figura 1.4.2*).

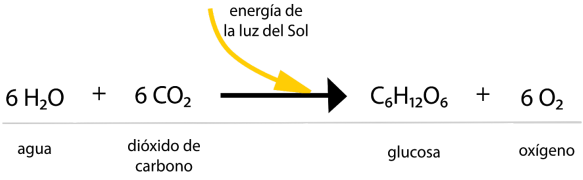


Figura 1.4.2: Ecuación química del proceso de fotosíntesis.

Es decir, hasta ahora, el proceso no solo no emitió dióxido de carbono a la atmósfera, sino que redujo el nivel actual de dióxido de carbono presente en la misma. Una vez cultivada la materia prima (ya sea el maíz o la caña de azúcar), dicha materia prima es llevada a la planta de producción de bioetanol, en donde se emite dióxido de carbono no solo debido a la fermentación (la cual produce CO_2) sino también debido a la energía consumida para mantener andando la planta: la energía utilizada no es renovable.

Finalmente, el bioetanol producido se termina mezclando con la gasolina y es puesto en un surtidor. Al quemarse en el motor para hacer andar un auto, el combustible (mezcla de gasolina y etanol) realiza combustión, emitiendo dióxido de carbono nuevamente a la atmósfera.

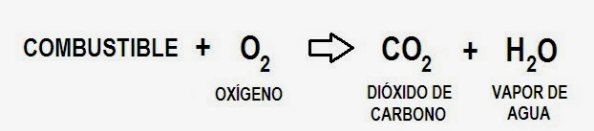


Figura 1.4.3: Ecuación química del proceso de combustión.

Esta explicación concluye el ciclo de vida del dióxido de carbono originado por la industria de bioetanol. El bioetanol, al igual que la gasolina, emite dióxido de carbono a la atmósfera durante la combustión. La clave de su sustentabilidad radica en el proceso de producción: lo que se emitió durante su producción y su combustión es compensado con el dióxido de carbono absorbido durante la fotosíntesis de la planta que se utilizó para producir el bioetanol. De hecho, vale la pena comparar las *figuras 1.4.2* y *1.4.3* para notar como la combustión del combustible es un proceso prácticamente inverso a la fotosíntesis. De esta manera el dióxido de carbono es "reciclado": se emite durante la combustión y se absorbe durante la fotosíntesis, haciendo las emisiones resultantes nulas o casi nulas.

En términos de dinámica de sistemas, el stock de CO_2 en el mundo no aumenta ni disminuye por el uso de bioetanol en el automóvil, a diferencia de las gasolinas que sí aumentan permanentemente dicho stock.

Dependiendo del proceso de fabricación (maíz o caña, entre otros) y de la eficiencia energética de la planta industrial de fabricación de bioetanol principalmente, el bioetanol producido puede tener mayor o menor huella de carbono, y ser más o menos sustentable. Estos temas se analizarán más en profundidad en la próxima sección del informe.

2. ESTUDIO DE MERCADO

2.1. DESCRIPCIÓN DEL MERCADO

2.1.1. Bioetanol

2.1.1.1. Marco Legal en Argentina

La industria de biocombustibles nació en Argentina el 19 de Abril de 2006, con la sanción de la Ley 26.093. Dicha ley promueve la incorporación de bioetanol y biodiesel para ser mezclados con gasolina y gasoil, respectivamente. El mercado de biocombustibles es un mercado completamente regulado por el Estado, y todo lo que se debe saber sobre esta industria completamente regulada se encuentra en la Ley 26.093. A continuación se resume de manera concreta los principales aspectos de esta ley.

Ley 26.093: "Régimen de Regulación y Promoción para la Producción y Uso Sustentables de Biocombustibles. Autoridad de aplicación. Funciones. Comisión Nacional Asesora. Habilitación de plantas productoras. Mezclado de Biocombustibles con Combustibles Fósiles. Sujetos beneficiarios del Régimen Promocional. Infracciones y sanciones." (Senado y Cámara de Diputados de la Nación Argentina, 2006)

Principalmente, esta ley establece que el Gobierno va a ser el decisor en los siguientes aspectos[1]:

1. Asignación de la participación (%) de corte de biocombustibles en naftas.
2. Asignación y publicación de los precios de venta de los biocombustibles.
3. Asignación del cupo que cada planta productora deberá vender a los clientes en base a la demanda que estos tienen que presentar al Gobierno cada mes.
4. Creación de las plantas de bioetanol que cumplan con los estándares de calidad y de impacto ambiental.
5. Establecimiento de las normas de calidad del bioetanol.

El *ítem 1* dice lo siguiente: a partir de que se puso en vigencia esta ley (2006), las empresas distribuidoras de combustibles deben colocar un porcentaje volumétrico obligatorio de bioetanol y biodiesel en la gasolina y en el gasoil respectivamente. Este fue el momento en el que se creó la demanda de biocombustibles por parte de YPF, Shell, Axion, etc. para cortar sus combustibles con un porcentaje (fijado por la ley) de biocombustibles. Dicho porcentaje obligatorio fue aumentando a lo largo de los años (tanto en bioetanol como en el biodiesel). En el caso de bioetanol, en 2006 se fijó el corte obligatorio en 5%, y se fue modificando a lo largo de los años para llegar al corte actual que es de 12%. Más adelante en el informe se estudia esta evolución del corte más en profundidad. Otra conclusión que se puede derivar de este ítem es la siguiente: la demanda de bioetanol está completamente atada a la demanda de

[1] Senado y Cámara de Diputados de la Nación Argentina. (2006). Biocombustibles: Ley 26.093. Buenos Aires, Argentina: InfoLEG. Recuperado de http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/115000-119999/116299/norma.htm

gasolinas (tanto "super" como "premium") en el país. De todos los m^3 demandados de gasolina, el 12% de estos corresponde a la demanda total de bioetanol en el país.

El *ítem 2* establece que los precios de venta tanto de bioetanol como de biodiesel son fijados por el Estado (es decir, no son fijados por la dinámica de oferta y demanda de mercado). Desde que se implementó esta ley, la Secretaría de Energía publica mensualmente los precios tanto del bioetanol como del biodiesel, y este es el precio al que las empresas comercializadoras de gasolina y diesel deben comprarles a los productores de biocombustibles. Dichos precios son fijados con una fórmula que publica la Secretaría de Energía, que se analizará más adelante en el informe, pero la idea es que dicho precio es lo suficientemente elevado para que al productor de biocombustibles le quede un margen elevado, para así beneficiar y promover la industria.

El *ítem 3* se refiere a lo siguiente: al comienzo de cada mes, las empresas distribuidoras de combustibles deben informarle a la Secretaría de Energía el volumen de biocombustibles que necesitarán para cumplir con el corte obligatorio del mes que viene. De esta manera la Secretaría de Energía conoce el volumen total de biocombustibles demandado para el siguiente mes, y ésta se encarga de asignarle un cupo de m^3 a producir a cada productor de biocombustibles. Este es el momento en que se determina como estará compuesta la oferta. Cada productor podrá producir mensualmente como máximo el cupo asignado por la Secretaría. A la hora de asignar cupos, la Secretaría le da prioridad, en general, a las PYMES, para que puedan correr su planta a máxima capacidad y se vean beneficiadas e incentivadas, asignando el volumen remanente de biocombustibles a las plantas más grandes. En el caso del bioetanol, el cual es producido en Argentina únicamente a base de maíz o a base de caña, la Secretaría de Energía trata de mantener la oferta de bioetanol en 50% proveniente de maíz y 50% proveniente de caña de azúcar a la hora de asignar los cupos.

Es importante e interesante remarcar que una vez que se asignaron los cupos de producción a cada productor de biocombustible, las refinerías y los productores negocian libremente para determinar qué refinería le comprará su volumen de biocombustible a qué productor, y en qué cantidades. En otras palabras, el Estado no decide qué productor debe venderle a qué refinería.

Otra cosa que es importante destacar, es que en Argentina están completamente prohibidas las importaciones de bioetanol. Las exportaciones de bioetanol están permitidas, aunque hasta el día de hoy ningún productor de bioetanol a exportado debido a que la capacidad instalada apenas puede cumplir con la demanda local.

Con respecto al *ítem 4*, el Estado decide quienes son los actores habilitados para instalar plantas de bioetanol. A lo largo de estos años, se le dio prioridad a empresas vinculadas con la industria agropecuaria, y a pequeñas y medianas empresas. No se le permitió de ninguna manera a las empresas petroleras y refinerías poder instalar sus propias plantas de bioetanol (ni biodiesel), ni comprar plantas ya existentes. Esta normativa tiene como objetivo que las empresas vendedoras de combustibles en surtidor (YPF, Shell, Axion, etc.) sean clientes de

los productores de biocombustibles, y que de ninguna manera haya una integración entre dichos productores (productores de biocombustibles) y clientes (YPF, Shell, Axion, etc.).

Finalmente, el *ítem 5* establece que la Secretaría de Energía unifica y estandariza la calidad que debe cumplir cada biocombustible para su comercialización. En el caso del bioetanol, la tabla de especificaciones que éste debe cumplir se presenta a continuación en la *tabla 2.1.1.*

Para concluir con el marco legal, es importante aclarar que la ley 26.093 tiene un período de vigencia de 15 años, es decir que la ley vencerá en Abril de 2021, para que sea dictada una nueva versión de esta ley. Hay incertidumbre en base a cómo será la nueva ley (si el mercado seguirá siendo regulado por el Estado, si los precios seguirán siendo fijos por el Estado, si se aumentará el corte obligatorio de biocombustibles en las gasolinas, etc.) aunque con el reciente triunfo de Alberto Fernández todo indica que la nueva ley continuaría con la idea de promoción y beneficio a los productores de biocombustibles, así como también se prevé un aumento en el corte de bioetanol a 15, 20 o 27%. Estas predicciones y escenarios posibles serán estudiados mucho más a fondo en secciones posteriores del informe.

Propiedad	Método	Valor
Densidad a 20º c, g/ml, valor máximo	ASTM D-4052	0,7915
Etanol - más C3-C5 AS%vol, valor mínimo	ASTM D-5501-IRAM 14651	99
Alcoholes superiores C3-C5%vol, valor máximo	ASTM D-5501	2
Metanol,%vol, valor máximo	ASTM D-5501	0,4
Agua,%vol, valor máximo	ASTM E203	0,6
Cobre, mg/kg, valor máximo	ASTM D-1688	0,1
Acidez Total (como Acético) mg/litro	ASTM D-1613	30
Azufre, ppm, p/p, valor máximo	ASTM D-5453	10
Sulfatos ppm, p/p, valor máximo	ASTM D 7318/7319/7328	4
Apariencia	Visual	Límpido sin materiales
		en suspensión
Conductividad Eléctrica, uS/m, valor máximo	ASTM D-1125	500
Gomas Lavadas mg/l,	valor máximo ASTM D-381	50
Benzoato de Denatonio ppm, Valor mínimo	(Espectofotometría UV)	40

Tabla 2.1.1: Especificaciones de calidad del bioetanol. Fuente: Resolución 1295/2008 de la Secretaría de Energía[2]

[2] Secretaría de Energía. (2008). Energía: Resolución 1295/2008. Buenos Aires, Argentina: InfoLEG. Recuperado de http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/145000-149999/147291/texact.htm

2.1.1.2. Producción de bioetanol en Argentina

La producción de bioetanol en Argentina fue aumentando a lo largo de los años principalmente por dos razones. En primer lugar, al aumentar la demanda de gasolina en las estaciones de servicio del país, aumenta la demanda de bioetanol, y por ende su producción. En segundo lugar, como el Estado fue aumentando el corte obligatorio de bioetanol en naftas a lo largo de los años, también fue aumentando la demanda de bioetanol cada vez que se incrementó el corte, y, por ende, su producción. A continuación puede observarse cómo evolucionó la producción de bioetanol a lo largo de los años.

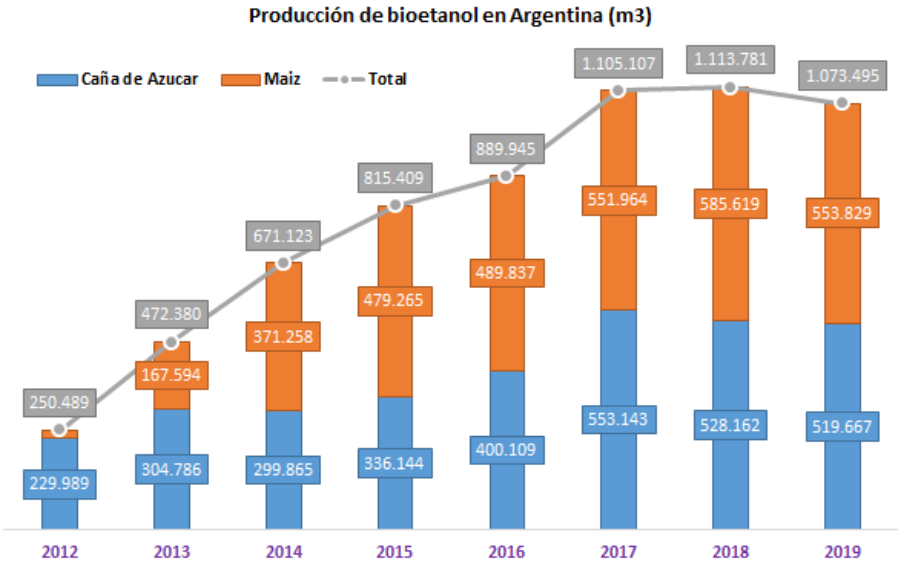


Figura 2.1.1: Evolución de la *producción de bioetanol en Argentina. Fuente: elaboración propia en base a datos publicados por la Secretaría de Energía*

Desde 2017, la producción de bioetanol en Argentina supera 1 millón de m^3/año. Es interesante observar cómo la producción de bioetanol en Argentina fue aumentando a lo largo de los años, y cuyos drivers de crecimiento principales fueron el aumento de corte, y de demanda de gasolina, como se mencionó previamente. También se puede apreciar como la oferta de bioetanol fue asignada por la Secretaría de Energía aproximadamente 50% bioetanol de maíz y 50% bioetanol de caña, como se mencionó en el marco legal.

Otra cosa interesante a destacar es lo siguiente: si bien la ley 26.093 fue dictada en 2006, en ese entonces las únicas plantas de bioetanol existentes eran las plantas de bioetanol a base de caña de azúcar. Recién a partir de 2012 se pusieron en marcha las primeras plantas de bioetanol a base de maíz y a partir de entonces fue aumentando la capacidad productiva de bioetanol de maíz con la instalación de nuevas plantas. Es por esto que en la *figura 2.1.1*, en 2012 y 2013 se produjo poco bioetanol de maíz en comparación con el bioetanol de caña de azúcar.

A continuación se presenta la evolución del corte obligatorio de bioetanol en el tiempo.

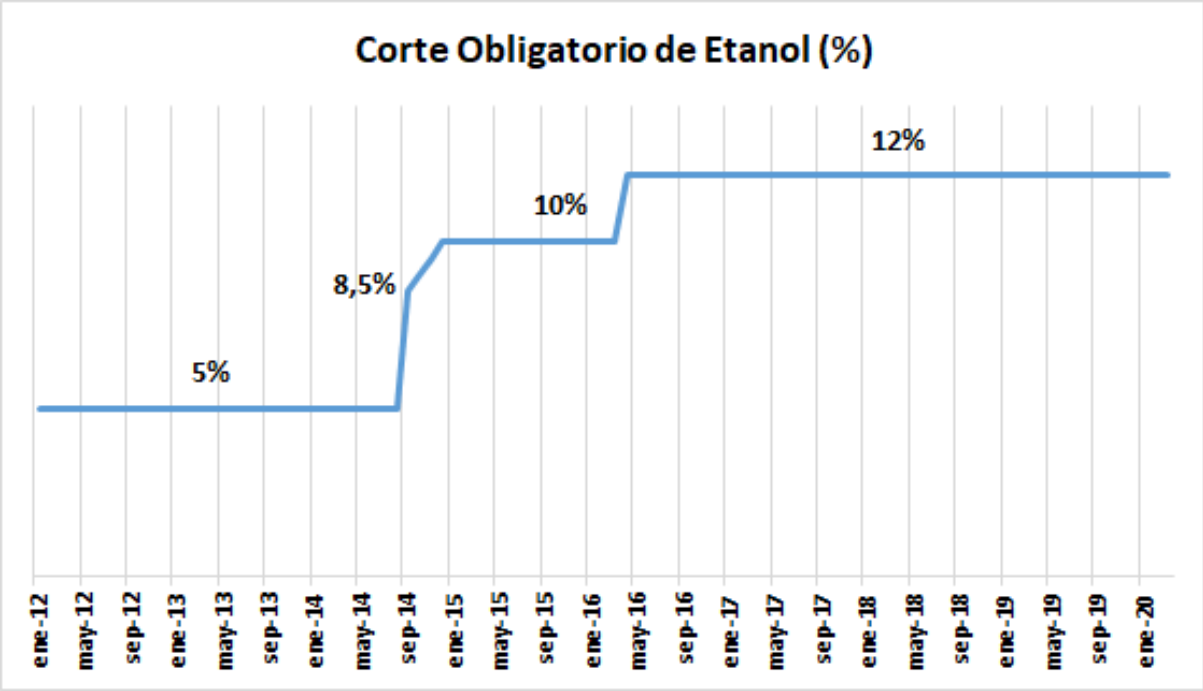


Figura 2.1.2: Evolución del corte volumétrico obligatorio de bioetanol en las gasolinas.

Como se puede ver en la *figura 2.1.2*, el corte obligatorio de bioetanol en gasolinas se fue modificando a lo largo del tiempo. Inicialmente, con la sanción de la ley 26.093 el 19 de Abril de 2006, se fijó el corte obligatorio de bioetanol en gasolinas en 5%. El corte se mantuvo en 5% hasta el 16/09/2014 cuando salió la Resolución 44/2014 en la que se fijó el corte en 8,5% desde que se firmó esta resolución. Dicha resolución también impuso que el corte se aumentaría a 9% el 1/10/2014, luego a 9,5% el 1/11/2014, y finalmente a 10% el 1/12/2014. El corte de bioetanol se mantuvo en 10% hasta el 01/04/2016, cuando se firmó Resolución 37/2016, en la que se fijó el corte de bioetanol en naftas obligatorio en 12%, porcentaje válido hasta la actualidad.

A continuación se presenta un gráfico que muestra la evolución de las ventas de gasolinas (tanto "super" como "premium"), para poder notar y verificar que efectivamente la formulación de naftas vendidas en el surtidor posee un corte obligatorio de bioetanol que a lo largo de los años se cumplió en mayor o menor medida.

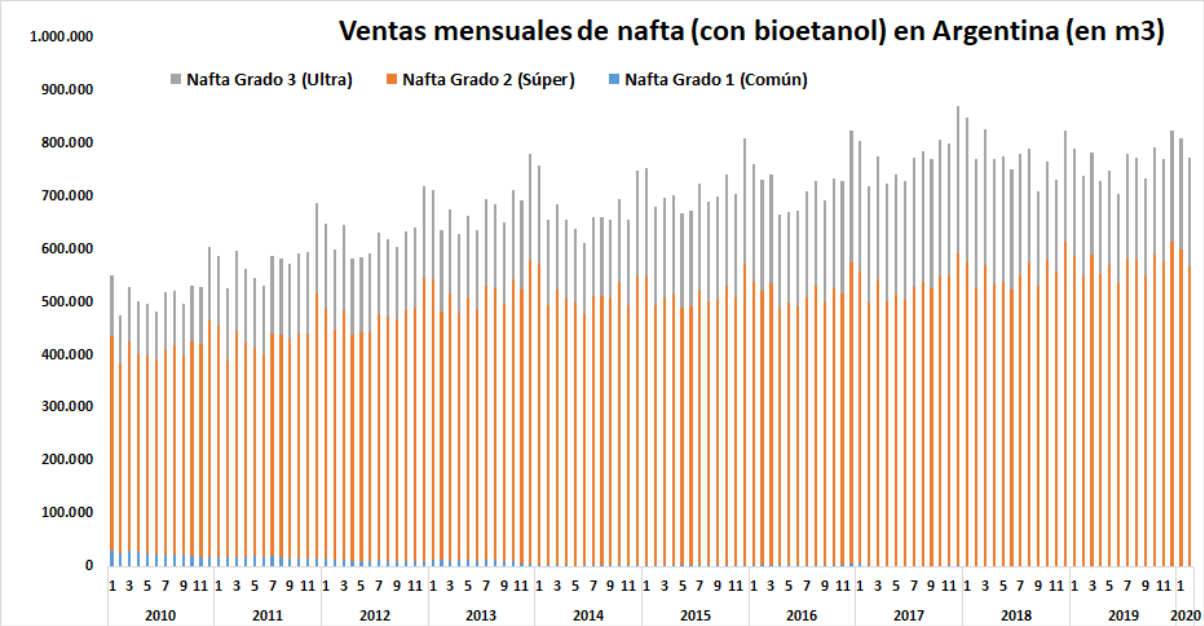


Figura 2.1.3: Evolución de las ventas de gasolinas (con bioetanol) en Argentina. Fuente: Elaboración propia en base a la Secretaría de Energía.

De la *figura 2.1.3,* se puede apreciar la evolución de la venta de gasolinas en toda la Argentina que incluye el bioetanol añadido. A continuación, se compara el bioetanol teóricamente demandado (en función del corte y el volumen de gasolina vendido) con el bioetanol realmente producido y vendido.

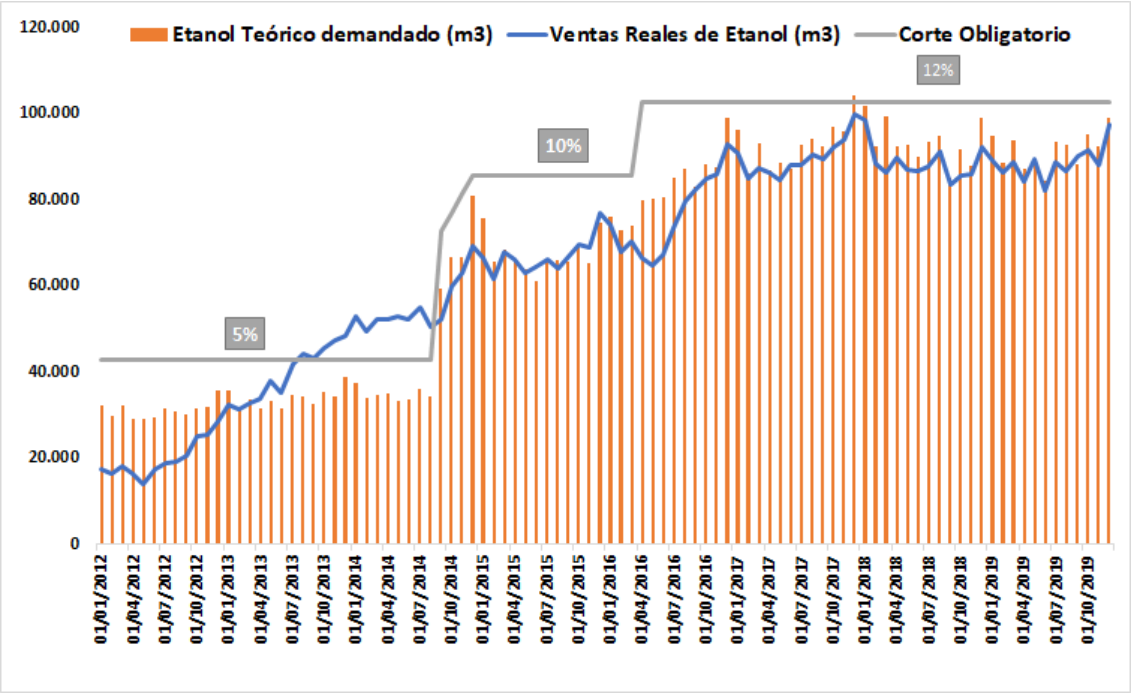


Figura 2.1.4: Comparación entre el bioetanol teórico demandado por el corte obligatorio en cada año y las ventas reales de bioetanol realizadas. Fuente: Elaboración propia en base a la Secretaría de Energía.

La *figura 2.1.4* es muy interesante. En primer lugar, para hacer el cálculo de cuánto bioetanol teórico debió ser demandado, se hace el siguiente cálculo: supongamos que el corte

obligatorio de bioetanol es de 12%. Para calcular la demanda teórica de bioetanol mensual en este caso, ésta debe ser el 12% de la demanda total de naftas en argentina como se muestra en la *ecuación 2.1.1.*

$$\textit{Demanda Bioetanol mensual teórica}\ (m3) = 12\% * \textit{Demanda de gasolina mensual}\ (m3)$$
(*Ecuación 2.1.1*)

De esta manera, se pudo armar un gráfico que se presentó en la *figura 2.1.4*. De este gráfico se pueden sacar numerosas conclusiones.

En primer lugar, puede notarse que antes de 2012, cuando no había plantas de bioetanol de maíz, no se cumplía con el corte obligatorio en la industria, simplemente porque no había capacidad productiva para hacerlo. En los años posteriores a 2012, cuando se empezaron a construir las plantas de bioetanol a base de maíz, se empezó a cumplir mejor el corte obligatorio en la industria.

2.1.1.3. Oferta de bioetanol en Argentina

En la sección anterior simplemente se introdujo a las cantidades de bioetanol producidas y consumidas a lo largo de los años. En esta sección se hará una descripción detallada de los productores, es decir, de la oferta.

Los productores de bioetanol en Argentina se pueden clasificar principalmente en dos: aquellos que producen etanol a base de caña de azúcar y aquellos que producen bioetanol a base de maíz.

En Argentina hay un total de 19 plantas de bioetanol, de las cuales 6 son plantas que fabrican bioetanol a partir de maíz, y 13 son plantas que fabrican bioetanol a partir de caña de azúcar.

A continuación, se presenta la *tabla 2.1.2,* la cual muestra los productores de bioetanol de maíz en Argentina.

Plantas de Bioetanol de Maiz	Ubicación	Capacidad (m3/año)
Promaíz	Córdoba	200.000
ACA Bio Cooperativa	Córdoba	167.000
Bioetanol Rio Cuarto	Córdoba	90.000
Diaser S.A.	San Luis	82.500
Vicentín	Santa Fé	80.000
Maíz Energía	San Luis	60.000
Total		679.500

Tabla 2.1.2: Lista de plantas de bioetanol de maíz ordenadas por capacidad de producción. Fuente: Elaboración propia en base a la Secretaría de Energía y páginas web de cada productor.

Es interesante notar cómo estas plantas se encuentran en las provincias de Córdoba, Santa Fé y San Luis: esta ubicación es estratégica dado que se encuentran en zonas donde hay altas producciones de maíz. Por otro lado, en la *tabla 2.1.3,* se presenta una tabla donde se presentan los productores de bioetanol de caña de azúcar en Argentina.

Plantas de Bioetanol de Caña	Ubicación	Capacidad (m3/año)
Compañía Bioenergética La Florida	Tucumán	150.000
Bio Atar S.A.	Tucumán	65.000
BioLedesma	Jujuy	64.000
Seaboard Energías Renovables	Salta	51.100
Bioenergía La Corona	Tucumán	44.550
Bioenergía Santa Rosa	Tucumán	40.000
Biotrinidad	Tucumán	30.000
Bioenergías Agropecuarias	Santa Fé	30.000
Rio Grande Energía S.A.	Jujuy	29.700
Energías Ecológicas del Tucumán	Tucumán	25.100
Bioenergética Leales	Tucumán	22.000
Bio San Isidro	Salta	16.500
Fronterita Energía S.A.	Tucumán	10.000
Total		577.950

Tabla 2.1.3: Lista de plantas de bioetanol de maíz ordenadas por capacidad de producción. Fuente: Elaboración propia en base a Secretaría de Energía y Bolsa de Comercio de Rosario

Al igual que con las plantas de bioetanol a base de maíz, las plantas de bioetanol a base de caña de azúcar se encuentran estratégicamente ubicadas en las provincias de Tucumán, Salta y Jujuy (bien al norte del país) cerca de donde se cosecha la caña de azúcar.

A diferencia de las plantas de bioetanol a base de maíz, las plantas de bioetanol a base de caña de azúcar son en general ingenios, que producen azúcar y como subproducto bioetanol. Las plantas de bioetanol a base de maíz tienen como producto principal el bioetanol.

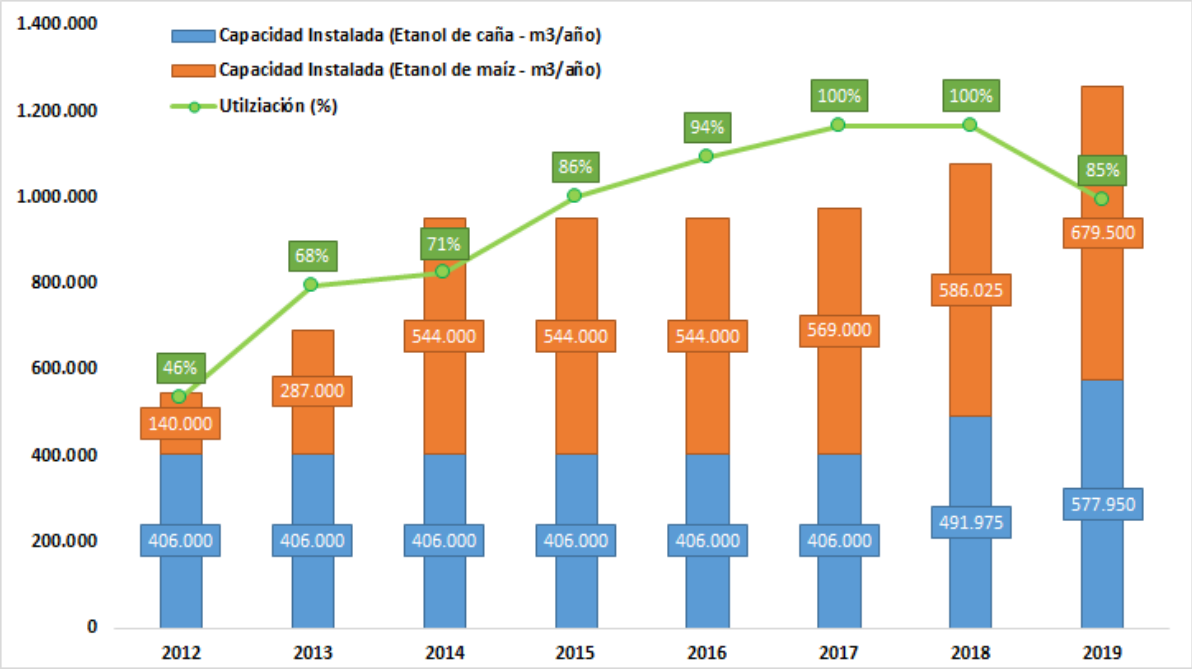


Figura 2.1.5: Evolución de la capacidad instalada y de la utilización de la capacidad instalada en Argentina. Fuente: Elaboración propia en base a la Secretaría de Energía.

La *figura 2.1.5* muestra cómo se fueron instalando cada vez más plantas de bioetanol, principalmente de maíz, dado que recién en 2018 empezaron a instalarse/ampliarse plantas de bioetanol de caña. (Cabe destacar que el año pasado Bioetanol Rio Cuarto anunció que planea ampliar en un 45% la capacidad productiva y Aca Bio en un 40%). Desde 2012 hasta el día de hoy, la capacidad instalada de bioetanol de maíz aumentó un 385%, mientras que la capacidad de producción de bioetanol de caña aumentó un 42%.

Hoy en día, la capacidad instalada total de producción de bioetanol en Argentina es de aproximadamente 1.260.000 m^3/año, de los cuales 680.000 m^3/año corresponden a plantas de bioetanol de maíz (54%) y 580.000 m^3/año corresponden a plantas de bioetanol de caña de azúcar (46%).

Una última y muy importante conclusión que se puede extraer de la *figura 2.1.5*, es notar cómo, desde 2017, la capacidad de producción de bioetanol en Argentina está prácticamente saturada. En 2017 y 2018 la utilización fue del 100%, mientras que en 2019 fue del 85% dado que algunas plantas de bioetanol se ampliaron el año pasado y hubieron cortes en la cadena de suministro debido a la gran devaluación de Agosto (muchas plantas dejaron de producir).

Con proyecciones crecientes del consumo de nafta en Argentina y con una capacidad de producción que está prácticamente saturada en el país, éste es uno de los principales motivos por los cuales se desea, en esta tesis, hacer un estudio de prefactibilidad de instalación de una planta de bioetanol, dado que la oportunidad de entrar en el mercado local a vender volumen de bioetanol que no podrá ser cubierto con la capacidad de producción actual, es muy notoria.

Otras de las razones por la que se eligió hacer un estudio de prefactibilidad de instalación de una planta de bioetanol, es la posibilidad de poder desarrollar un mercado exportador, tema que se desarrollará más adelante en el informe.

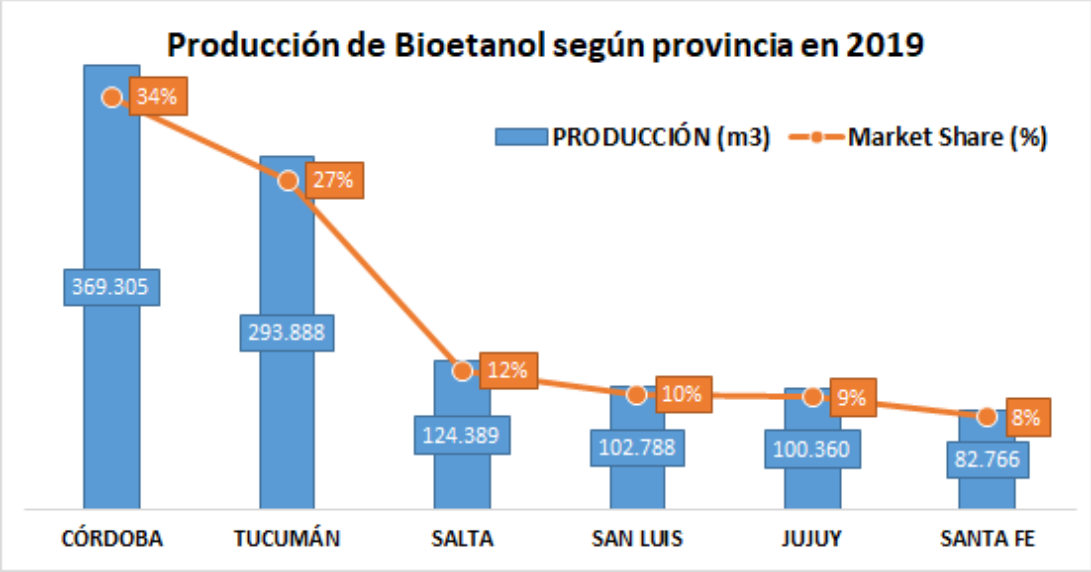


Figura 2.1.6: Producción de bioetanol por provincia y market share de cada provincia en 2019. Fuente: Elaboración propia en base a la Secretaría de Energía.

Como puede observarse en la *figura 2.1.6*, la mayoría del bioetanol Argentino se produce en las provincias de Córdoba y Tucumán, que es donde se encuentran la mayoría de las plantas de bioetanol de maíz y de caña, respectivamente.

A continuación se presentan los market share que poseen los productores de bioetanol a base de maíz.

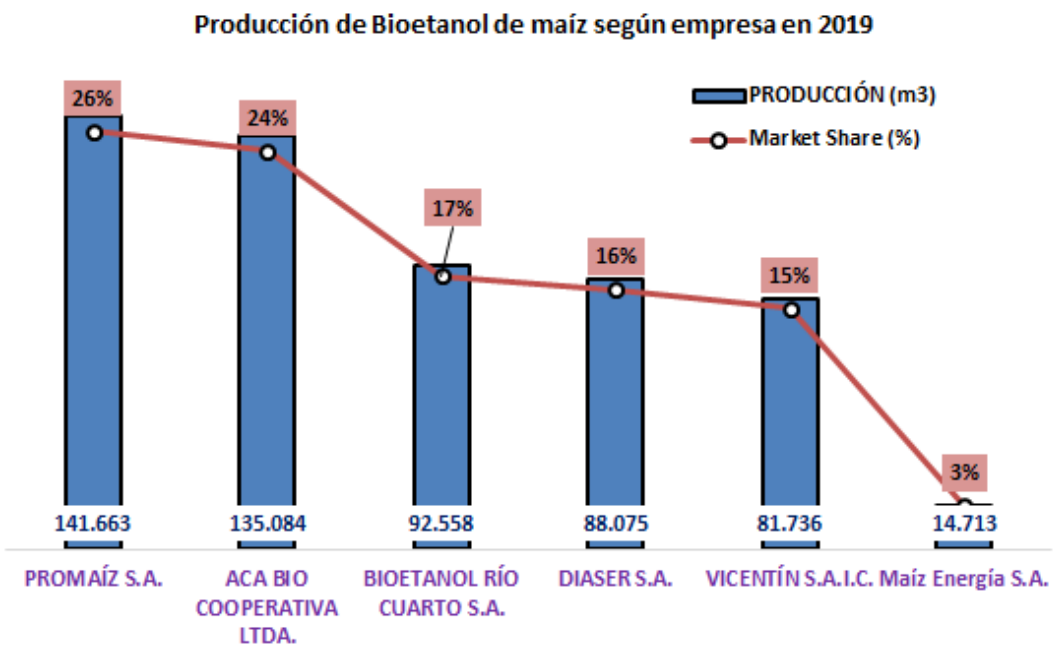


Figura 2.1.7: Producción de bioetanol de maíz por empresa y market share en 2019. Fuente: Elaboración propia en base a la Secretaría de Energía.

Como puede observarse en la *figura 2.1.7*, los actores principales en la producción de bioetanol de maíz son Promaíz y Aca Bio, las dos plantas más grandes de bioetanol de maíz, que entre las dos hacen el 50% del market share del bioetanol de maíz. Cabe destacar que el market share que se presenta en esta figura es con respecto al bioetanol de maíz, no incluye a los productores de bioetanol de caña.

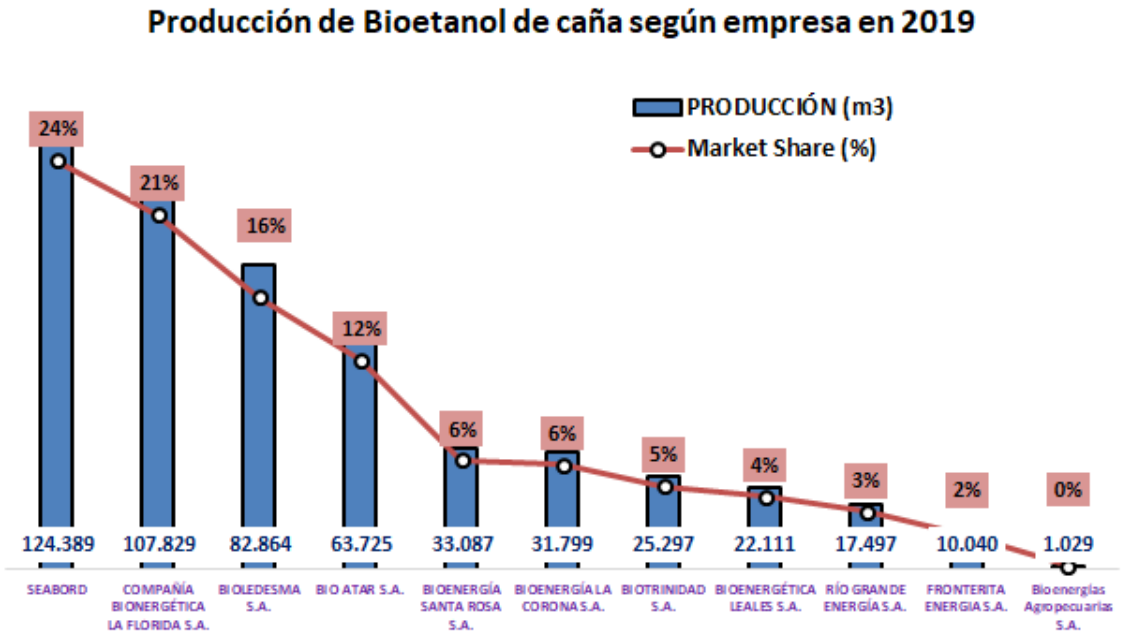


Figura 2.1.8: Producción de bioetanol de caña por empresa y market share en 2019. Fuente: Elaboración propia en base a la Secretaría de Energía.

La *figura 2.1.8* muestra lo mismo que la *figura 2.1.7* pero para los productores de bioetanol de caña. Aquí se puede observar que la mayoría del market share del bioetanol de caña se lo llevan Seaboard, La Florida, Bioledesma, y Bio Atar, que también corresponden a las plantas más grandes de bioetanol de caña.

Notar que todo el volumen de bioetanol producido y vendido por cualquier empresa de bioetanol correspondió al cupo mensual que se le fue asignando correspondientemente a cada empresa por la Secretaría de Energía.

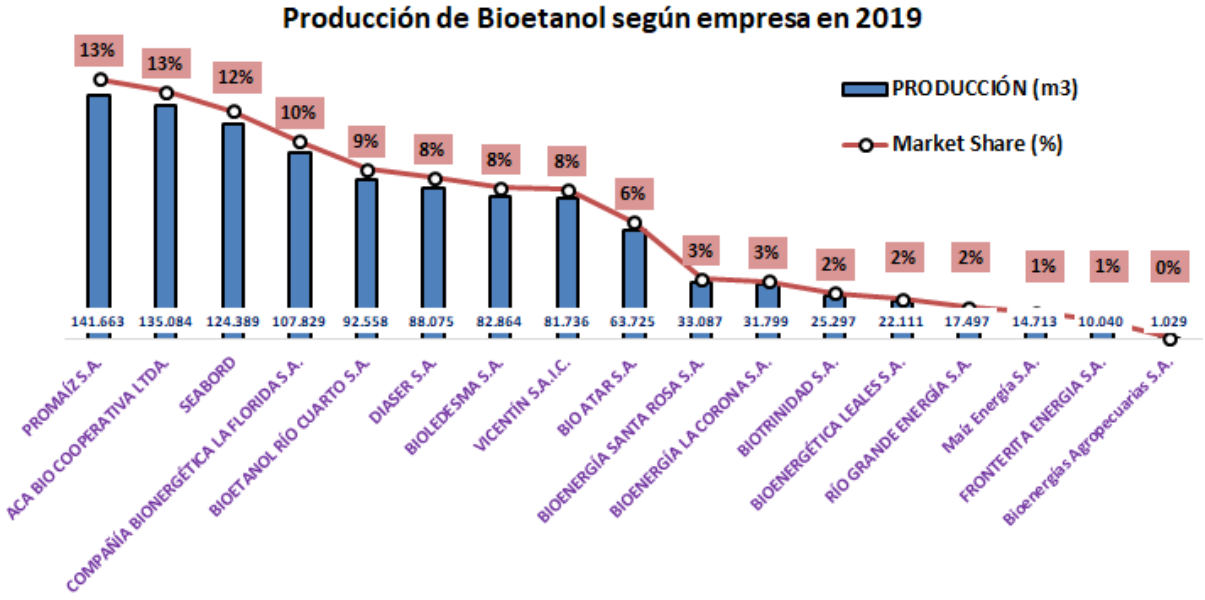


Figura 2.1.9: Producción de bioetanol por empresa y market share en 2019, sin discriminar por insumo. Fuente: Elaboración propia en base a la Secretaría de Energía.

Finalmente, la *figura 2.1.9* incluye a todas las productoras de bioetanol en Argentina, sin discriminar por insumo (no distingue las plantas de maíz de las de caña), para que se pueda observar el market share general en toda la industria de bioetanol. Puede observarse que las empresas dominantes del mercado son: Promaíz (maíz), Aca Bio (maíz), Seabord (caña), La Florida (caña) y Bioetanol Rio 4 (maíz).

A modo de análisis, se realizó un Pareto (*figura 2.1.10*) y se vio que con 8 plantas (40%) se obtenía el 80% de las ventas del mercado argentino. De esta manera, son muchas las cuales no tienen un impacto significativo en el volumen que se vende mensualmente a las distribuidoras de combustible.

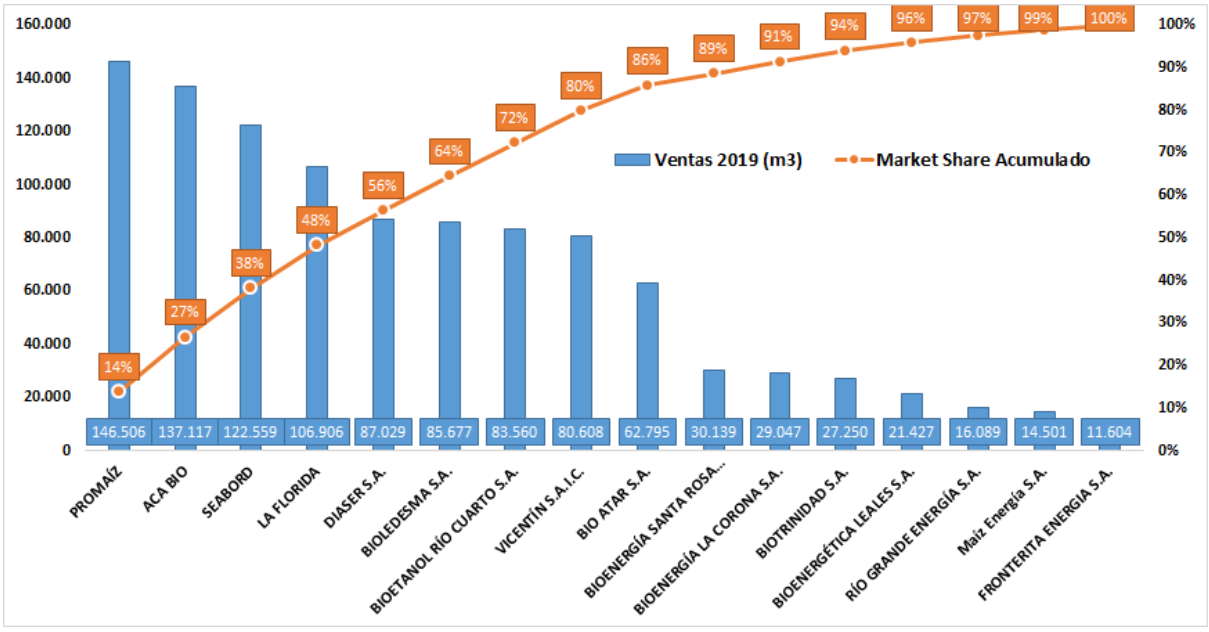


Figura 2.1.10:Pareto de la participación acumulada por productor en 2019.

A continuación, en la *figura 2.1.11*, se estudian bien cómo fue evolucionando la producción y ventas de bioetanol a base de maíz a lo largo de los años, según empresa.

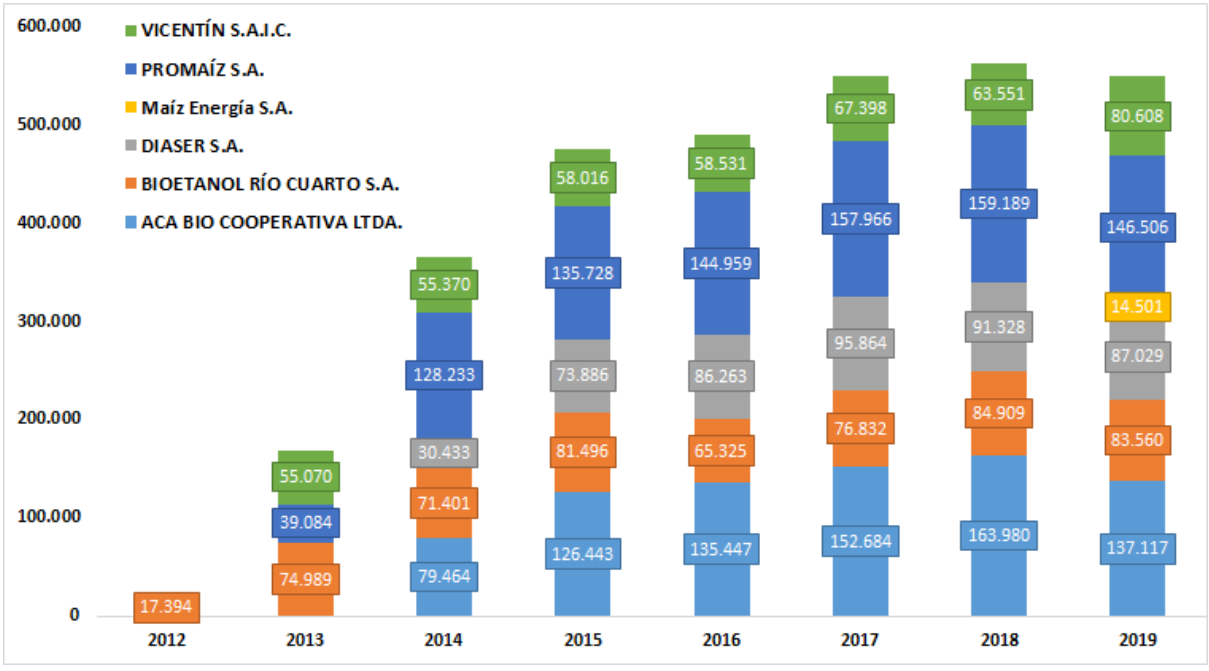


Figura 2.1.11: Volumen de ventas (m^3) de bioetanol de maíz según productores y años.

2.1.1.4. Demanda de bioetanol en Argentina

Dado que en Argentina la producción de bioetanol es determinada por la demanda (en función de la gasolina demandada en Argentina), la producción es siempre igual a la demanda (no están permitidas las importaciones, y nunca hubieron exportaciones hasta hoy) y por ende no suele haber acumulaciones de stock.

La demanda de bioetanol a lo largo de los años fue evolucionando y aumentando (debido a aumentos en el corte obligatorio y a la demanda de gasolinas propiamente dicha como fue explicado anteriormente) como se muestra a continuación en la *figura 2.2.12*.

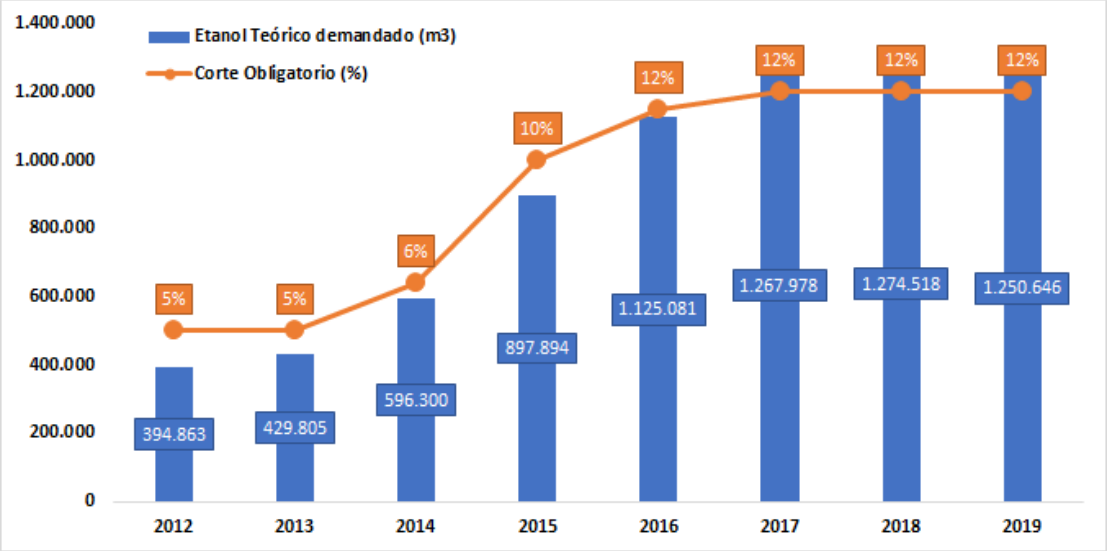


Figura 2.1.12: Demanda de bioetanol (m^3) a lo largo de los años. Tomada como el etanol teórico demandado si se cumpliese el corte obligatorio impuesto por la ley.

La demanda de bioetanol está compuesta por refinerías y distribuidoras de gasolina, que se encargan de mezclar el bioetanol con sus gasolinas para luego vender sus mezclas en las estaciones de servicio como naftas "super" o "premium".

La composición de la demanda actual activa de bioetanol en Argentina es la que se muestra en la *tabla 2.1.4*:

Empresa
YPF
Raízen (Shell)
Axion
Trafigura
Refinería del Norte
Refipampa

Tabla 2.1.4: Lista actualizada de compradores de bioetanol en Argentina, ordenadas de mayor a menor participación en el mercado. Fuente: Secretaría de Energía.

Particularmente, los market share en el mercado de gasolinas Argentino de las 6 empresas actualmente activas en 2019 fue el siguiente:

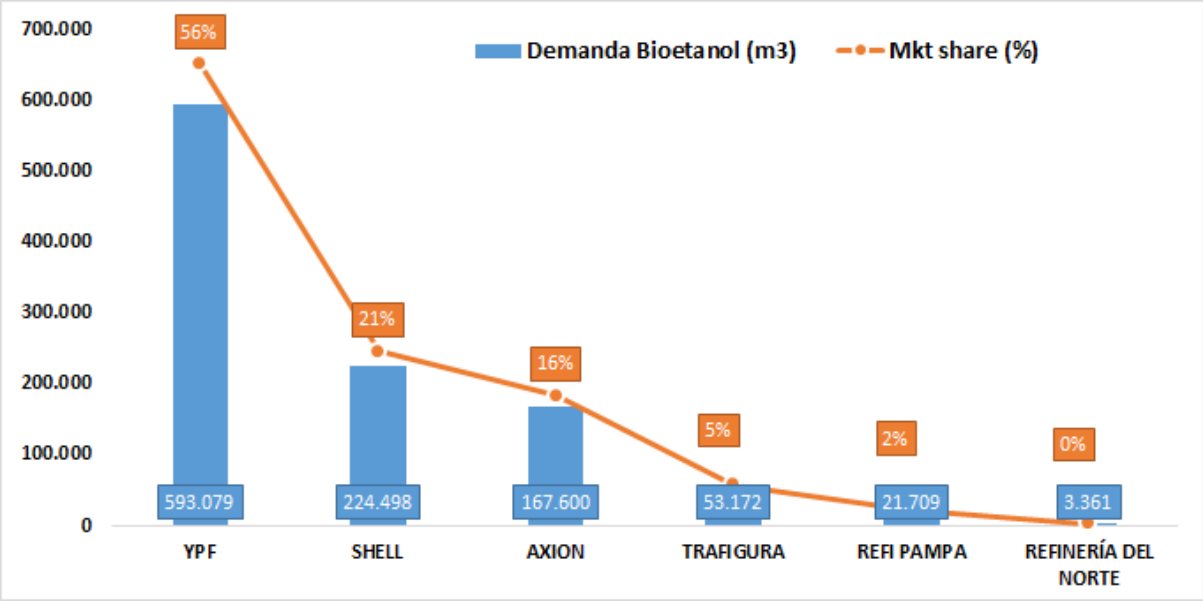


Figura 2.1.13: Consumo de bioetanol (m^3) en 2019.

De la *figura 2.1.13* se puede concluir como YPF vende más del 50% de las gasolinas de todo el país, seguido luego por Shell y finalmente por Axion.

A continuación, se desglosa a qué productores de bioetanol le compra cada refinería.

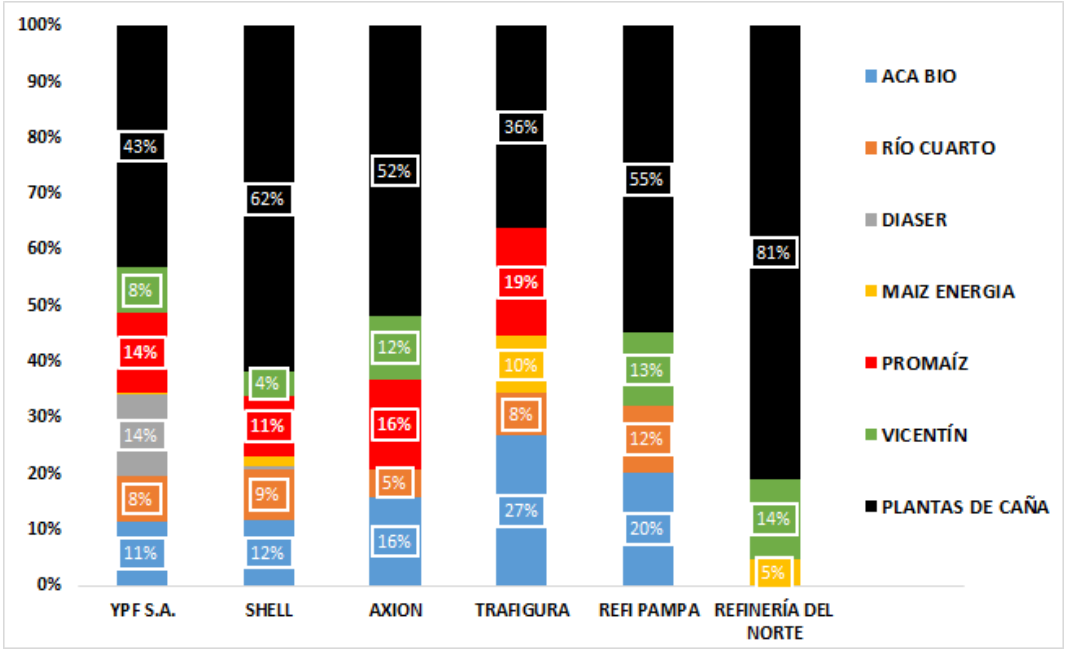


Figura 2.1.14: Compras de bioetanol de cada refinería según el proveedor. Elaboración propia con datos de la Secretaria de Energia.

La *figura 2.1.14* sirve para entender bien cómo son los flujos de bioetanol, y como las refinerías van eligiendo sus proveedores. Por ejemplo, puede apreciarse como Diaser (planta de bioetanol a base de maíz) solo le vende producto a YPF.

Asimismo, en la *tabla 2.1.5,* se presenta la ubicación geográfica de dichas refinerías:

Nombre	**Ubicación**	**Propietario**
Refinería de La Plata	Ensenada, Prov. de BsAs	YPF S.A.
Refinería de Luján de Cuyo	Luján de Cuyo, Prov. de Mendoza	YPF S.A.
Refinería de Plaza Huincul	Plaza Huincul, Prov. de Neuquén	YPF S.A.
Destilería Dock Sud	Dock Sud, Prov de BsAs	Shell Argentina C.A.P.S.A.
Refinería Campana	Campana, Prov. de BsAs	Pan American Energy L.L.C.
Refinería Dr. Ricardo Elicabe	Bahía Blanca, Prov. de BsAs	Trafigura Argentina S.A.
Refinería 25 de Mayo	25 de Mayo, Prov. de La Pampa	Refi Pampa S.A.
Refinería de Campo Durán	Campo Durán, Prov. de Salta	Refineria del Norte S.A.

Tabla 2.1.5: Ubicación geográfica de las distintas refinería según el propietario. Elaboración propia con datos de la Secretaria de Energia.

En la *figura 2.1.15* se muestra la ubicación geográfica de las distintas refinerías en el mapa de la Argentina.



Figura 2.1.15: Ubicación geográfica de las distintas refinería según el propietario. Elaboración propia.

2.1.1.5. Precios del bioetanol en Argentina

Como se mencionó cuando se explicó el marco legal, el precio del bioetanol en Argentina se publica mensualmente por la Secretaría de Energía. A continuación se presenta un gráfico que muestra la evolución del precio del bioetanol en Argentina. Hay un precio de bioetanol de caña, y otro precio de bioetanol de maíz.

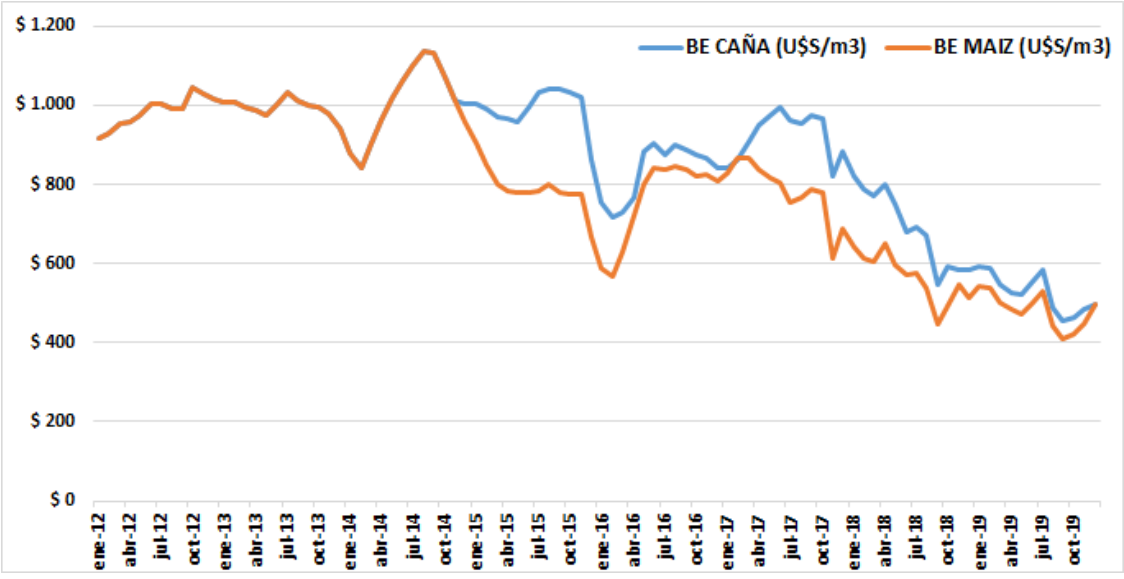


Figura 2.1.16: Precio Bioetanol en Argentina mensual (datos de la Secretaria de Energia)

De la *figura 2.1.16* se pueden extraer numerosas conclusiones. En primer lugar, puede apreciarse como hasta 2015, el precio del bioetanol de caña era igual al precio del bioetanol de maíz, y, desde 2015, hay un precio para el bioetanol de caña y otro al bioetanol de maíz.

El objetivo del régimen de biocombustibles es promover la producción de los mismos, y por eso la Secretaría de Energía fija precios "altos" (al menos, respecto al precio del bioetanol internacional), para darle un margen considerable a los productores de bioetanol. Puede observarse que el precio del bioetanol de caña es superior al bioetanol de maíz, esto se debe principalmente a que las plantas de bioetanol de maíz han reinvertido sus utilidades y han tenido economías de planta más eficientes que las plantas de bioetanol de caña, teniendo una menor estructura de costos, y por ende son más eficientes y pueden vender bioetanol a un precio más barato para obtener un buen beneficio. Las plantas de bioetanol de caña necesitan vender bioetanol más caro para cubrir su estructura de costos.

Es importante destacar también la tendencia que viene siguiendo el precio del bioetanol desde 2017, la cual es claramente bajista. Desde 2017, cuando el precio era superior a 800 U$S/$m^3$, el mismo bajó permanentemente, hasta consolidarse hoy en día en un precio de 470 U$S/$m^3$. La razón de los movimientos del precio del bioetanol están muy atados al contexto internacional, el cual se explicará mejor más adelante.

El precio que publica la Secretaría mensualmente se calcula, en teoría, mediante una fórmula que se explicará a continuación.

Según la Resolución 415-E/2017 del 26/10/2017 la fórmula de precio de adquisición del bioetanol, elaborado a partir de maíz, destinado a la mezcla en el mercado interno se calcula en base a la siguiente *ecuación 2.1.2*. Todos los términos de la fórmula están expresados en pesos por litro.

Fórmula del precio = (*costo del maíz + costo de mano de obra + costo de combustibles + costo de electricidad + otros conceptos*) (*Ecuación 2.1.2)*

Siendo

- *Costo del Maíz*: precio FAS teórico promedio del mes anterior a la publicación del precio del bioetanol, para la tonelada de maíz que surja de la página web www.agroindustria.gob.ar del Ministerio de Agroindustria, multiplicado por un consumo específico de maíz establecido en cero con veintiún diez milésimas (0,0021 ton). Dicho consumo específico contempla el aporte de los subproductos derivados del proceso productivo.
- *Costo de Mano de Obra*: pesos cero con cuatrocientos noventa y nueve milésimas ($ 0,499) correspondiente al mes de Octubre de 2017, actualizable de acuerdo al promedio de la variación del salario remunerativo establecido en los Convenios Colectivos de Trabajo en los cuales se encuadren las plantas que producen Bioetanol a partir de maíz y/o a la documentación que requiera el Ministerio de Energía y Minería a los efectos de verificar dicho valor.

- *Costo del Combustible:* el promedio simple de las tarifas finales correspondientes a las provincias de Córdoba, La Rioja y Catamarca para usuarios del Servicio General P3 de más de 9.000 m3/día según el anexo II-1 de la Resolución N° 4.359 de fecha 30 de marzo de 2017 del Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) o el que en el futuro lo modifique o sustituya; multiplicado por un consumo específico de gas natural establecido en cero con doscientos treinta y un metros cúbicos (0,231 m3); y multiplicado a su vez por el factor de uso de otros combustibles establecido en uno con treinta y seis (1,36)
- *Costo de Electricidad:* ultimo Precio Monómico Medio Mensual publicado por el Organismo encargado del Despacho (OED) en su página web, multiplicado por un consumo establecido en cero con treinta y un kilovatios hora (0,31 KWh).
- *Otros conceptos:* pesos tres con novecientos sesenta y tres milésimas ($ 3,963) actualizable de acuerdo a la última variación mensual acumulada del Nivel General del Índice De Precios Internos Al Por Mayor (IPIM) publicada por el Instituto Nacional De Estadística Y Censos (INDEC), organismo descentralizado en la órbita del Ministerio De Hacienda en concepto del resto de costos, el recupero de la inversión, el pago de los impuestos correspondientes y la rentabilidad considerada. Para ello se ha establecido como base el correspondiente al mes de agosto de 2017.

Sin embargo, esta resolución fue actualizada en 2018. A partir de la Resolución 225/2018 la nueva ecuación es la siguiente *(Ecuación 2.1.3)*:

Fórmula de precio = (*costo del maíz* + *costo de mano de obra* + *costo de combustibles* + *costo de electricidad* + *amortización* + *resto de costos*). *(Ecuación 2.1.3)*

Siendo:

- *Costo del Maíz:* precio FAS teórico promedio disponible para los treinta (30) días corridos anteriores a la fecha de cálculo, para la tonelada de maíz que surja de la página web www.agroindustria.gob.ar del Ministerio de Agroindustria, multiplicado por un consumo específico de maíz establecido en cero con dos milésimas (0,002 ton). Dicho consumo específico contempla el aporte de los subproductos derivados del proceso productivo. Para el mes de mayo de 2018, el valor de este rubro es de pesos siete con noventa y nueve milésimas ($ 7,099).
- *Costo de Mano de Obra*: $ 0,47 por litro establecido para el pago de los costos necesarios de la mano de obra actualizables de acuerdo a la variación mensual acumulada del Índice De Salarios Registrados Del Sector Privado publicado por el Instituto Nacional De Estadística Y Censos (INDEC). Para ello se ha establecido como base el correspondiente al mes de febrero de 2018.
- *Costo del Combustible:* tarifa final correspondiente a la provincia de Córdoba para usuarios del Servicio General P3 de más de 9.000 m3/día según la Resolución N° 307 de fecha 27 de marzo de 2018 del Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) o el que en el futuro lo modifique o sustituya, valor obtenido de sumar al cargo variable un cargo fijo variabilizado de acuerdo a un consumo mensual de 2.134.779 m3, multiplicado por un consumo específico de gas natural valorizado en cero con

veintiún metros cúbicos (0,21 m3); y multiplicado a su vez por el factor de uso de otros combustibles establecido en uno con once centésimas (1,11). Para el mes de mayo de 2018, el valor de este rubro es de pesos uno con doce centésimas ($ 1,12).

- *Costo de Electricidad:* ultimo Precio Monómico Medio Mensual más Transporte disponible, publicado en el Boletín Mensual del Organismo Encargado Del Despacho (OED) en su página web, multiplicado por un consumo establecido en cero con veintinueve kilovatios hora (0,29 KWh). Para el mes de mayo de 2018 el valor de este rubro es de pesos cero con cuarenta y cuatro centésimas ($ 0,44).
- *Amortización:* pesos cero con novecientas sesenta y cuatro milésimas ($0,964) establecidas para el pago de las amortización del capital invertido.
- *Resto de Costos:* pesos cuatro con cero centésimas ($ 4,00) actualizable de acuerdo a la última variación mensual acumulada del Nivel General del Índice De Precios Internos Al Por Mayor (IPIM) publicada por el Instituto Nacional De Estadística Y Censos (INDEC), organismo descentralizado en la órbita del Ministerio De Hacienda en concepto del resto de costos, el pago de los impuestos y tasas correspondientes y la rentabilidad considerada. Para ello se ha establecido como base el correspondiente al mes de marzo de 2018.

Es importante destacar cómo el precio del bioetanol es fijado a partir de los costos que posee una planta de bioetanol, adicionando una rentabilidad esperada (presente en el rubro "resto de costos") que fomenta la producción de bioetanol.

Todo este desglose de precios servirá más adelante no solo para explicar mejor la estructura de costos sino que para entender la variación del precio del bioetanol.

Vale la pena mencionar como fueron las ganancias promedio de una planta de bioetanol de maíz a lo largo de los años. A modo introductorio, esto puede reflejarse en la *figura 2.1.17*.

La *figura 2.1.17* muestra lo siguiente: en primer lugar, se presenta en azul, el precio (en U$S por m^3) del bioetanol de Maíz en Argentina, fijado por el Estado. En segundo lugar, la línea naranja corresponde al costo del maíz FAS necesario para elaborar un m^3 de etanol (una tonelada de maíz rinde 0,4 m^3 de etanol). Finalmente, el margen unitario (representado con las barras en gris) no es más que la resta entre las líneas azul y naranjas, y representa nada más ni nada menos que la ganancia por m^3 de etanol que posee una planta de bioetanol de maíz en Argentina. Cabe destacar que la ganancia real de las plantas de bioetanol es menor que la presentada en la *figura 2.1.17*: faltaría descontarle los costos de la energía, los costos fijos, los impuestos, etc.

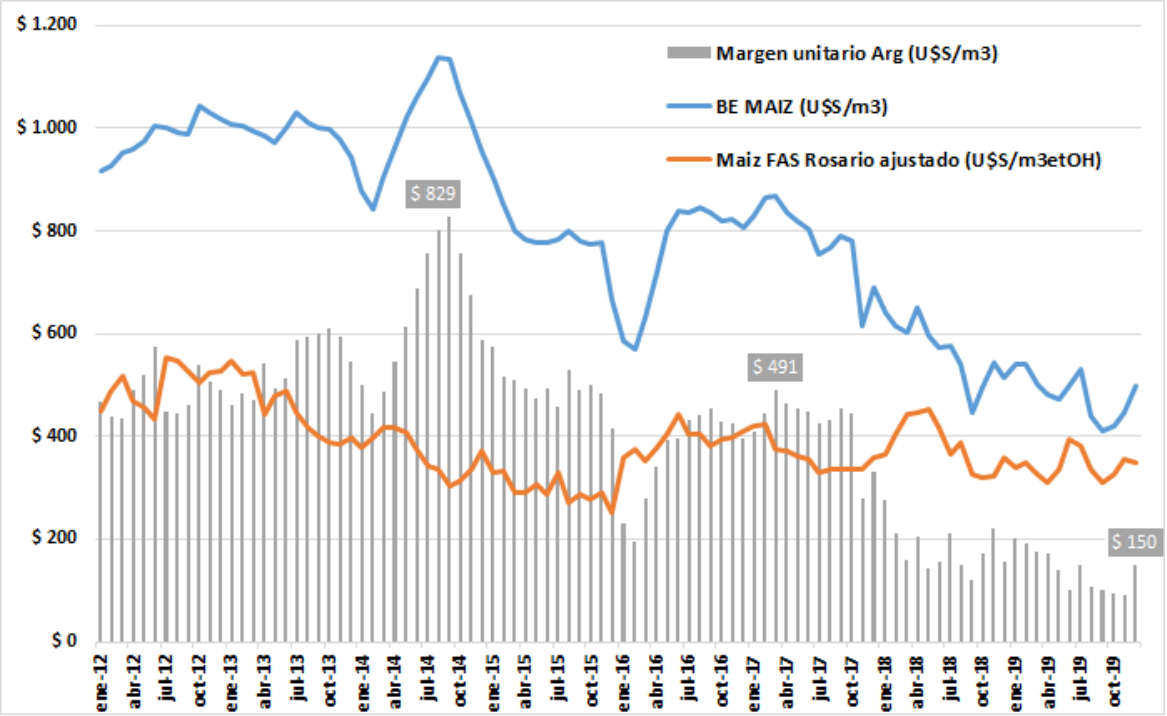


Figura 2.1.17: Evolución del margen unitario de una planta de bioetanol Argentina. Fuente: elaboración propia en base a la Secretaría de Energía.

Sin embargo, el gráfico sirve para darse una primera idea de lo rentable que fueron las plantas de bioetanol de maíz hasta Octubre de 2014 (cuando alcanzaron un margen bruto de 830 U$S/$m^3$), pero que a partir de allí las ganancias fueron disminuyendo permanentemente (principalmente por la baja del precio del bioetanol local, dado que el maíz se mantuvo dentro de todo constante) hasta llegar a un margen bruto de 150 U$S/$m^3$ el día de hoy.

2.1.1.6. Contexto Internacional

A continuación, se hará un completo análisis del bioetanol en todo el mundo para entender bien las tendencias globales.

2.1.1.6.1. Producción y cortes de bioetanol en el mundo

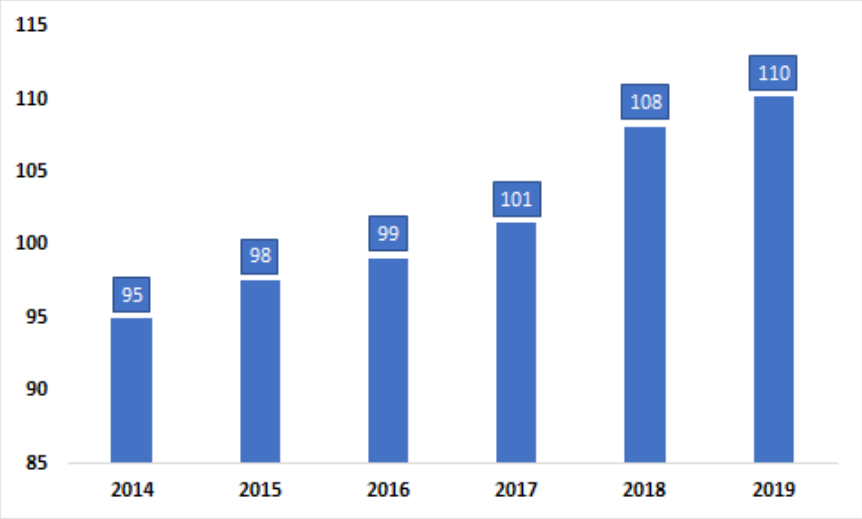


Figura 2.1.18: Evolución de la producción mundial de bioetanol (en millones de m³). Fuente: elaboración propia en base a la RFA.

Como se puede observar en la *figura 2.1.18*, la producción de bioetanol en el mundo está claramente en tendencia alcista. En 2019 se produjeron 110 millones de m^3 en todo el mundo.

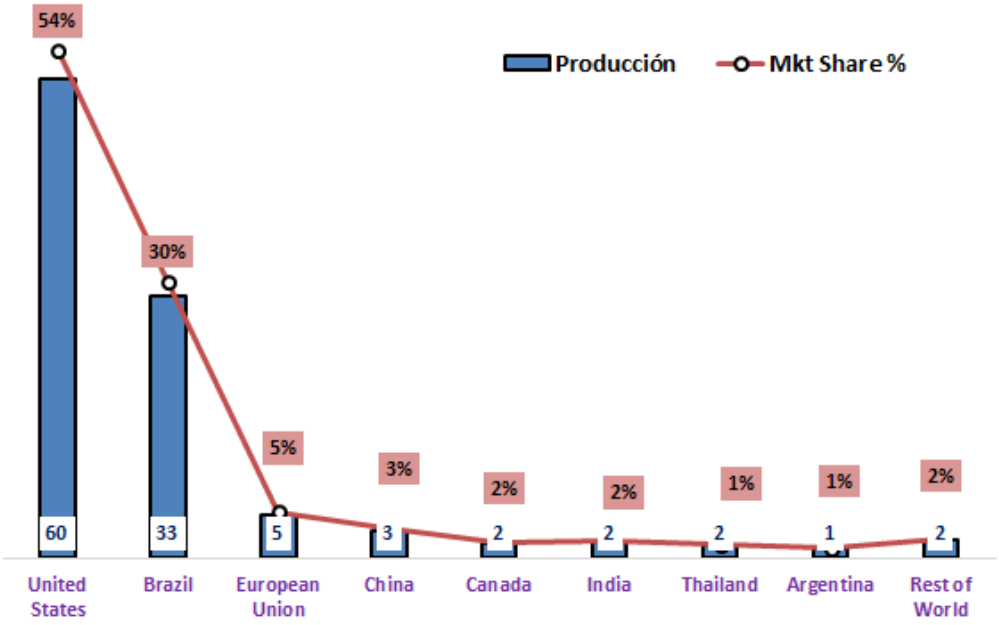


Figura 2.1.19: Market share de la producción mundial de bioetanol en 2019 (en millones de m³). Fuente: elaboración propia en base a la RFA.

Como se puede apreciar en la *figura 2.1.19*, Estados Unidos y Brasil concentran el 85% de la producción mundial. Argentina es el octavo mayor productor de bioetanol en el mundo.

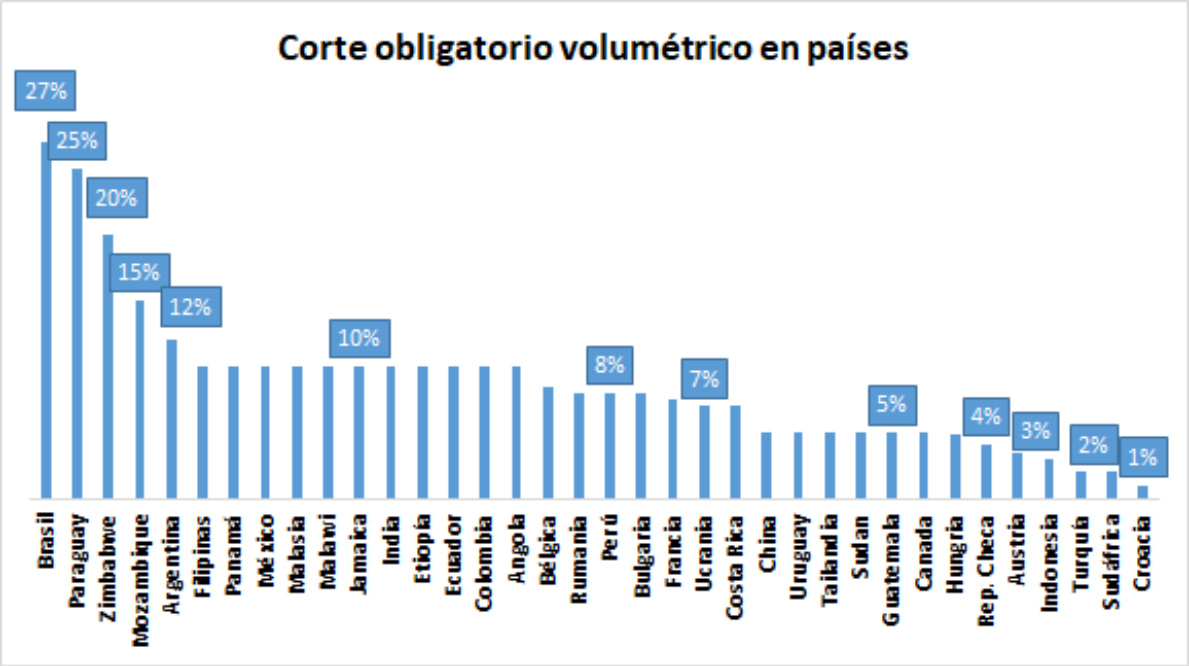


Figura 2.1.20: Cortes volumétricos obligatorios de etanol en distintos países del mundo.

Como se puede ver en la *figura 2.1.20*, varios países implementan el bioetanol como un porcentaje obligatorio en la mezcla con gasolina. Brasil y Paraguay tienen los cortes más altos, con 27% y 25%. Argentina se encuentra en quinto lugar con un corte obligatorio de 12%. La legislación de otros países demandan el bioetanol no como corte obligatorio volumétrico, sino que como un corte obligatorio *energético* (en kJ aportados) proveniente de biocombustibles.

La tendencia de implementación de bioetanol en todos los países del mundo tiene una clara tendencia al alza, la cual se analizará en las diferentes subsecciones de este apartado. Los países buscan hacer sus economías más sustentables y el bioetanol es una gran forma de hacerlo. A continuación se analizarán los principales actores mundiales de la industria de bioetanol.

2.1.1.6.2. Estados Unidos

Producción en Estados Unidos

Estados Unidos es el mayor productor de bioetanol en el mundo con el 54% de la producción global. El último año produjo 15.800 millones de galones lo que sería un equivalente de 59,809 millones de metros cúbicos. Como se puede ver en la *figura 2.1.21*, la producción viene en ascenso logrando justamente este último año la tercer marca histórica.

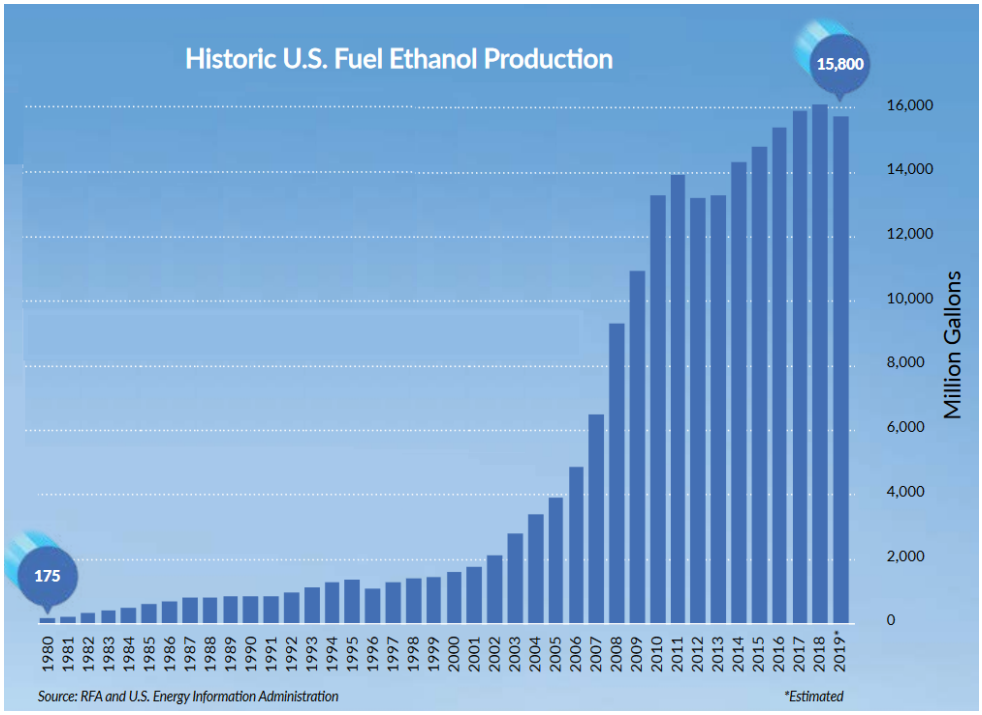


Figura 2.1.21: Producción de bioetanol a través del tiempo. Fuente: RFA

Legislación

La legislación de Estados Unidos es diferente a la Argentina. A diferencia de utilizar un corte mínimo obligatorio porcentual, ellos utilizan una producción mínima en volumen y de ahí obtienen el corte obligatorio porcentual. Es decir, fijan un volumen de producción mínimo de biocombustible para ese año (de acuerdo al consumo del año corriente) y de acuerdo a la producción y consumo de gasolina, obtienen el porcentaje de biofuel que debería tener el combustible. Otra diferencia es que para esta normativa la EPA (Agencia de Protección Ambiental de EEUU) permite que ese volumen de producción mínimo sea de cualquier biofuel, no necesariamente de bioetanol. A su vez, hace excepciones a los pequeños o medianos productores de respetar a rajatabla el corte demandado como para poder fomentar su producción.

A la hora de determinar que los productores respeten los mínimos de biofuel de los diferentes combustibles se utilizan las RVO (Renewable Volume obligations). Para obtenerlo, se multiplica el corte anunciado de ese año por la producción total de ese productor. El productor tiene que mostrar cumplimiento de los RVO por medio de un sistema llamado RIN system (Renewable Identification Number). Dicho sistema logra identificar cada gallon (4,5461 litros) de biocombustible producido y le asigna un código de referencia para identificar el tipo de biocombustible, el año de producción y la compañía productora de ese gallon entre muchas otras cosas. Es decir, cada vez que se crea un galón de biocombustible, se crea un RIN nuevo que se lo adjunta al gallon. Una vez que el productor de combustible compra el etanol, adquiere sus RINs asociados. En ese momento, puede separar los RINs de los galones de bioetanol. En orden de demostrar que la productora de combustible está

cumpliendo con su RVO, debe presentarle a EPA los RINs que adquiero en la compra del bioetanol.

Hay una última variable que surge de este sistema: los RINs se pueden comercializar. Puede ocurrir que al productor del combustible le convenga comprar más galones de bioetanol (y por ende, más cantidad de RINs) que los mínimos requeridos por EPA. Esto puede ocurrir por varias razones, una de ellas puede ser simplemente porque quieren mejorar el octanaje de su combustible y al hacer que el blending tenga una mayor proporción de bioetanol esta tendrá mejores propiedades. Otra razón podría ser por temas de precios y que convenga en ese momento ponerle más bioetanol al combustible. Como resultado de esto, el productor se quedaría con más RINs que los que le demanda EPA. De la misma manera que a un productor le puede convenir utilizar más bioetanol en su blending, hay productoras que les conviene utilizar menos. Es allí donde ocurre el "Trade", la productora que tiene excesos de RIN se los vende a la que tiene defecto de RINs así estos pueden presentarlos a EPA y no tener consecuencias. De esta manera, siempre se cumplira el minimo de producción de bioetanol establecido por EPA. Es importante mencionar que la cantidad de RINs necesarios también depende del tipo de bioetanol. Por ejemplo, un bioetanol avanzado, producido a base de biomasa no proveniente de alimentos (como puede ser desechos de animales o de plantas) otorga más valor que uno producido de manera convencional ya que produce menos gases de efecto invernadero. Por último, nótese que otra razón por la cual a una productora de combustible le convenga comprar un exceso de bioetanol es por el precio del RIN. Es así como el precio del RIN genera cambios en el precio del bioetanol. Todo esto se puede ver en la siguiente *figura 2.1.22*.

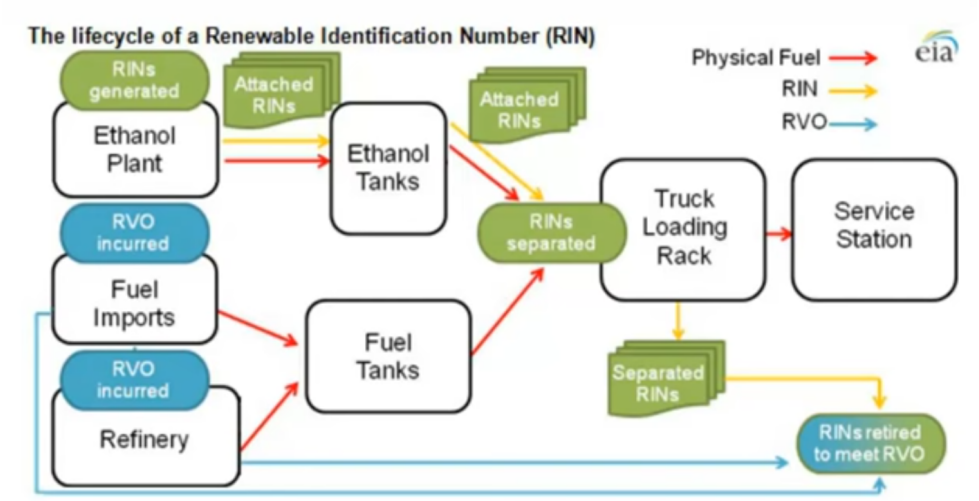


Figura 2.1.22: Funcionamiento de la legislación de bioetanol en Estados Unidos. Fuente: Purdue University[3]

Otro tema importante es analizar el corte. En promedio, el corte en el país ronda el 10,2%. Sin embargo, se está fomentando la transición hacia un corte de 15%. Como se puede ver en la *figura 2.1.23*, en azul se muestra el incremento de estaciones de servicio que ofrecen

[3] Midwest Bioenergy [Midwest Bioenergy]. (2015, Marzo 19). Day in the life of a Renewable Identification Number (RIN) [Archivo de vídeo]. Recuperado de https://www.youtube.com/watch?v=lZSqR-7J1g0&t=1841s

gasolina E15, demostrando el alza en el uso de dicho blending. A su vez, el gobierno impulsa la producción de autos con flexifuel o que al menos sean capaces de soportar E15. Para este año, el 82,9% de los vehículos ligeros estarán aptos para para soportar dicho blending de combustible. En la *figura 2.1.24* se encuentra especificado por fabricante.

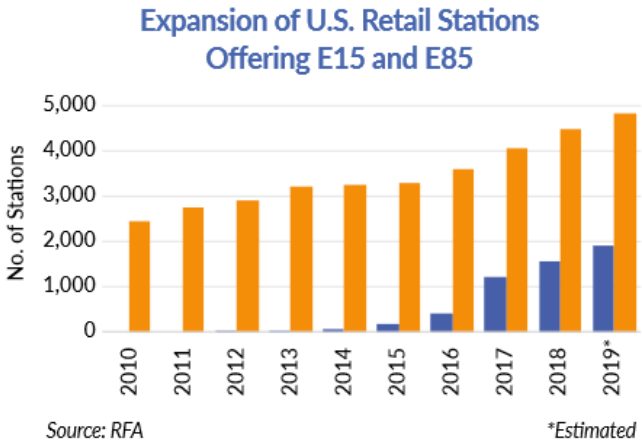


Figura 2.1.23: Oferta de combustibles E15 medido en número de estaciones de servicio. Fuente: RFA.[4]

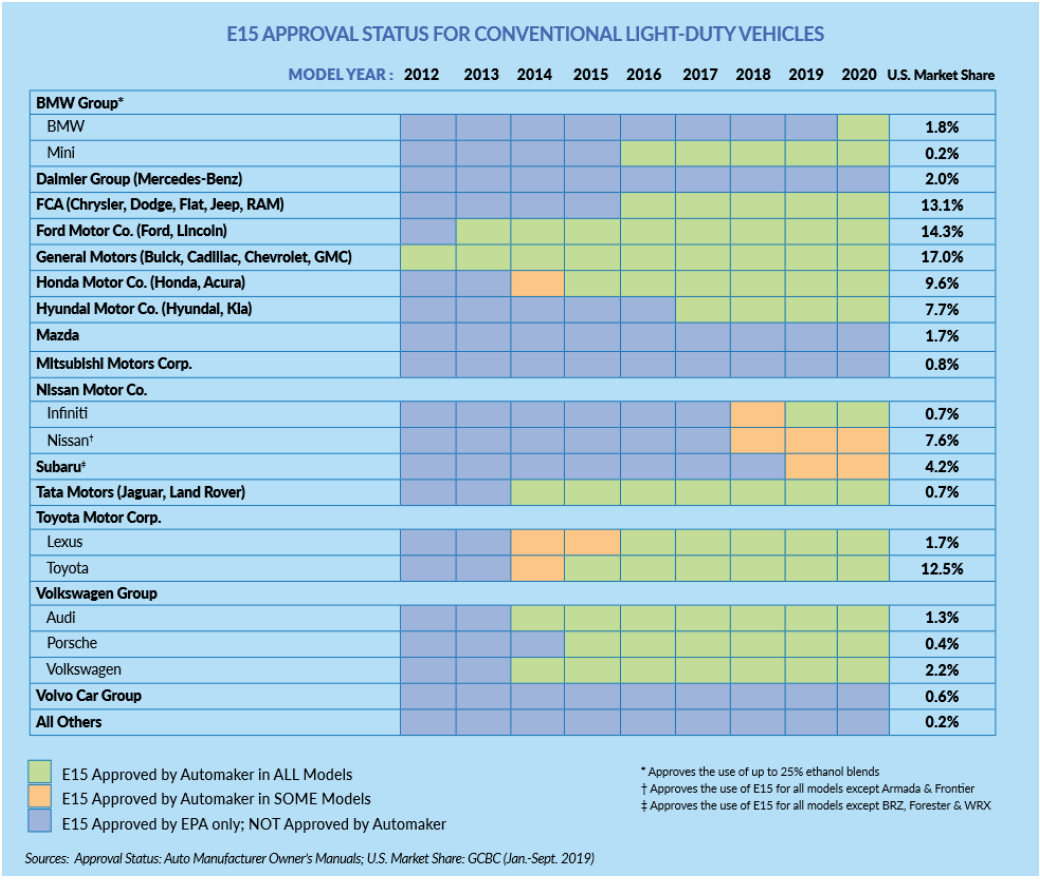


Figura 2.1.24: Estado de aprobación por marca para utilizar E15. Fuente: RFA.[4]

[4] Renewable Fuels Association. (2019). *2019 Ethanol Industry Outlook*, Washington DC, USA: RFA.

Balanza comercial del bioetanol en Estados Unidos

Para comenzar, se analizaran las exportaciones en la *figura 2.1.25*. El último año disminuyeron un 13%, sin embargo alcanzaron la segunda marca histórica de exportación de etanol: 5564 millones de metros cúbicos.

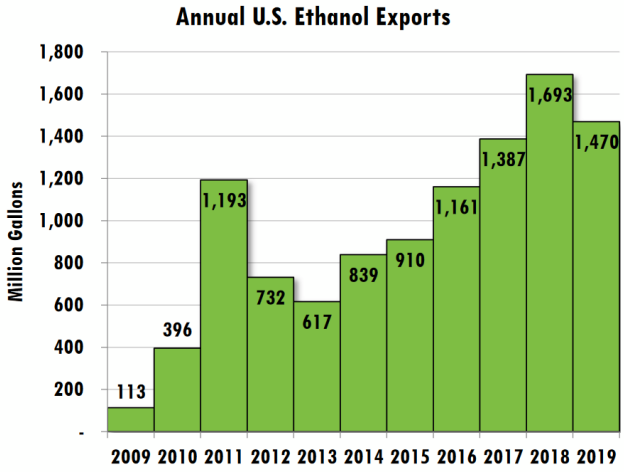


Figura 2.1.25: Exportaciones en millones de galones a lo largo del tiempo de bioetanol en EEUU. Fuente: RFA.[4]

Es interesante analizar los destinos de sus exportaciones. Los principales compradores son Brasil con un 24%, Canadá con el 22% e India con el 11% como se puede apreciar en la *figura 2.1.26*. En cuanto a la disminución que tuvieron de exportación principalmente, la misma se debe a dos razones. En primer lugar, hubo una disminución del 32% de las exportaciones a Brasil, principalmente debidas a que agregaron contingentes arancelarios y restricciones adicionales. En segundo lugar, las exportaciones a China se redujeron un 100% debido a la guerra comercial actual entre ambos países. Por el otro lado, la Unión Europea permitió que expiraran las cuotas máximas existentes debido al antidumping. En la *figura 2.1.27* se muestran las exportaciones en un mapa.

Country	Den. Fuel	Und. Fuel	Den. Other	Und. Other	2019 Total	2018 Total	Change
Brazil	1.4	336.1	0.0	2.4	**339.9**	499.6	-32%
Canada	314.3	3.0	2.6	10.1	**330.0**	347.1	-5%
India	40.2	126.6	15.5	0.0	**182.3**	155.6	+17%
South Korea	62.1	41.5	0.8	3.1	**107.5**	86	+25%
Colombia	59.6	16.8	0.1	3.8	**80.3**	49.3	+63%
Philippines	33.1	36.5	0.0	0.0	**69.6**	82.1	-15%
Netherlands	5.8	47.4	0.1	0.0	**53.3**	72.9	-27%
Peru	42.0	5.5	0.0	0.0	**47.5**	47.3	0%
Oman	37.4	0.0	0.0	0.0	**37.4**	29.9	+25%
Mexico	6.9	23.6	0.0	0.7	**31.2**	28.7	+9%

Figura 2.1.26: Exportaciones de etanol desglosadas por el top 10 de países. Fuente: RFA.[4]

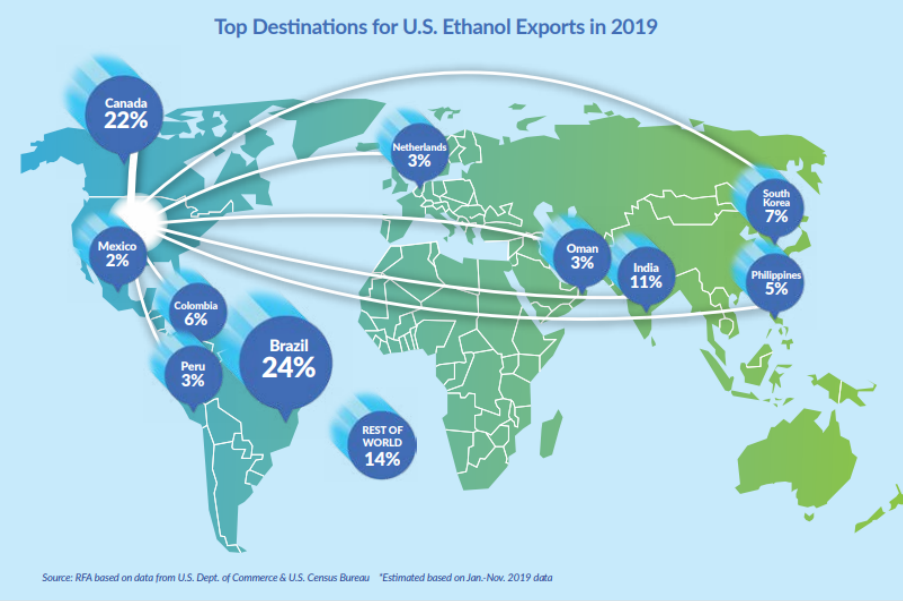


Figura 2.1.27: Mapa de exportaciones de etanol desglosadas por el top 10 de países. Fuente: RFA.[4]

Continuando, se analizarán las importaciones en la *figura 2.1.28*. Sorpresivamente, las importaciones en 2019 casi que se triplicaron con respecto al 2018. Esto está íntimamente relacionado con la legislación de EEUU. Principalmente fue debido al incremento de la diferencia de precios del RIN de etanol avanzado y convencional. Esto generó que las refinerías prefieran importar etanol brasileño que debido a que es proveniente de caña y de que sus condiciones ambientales generan que se gaste menos agua y recursos, tiene una huella de carbono menor. Por lo tanto, requieren menos galones para cumplir con las especificaciones pedidas por la EPA.

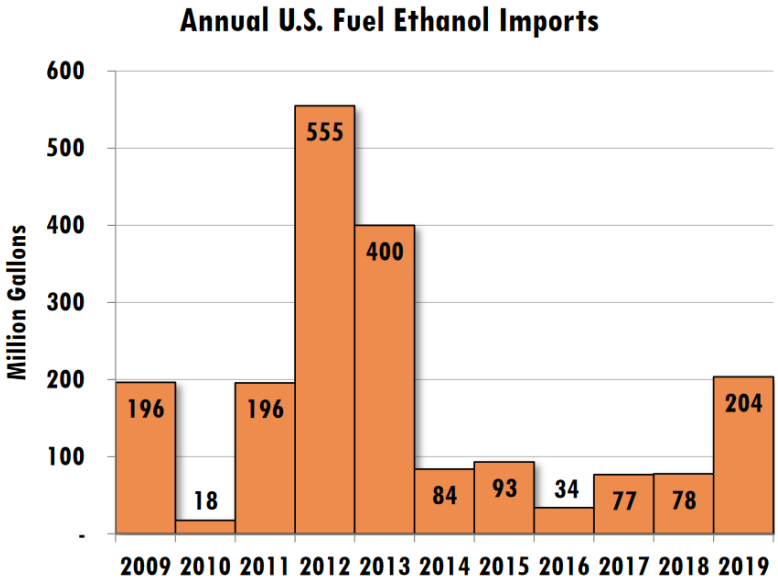


Figura 2.1.28: Importaciones de bioetanol en Estados Unidos. Fuente: RFA.[4]

Economías de planta en Estados Unidos

Al ser el mayor productor de maíz del mundo, Estados Unidos elabora su bioetanol en base al maíz, aprovechando esta ventaja competitiva. A continuación se presenta en un gráfico la evolución en el tiempo del margen bruto de las plantas de Estados Unidos.

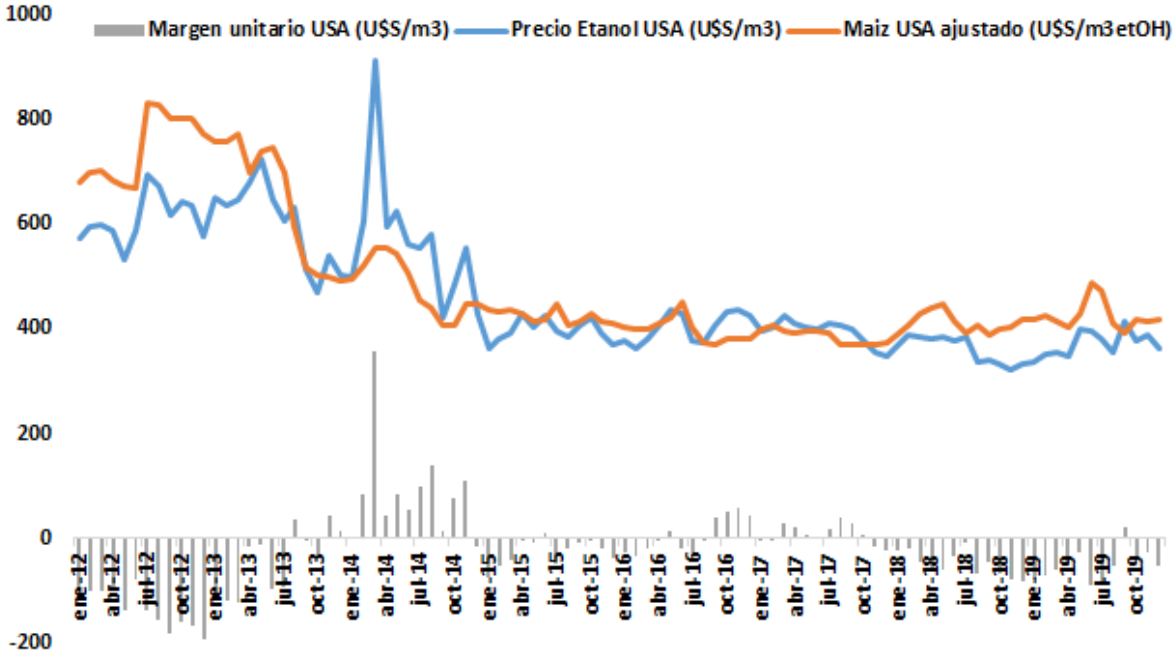


Figura 2.1.29: Margen unitario (en U$S por m^3 de etanol) de una planta de bioetanol en Estados Unidos. Fuente: elaboración propia.

La *figura 2.1.29* muestra lo siguiente: en primer lugar, se presenta en azul el precio (en U$S por m^3) del bioetanol en Estados Unidos, que al no estar regulado por el Estado, coincide con el precio internacional del bioetanol. En segundo lugar, la línea naranja corresponde al costo del maíz necesario para elaborar un m^3 de etanol (una tonelada de maíz rinde 0,4 m^3 de etanol). Finalmente, el margen unitario (representado con las barras en gris) no es más que la resta entre las líneas azul y naranjas, y representa nada más ni nada menos que la ganancia por m^3 de etanol que posee una planta de Estados Unidos. Como se puede ver, parecería ver ser que las plantas de etanol de Estados Unidos producen a pérdida, dado que el precio del bioetanol en la mayoría del tiempo es igual o inferior al precio del maíz necesario para producirlo: y encima faltaría descontarle los costos de la energía, los costos fijos, los impuestos, etc.

Sin embargo, obviamente, las plantas de etanol no producen a pérdida. Las claves para entender lo que realmente sucede se presentan a continuación.

La primer clave a entender, es que los productores de bioetanol reciben un subsidio por parte del Estado. Las plantas reciben un subsidio de unos $11 centavos de dólar por litro, con un adicional de $10 centavos adicionales para los productores pequeños. De esta manera, su "precio" de venta es superior al de mercado, dado que reciben un considerable ingreso por metro cúbico de etanol que hace que su margen real dé positivo.

La segunda clave del éxito de la industria del bioetanol en Estados Unidos radica en su gran economía de escala: Estados Unidos posee plantas de bioetanol inmensas con capacidades superiores a 1 millón de metros cúbicos por año. En la *figura 2.1.30,* se presentan las diez empresas más grandes de EEUU.

Estado	Empresa	Ubicación	M3/año
IL ILLINOIS	ADM DECATUR IL	DECATUR	1.419.529
IL ILLINOIS	MARQUIS ENERGY LLC	HENNEPIN	1.287.039
NE NEBRASKA	ADM COLUMBUS NE DRY MILL	COLUMBUS DRY MILL	1.184.833
IA IOWA	ADM CEDAR RAPIDS IA DRY MILL	CEDAR RAPIDS DRY MILL	1.135.623
IA IOWA	ADM CEDAR RAPIDS IA WET MILL	CEDAR RAPIDS WET MILL	908.498
IA IOWA	ADM CLINTON IA	CLINTON	897.142
NE NEBRASKA	CARGILL INC	BLAIR	794.936
IL ILLINOIS	ADM PEORIA IL	PEORIA	700.301
IL ILLINOIS	PACIFIC ETHANOL PEKIN INC	PEKIN	579.168
ND NORTH DAKOTA	THARALDSON ETHANOL LLC	CASSELTON	579.168

Figura 2.1.30: las diez plantas de bioetanol más grandes de Estados Unidos. Fuente: Bolsa de Comercio de Rosario.[5]

A modo de curiosidad, notar que las cuatro plantas de bioetanol más grandes de Estados Unidos superan el millón de metros cúbicos de etanol por año de capacidad. Cualquiera de esas cuatro plantas, por si solas, pueden cubrir toda la producción anual de etanol en Argentina (la cual ronda 1,1 millones de metros cúbicos por año).

Finalmente, a modo de comparación, se incluye en la *figura 2.1.31,* una breve comparación de las capacidades instaladas de producción de bioetanol en Argentina y Estados Unidos.

	USA	ARGENTINA	Argentina /USA
Número de Plantas	198	14	7,1%
Capacidad de Producción (m3/año)	58.692.810	965.350	1,6%
Producción Anual de Etanol 2016 (m3)	57.928.000	890.000	1,5%
Capacidad de Producción de la fábrica de mayor tamaño (m3/año)	1.419.529	150.000	10,6%
Maíz utilizado en la producción de	138.400.000	1.437.000	1,0%
Producción Anual de maíz (tn)	384.770.000	38.000.000	9,9%
Cosecha de maiz usado p/ producir etanol	36%	4%	

Figura 2.1.31: Comparación entre las capacidades instaladas de producción de bioetanol de Argentina y Estados Unidos. Fuente: Bolsa de Comercio de Rosario.[6]

[5] Calzada, J. y Di Yenno, F. (2017). Capacidad de producción de etanol de Argentina no llega al 2% de la de EE.UU. Rosario, Argentina: Bolsa de Comercio de Rosario. Recuperado de https://bcr.com.ar/es/mercados/investigacion-y-desarrollo/informativo-semanal/noticias-informativo-semanal/capacidad-de-0

[6] Calzada, J. y Di Yenno, F. (2017). Capacidad de producción de etanol de Argentina no llega al 2% de la de EE.UU. Rosario, Argentina: Bolsa de Comercio de Rosario. Recuperado de https://bcr.com.ar/es/mercados/investigacion-y-desarrollo/informativo-semanal/noticias-informativo-semanal/capacidad-de-0

2.1.1.6.3. Brasil

Siendo Brasil uno de los principales productores y consumidores de bioetanol se procede, en base al análisis llevado a cabo, a analizar la legislación más recientes que están vigentes en dicho país, sobre medidas, acciones y políticas que fomentan la producción y uso de bioetanol. Asimismo, se estudia el corte de bioetanol en dicho país, y el modo en que funciona el mercado gracias a los autos flexifuel. Cabe aclarar que Brasil es productor de bioetanol de caña de azúcar.

Legislación

El marco legal que regula las actividades del sector privado para la producción de biocombustibles se ha venido desarrollando a lo largo de las últimas décadas ligado al interés específico que ciertos países han puesto en estos productos como alternativa energética.

En ese sentido, Brasil es el primer país Latinoamericano que inició sus actividades con este enfoque y por tanto se vió en la necesidad de crear las condiciones para promover la producción y uso del etanol.

La disponibilidad territorial y las condiciones climáticas favorables favorecen el cultivo de las materias primas necesarias para la producción de biocombustibles, lo que ha alentado las inversiones en políticas públicas en el ámbito social para aprovechar el potencial regional, generar ingresos, empleos y el desarrollo sostenible. Sumado a esto, el proceso productivo de bioetanol de caña como bien se explicó en la introducción es menos costoso. La normativa más relevante de Brasil en la actualidad es *RenovaBio*.

RenovaBio es la Política Nacional de Biocombustibles, establecida por la Ley N ° 13.576 / 2017 , con los siguientes objetivos:

- Proporcionar una contribución importante para el cumplimiento de los compromisos determinados por Brasil en virtud del Acuerdo de París;
- Promover la expansión adecuada de los biocombustibles en la matriz energética, con énfasis en el suministro regular de combustible;
- Garantizar la previsibilidad para el mercado de combustibles, induciendo ganancias en la eficiencia energética y la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero en la producción, comercialización y uso de biocombustibles.

El principal instrumento de *RenovaBio* es el establecimiento de *objetivos nacionales anuales de descarbonización* para el sector de combustibles, con el fin de fomentar un aumento en la producción y participación de biocombustibles en la matriz energética del país.

Los objetivos nacionales de reducción de emisiones para la matriz de combustible se definen para el período de 2019 a 2029 mediante la Resolución CNPE nº 15, de 24 de junio de 2019. Dichos objetivos establecidos por CNPE se desglosan anualmente en objetivos individuales

obligatorios para los distribuidores de combustible, de acuerdo con su participación en el mercado de combustibles fósiles, de conformidad con la Resolución ANP No. 791/2019, del 12 de junio de 2019 . Para ser más específicos: El *objetivo individual anual de reducción de gases de efecto invernadero* del distribuidor de combustible será un número entero mayor que cero, calculado a partir de la multiplicación de la participación de mercado del distribuidor en las emisiones totales de combustibles fósiles (en porcentaje) y la meta anual establecida por el Consejo Nacional de Política Energética.

A través de la certificación de la producción de biocombustibles, se asignan diferentes grados a cada productor e importador de biocombustible, en un valor inversamente proporcional a la intensidad de carbono del biocombustible producido. La nota refleja con precisión la contribución individual de cada agente productor para mitigar una cantidad específica de gases de efecto invernadero en relación con su sustituto fósil (en términos de toneladas de CO^2 equivalente).

Los productores e importadores de biocombustibles que deseen unirse al programa contratarán firmas inspectoras acreditadas por la ANP (Agencia Nacional de Petróleo) para llevar a cabo la certificación de biocombustibles y validar la calificación de eficiencia energética-ambiental. El Certificado de Producción Eficiente de Biocombustibles será válido por tres años, contados a partir de la fecha de su aprobación por la ANP, y solo puede ser emitido por la empresa de inspección después de la aprobación del proceso por parte de la ANP.

La Resolución ANP Nº 758, de 23 de noviembre, 2018 regula la certificación de la producción o importación de biocombustibles y de acreditación efectivo de las empresas provinciales. Los distribuidores de combustible deben demostrar el cumplimiento de los objetivos individuales obligatorios mediante la compra de *Créditos de descarbonización* (CBIO), un activo financiero negociable en la bolsa de valores, *derivado de la certificación del proceso de producción de biocombustibles en función de los niveles de eficiencia respectivos alcanzados en relación con sus emisiones.*

Los productores e importadores de biocombustibles que se unan voluntariamente al programa podrán comercializar estos créditos basados en esta producción certificada. Los distribuidores de combustible cumplirán el objetivo anual individual obligatorio al demostrar la propiedad de los CBIO en su cartera.

En este marco, se puede concluir que Brasil, es un pais ejemplo en la produccion y distribucion de bioetanol, con un programa que establece objetivos de reducción de emisiones a las productoras de combustibles convencionales y fomentando a producir bioetanol para ganar y poder comercializar créditos de descarbonizacion.

Sumado al plan *RenovaBio*, cabe destacar que en 2003 irrumpieron los *autos flex* que tuvieron una inmediata aceptación y hoy se llevan el 95% de las ventas de los cero

kilómetros. Se trata de una *tecnología que permite utilizar* mezclas de alcohol que van del 18% (Mínimo contenido exigido por ley para mezclar con la nafta), hasta *alcohol puro*. Las estaciones de servicio poseen dos surtidores, uno de gasolina cortada con 27,5% de bioetanol (en caso de falta de abastecimiento puede llevarse a 18%, pero nunca menos que eso) y otro con el biocombustible puro. El público puede elegir libremente cuál utilizar (puede tanto utilizar uno, otro u ambos creando su propio mix), decisión que suele tomarse de acuerdo a los precios relativos entre ambos.

El mix promedio en 2019 de Brasil (45% etanol y 55% gasolina) tiene una mejor performance ambiental que el auto eléctrico europeo. Se asegura que las emisiones de gases de efecto invernadero son menores al tomar en cuenta las emisiones asociadas a la generación de energía eléctrica. Asimismo hay consenso entre todos los actores que el futuro serán los biocombustibles con motores optimizados para reducir su consumo.

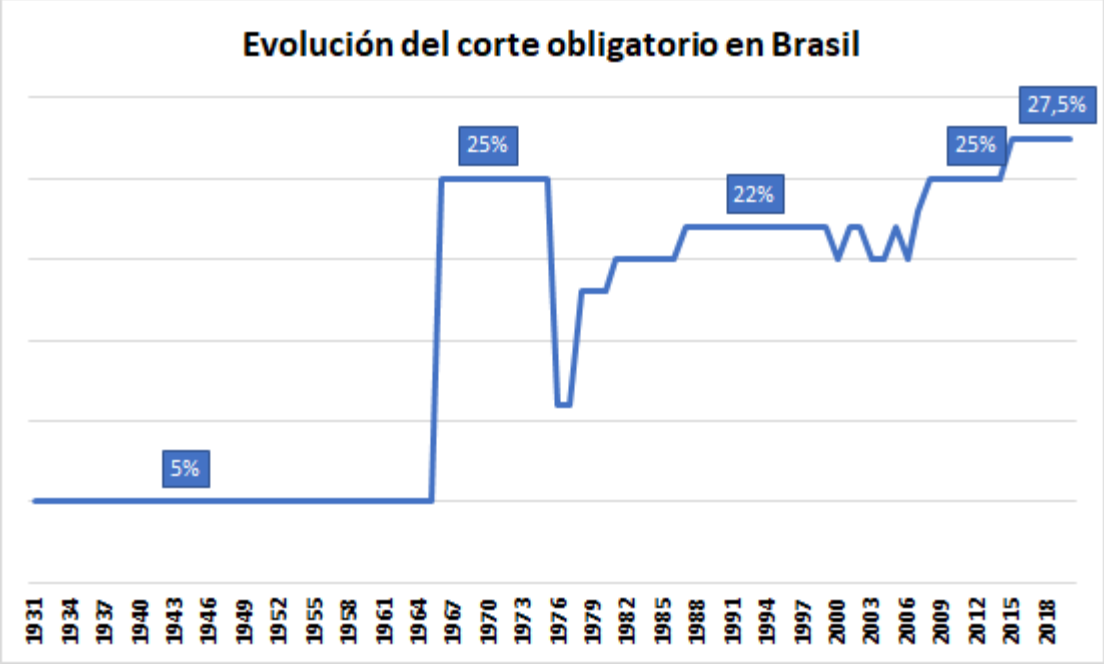


Figura 2.1.32: Evolución del corte obligatorio de bioetanol en Brasil.

El corte mínimo obligatorio en la actualidad en Brasil es 27,5% (en caso de falta de abastecimiento puede llevarse a 18%, pero nunca menos que eso). En la *figura 2.1.32*, se muestra el corte obligatorio a lo largo de la historia de Brasil. Cabe destacar igualmente que el corte real en Brasil utilizado es mayor en promedio en los últimos años debido a la competitividad en precios del biocombustible y la posibilidad de aumentar el corte en los autos de hasta un 100% de bioetanol (autos flexifuel).

Producción

Brasil es el segundo mayor productor mundial de bioetanol. Como se puede apreciar la producción de Bioetanol en Brasil en la *figura 2.1.33* tiene una tendencia creciente con los años.

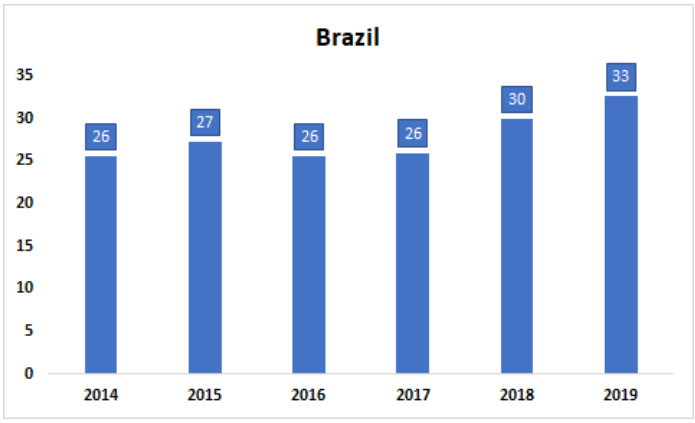


Figura 2.1.33. Producción de Bioetanol en Brasil a en el periodo 2014-2019 (millones de m^3)

A continuación, en la *figura 2.1.34,* se estudia la balanza comercial del bioetanol en Brasil.

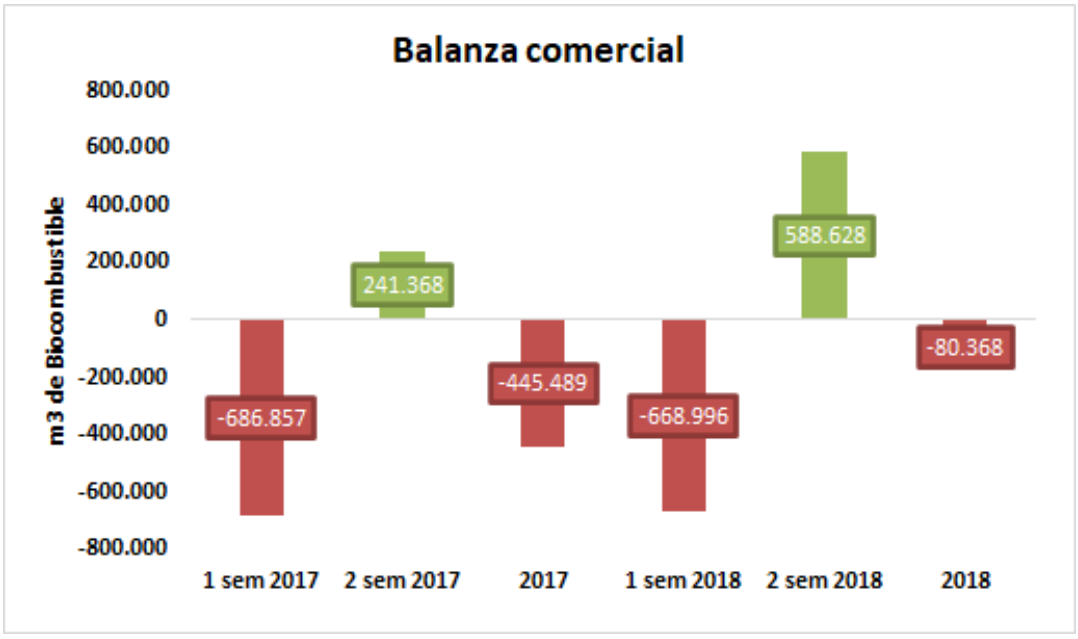


Figura 2.1.34: saldo de la balanza comercial de bioetanol en metros cúbicos para los años 2017 y 2018. Elaboración propia con datos de la ANP (Agencia Nacional de Petróleo).

Como se puede ver en la *figura 2.1.34*, el saldo de la balanza comercial del bioetanol en Brasil es negativo durante el primer semestre, positivo durante el segundo semestre y negativo en total. De este modo, debido a su alta demanda de biocombustibles que supera la oferta de los primeros semestres de cada año, Brasil importa grandes cantidades de bioetanol durante el primer semestre de todos los años. Asimismo, exporta parte de su producción

durante el segundo periodo. Sin embargo, en resumen, se puede afirmar que Brasil es importador de bioetanol. Esta estacionalidad se debe principalmente al ciclo de plantación y cosecha de la caña de azúcar.

Se puede concluir que, en principio, Brasil puede ser considerado un posible destino de exportaciones de bioetanol para la planta estudiada en el informe. Más adelante se estudiará más en profundidad.

2.1.1.6.4. China

Legislación y Corte

Debido al carácter sociopolítico de China, las legislaciones suelen ser variables. En cuanto al bioetanol, y tratando de mostrar su compromiso con el acuerdo de París, *tenían como objetivo llegar a E10 para el 2020*. Y eventualmente migrar hacia una utilización de vehículos eléctricos. En 2001, China comenzó un programa de utilización de granos no aptos para consumo alimentario en el ámbito de la producción del etanol para poder alcanzar con este límite deseado del E10. Sin embargo, no fue implementado en todo el país para no poner en riesgo la economía y cadena alimenticia de su población, siendo este último punto de gran importancia para el gobierno. Es por ello que *hoy en día solo poseen un 2,51% de etanol en el combustible*. Esta diferencia se debe principalmente a cómo manejan la producción del etanol. Para hacerlo, están constantemente regulando el consumo de maíz, por lo que cuando este abunda se produce más bioetanol pero cuando las reservas caen se deja de producir. Sumado a esto, China tiene una alta producción de MTBE pero restricciones de "Blue Sky Protection Plan" en 2018-2020 restringen el uso de MTBE para el blending con combustibles. No está de más mencionar la situación actual ocasionada por el COVID-19, *debido a la gran baja en las reservas de maíz del país se decidió posponer el objetivo de E10.*

Producción

El valor objetivo del 10% de corte supone un desafío para la industria china de etanol ya que sus niveles de producción actuales son de 10.747 millones de litros pero de estos, *solamente el 40% es destinado a la industria de combustibles ya que el foco principal radica en otras industrias químicas*. Como fue mencionado previamente, con la producción actual destinada a combustibles se está logrando un blend del 2,51%. Cabe remarcar que si se dispone del 60% restante, tampoco será suficiente para poder alcanzar el deseado del E10 ya que la demanda de nafta está en aumento año tras año, requiriendo un total de 18.700 millones de litros de etanol para poder cumplirlo.

En este sentido, en cuanto a la producción local, *hay un gap entre la total y lo que se destina a fines de combustibles*. A lo largo de los años, la producción total fue en aumento para poder equiparar a la demanda local de etanol en todas las industrias pero no se le dio prioridad al E10 ni a como poder cumplirlo.

Como se observa en la *figura 2.1.35*, se comparan las producciones con el nivel mínimo para poder cumplir con el objetivo deseado de blending. Recién en el 2018 la producción total se asemeja a la necesaria para el corte de 10% y la relación de producción destinada a combustibles sobre la producción total fue decreciendo desde 2009 hasta 2018.

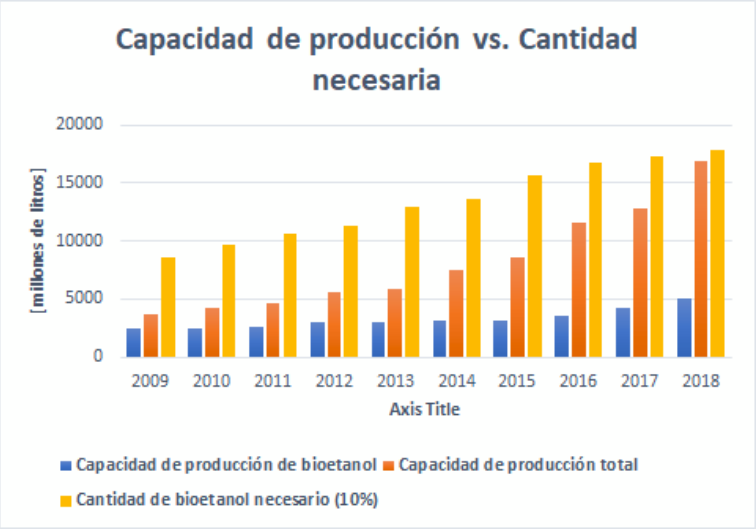


Figura 2.1.35: capacidad de producción de etanol en China y cantidad necesaria para el E10.

Con respecto a las barras azules que representan la capacidad de producción de etanol destinado a la industria de combustibles, se detalla a continuación una comparación entre la demanda y la oferta en conjunto con el ratio de blending de la nafta vendida localmente.

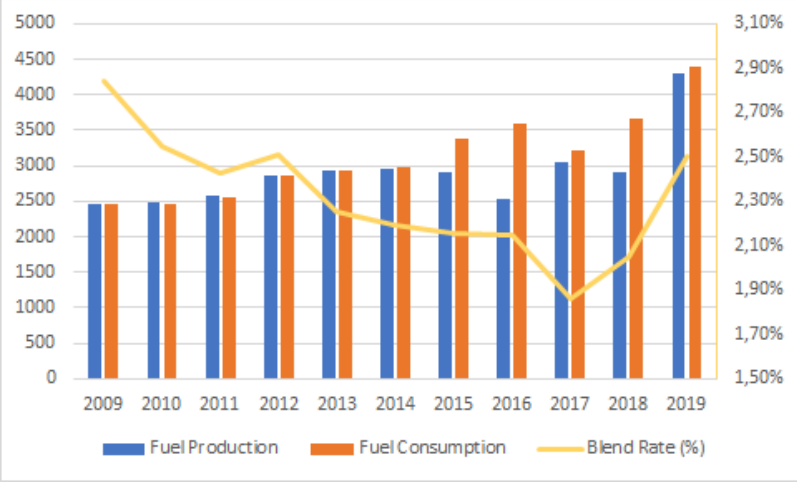


Figura 2.1.36: producción y consumo de etanol en el blending de combustibles y el blend rate (en millones de litros).

En la *figura 2.1.36,* desde 2009 hasta 2014 se observa que la demanda y la oferta se mantenían similares. Luego, desde 2014 al presente, la demanda estuvo por arriba de la oferta. Este déficit lo tuvo que suplir con importaciones, como se puede ver en el cuadro siguiente. Sin embargo, en 2018 se volvió a equilibrar la oferta para poder satisfacer al consumo y esto también llevó asociado un aumento en el blend rate aunque permanece por

debajo del 5 y 10%. La *figura 2.1.37* hace referencia a todo en relación al etanol, es decir, cuando hace mención a *Production* es la cantidad total de etanol producido en China, *Fuel Production* es la producción local de etanol con destino al blending con los combustibles y cuando hace mención de *Fuel Imports* son las importaciones de etanol para ser utilizadas con el mismo fin mencionado previamente.

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Beginning Stocks	0	0	0	0	0	0	0	186	172	56	
Fuel Begin Stocks	0	0	0	0	0	0	0	186	172	56	
Production (Million Liters)	3718	4135	4619	5286	5795	6921	7868	8071	9211	9770	10747
Fuel Production	2466	2479	2566	2858	2934	2951	2914	2534	3041	2914	4311
>of which is cellulosic	0	0	0	0	25	25	38	40	30	20	
Imports	0	4	5	15	0	27	687	890	24	700	
Fuel Imports	0	3	5	3	0	26	477	871	8	700	
Exports	108	156	43	45	40	33	25	34	135	35	
Fuel Exports	16	12	8	7	2	2	0	1	3	0	
Consumption	3610	3983	4581	5256	5755	6915	8344	8941	9216	8168	10830
Fuel Consumption	2450	2470	2563	2854	2932	2975	3391	3590	3218	3670	4394
Ending Stocks	0	0	0	0	0	0	186	172	56	0	
Fuel Ending Stocks	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Total BalanceCheck	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Fuel BalanceCheck	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Number of Refineries	5	5	5	6	6	7	7	10	11	12	
Nameplate Capacity	2500	2500	2600	3000	3000	3200	3200	3600	4200	5000	
Capacity Use (%)	99%	99%	99%	95%	98%	92%	91%	70%	72%	58%	
Fuel Ethanol	2450	2470	2563	2854	2932	2975	3391	3590	3218	3670	
Gasoline	86112	96913	105738	113592	130015	135660	157237	167460	172896	178999	
Blend Rate (%)	2,85%	2,55%	2,42%	2,51%	2,26%	2,19%	2,16%	2,14%	1,86%	2,05%	2,50%

Figura 2.1.37: cuadro de información sobre el etanol en China. Fuente: Global Agricultural International Network, China Biofuels Annual 2018, 11/14/2018[7]

En otro aspecto, China está investigando en producción celulósica de etanol que le sacaría mercado al de maíz u otros cultivos. Pero como se puede ver en el cuadro anterior, esta producción sigue siendo sumamente baja en relación al total producido y demandado para poder cumplir con el corte del 10%.

El aumento en el consumo de combustible en los últimos años en conjunto con las decisiones gubernamentales de no modificar la producción de etanol disponible para esta industria, generó un gap de aproximadamente 15.000 millones de litros. Con la capacidad actual de producción y el porcentaje de utilización de las plantas, China es incapaz de cubrir este déficit y por ello deberá importar. Sus principales proveedores son grandes productores como EEUU y Brasil. Hasta principios de 2020, estas importaciones estaban sujetas a impuestos del 30% y en el caso de Estados Unidos del 55%. Sin embargo, en 2019 las exportaciones de EEUU a China fueron del 0%, principalmente por la guerra comercial entre ellos. En esta situación de necesidad, se considera que China es un mercado potencial de exportación para analizar posteriormente en el informe.

2.1.1.6.5. Unión Europea

Legislación

La legislación en lo que respecta a nivel de corte de etanol en el combustible en Europa está unificada para todos los países de la Unión Europea. *Esta política no está delimitada*

[7] Kim, G., (2018). *China Biofuels Annual 2018*, Beijing, China: Global Agricultural Information Network.

especialmente para el bioetanol ni para los combustibles de origen vegetal, sino que son más generales, *haciendo énfasis en el consumo total de energías renovables con respecto a los combustibles fósiles*. Por ejemplo, el Paquete de Cambio Climático de la Unión Europea rige desde 2007, y determina que para el 2020 se debe tener una matriz energética con una cuota de 20% por parte de las renovables, además de aportar un mínimo del 10% de la energía en el total del sector de transporte. Es por esto que los esfuerzos no fueron solamente en la dirección de aumentar la corte de biocombustibles, sino también hacia una tendencia de autos eléctricos. A continuación, en la *figura 2.1.38,* se muestra el crecimiento de las ventas de los autos eléctricos en Europa y el market share de la flota automotriz total.

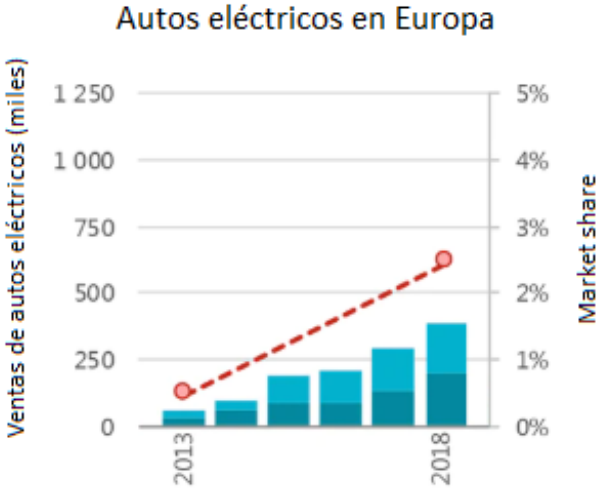


Figura 2.1.38: Crecimiento de los autos eléctricos en Europa

Corte

A pesar de que los esfuerzos de la Unión Europea fueron en gran parte hacia el crecimiento de los autos eléctricos, también hubo, en menor medida, un impulso a aumentar el corte de bioetanol en los combustibles. A principios de la década de los 2000 se introdujo en Europa el combustible con corte de 5% de etanol, llamado E5. La adaptación, para la mayoría de los países, no fue inmediata, pero para fines de la década ya se instauró como el combustible principal. Una vez instaurado el combustible E5 en la mayoría de los países de la Unión Europea, se comenzó a introducir el E10, pero éste también tardó unos años en consolidarse en todo Europa. Actualmente no logró una completa penetración en todos los mercados, y el corte E5 sigue como principal vendido. El consumo de los distintos cortes en Europa se pueden ver en la *figura 2.1.39.*

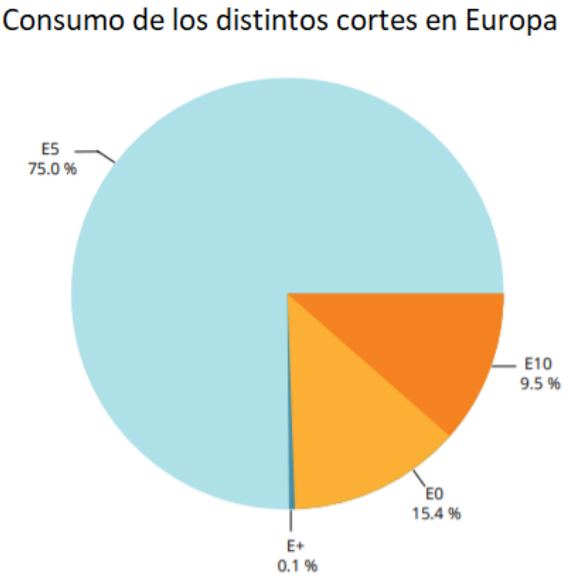


Figura 2.1.39: Consumo de los distintos cortes en Europa en 2019. E0 representa combustible sin etanol agregado, mientras que E+ representa combustibles con corte mayor a 10%.

De todos modos, la adaptación y aplicación del E10 varía mucho según los distintos países. Los países nórdicos son generalmente los que tienen una adaptación más rápida y efectiva, junto con Bélgica, Francia y Alemania.

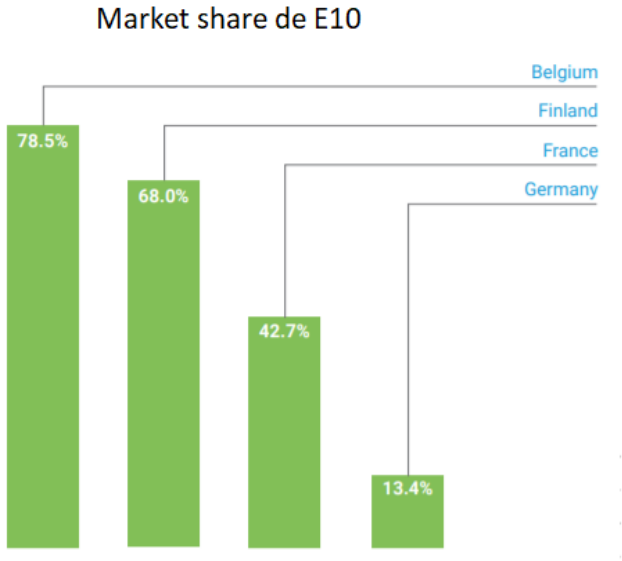


Figura 2.1.40: Market share de E10 en los países más avanzados.

Como se puede ver en la *figura 2.1.40*, en Bélgica, Finlandia, Francia y Alemania en menor medida tuvieron una muy buena aceptación de E10. Por otro lado, hay otros países de la Unión Europea en los que la nafta E10 todavía no se ha nisiquiera puesto en el mercado.

Se puede concluir que el corte de biocombustibles en Europa es más bajo al global, y tuvo una menor penetración que en otros países. Esto no quiere decir que no comparta la misma

preocupación por reducir las emisiones que otros países, sino que ante la posibilidad tecnológica y económica, focalizó sus esfuerzos principalmente en el crecimiento de los autos eléctricos, y en menor medida en aumentar el corte.

Producción

A continuación, el detalle de la producción de etanol en Europa. Como se puede ver en la *figura 2.1.41*, la producción se mantiene relativamente constante en 5 millones de m^3/año desde 2013. (1 m3 = 264,172 galones)

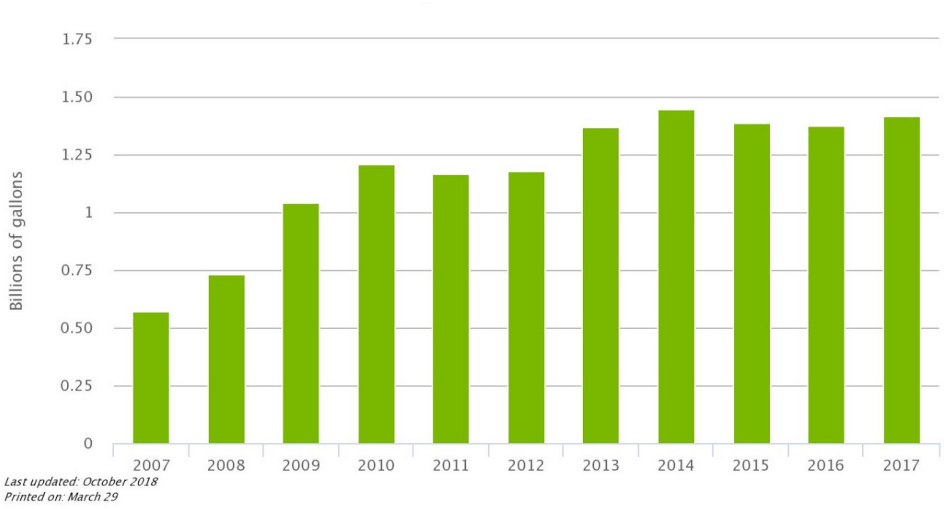


Figura 2.1.41: Producción de bioetanol en Europa. Fuente: RFA.[4]

2.1.1.6.6. Precio internacional del bioetanol

El bioetanol en el mundo es un commodity y su precio se debe a grandes juegos entre los principales oferentes y demandantes. A continuación se presenta la evolución del precio del bioetanol internacional.

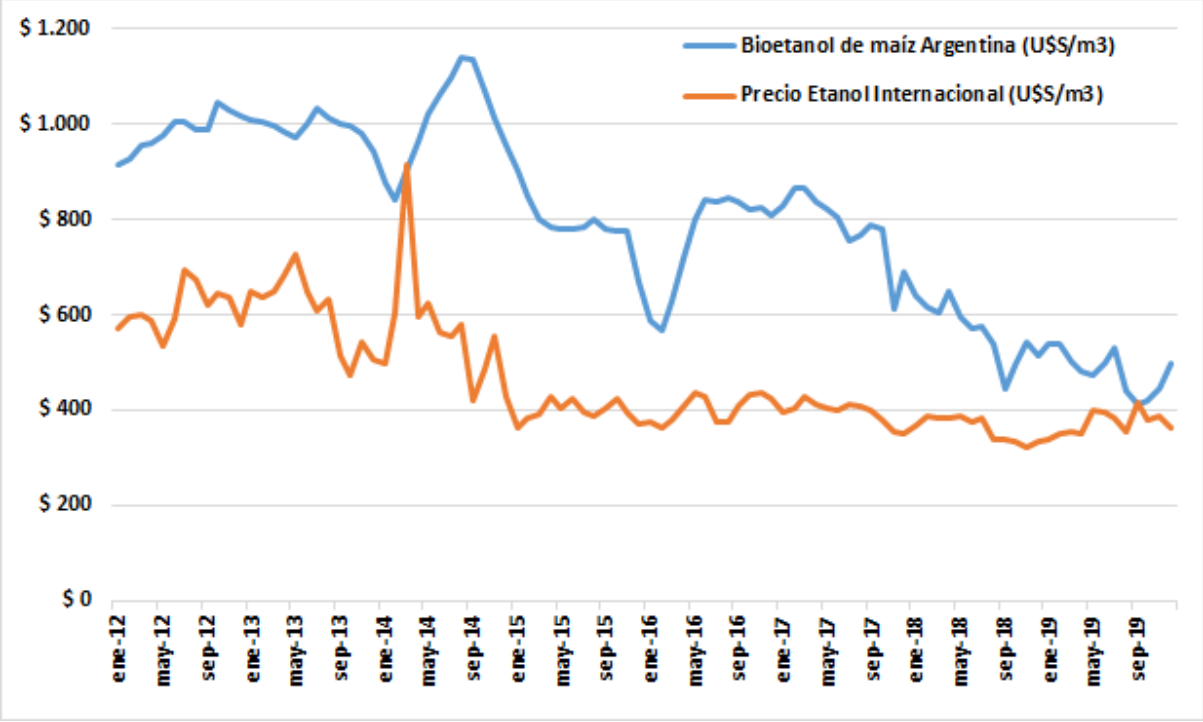


Figura 2.1.42: Precios del bioetanol internacionales y local en Argentina (éste último está regulado). Fuente: elaboración propia en base a la Secretaría de Energía y Investing.com

En la *figura 2.1.42* se aprecia la evolución del precio del bioetanol internacional, y se lo compara con el precio del bioetanol Argentino regulado por el Estado. Como se puede ver, en Argentina el precio fijado por el Estado es muy superior al precio de mercado: esto tiene y tuvo como objetivo promover y hacer muy atractiva la industria de bioetanol en Argentina. Sin embargo, en los últimos meses el precio local se le pareció mucho al precio internacional.

El precio del bioetanol internacional lateralizó en torno a los 400 U$S/$m^3$ desde 2015. Sin embargo, hoy en día el precio internacional del bioetanol está en 220 U$S/$m^3$ aproximadamente: dicho precio se derrumbó debido a la crisis del Coronavirus.

2.1.2. Maíz

El maíz es el principal insumo utilizado para producir bioetanol y es el que se utilizará en este trabajo. Representa aproximadamente el 70% de su estructura de costos. Es por esto que a continuación, en la *figura 2.1.43,* se hará una completa descripción de su cadena de valor.

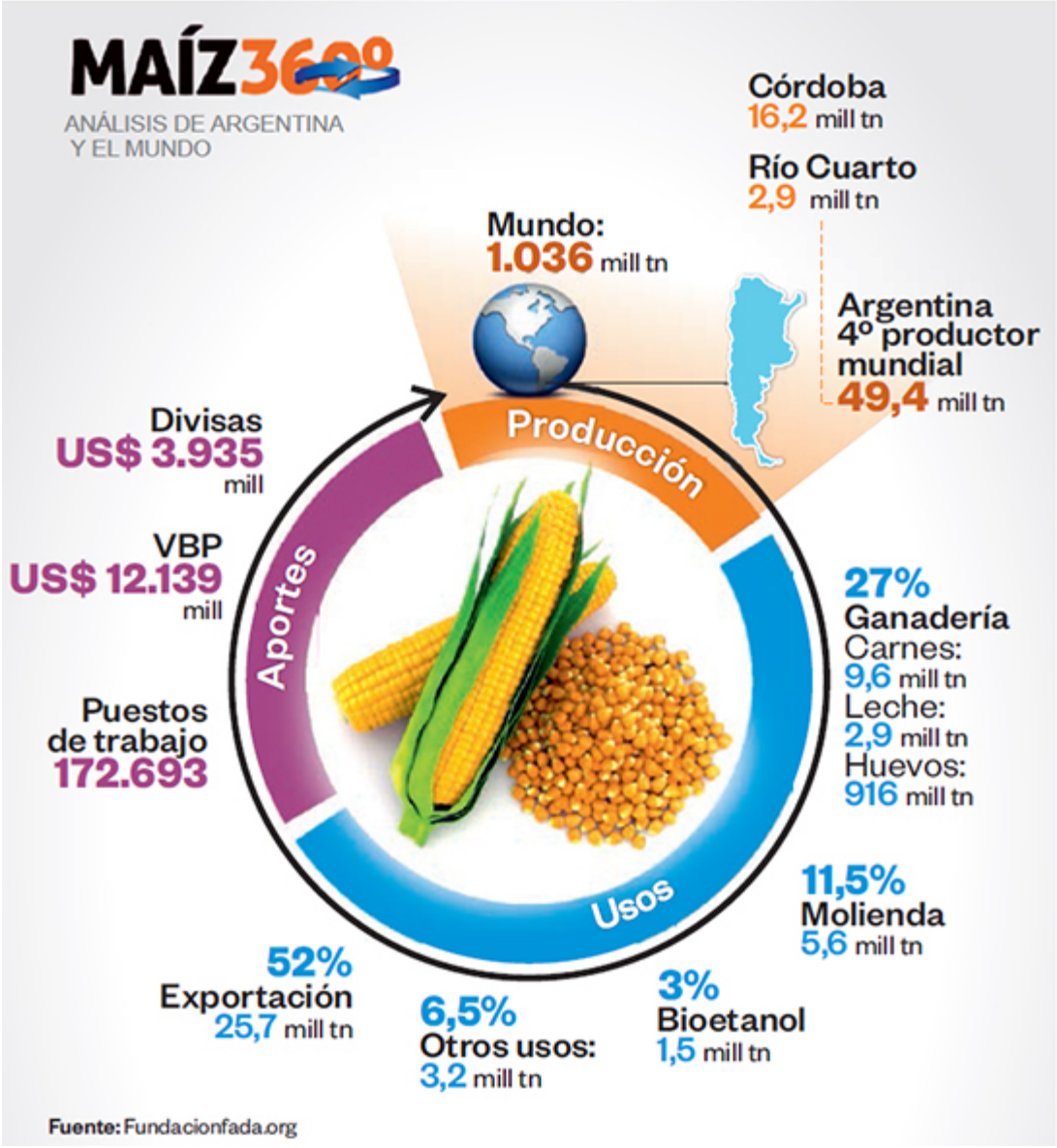


Figura 2.1.43: Gráfico resumen de la cadena de valor de maíz en Argentina. Fuente: Fundaciónfada.org [8]

[8] Ariño, N. y Pisani Claro, N. y Miazzo, D. (2019). Maíz 360°: Análisis de Argentina y el mundo. Córdoba, Argentina: Fundación FADA. Recuperado de http://fundacionfada.org/informes/maiz-360-analisis-de-argentina-y-el-mundo/

2.1.2.1. Producción de maíz en Argentina

Argentina es un gran productor de maíz. En su última cosecha de 2017/2018 se produjeron 43,5 millones de toneladas de maíz.
A continuación, se muestra en la figura 2.1.44, la evolución de la producción de maíz en Argentina a lo largo de los años.

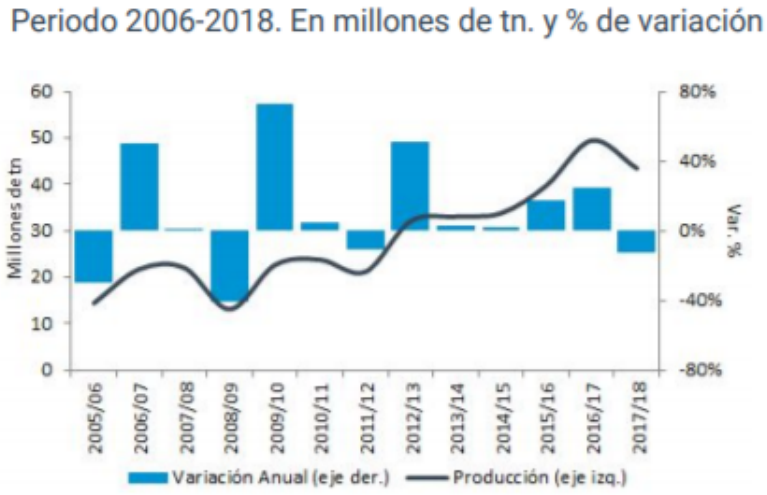


Figura 2.1.44: Evolución de la producción de maíz en Argentina. Fuente: Ministerio de Hacienda.[9]

La campaña 2016/17 registró un récord de producción, con 49,5 millones de tn. (+24,3% interanual). La mejora en la rentabilidad, amplió de forma considerable el área sembrada con este cultivo (+22,8% interanual). Sin embargo, la campaña 2017/18 cerró con un fuerte descenso en rindes (-19,6%) y producción (-12,2%), a pesar del aumento en el área sembrada, por problemas climáticos (inundaciones durante la siembra y sequía durante el desarrollo del cultivo).

Claramente la producción tiene una tendencia alcista a lo largo de los años, y así también la superficie total sembrada de maíz en Argentina, como se muestra en la *figura 2.1.45*.

[9] Storti, L., (2019). *INFORMES DE CADENAS DE VALOR Cereales: Maíz - Febrero 2019*, Buenos Aires, Argentina: Ministerio de Hacienda



Figura 2.1.45: Evolución del área sembrada de maíz en Argentina. Fuente: Ministerio de Hacienda.[9]

El rendimiento por hectárea (kilogramos de maíz producidos por hectárea) va oscilando a lo largo de los años, ya que éste depende de condiciones climatológicas.

El ciclo productivo del maíz -cultivo de verano- comienza con la siembra que, según las regiones, se inicia en septiembre y se prolonga hasta enero. La cosecha se extiende entre febrero y agosto del año siguiente. En el cultivo de maíz se han registrado desarrollos tecnológicos que permitieron aumentar el rinde del cultivo por hectárea. Se destacan el desarrollo de híbridos, de semillas transgénicas, de prácticas de manejo y de los cultivos tardíos.

En Argentina, alrededor del 80% de la producción de maíz se concentra en el norte de la provincia de Buenos Aires, el sudeste de Córdoba y el sur de Santa Fe, zona conocida tradicionalmente como "Zona Núcleo Maicera". Además, es relevante la producción en las provincias de Santiago del Estero, Entre Ríos, La Pampa y Chaco. Esta información queda explicitada en la *figura 2.1.46.*

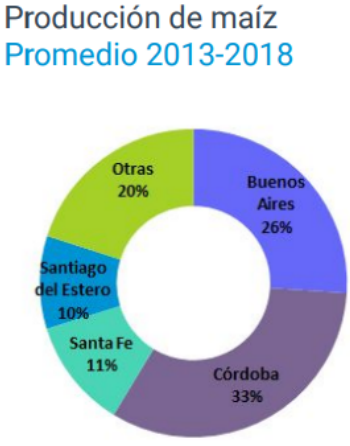


Figura 2.1.46:Distribución de la producción de maíz según provincia. Fuente: Ministerio de Hacienda.[9]

Como se puede ver, la mayoría del maíz Argentino es producido en Córdoba y en Buenos Aires. A continuación, en la *figura 2.1.47,* se presenta un mapa de la Argentina que confirma esto.

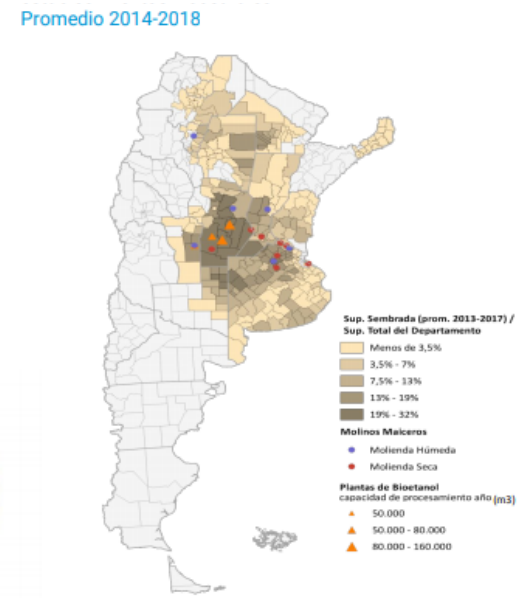


Figura 2.1.47:Mapa de calor de la producción de maíz en Argentina. Fuente: Ministerio de Hacienda.[9]

Cabe destacar, que la producción de maíz en Argentina está muy atomizada: hay muchos pequeños y medianos productores, arrendatarios, grandes pooles, propietarios de gran dimensión, que hacen el total de la producción Argentina.

2.1.2.2. Destino de la producción de maíz

A grandes rasgos, los destinos de la producción local se dividen en consumo interno y exportaciones. Dentro del consumo interno hay 2 ramas principales: industrialización y otros usos, y consumo animal.

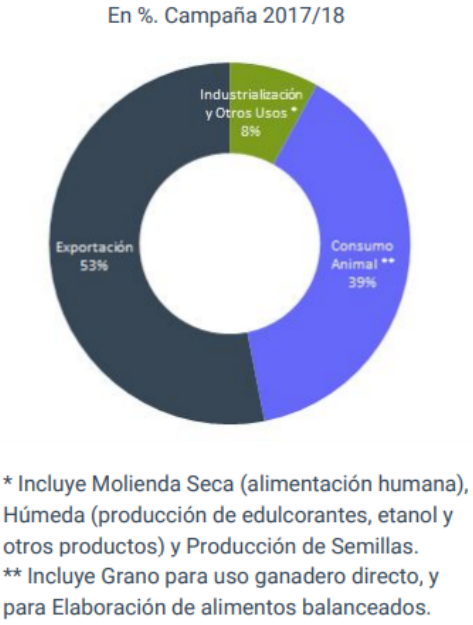


Figura 2.1.48: Destinos del maíz en Argentina. Fuente: Informe de cadena de valor del maíz del Ministerio de Hacienda.[9]

Cabe destacar que estos porcentajes de destino del grano de maíz que se presentan en la *figura 2.1.48* suelen mantenerse, en grandes rasgos, constantes a lo largo de los años.

Del total del maíz producido (43,5 millones de toneladas en 2017/2018), el 53% fue destinado a exportaciones (23 millones de toneladas), mientras que el resto fue dedicado a consumo interno.

Con respecto al consumo interno, el 39% del maíz total producido (17 millones de toneladas) es destinado principalmente a la ganadería (para la producción de carne, leche y huevos). El 8% restante de la producción de maíz producido se destina al sector industrial: industria alimentaria, alimentos balanceados, industria farmaceútica, y producción de bioetanol. La industria de bioetanol de maíz consume un 3% de la producción de maíz (1,5 millones de toneladas en 2017/2018).

2.1.2.3. Precio del maíz en Argentina

El maíz es un commodity, y su precio en Argentina depende completamente del precio internacional del maíz. Para realizar este análisis, será necesario explicar tres precios. Dichos precios y su evolución se presentan en el siguiente gráfico.

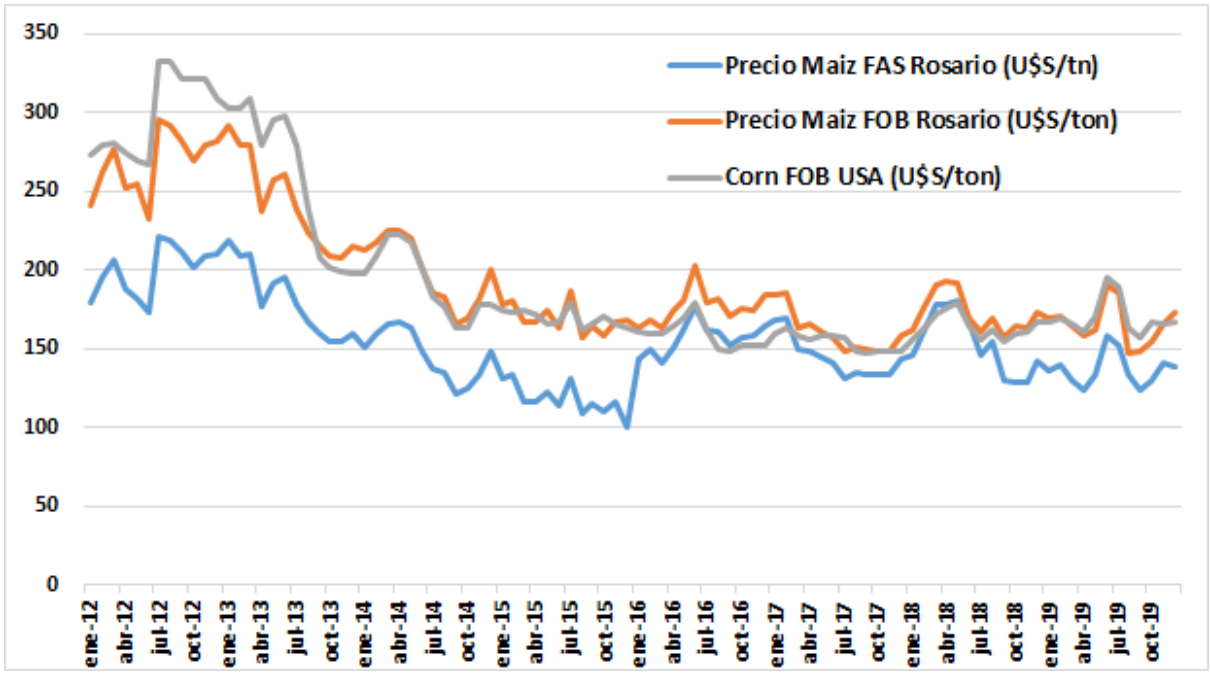


Figura 2.1.49: Evolución de los precios del maíz. Fuente: elaboración propia en base al Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca.

El precio internacional es único, y fluctúa debido a las grandes ofertas y demandas mundiales. Esto puede apreciarse comparando el precio FOB de exportación del maíz en Rosario (línea naranja) con el precio FOB de exportación del maíz en Iowa (línea gris) en la *figura 2.1.49*. Los precios, a lo largo de los años, se mantienen prácticamente iguales y sus diferencias varían en función a costos logísticos y distancias.

Consecuentemente, el precio FOB del maíz en Rosario es determinado día a día por el precio internacional del maíz. Es publicado todos los días por el Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca. El precio FAS del maíz en Argentina, se calcula como se muestra en la *ecuación 2.1.4*.

$$FAS = FOB - gastos\ de\ fobbing - retenciones \quad (Ecuación\ 2.1.4)$$

Los "gastos de Fobbing" son los gastos de manejo y embarque de la mercadería y son prácticamente despreciables a la hora del cálculo del precio FAS.

Las "retenciones" o "derechos de exportación" es un porcentaje respecto del precio FOB que cobra el Estado Argentino en cada exportación. Por ejemplo, si el precio FOB de un bien es 100 U$S/ton y las retenciones a las exportaciones sobre dicho bien son del 30% (suponiendo nulos los gastos de fobbing) entonces el precio FAS será de 70 U$S/ton.

El precio FAS del maíz es de suma importancia para el análisis, dado que dicho precio corresponde al precio local del maíz en Argentina. Retomando el ejemplo simple mencionado en el párrafo anterior, si un vendedor exporta 1 tonelada de dicho bien, recibirá 70 U$S, dado que el FOB es de 100 U$S/ton pero las retenciones son del 30%. Basta que un comprador local de dicho bien le ofrezca al vendedor 70 U$S/ton + un pequeño diferencial para que el vendedor decida vender el bien a un comprador local antes que exportarlo.

Es por esto que el precio FAS del maíz determina el precio local del maíz. Ésta es una variable que depende única y exclusivamente del precio internacional del maíz, y de la alícuota (%) de derechos de exportación.

Puede observarse en la *figura 2.1.49* como el precio FAS del maíz se mueve de la mano del precio FOB del maíz (precio internacional), y que éste se acerque más o menos al precio FOB depende únicamente de variaciones por parte del Gobierno a la alícuota (%) de derechos de exportación.

En el caso del proyecto estudiado en este informe, el maíz siempre será comprado a productores locales, por lo que el precio de referencia a considerar es el precio FAS del maíz.

A continuación se hace un análisis de la *figura 2.1.49*, explicando brevemente el comportamiento del precio del maíz.

Con respecto a los precios internacionales (FOB Rosario y FOB Iowa, por ejemplo), en 2012 hubo una fuerte subida de dichos precios debido a una caída de la oferta por la fuerte sequía en EEUU. En 2014, en cambio, hubo una caída de los precios por aumento de la producción y stocks en EE.UU.

Los precios locales del maíz (FAS) se asemejan mucho al precio internacional desde 2016 dado que allí fue cuando el Estado fijó una alícuota de 0% de derechos de exportación del maíz, pero con un impuesto de 4$ por dólar exportado, haciendo que su precio local sea prácticamente igual al precio internacional hasta fines de 2019.

Hoy en día los derechos de exportación al maíz están fijados en 12%. El precio FOB Rosario del maíz actual está en 170 U$S/ton, y el precio FAS está en 135 U$S/ton.

Es interesante destacar también, observando la *figura 2.1.49*, cómo el precio internacional del maíz se mantiene lateralizando, desde 2016, muy establemente entre 150 U$S/ton, y 200 U$S/ton, manteniéndose en promedio en torno a un precio de 175 U$S/ton, algo que muestra como el maíz suele ser un commodity con precios estables.



Figura 2.1.50: Evolución de las retenciones al maíz. Fuente: elaboración propia.

Es importante entonces, para proyectar el futuro precio local del maíz, conocer cómo fue la evolución histórica de las retenciones al maíz en Argentina. Esto puede apreciarse en la *figura 2.1.50*. Subir las retenciones tiene el siguiente efecto en la economía del maíz: por un lado, baja el precio local del maíz y aumenta la recaudación impositiva por parte del Estado. Por el otro, desincentiva al productor de maíz a exportar, y también a producir. Bajar las retenciones tiene el efecto completamente contrario.

A lo largo de los años, puede observarse en la *figura* 2.1.50, que el esquema de retenciones suele cambiarse cada 4 años, en coincidencia con los cambios de gobierno. Ésto es debido a que cada gobierno tiene su propia estrategia económica. Por ejemplo, puede observarse que desde 2002 hasta 2015, el gobierno kirchnerista optó por retenciones altas (20% y 25%), bajando los precios locales del maíz y desincentivando la producción agraria. En 2015, Mauricio Macri elimina por completo las retenciones a las exportaciones al maíz, fijando únicamente un impuesto de 4$ por dólar exportado, haciendo subir los precios locales y volviendo a incentivar las exportaciones de maíz. En 2020, Alberto Fernández fija las retenciones del maíz en 12%.

2.1.2.4. Contexto Internacional

Dado que el precio del principal insumo de una planta de bioetanol de maíz depende principalmente del precio internacional del maíz, es importante hacer un estudio completo acerca del contexto internacional.

La producción mundial de maíz superó las 1.000 millones de toneladas como se muestra en la *figura 2.1.51*. Si bien EE.UU, China, Brasil y la UE concentran el 70% de la producción mundial, el cultivo está muy extendido; Se produce en más de 100 países de todo el mundo. Argentina, con una producción del 3% del total mundial, ocupa el 5° lugar como se puede ver en la *figura 2.1.52*.

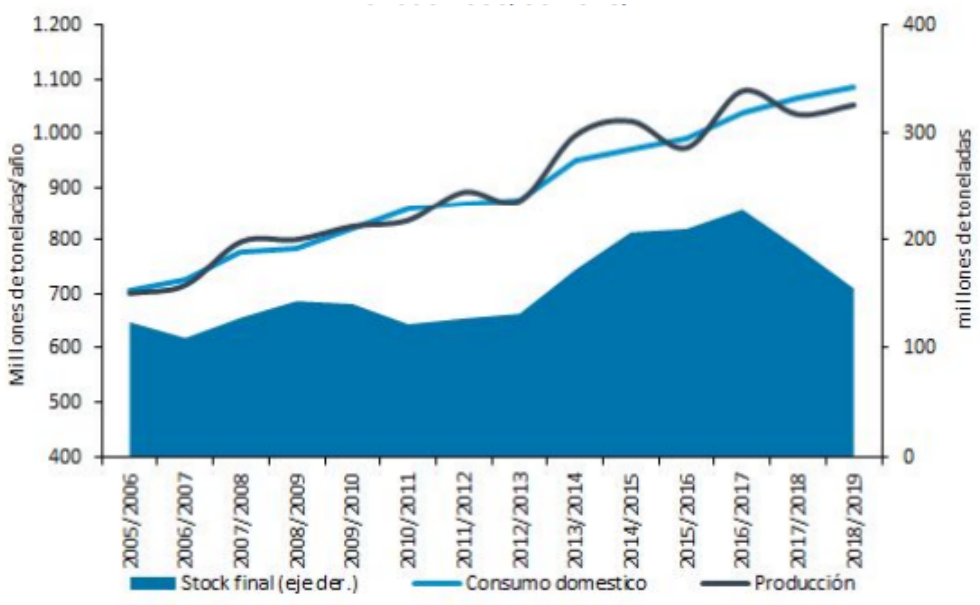


Figura 2.1.51: Evolución de la producción de maíz en el mundo. Fuente: Informe de cadena de valor del maíz del Ministerio de Hacienda.[9]



Figura 2.1.52: Mayores productores de maíz en el mundo. Fuente: Informe de cadena de valor del maíz del Ministerio de Hacienda.[9]

En 2017/18 se comercializaron 150 millones de toneladas. Los principales exportadores son EE.UU., Brasil y Argentina. En la *figura 2.1.53,* queda demostrado que Argentina es el tercer exportador de maíz más grande del mundo con 23 millones de toneladas exportadas en 2017/2018.

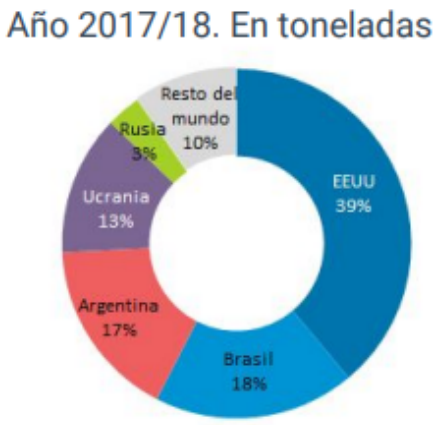


Figura 2.1.53: Mayores exportadores de maíz en el mundo. Fuente: Informe de cadena de valor del maíz del Ministerio de Hacienda.[9]

A continuación, en la *figura 2.1.54,* se describen los principales destinos de las exportaciones de Argentina. Vietnam, Argelia y Egipto emergen como los principales destinos con participaciones del 18%, 14% y 11%.

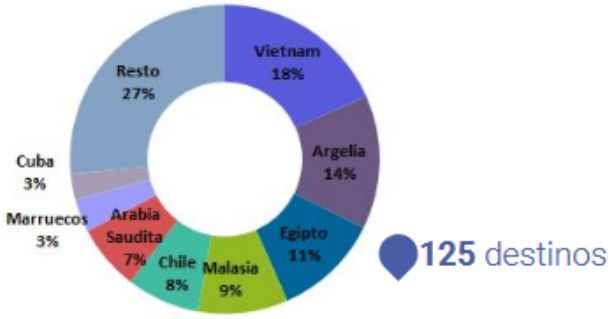


Figura 2.1.54: Destinos de exportaciones de maíz Argentinas. Fuente: Informe de cadena de valor del maíz del Ministerio de Hacienda.[9]

2.2. ECONOMETRÍA: PROYECCIONES DE PRECIOS Y DEMANDAS

2.2.1. Proyección de la demanda de bioetanol

Es necesario recordar que la demanda de bioetanol es directamente proporcional a la demanda de gasolinas en Argentina, y se rige por la siguiente *ecuación 2.2.1*:

$$Demanda\ Bioetanol\ mensual\ (m3) = Corte\ obligatorio * Demanda\ de\ gasolina\ mensual\ (m3)$$
(*Ecuación 2.2.1*)

Por lo tanto, para proyectar la demanda de bioetanol mensual en la Argentina será necesario proyectar tanto el corte obligatorio (%), como la demanda mensual de gasolinas (con bioetanol) en Argentina.

En primer lugar se hará la proyección de las demandas de gasolinas en Argentina.

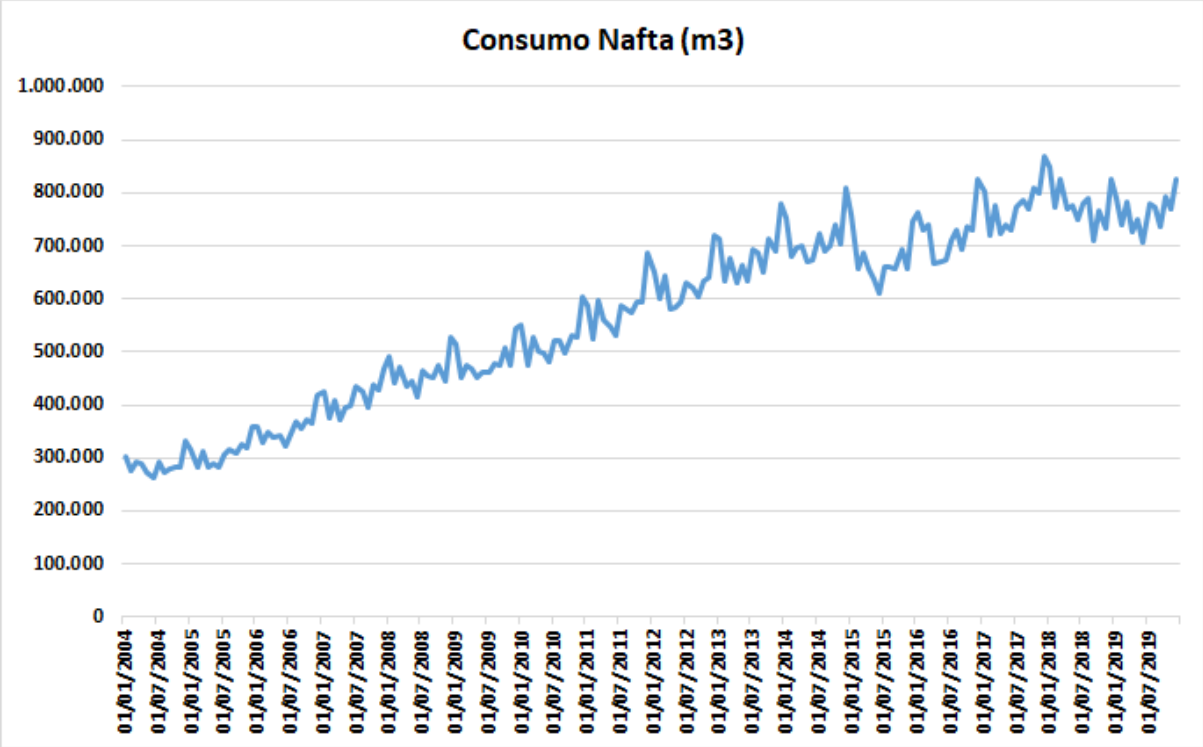


Figura 2.2.1. Evolución del consumo mensual de naftas en Argentina. La nafta incluye el bioetanol.

Observando la *figura 2.2.1*, se puede concluir que el consumo de naftas en Argentina tiene una clara tendencia alcista, y una estacionalidad.

Se propusieron dos variables para explicar el consumo de naftas en Argentina: el PBI real y la población total en Argentina. Dichas variables fueron consultadas con expertos en el tema y se concluyó que son dos variables que deberían tener un fuerte impacto en el consumo de nafta en Argentina.

En primer lugar, el PIB real mide la evolución del desarrollo de un país, el cual está altamente correlacionado con el consumo de nafta. En segundo lugar, a medida que aumenta la población, más gente tiene autos, y por ende habrá también más consumo de nafta en Argentina.
A continuación, en la *figura 2.2.2* se presenta la evolución del PIB real desestacionalizado a pesos de 2004.

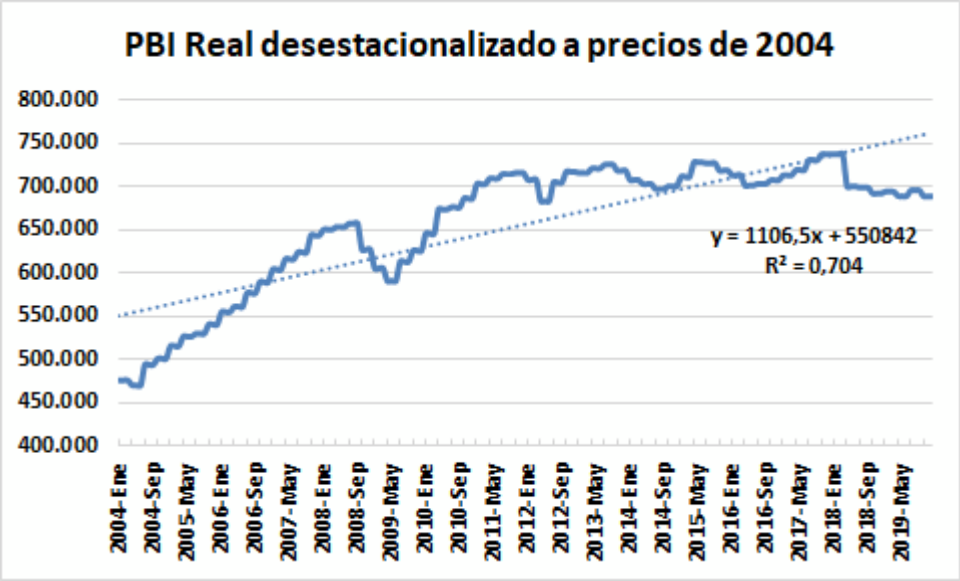


Figura 2.2.2. Evolución del PBI real en Argentina, junto con su ecuación lineal predictora. Fuente: Indec.

La *ecuación 2.2.2*, la predictora del PBI real, tiene las siguientes características:

$$\text{PIB Real (millones de \$)} = 550.842 \text{ (millones de \$)} + 1.106,5 \text{ (millones de \$/fecha}_i\text{)} * \text{fecha}_i$$

(Ecuación 2.2.2)

Siendo i de (1, 2, 3, 4, 5, … , 192)

SUMMARY OUTPUT

Regression Statistics	
Multiple R	84%
R Square	70%
Adjusted R Square	70%
Standard Error	39974,36
Observations	192,00

ANOVA

	df	*SS*	*MS*	*F*	*Significance F*
Regression	1	7,22098E+11	7,22098E+11	451,8904247	4,07443E-52
Residual	190	3,0361E+11	1597949352		
Total	191	1,02571E+12			

	Coefficients	*Standard Error*	*t Stat*	*P-value*	*Lower 95%*	*Upper 95%*	*Lower 95,0%*	*Ipper 95,0%*
Intercept	550841,909	5792,413667	95,09712889	3,4547E-162	539416,2098	562267,6082	539416,2098	562267,6
X Variable 1	1106,477902	52,05065218	21,25771447	4,07443E-52	1003,806524	1209,149281	1003,806524	1209,149

Figura 2.2.3. Resumen estadístico del modelo predictor del PBI.

En la *figura 2.2.3* se realiza la verificación del modelo. En primer lugar, se verifica que el P-value para la prueba F (Fisher) es menor que el nivel de significación elegido del 5%. Teniendo como hipótesis nula que todos los coeficientes son iguales a cero, se rechaza dicha hipótesis y se concluye que al menos un coeficiente es distinto de cero. Como existe solo un coeficiente, se concluye de la misma manera que el coeficiente es significativo, validando el modelo. Teniendo un $R^2_{ajustado}$ de 70,2% se concluye que el modelo explica en un 70,2% la variabilidad de la variable del PBI real, dando como bueno el modelo, teniendo en cuenta que es una variable macroeconómica.
A continuación, en la *figura 2.2.4.* se proyectó el PBI real Argentino en el tiempo.

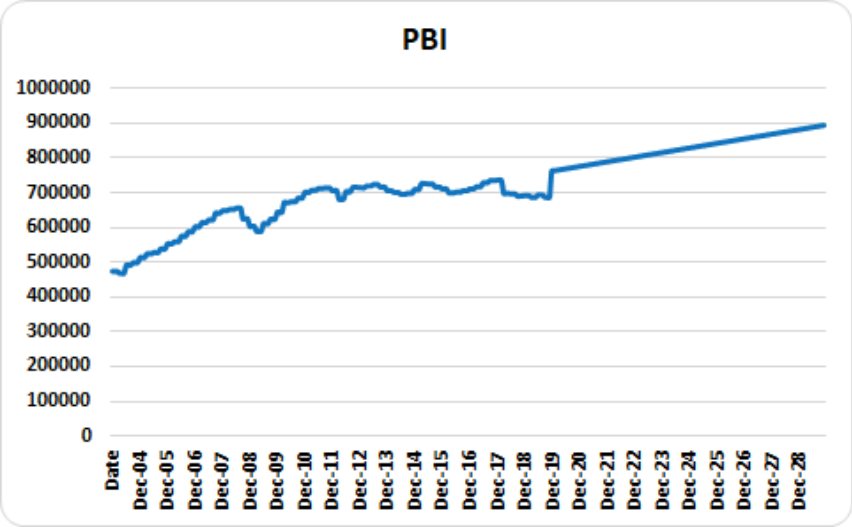


Figura 2.2.4. Proyección del PBI real Argentino utilizando el primer modelo propuesto.

Como puede observarse, el PBI real de Argentina presenta una leve tendencia alcista a lo largo de los años.
La siguiente variable importante que se estudia para predecir el consumo de nafta en Argentina es la población total que hay en Argentina. A continuación, en la *figura 2.2.5.* se presenta la evolución de la población en Argentina desde 1961 hasta la actualidad.

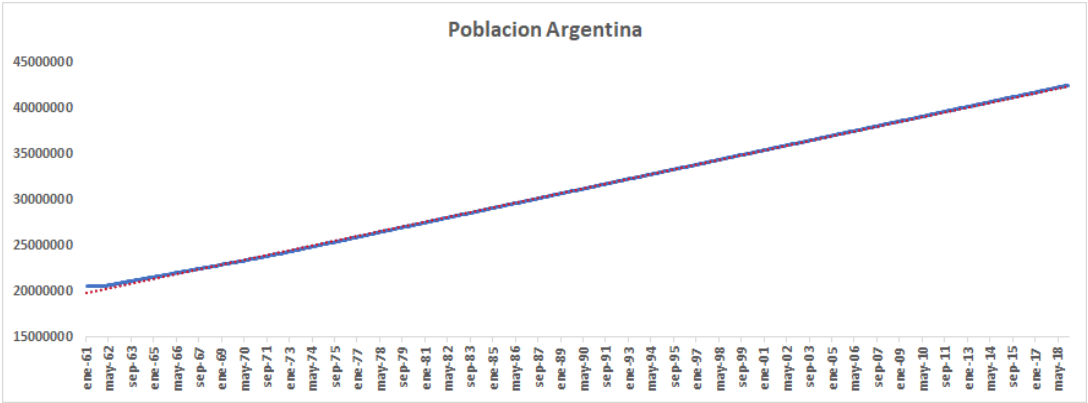


Figura 2.2.5. Evolución de la población en Argentina. Fuente: Banco Mundial

Sorprendentemente, la población crece de manera lineal: se esperaba claramente un crecimiento exponencial de la misma. De hecho se planteó una serie de tiempo obteniendo la siguiente ecuación, la cual presenta un R^2_{ajust} por encima de 99,9%. La ecuación de regresión (*ecuación 2.2.3.)* para la variable *población* en el tiempo dio:

$$Población = 19.784.205,93 + 32.625,67 * T \text{ (Ecuación 2.2.3.)}$$

Con $T \in [1; 696]$, y los valores extremos T = 1 siendo Enero de 1961 y T = 696 siendo Diciembre de 2018.
A continuación, en la *figura 2.2.6.* se detallan los resultados obtenidos con el análisis de regresión de Excel.

SUMMARY OUTPUT

Regression Statistics	
Multiple R	0,999817611
R Square	0,999635254
Adjusted R Square	0,999634729
Standard Error	125394,0228
Observations	696

ANOVA

	df	*SS*	*MS*	*F*	*Significance F*
Regression	1	2,99064E+16	2,99064E+16	1902001,537	0
Residual	694	1,09122E+13	15723660947		
Total	695	2,99173E+16			

	Coefficients	*Standard Error*	*t Stat*	*P-value*	*Lower 95%*	*Upper 95%*	*Lower 95,0%*	*Upper 95,0%*
Intercept	19784205,93	9516,349182	2078,970155	0	19765521,65	19802890,22	19765521,65	19802890,22
X Variable 1	32625,67298	23,65669372	1379,130718	0	32579,22571	32672,12026	32579,22571	32672,12026

Figura 2.2.6. Resumen estadístico del modelo predictor de la población.

Como se puede ver, R^2_{ajust} dió por encima de 99,9% por lo que el modelo explica ese porcentaje de los datos y se puede considerar un excelente ajuste del modelo. A su vez, los *p-value* dan cero ambos y son menores a 5% por lo que son estadísticamente significativos y se incluyen los términos en la regresión.

A continuación, en la *figura 2.2.7.* se proyectó la población de Argentina en el tiempo.

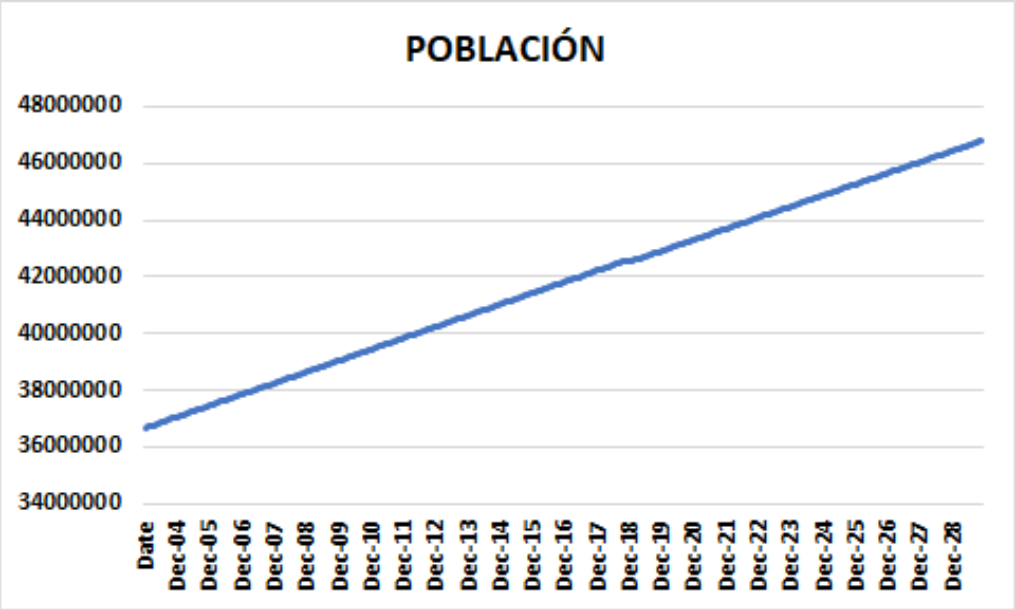


Figura 2.2.7. Proyección de la población de Argentina a lo largo de los años, con el modelo propuesto.

A su vez, se realizará la proyección de la demanda de nafta en metros cúbicos en Argentina. En un primer lugar, se planteará una regresión múltiple. Como ya se mencionó los drivers principales analizados fueron la población y el PIB real desestacionalizado en pesos de 2004.

La ecuación de regresión múltiple (*ecuación 2.2.4)* dió:

$$Nafta = -2556543 + 0,612255 * PBI + 0,068429 * Población \quad \textit{(Ecuación 2.2.4.)}$$

Siendo las unidades correspondientes al orden de la variable Nafta [m^3] y de los coeficientes b_o [m^3], b_1 [m^3/pbi] y b_2 [m^3/cant. personas].

En la *figura 2.2.8.* se puede observar el consumo real vs. la recta de predicción realizada. Como se puede ver gráficamente, parecería ser que ajusta muy bien. Para poder confirmarlo se realizó en Minitab el estudio correspondiente, tal como se detalla en la *figura 2.2.9. y 2.2.10*.

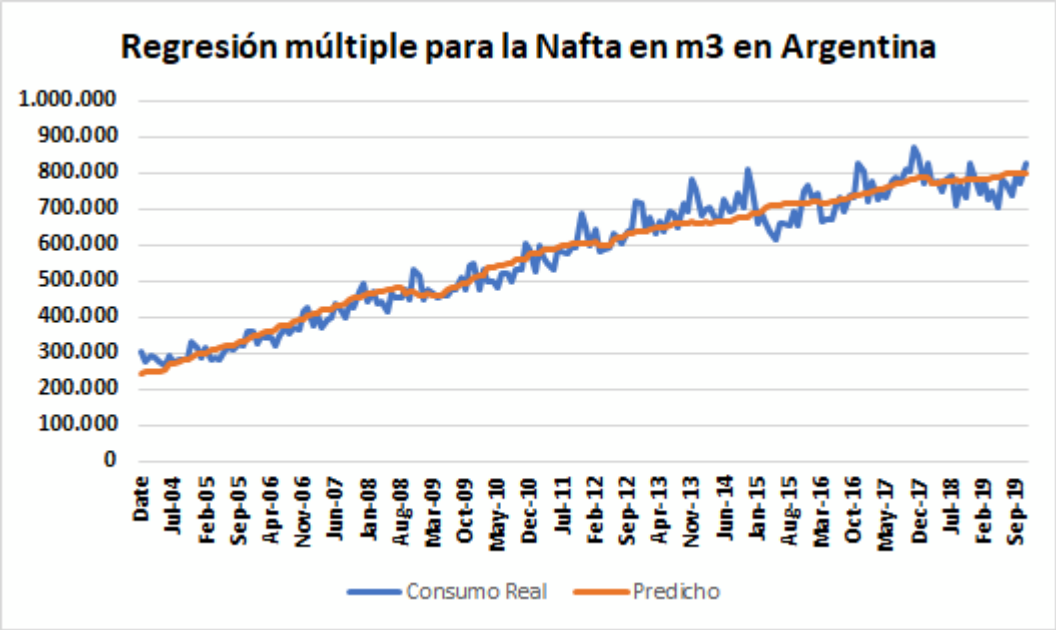


Figura 2.2.8. Comparación del consumo real de nafta en Argentina y el consumo predicho por las regresión lineal múltiple.

Comenzando el estudio, se observa como el P-value de la prueba F da un valor de cero rechazando la hipótesis nula de la prueba y confirmando con una probabilidad de error del 5% que al menos un coeficiente es distinto de cero.

Continuando, se observa que ambos coeficientes son significativos ya que sus P-values correspondientes dan muy por debajo del nivel de significación seleccionado (5%).

Analizando el R^2 ajustado se reconfirma la suposición que el modelo propuesto es bueno, concluyendo que el modelo explicará el 95,08% de la variabilidad del consumo de nafta. Sin embargo, para poder asegurarse de que el modelo es válido se estudió la multicolinealidad y se realizó un análisis de sus residuos. A lo que refiere la multicolinealidad, dicha problemática queda descartada ya que el valor del FIV que se observa en la *Figura 2.2.9* es menor a 10. Para concluir, se analizaran los residuos que se muestran en la *Figura 2.2.10*. La normalidad de los residuos queda determinada tanto por el histograma (gracias a su forma) como por la gráfica de probabilidad normal, ya que los valores se encuentran próximos a la recta. La independencia queda demostrada gracias a que no se observan patrones en la gráfica de residuo vs orden.

Análisis de regresión: NAFTA vs. PBI, POBLACIÓN

Ecuación de regresión

NAFTA = -2556543 + 0.6123 PBI + 0.06843 POBLACIÓN

Coeficientes

Término	Coef	EE del coef.	Valor T	Valor p	FIV
Constante	-2556543	75523	-33.85	0.000	
PBI	0.6123	0.0685	8.94	0.000	3.44
POBLACIÓN	0.06843	0.00275	24.91	0.000	3.44

Resumen del modelo

S	R-cuad.	R-cuad. (ajustado)	R-cuad. (pred)
37427.5	95.13%	95.08%	94.99%

Análisis de Varianza

Fuente	GL	SC Ajust.	MC Ajust.	Valor F	Valor p
Regresión	2	5.17540E+12	2.58770E+12	1847.27	0.000
PBI	1	1.11921E+11	1.11921E+11	79.90	0.000
POBLACIÓN	1	8.69315E+11	8.69315E+11	620.58	0.000
Error	189	2.64755E+11	1400820692		
Total	191	5.44016E+12			

Figura 2.2.9. Análisis de la regresión lineal múltiple estudiada.

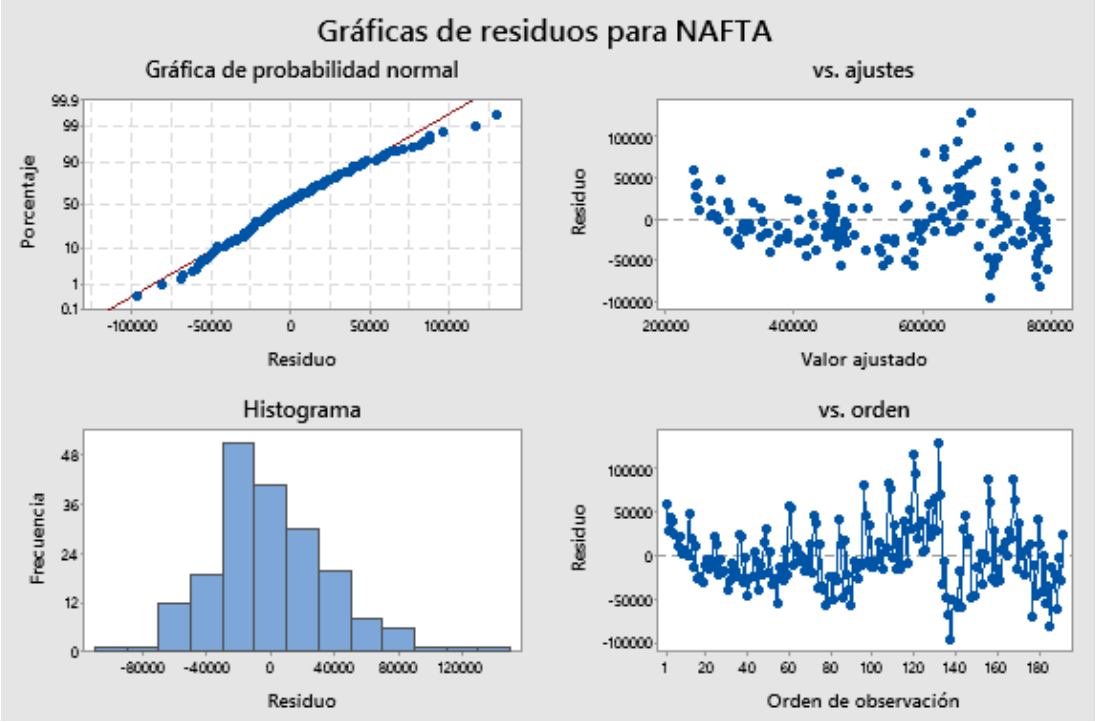


Figura 2.2.10. Análisis de los residuos de la regresión lineal múltiple estudiada.

A pesar de que el modelo propuesto se ajusta muy bien al consumo de nafta en Argentina, se nota que dicha variable tiene un comportamiento estacional que la regresión múltiple no termina de explicar.

Para poder realizar una mejor proyección, que tenga en cuenta la estacionalidad, se propone el siguiente modelo *(ecuación 2.2.5.)*:

$$Nafta = (-2556543 + 0,612255 * PBI + 0,068429 * Población) * FE(i)$$

(Ecuación 2.2.5.)

Siendo *FE(i)* los factores estacionales para cada mes (*i* de 1 a 12) y las unidades correspondientes al orden de la variable Nafta [m^3] y de los coeficientes b_o [m^3], b_1 [m^3/pbi] y b_2 [m^3/cant. personas].

Los valores de los factores estacionales calculados son los siguientes:

- FE(1)=1,085696
- FE(2)=0,973575
- FE(3)=1,0355
- FE(4)=0,970509
- FE(5)=0,967262
- FE(6)=0,940031
- FE(7)=0,996305
- FE(8)= 0,990109
- FE(9)=0,95733
- FE(10)=1,006184
- FE(11)=0,976735
- FE(12)=1,100764.

Se analizó la normalidad de los residuos y que no hayan patrones claros a lo largo de las observaciones. Se observa en el histograma *(figura 2.2.11.)* un comportamiento normal y no se observa un patrón claro en los residuos analizados por lo que se valida el modelo.

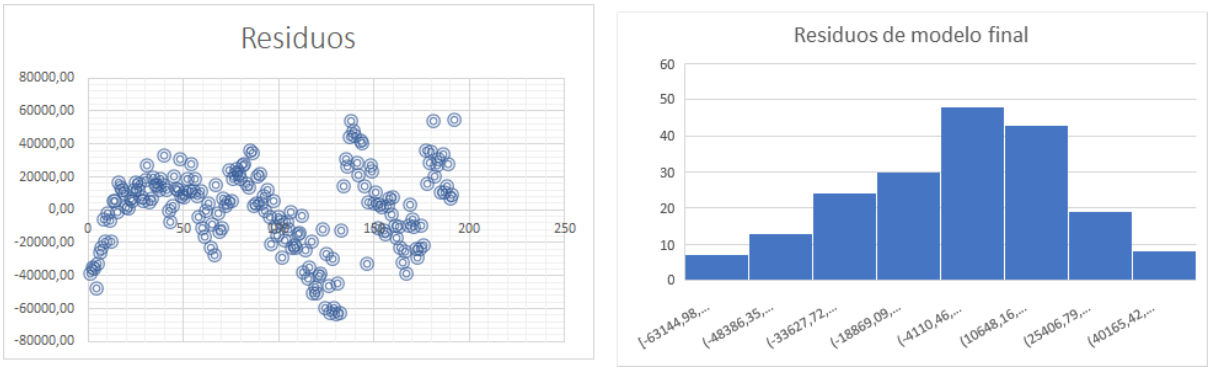


Figura 2.2.11. Análisis de los residuos del modelo predictor de la nafta mensual Argentina.

A continuación, en la *figura 2.2.12.* se presenta la proyección del consumo de nafta en metros cúbicos en la Argentina hasta diciembre de 2029.

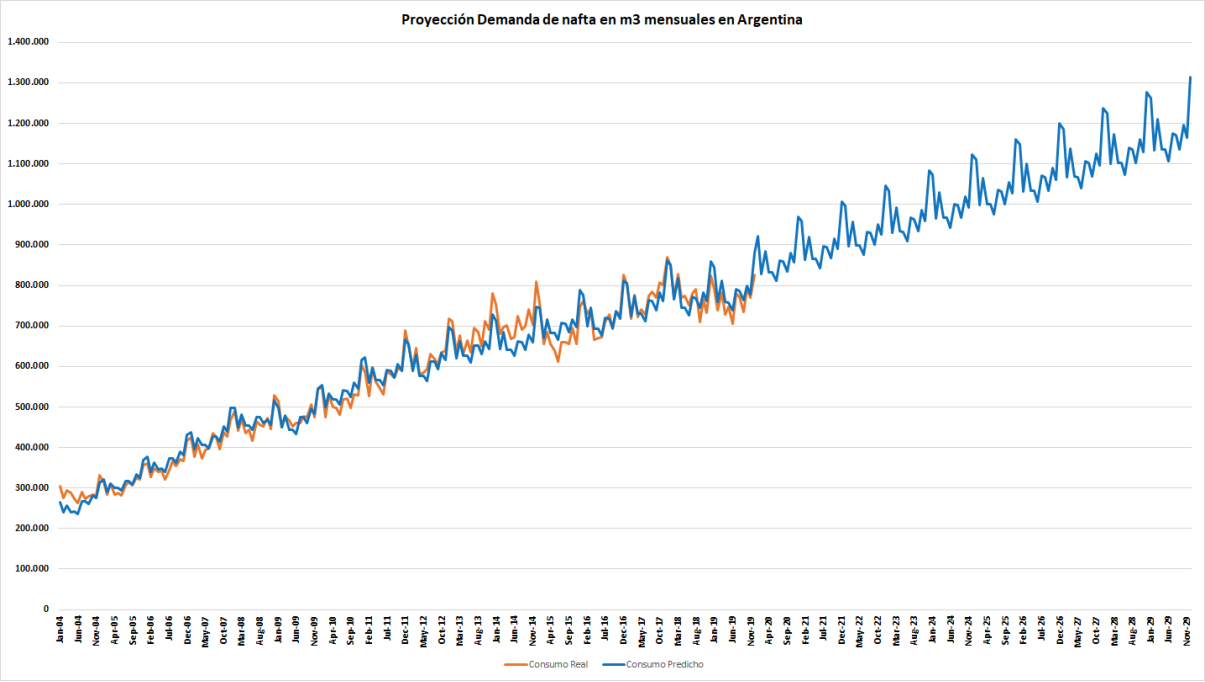


Figura 2.2.12. Comparación del consumo real de nafta en Argentina (línea naranja) y el consumo predicho por el modelo final (línea azul).

A continuación, en la *figura 2.2.13.* se proyecta la segunda variable clave para poder analizar el consumo de bioetanol en Argentina a lo largo de los años: el corte obligatorio.

Proyectar el corte obligatorio resulta una tarea muy complicada, dado que el aumento depende principalmente de decisiones políticas. Como se demostró, tanto el corte obligatorio de bioetanol en Argentina como en el mundo se encuentran en tendencia alcista (2.1.1.6. Contexto Internacional, pág. 29).

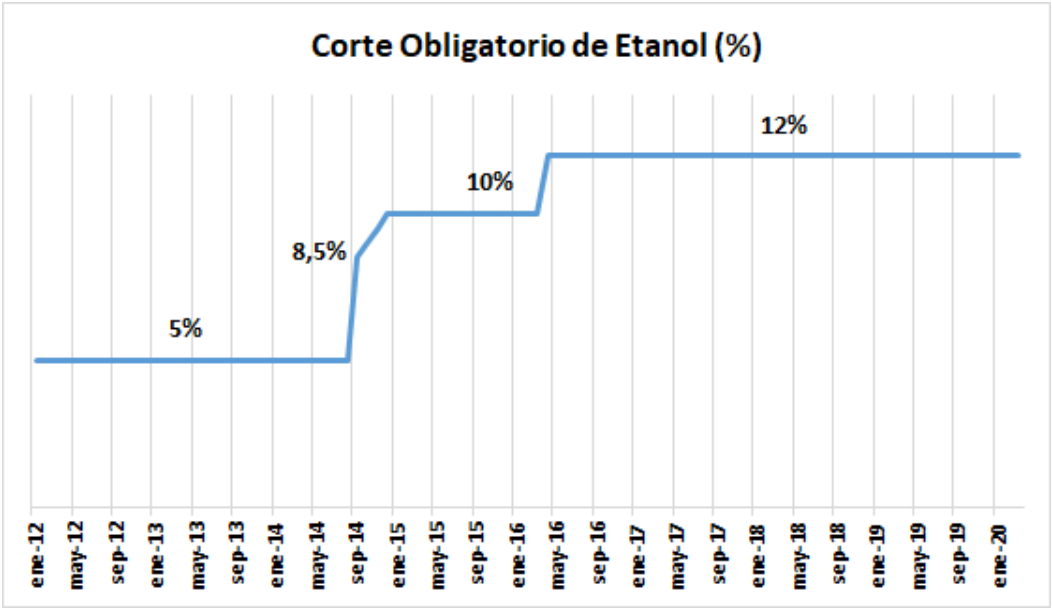


Figura 2.2.13. Evolución del corte obligatorio de bioetanol en Argentina. La tendencia claramente es alcista.

Las principales razones de dicha tendencia en el mundo son: el cambio hacia combustibles menos contaminantes y el mejoramiento de la calidad del combustible. En cuanto a las razones a nivel nacional las principales son: fomentar la industria agraria local y las presiones sindicales. De hecho, los expertos predicen un aumento del corte a un valor de entre 15% y 27% mientras que los sindicatos y las cámaras industriales también demandan el mencionado crecimiento[10]. A su vez, la probabilidad que haya una disminución del corte es nula ya que se espera que el país siga las tendencias mundiales. Además, las consecuencias de una caída del corte destruiría a gran parte de la industria, generando el cierre de muchas plantas y dejando a miles de personas sin trabajo, circunstancia que cualquier gobierno intentaría evitar.

Sin embargo, para esta etapa del informe se supondrá que el corte de bioetanol en Argentina se mantenga en 12% hasta la perpetuidad: este escenario corresponde al peor escenario posible y más conservador. Más adelante en el informe se harán estudios de sensibilidad acerca de cómo se ven afectadas las variables principales en distintos escenarios en el que el corte de bioetanol aumenta.

Finalmente, se concluye que la proyección de la demanda Argentina de bioetanol mensual[11] tiene la siguiente curva *(figura 2.2.14.)*:

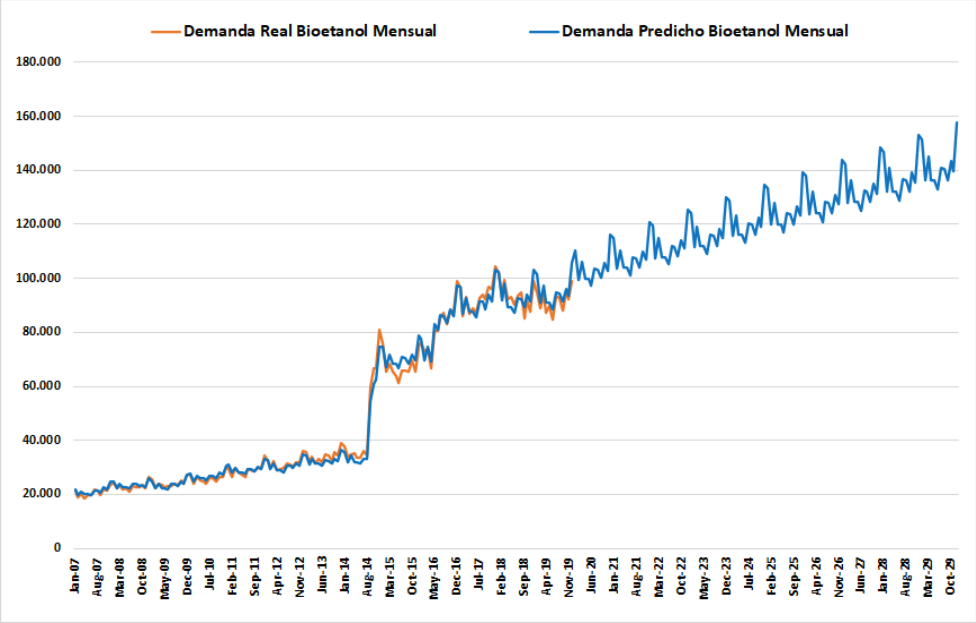


Figura 2.2.14. Comparación del consumo real de bioetanol en Argentina (línea naranja) y el consumo predicho por el modelo final (línea azul). Se supuso el peor escenario posible (y por ende el más conservador): el corte obligatorio de bioetanol se mantiene constante en 12% hasta la perpetuidad.

[10] Anónimo. (2019). Reclaman que el corte del bioetanol en las naftas no sea menor al 27%. Buenos Aires, Argentina: Infobae Campo. Recuperado de https://www.infobae.com/campo/2019/05/30/reclaman-que-el-corte-del-bioetanol-en-las-naftas-no-sea-menor-al-27/

[9] Ré, F. (2019). Bioetanol: un proyecto de ley para llevar el corte al 27% y duras críticas a Lopetegui. Buenos Aires, Argentina: Agrovoz Actualidad. Recuperado de http://agrovoz.lavoz.com.ar/actualidad/bioetanol-un-proyecto-de-ley-para-llevar-corte-al-27-y-duras-criticas-a-lopetegui

[9] Agrofy News. (2019). Bioetanol: la industria apuesta a un corte del 27% con el precio en un mínimo histórico. Buenos Aires, Argentina: Agrofy News. Recuperado de https://news.agrofy.com.ar/noticia/182975/bioetanol-industria-apuesta-corte-27-precio-minimo-historico

[11] Manteniendo el nivel de corte para los futuros años en 12%.

A continuación, se proyectó el crecimiento de la capacidad instalada de producción de bioetanol. Los principales drivers de crecimiento de la capacidad instalada de producción de bioetanol en Argentina son el crecimiento de la demanda local de bioetanol y el margen unitario que recibe la planta por m^3 vendido. Las relaciones que se esperarían obtener son que a mayor demanda de bioetanol y a mayor margen unitario, se incite la construcción de nuevas plantas o ampliaciones, aumentando la capacidad instalada de producción.

Es por esto que se planteó una regresión que intenta explicar la evolución de la capacidad instalada en función de la demanda de bioetanol y el margen unitario en los últimos años. Sin embargo, la variable margen unitario no dió significativa. Por esta razón se la quitó del modelo y se efectuó la regresión en base exclusivamente a la demanda. También se propuso una regresión que plantea que la capacidad de producción es función de la demanda de bioetanol de dos años anteriores. Sin embargo, los resultados fueron muy similares al de la *figura 2.2.15.* y se poseían muchos menos datos para validarla como buena.

La ecuación predictora de la capacidad de producción de bioetanol en Argentina, *ecuación 2.2.6.*, (cuyo R^2 dio 70%) dio:

$$Capacidad\ de\ producción\ (m3/año) = 0,4832 * Demanda\ de\ bioetanol + 488.159$$

(Ecuación 2.2.6.)

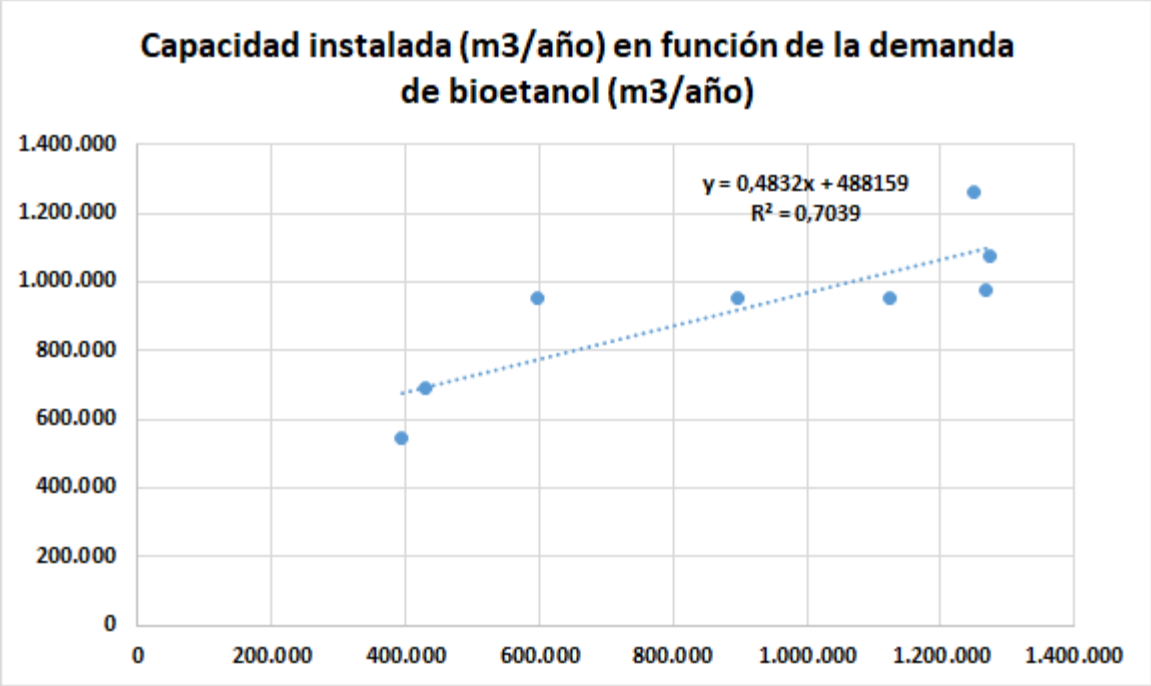


Figura 2.2.15. Resultados de la regresión de la capacidad instalada de producción de bioetanol y la demanda.

A pesar de obtener un R^2 alto, resulta muy simplista proyectar una capacidad de producción con tan pocos datos y sin tener en consideración otros factores. Asimismo, históricamente se puede confirmar que el crecimiento de la capacidad instalada no sigue un comportamiento lineal como lo explica el modelo propuesto.

Debido a esto, se llegó a la conclusión que no es adecuado utilizar la mencionada proyección porque carece de significatividad cualitativa. Esta conclusión se obtiene principalmente de entender que el crecimiento de la capacidad se da cíclicamente cuando hay una gran diferencia entre la demanda por sobre la capacidad y que el aumento de capacidad generalmente se da de a saltos cuando se introduce una nueva planta al mercado. También se concluyó que a medida que baja el margen unitario, la capacidad generada va a ser menor.

Para poder estudiar qué cantidad de bioetanol se podrá vender en este proyecto, se considerará constante la capacidad actual instalada con el eventual riesgo de que ingrese un nuevo competidor . A su vez, se analizará el incremento de la demanda a lo largo de los años y se obtendrá la porción de mercado disponible para ser atendido. Es decir, se realizará la diferencia entre la demanda futura y la capacidad actual, dicha diferencia muestra el volumen de demanda la industria de bioetanol podría satisfacer. Luego, en la sección de riesgos del informe, se analizará qué proporción de esa diferencia podrá captar la planta estudiada en este informe y los riesgos asociados a dicha estimación. Dicha información se encuentra disponible en la *figura 2.2.16*.

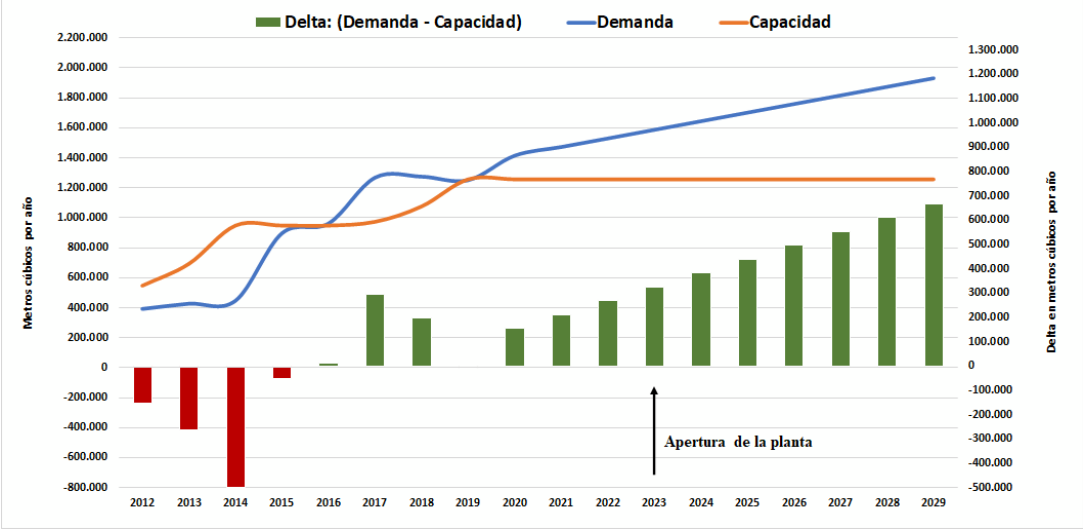


Figura 2.2.16. Proyecciones de la oferta, la demanda (en el eje izquierdo), y la diferencia entre ambos (en el eje derecho).

Es importante destacar que la construcción y puesta en marcha de la planta de bioetanol estudiada en este informe durará aproximadamente 2 años, como se estudiará posteriormente. El estudio de prefactibilidad culminará en diciembre de 2020, y, suponiendo que se decida ejecutar el proyecto, la planta comenzará a construirse en 2021, estando lista para comienzos de 2023. En otras palabras, el flujo de ventas del proyecto comenzará a existir a partir de enero de 2023.

Por esta razón, es importante analizar el delta producido entre la demanda y la capacidad a partir de dicho año 2023, debido a que recién en ese momento se podría tener la planta en funcionamiento.

Como se puede observar, el volumen demandado de bioetanol que no puede ser atendido (a partir de 2023) supera los 325.000 m^3/año. De ese total, se toma como hipótesis que la planta podrá insertarse en el mercado tomando 200.000 m^3/año. Es decir, su utilización será del 100%. En la sección de riesgos del informe se estudiará cómo se verá impactada la demanda de la planta en el caso de que ésta deba tomar volúmenes menores a 200.000 m^3/año en 2023, y por ende no funcionar a plena utilización.

Esta hipótesis (que se podrán tomar 200.000 m^3/año de los 325.000 m^3/año esperando a ser atendidos del año 2023) se encuentra cualitativamente sustentada por dos razones: en primer lugar, actualmente no hay ninguna planta de bioetanol en construcción. En segundo lugar, en caso de que se introduzcan plantas nuevas, la probabilidad de que se introduzcan más de una a la vez es muy baja teniendo en cuenta los datos históricos de la industria[12]. Consecuentemente, *resulta coherente plantear esta hipótesis como escenario base*. A pesar de ello, este análisis será profundizado en la etapa de riesgos.

Recapitulando, se concluye que la planta de bioetanol en estudio podrá funcionar en una utilización del 100% desde su apertura en 2023, aún en el peor escenario posible (corte constante en 12%) y sin tener en cuenta la oportunidad de exportar. Esto de hecho, coincide con lo que pasa con todas las plantas de bioetanol en Argentina desde el año 2017: todas están operando prácticamente a su máxima capacidad.

En referencia a la demanda de etanol internacional, y a la vista de que incluso en el peor escenario posible lo más probable es que el total de la producción vaya al mercado local, no se estudiará en profundidad dicha variable. Sin embargo, en caso de eventualidades y variaciones en la demanda local se toma como hipótesis, gracias al estudio del mercado realizado, que hay demanda suficiente como para poder exportar al export parity price. En particular, se estudió que China está intentando pasar de E5 a E10, que su capacidad instalada no va a llegar a cubrir la demanda y que debido a la guerra comercial con USA no se puede importar de dicho país. Por esta razón, y debido a las últimas relaciones diplomáticas desarrolladas entre China y Argentina, se sustenta la hipótesis postulada.

[12] En los últimos años, muy pocas plantas nuevas se construyeron: la mayoría fueron ampliaciones. Además, como se mencionó, se conoce que actualmente no hay ninguna gran planta de bioetanol en construcción. A su vez desde 2012 que el precio del etanol en Argentina es bastante inestable, y el precio del maíz se mantuvo relativamente constante, por lo que los márgenes de las plantas de bioetanol han ido variando en el tiempo, desincentivando la inversión en plantas de bioetanol (haciéndose principalmente ampliaciones) y frenando el aumento en la capacidad de producción.

2.2.2. Proyección del precio del bioetanol

La primer variable a proyectar es el precio del bioetanol en Argentina, que fue fijado por la Secretaría de Energía mes a mes a lo largo del tiempo. Como se estudió previamente, la Secretaría tiene una fórmula teórica (*Ecuación 2.2.7.)* que utiliza para fijar el precio del bioetanol en Argentina (actualizada por ultima vez en 2018), la cual se menciona a continuación.

Fórmula de precio = (*costo del maíz* + *costo de mano de obra* + *costo de combustibles* + *costo de electricidad* + *amortización* + *resto de costos*). (*Ecuación 2.2.7.)*

Es importante destacar que el maíz representa cerca del 80% del costo de fabricación del m^3 de bioetanol, y sumado a la electricidad, mano de obra y gas consumido, se cubre más del 95% del costo unitario. El término "resto de costos" de la fórmula que propone la Secretaría de Energía incluye lo más importante: el margen unitario esperado que se espera que tenga una planta de bioetanol.

Como se estudió previamente, hay poca relación entre el precio del bioetanol internacional y el local a lo largo de los años, y esto es principalmente porque el Estado fija precios mucho más altos a los internacionales para que las empresas de bioetanol posean márgenes considerables, y así fomentar más la industria.

Lo primero que se hizo entonces, para proyectar el precio del bioetanol local en Argentina, fue estudiar si realmente había una relación entre la fórmula planteada por la Secretaría de Energía, y el precio real que tuvo el bioetanol a lo largo del tiempo.

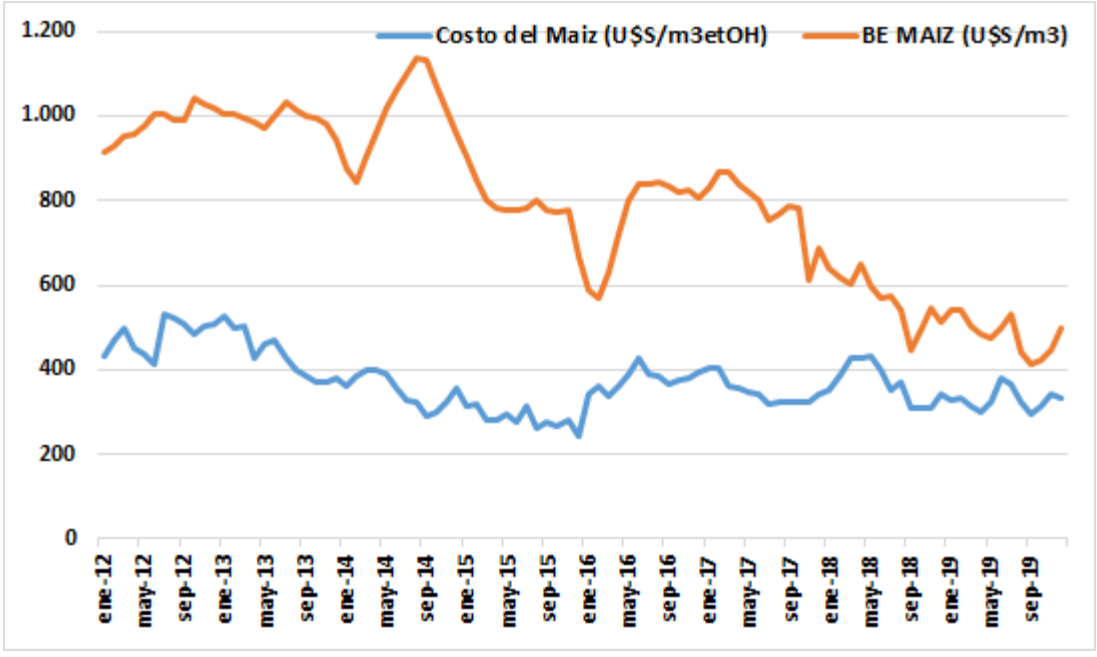


Figura 2.2.17. Evolución del costo unitario del bioetanol (el maíz representa el 80% del costo unitario del etanol)

Como se puede observar en la *figura 2.2.17.*, el precio del etanol en Argentina fue decreciendo, mientras que los costos fueron dentro de todo constantes. Parecería ser que no hay relación entre ambas variables. A continuación se prosiguió a hacerles una correlación para verificar esto *(figura 2.2.18.)*.

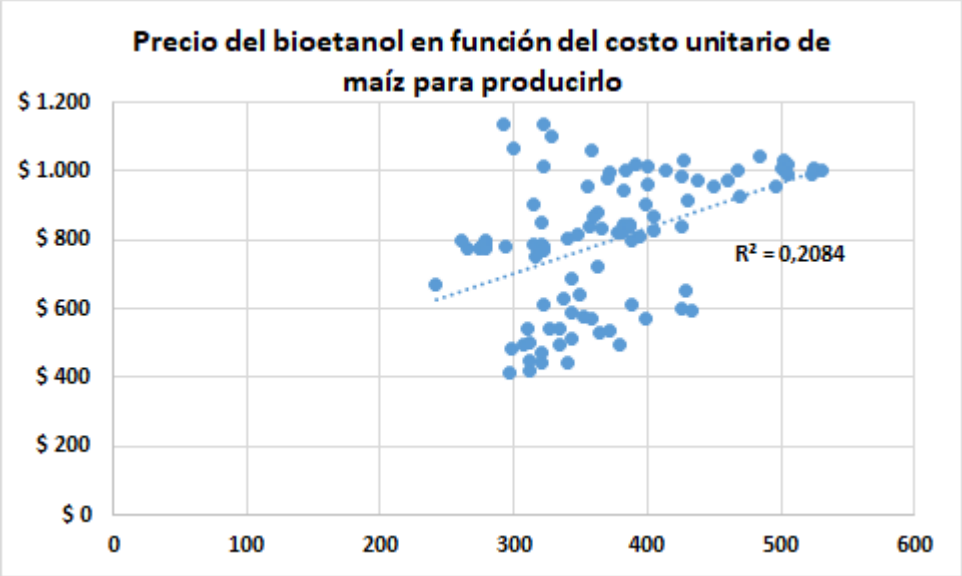


Figura 2.2.18. Relación entre el costo unitario de producir etanol y su precio.

Como se puede observar en la *figura 2.2.18.*, hay escasa o nula relación entre el precio del bioetanol en Argentina, y la supuesta fórmula propuesta por el Estado: a lo largo de los años, el gobierno fue jugando con el margen unitario de los productores de bioetanol sin ningún tipo de patrón reconocible, además de la poca transparencia que brindaba a la hora de definir qué tanto aporta cada factor en la ecuación. De hecho, se consultó con expertos en el tema y aclararon que esa fórmula propuesta prácticamente no se respetó mucho a lo largo de los años, y que no conviene tomarla como palabra final.

Por ende, se propuso un modelo de regresión múltiple que intente explicar el precio del bioetanol en Argentina en función de cuatro variables que se creyó que podrían ser significativas: precio del maíz FAS, precio de la nafta Súper en Argentina, costo de mano de obra y costo de electricidad. Los resultados fueron los siguientes (*figura 2.2.19.)*.

Regression Statistics	
Multiple R	0.934066335
R Square	0.872479918
Adjusted R^2	0.86687464
Standard Error	71.71648935
Observations	96

	Coefficient	p-value
Maiz	2.378663614	2.4951E-13
Combustible	0.677847298	3.173E-12
Mano de obra	0.227043305	0.10697931
Electricidad	-4.276919207	1.8414E-09

Figura 2.2.19. Modelo propuesto ajustado.

En primer lugar, se procedió a descartar el modelo propuesto debido a la incongruencia del signo del coeficiente de la electricidad (a mayor costo de electricidad, mayor debería ser el precio), y a la no significatividad de la mano de obra. Se siguió descartando ambas (iterativamente), resultando en el modelo final el siguiente (*figura 2.2.20.)*.

Regression Statistics	
Multiple R	0.895
R Square	0.801
Adjusted R^2	0.797
Standard Error	88.568
Observations	96

	Coefficient	p-value
Maiz	2.272	4.92E-10
Combustible	0.977	1.17E-29

Figura 2.2.20. Resultados de regresión final.

Resultando en un R^2 ajustado de 80%, por lo tanto el modelo se toma como válido. La ecuación presentada (*ecuación 2.2.8.)* es la siguiente:

Precio Etanol Arg (U$S/m3) = Precio Maíz FAS (U$S/tn) * 2,27 + Precio nafta (U$S/m3) *0,97 - 707 (*Ecuación 2.2.8.)*

A continuación, en la *figura 2.2.21.* se muestra un gráfico con las variables más importantes del modelo y la variable a predecir.

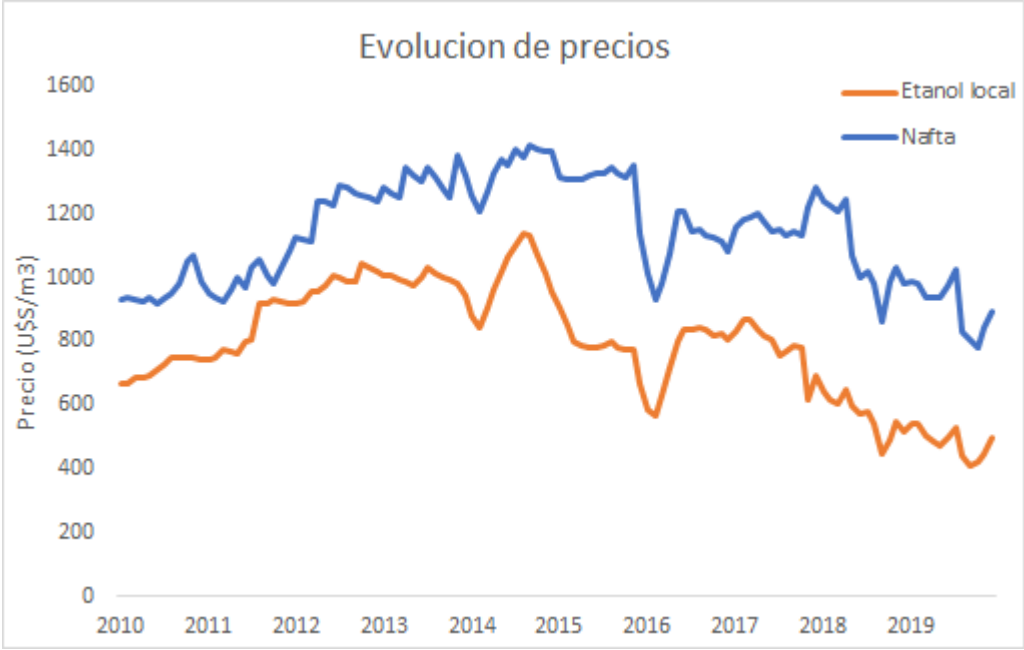


Figura 2.2.21. Evolución de precios de etanol local y nafta. Hay mucha correlación entre ambos.

Como se puede observar, el gobierno no respetó su fórmula propuesta, sino que claramente fue ajustando el precio del bioetanol en función del precio de la nafta Súper puesta en surtidor. Puede observarse claramente comparando las líneas naranjas y azules en la figura 80.

Se procedió, a partir del modelo obtenido, a pronosticar las variables explicativas en el futuro, para poder modelar el precio local del etanol.

En primer lugar se encuentra la predicción del precio del maíz FAS Rosario (*figura 2.2.22.)*, esta se realizó mediante el método Mean Reversion debido a que el maíz es un commodity. Posteriormente en la ***sección 2.2.3*** (en la que se proyecta el precio del maíz) se encuentra una explicación más detallada del procedimiento y la corroboración de los supuestos.

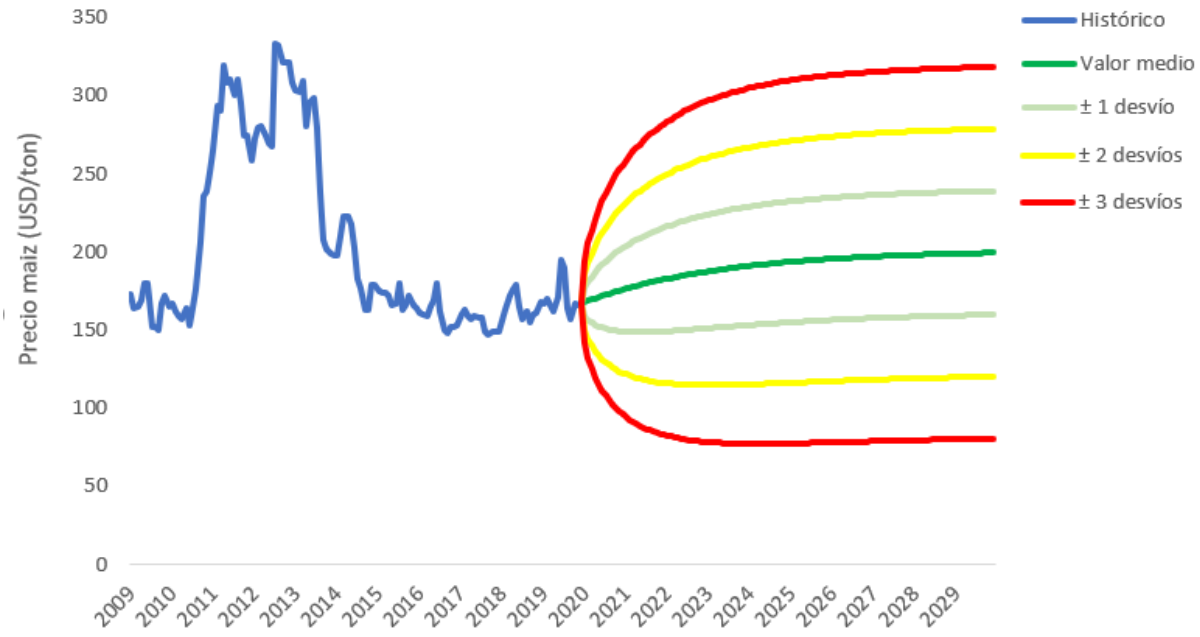


Figura 2.2.22. Mean Reversion para el maíz (FAS).

Luego, se realizó el pronóstico del precio de la nafta súper. Esta sección tiene algunas particularidades ya que en el mundo se considera un commodity pero en Argentina su precio está regulado. A continuación, en la *figura 2.2.23.* se presenta un gráfico de la evolución del precio de la nafta súper en Argentina.

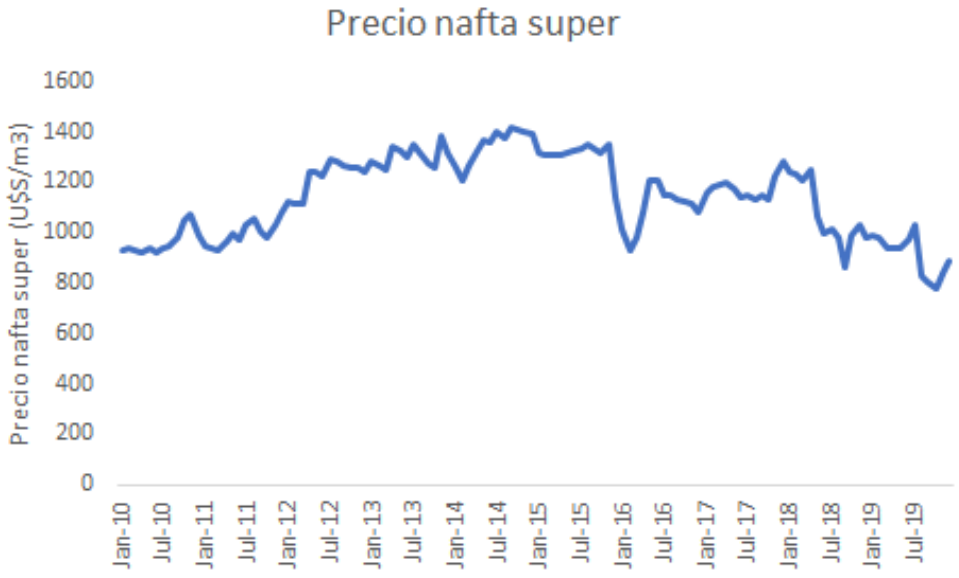


Figura 2.2.23. Precio de la nafta en Argentina (U$S/m3). Fuente: Secretaría de Energía.

En 2008/2009 hubo una fuerte caída de los precios del petróleo y la nafta debido a la crisis financiera global: este hecho cambió el rumbo que los precios venían siguiendo, y se estableció un nuevo patrón a partir de 2010. Observando la *figura 2.2.23.*, puede apreciarse que el precio del nafta histórico desde 2010 rondó 1,1 U$S/litro. Se prosiguió a ejecutar un

Mean Reversion, bajo el supuesto que el precio de la nafta en Argentina tenderá a esa media (esta hipótesis fue confirmada por expertos).

La *figura 2.2.24.* muestra la predicción del precio de la nafta utilizando Mean Reversion.

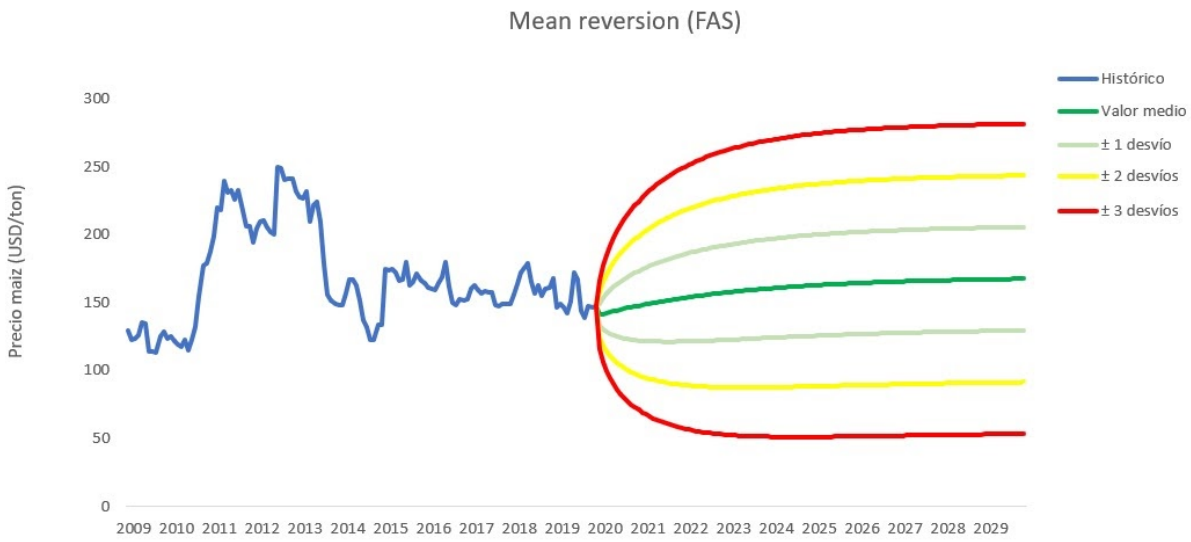


Figura 2.2.24. Resultados del Mean Reversion para el precio de la nafta súper.

Los supuestos del Mean Reversion fueron verificados exitosamente. A partir de esto, se procede a calcular la predicción para el precio del bioetanol local, utilizando la ecuación propuesta anteriormente (*figura 2.2.25.)*.

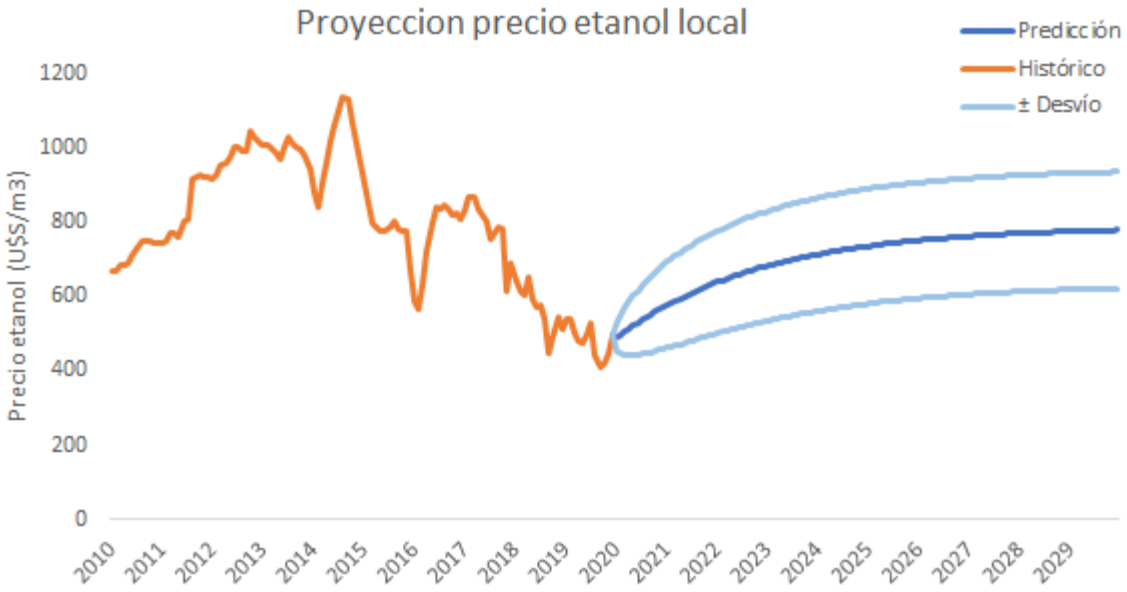


Figura 2.2.25. Predicción del precio de etanol en Argentina.

Se predice que el precio del bioetanol local convergerá en 780 USD/m^3 para 2029, entre 935 USD/m^3 y 625 USD/m^3, con 68% de probabilidad.

A continuación, en la *figura 2.2.26.* se proyectó el precio del bioetanol internacional, para así poder proyectar el Export Parity Price en caso de que la planta exporte bioetanol.

Para dicha proyección, se utilizará el método Mean Reversion, debido a que internacionalmente es considerado un commodity, y se desea estimar un rango de precios a los que puede variar, con determinado nivel de confianza. A continuación se presenta la evolución del precio del etanol internacional desde 2005.



Figura 2.2.26. Evolución del precio del etanol. Fuente: Investing.com

El etanol no fue históricamente considerado un commodity, pero con sus crecientes niveles de aplicaciones que se le fue dando en otras industrias (en la del transporte principalmente), terminó claramente convirtiéndose en uno. A pesar de estar estancado en niveles tecnológicos (no se produjeron mejoras de la productividad durante la última década), la demanda fue creciendo a un ritmo inconstante e impredecible (dependiendo principalmente de legislaciones en cada país), mientras que la oferta crecía con estabilidad. Es por ello que hasta 2013 el precio tuvo muchas oscilaciones, pero desde 2014 la industria se estabilizó y el precio estuvo cercano a una media sin mucha variación. Debido a estas razones se prosiguió a utilizar datos desde 2014 para realizar el método de Mean Reversion para la estimación del precio del etanol.

A partir de estos datos, se prosiguió a verificar los supuestos del método Random Walk, para poder utilizar correctamente Mean Reversion. A partir de la primera estimación del precio para el período t (*ecuación 2.2.9.)*:

$$Y_t = Y_{t-1} + E_t \text{ (Ecuación 2.2.9.)}$$

Los supuestos son los siguientes:

- Alta correlación entre Y_t y Y_{t-1}
- Baja correlación entre E_t y los errores anteriores de distintos órdenes (E_{t-1}, E_{t-2}, etc)
- Distribución normal con media = 0 de los errores E_t

La siguiente imagen (*figura 2.2.27.)* muestra los gráficos que verifican dichos supuestos.

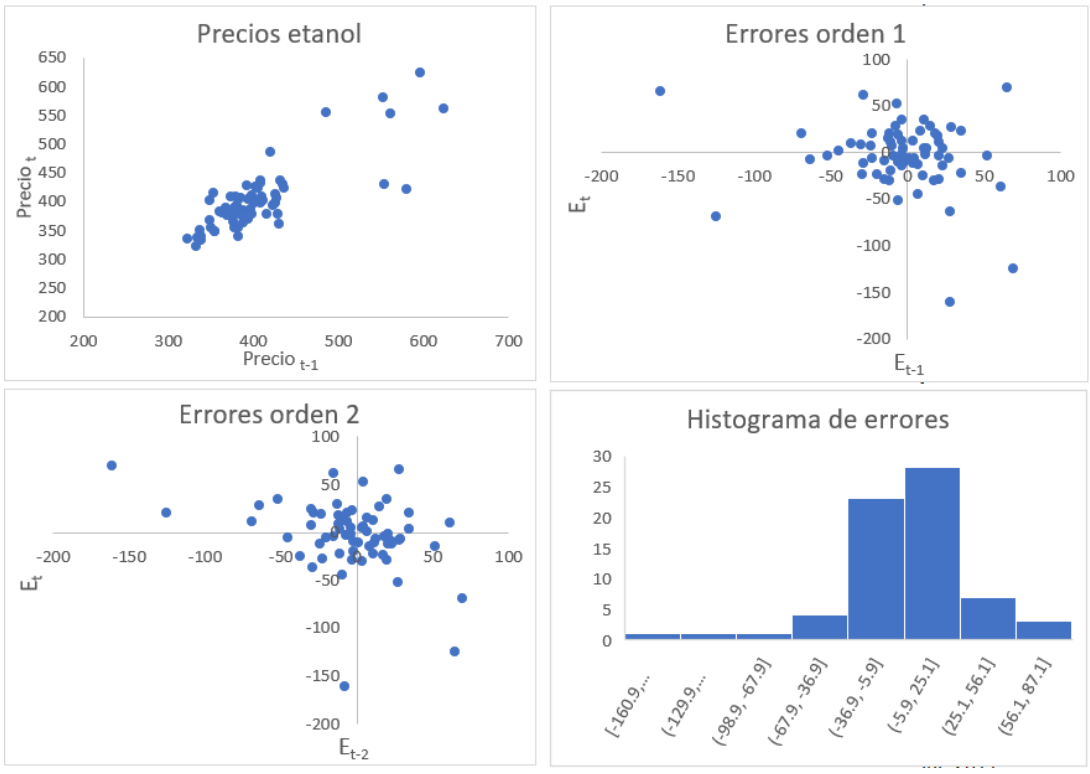


Figura 2.2.27. Verificación de los supuestos de Mean Reversion

De estos análisis se obtuvieron los siguientes resultados que se muestran en la *figura 2.2.28.*:

X	Y	r	R^2
Precio $_{t-1}$	Precio $_t$	0.819695	0.6719
E_{t-1}	E_t	-0.19313	0.0373
E_{t-2}	E_t	-0.35057	0.1229

Figura 2.2.28. Analisis de correlacion entre variables

Además, los errores arrojaron una media de -3,44 (muy cercana a 0) y un desvío standard de 36,13. A partir de estos resultados, y sumadas los supuestos de que los precios de la industria del etanol en general tienden a un precio de equilibrio y éste es reflejado por un nivel de rentabilidad estable de la industria, se prosiguió a calcular los parámetros para Mean Reversion.

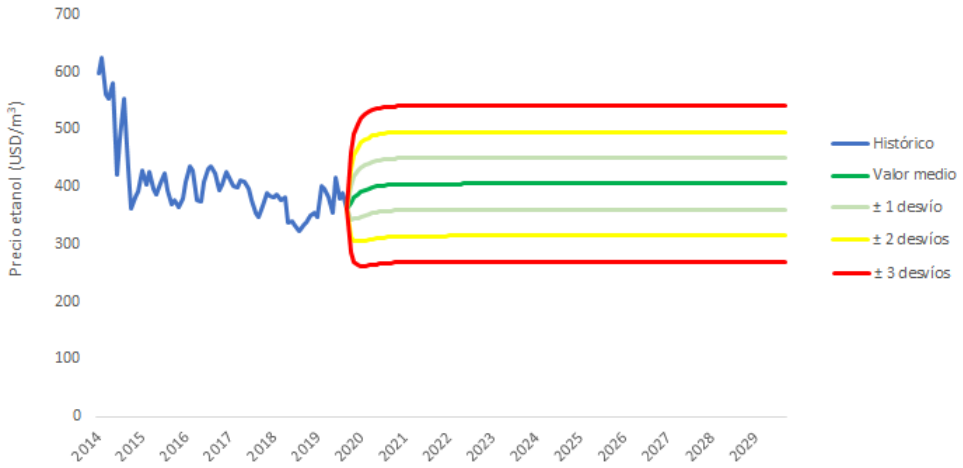


Figura 2.2.29. Mean reversion para precio del etanol internacional.

A partir de este análisis, reflejado en la *figura 2.2.29.*, se puede inferir que el precio va a tender a la media en el período seleccionado, esta es de 405 USD/m^3, puede tener variaciones pero la estabilidad de la industria dicta que se vuelve al valor medio. Esta variación está contemplada en los rangos mostrados en el gráfico. Como característica de Mean Reversion, estos rangos son crecientes pero convergen hacia un valor. En este caso el valor de 1 desvío en el año 2029, es de 45 USD/m^3, prácticamente constante para esa altura del tiempo.

Se puede concluir que el precio estará entre:

- 360 USD/m^3 y 450 USD/m^3 con un nivel de confianza de 69%
- 315 USD/m^3 y 495 USD/m^3 con un nivel de confianza de 84%
- 270 USD/m^3 y 540 USD/m^3 con un nivel de confianza de 93%

Los intervalos de confianza para el precio resultaron ser relativamente pequeños, debido a la poca variabilidad de los precios en los años anteriores. Esto permite tener una estimación relativamente precisa del valor del etanol hacia el futuro.

Por otro lado, el gobierno podría incluir retenciones a las exportaciones y eso bajaría el precio neto recibido por tonelada de bioetanol exportada. Dado que hasta el día de hoy no hubieron exportaciones de bioetanol en Argentina, y tampoco hay una alícuota de exportación fijada por el gobierno en caso de que se exporte bioetanol, se asumirá que la alícuota de exportación será de 0%, por lo menos a esta instancia del informe. Posiblemente será estudiada una posible introducción de retenciones al bioetanol en la sección de riesgos.

2.2.3. Proyección del precio del maíz

Es necesario recordar que el precio del maíz que se utilizará en el flujo de fondos del proyecto es el precio del maíz FAS Rosario. Dicho precio depende fundamentalmente de dos variables: el precio del maíz FOB Rosario y la alícuota de retenciones a las exportaciones (*ecuación 2.2.10.)*.

$$FAS = FOB - retenciones \ (Ecuación\ 2.2.10.)$$

En primer lugar, se estudiarán las proyecciones del precio FOB Rosario del maíz en Argentina, el cual corresponde al precio internacional del maíz.
Para la proyección del precio del maíz internacional se utilizó la técnica de Mean Reversion. Para ello se obtuvieron los datos de precios históricos mensuales, obtenidos del Ministerio de Agricultura, Ganadería, y Pesca. Luego, se analizó la historia de la industria, y cómo fue evolucionando la tecnología disponible y su rentabilidad. A partir de este análisis se decidió a eliminar los datos anteriores a 2009 ya que fue este año en el que la utilización de semillas transgénicas se consolidó (resistentes tanto a herbicidas como a insectos), abarcando alrededor del 70% de la producción de maíz en Estados Unidos, el principal productor y determinante del precio. A continuación, se presenta la *figura 2.2.30.* con los precios históricos de maíz FOB Rosario en USD/ton.



Figura 2.2.30. Evolución del precio FOB de maíz Rosario desde 2009.

La siguiente imagen (*figura 2.2.31.)* muestra los gráficos que verifican los supuestos de Random Walk explicados anteriormente.

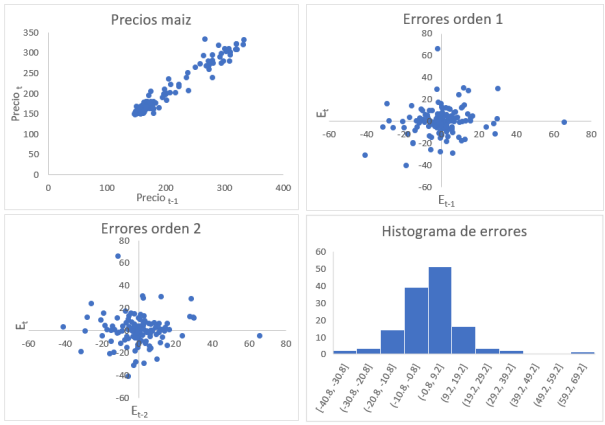


Figura 2.2.31. Verificación de los supuestos del Mean Reversion.

De estos análisis se obtuvieron los siguientes resultados (*figura 2.2.32.)*:

X	Y	r	R^2
Precio $_{t-1}$	Precio $_t$	0.974833	0.9503
E_{t-1}	E_t	0.184662	0.0341
E_{t-2}	E_t	0.022361	0.0005

Figura 2.2.32. Analisis de correlacion entre variables

Además, los errores arrojaron una media de -0.045 (muy cercana a 0) y un desvío standard de 12,66. A partir de estos resultados, y nuevamente sumados los supuestos de que los precios de la industria del maíz en general tienden a un precio de equilibrio y éste es reflejado por un nivel de rentabilidad estable de la industria, se prosiguió a calcular los parámetros para Mean Reversion.

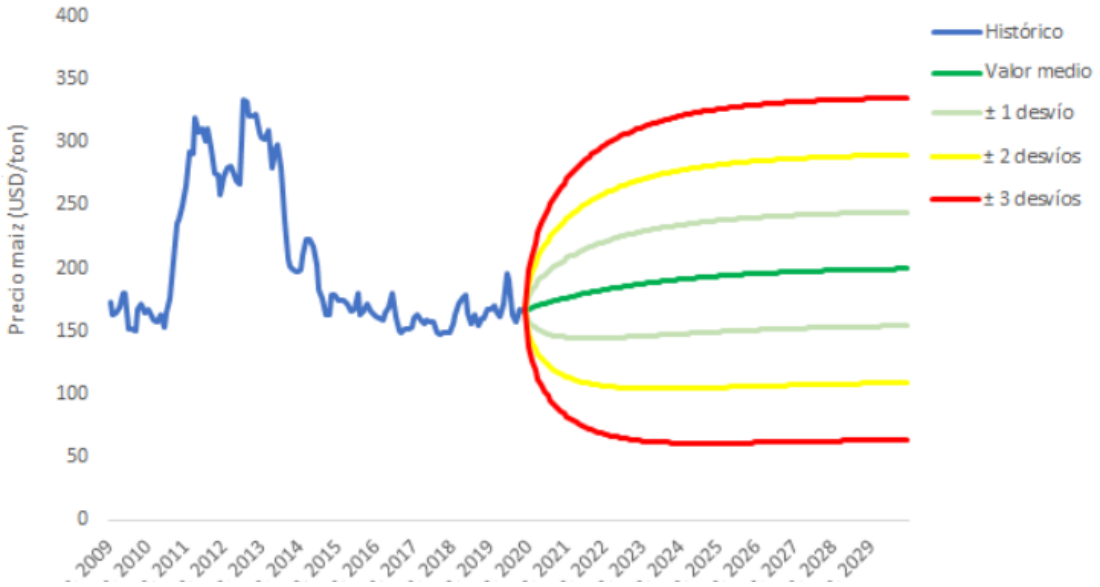


Figura 2.2.33. Mean reversion para precio del maíz (FOB)

A partir de este análisis, reflejado en la *figura 2.2.33.*, se puede inferir que el precio va a tender a la media en el período seleccionado, este es de 200 USD/ton, podrá tener variaciones pero también la estabilidad de la industria dicta que se volverá al valor medio. Esta variación está contemplada en los rangos mostrados en el gráfico. Como característica de Mean Reversion, estos rangos son crecientes pero convergen hacia un valor. En este caso el valor de 1 desvío en el año 2029, es de 56 USD/ton, prácticamente constante para esa altura del tiempo.

Se puede concluir que el precio estará entre:

- 144 y 256 con un nivel de confianza de 69%
- 92 y 312 con un nivel de confianza de 84%
- 36 y 368 con un nivel de confianza de 93%

Cabe destacar que la amplitud de estos intervalos de confianza se debe a la relativamente alta volatilidad que tuvo el precio en el pasado. Esto indica que el precio puede alejarse mucho de la media, lo que es un indicio que esto puede pasar en el futuro.

En segundo lugar se proyectarán las retenciones al maíz en Argentina. Las retenciones al maíz fueron variando mucho a lo largo del tiempo, y depende principal y únicamente del modelo económico de país que propone el gobierno de turno. Es por esto que para proyectar las retenciones al maíz a lo largo del tiempo, se tomó un promedio ponderado del valor que tomaron las retenciones al maíz en los últimos 19 años. Al ponderar el valor que fueron tomando las retenciones a lo largo del tiempo, no solo se logra obtener un valor medio ponderado de las retenciones del maíz a lo largo del tiempo, sino que se extrapola y se le pone peso a los años que gobernó cada tipo de partido político en Argentina (básicamente gobierno peronista y no peronista) y se asume que se mantendrá esa frecuencia de tipo de gobierno a lo largo del tiempo. A continuación, en la *figura 2.2.34.* se presenta el cálculo del valor esperado promedio de las retenciones en el tiempo y en la *figura 2.2.35.* la proyección de las retenciones propiamente dicha.

	Cant de años	Valor Retenciones
	5	20%
	8	25%
	5	0%
	1	12%
Total	19	

Valor de retenciones esperado (promedio ponderado)	16%

Figura 2.2.34. Cálculo del valor promedio ponderado de las retenciones al maíz.

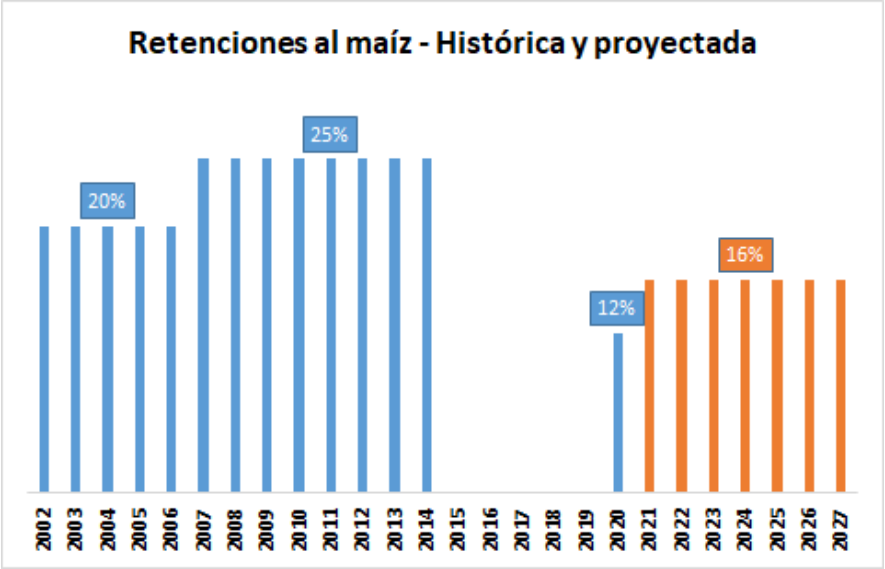


Figura 2.2.35. Proyección de las retenciones al maíz a lo largo de los años.

Finalmente, utilizando las proyecciones tanto del precio FOB Rosario del maíz y de las retenciones a las exportaciones, se calcula en la siguiente curva de las proyecciones del precio FAS del maíz, utilizando la siguiente fórmula (*ecuación 2.2.10.)*:

$$FAS = FOB - retenciones \text{ (Ecuación 2.2.10.)}$$

A continuación, en la *figura 2.2.36.* se muestran los precios FAS de maíz, junto con sus proyecciones.

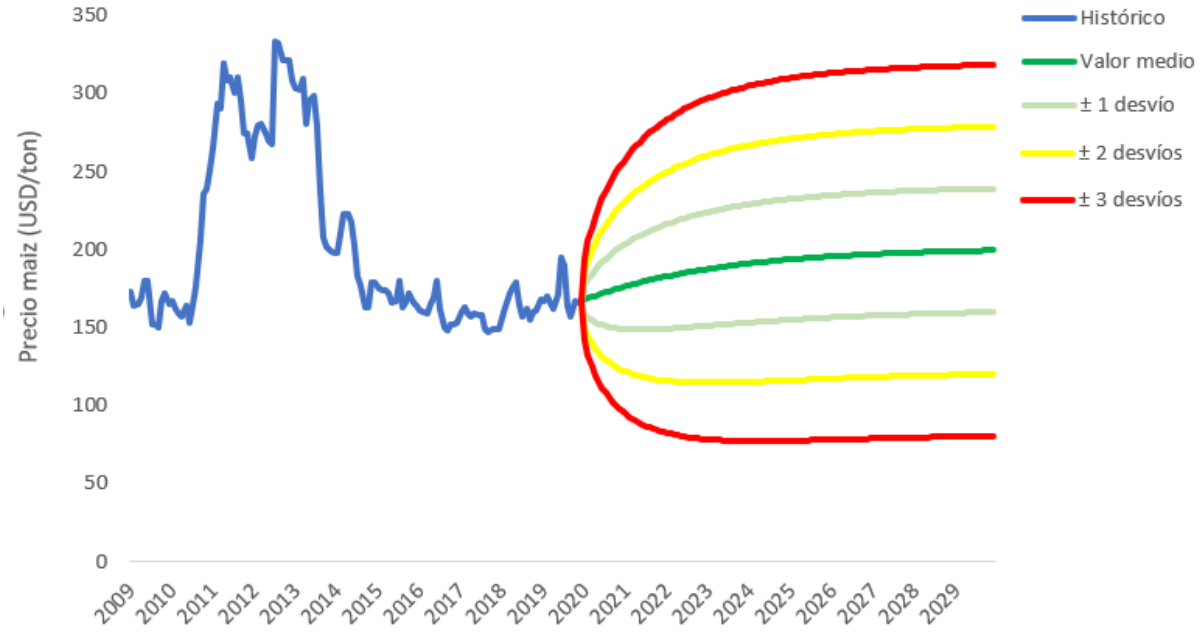


Figura 2.2.36. Resultados de mean reversion aplicados a precio FAS (descontando retenciones)

A partir de este análisis se puede inferir que el precio va a tender a la media en el período seleccionado, este es de 167 USD/ton, puede tener variaciones pero también la estabilidad de la industria dicta que se vuelve al valor medio. Esta variación está contemplada en los rangos mostrados en el gráfico. Como característica de Mean Reversion, estos rangos son crecientes pero convergen hacia un valor. En este caso el valor de 1 desvío en el año 2029, es de 38 USD/ton, prácticamente constante para esa altura del tiempo.

Se puede concluir que el precio estará entre:

- 129 y 205 con un nivel de confianza de 69%
- 91 y 243 con un nivel de confianza de 84%
- 53 y 282 con un nivel de confianza de 93%

2.2.4. Proyecciones del precio y la demanda del DDGS

El principal subproducto obtenido de la fabricación de bioetanol a base de maíz es el DDGS como se mencionó previamente en el informe. El DDGS cumple con el carácter de commodity, y es muy utilizado para alimentar ganado (porcino, vacuno, etc.) tanto en Argentina como en el mundo. En la *figura 2.2.37.* se presenta un gráfico de la evolución del precio del DDGS en Argentina, y se lo superpone a su vez con el precio del maíz, para notar que existe una gran correlación entre ambos.

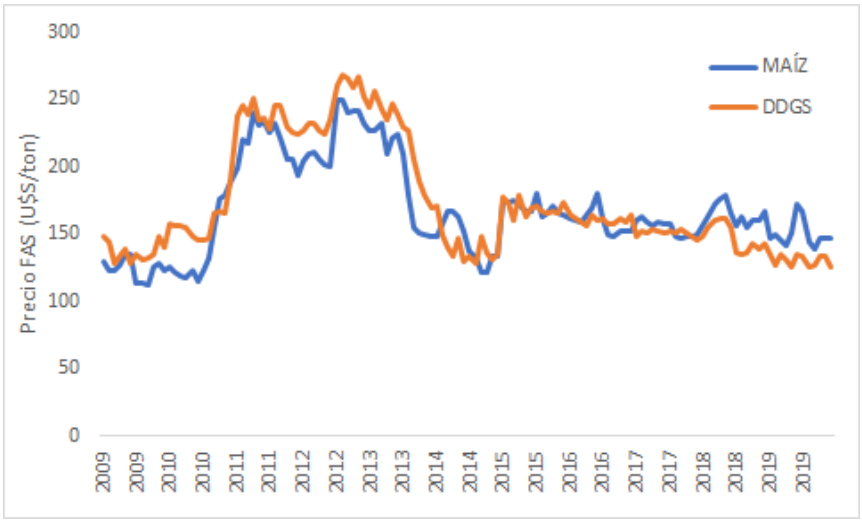


Figura 2.2.37. Evolución de los precios del maíz y el DDGS.

A continuación, en la *figura 2.2.38.* se presenta una correlación entre el precio del maíz FAS en Argentina y el precio FAS del DDGS en Argentina.

R Square	0.81030079

	Coefficients	*P-value*
Intercept	-8.336624891	0.289778
MAIZ	1.080283938	9.19E-49

Figura 2.2.38. Resultados de la regresión que explica el precio del DDGS en función del precio del maíz.

Con esta regresión se puede confirmar lo que se observó en el gráfico anterior, la alta relación entre el precio del DDGS y el maíz

A partir de la proyección anteriormente realizada del precio de maíz FAS, se pronosticó el precio de DDGS local en Argentina *(figura 2.2.39.)*.

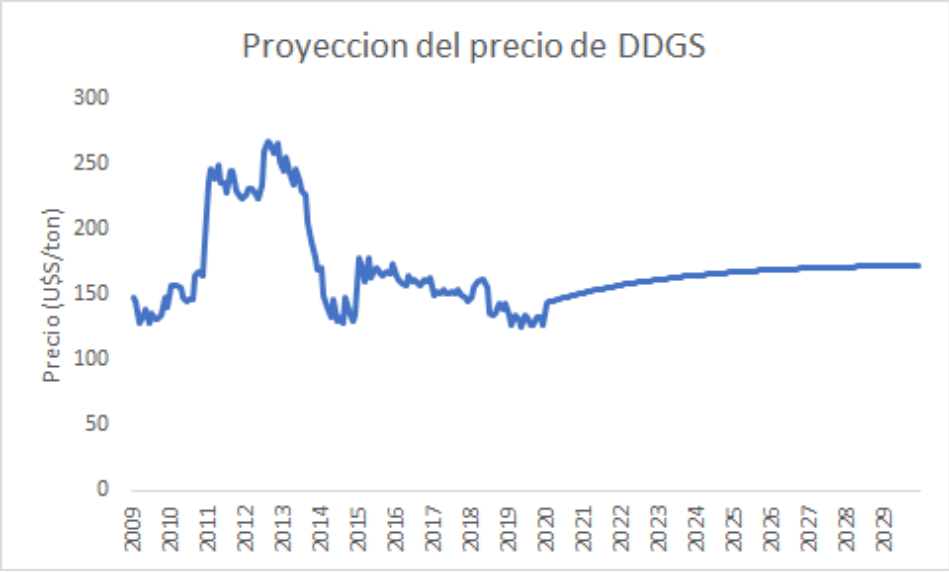


Figura 2.2.39. Proyección del precio del DDGS.

Dado que la proyección para el precio del maíz era un Mean Reversion, la proyección para el DDGS también posee esta misma característica. Se puede apreciar que el precio del DDGS tenderá a una media de 170 U$S/ton.

El DDGS puede venderse en el mercado de exportación al precio FOB Rosario, que como se observó previamente, posee una altísima correlación con el precio del maíz. Sin embargo, el precio neto que recibirá el exportador será de FOB - retenciones.
El DDGS también puede venderse en el mercado local al precio FAS Rosario (FAS = FOB - retenciones). Es decir, cualquiera sea el mercado en el que se venda el DDGS, se venderá netamente al precio proyectado en la *figura 2.2.39*.

Al estar situado en un país que posee uno de los mercados vacunos más grandes del mundo, la demanda de DDGS es muy grande, y para los relativamente bajos niveles de venta que genera el proyecto no se cree que vayan a haber problemas para poder venderlos. Asimismo, debido a la gran demanda internacional, se puede concluir que sería sencillo poder exportar toda la producción que no se pueda vender localmente. Esto será considerado como el escenario base: luego en la etapa de riesgos se estudiará cómo impactará en el proyecto una baja en la demanda de DDGS.

2.2.5. Proyecciones de precios de otros insumos de planta

A pesar de que el maíz es el principal insumo para la planta, ésta también posee, en menor medida, otros insumos necesarios como el gas, la electricidad y el agua. Los precios de estos tres son servicios básicos están regulados en gran medida por el Estado Nacional, y son parte de la política de los distintos partidos al poder. Es por esta razón que los precios históricamente se comportaron de maneras muy similares. Durante la presidencia de los gobiernos kirchneristas, los tres servicios (junto a otros como el transporte público) estuvieron subsidiados en entre un 80% y un 90% del costo operativo, por lo que los precios eran muy bajos. Con la llegada de Mauricio Macri a la presidencia estos subsidios se fueron reduciendo lentamente para llegar a cubrir tan solo un 5% del costo operativo en 2017, causando un gran aumento de los precios. Tanto en el precio del gas, como la electricidad y el agua, se observó que el aumento de tarifas (que son reguladas por el Estado) siguieron un comportamiento muy asimilable a la inflación. Es por esto que a continuación se presentan las proyecciones de los precios de los tres insumos mencionados, con las proyecciones de inflación mencionadas en la ***sección 2.2.6.1***.

2.2.5.1. Proyección del precio del gas

El primer servicio a analizar es el gas. Como fue mencionado, el gas es un servicio básico regulado 100% por el Estado. Para poder entender cómo se comporta su demanda y oferta, se deberá conocer y entender el marco legal y regulatorio establecido.

El marco regulatorio del gas en Argentina se rige según la "**Ley 24.076: Marco Regulatorio de la Actividad. Privatización de Gas del Estado Sociedad del Estado. Transición. Disposiciones Transitorias y Complementarias.**" (Senado y Cámara de Diputados de la Nación Argentina, 1992, p1) que regula el transporte y distribución de gas natural en el país. En particular, su artículo N°4 indica que el transporte y distribución deberán ser realizados por personas jurídicas de derecho privado que el Poder Ejecutivo Nacional haya habilitado por medio de la Licitación Pública (Ley 17.319). Dichas Licitaciones serán otorgadas por provincias por un plazo de 35 años desde su adjudicación y pueden ser renovadas por en Ente Nacional Regulador de Gas (ENARGAS). A su vez, la ley describe:

1) *Productor*: toda persona física o jurídica que siendo titular de una concesión de explotación de hidrocarburos, o por otro título legal, extrae gas natural de yacimientos ubicados en el territorio nacional, disponiendo libremente del mismo
2) *Transportista*: toda persona jurídica que es responsable del transporte del gas natural desde el punto de ingreso al sistema de transporte, hasta el punto de recepción por los distribuidores, consumidores que contraten directamente con el productor y almacenadores.

3) *Distribuidor*: prestador responsable de recibir el gas del transportista y abastecer a los consumidores a través de la red de distribución, hasta el medidor de consumo, dentro de una zona, entendiéndose por tal, una unidad geográfica delimitada.[13]

Estos últimos deberán satisfacer toda demanda razonable de servicios de gas natural.

En cuanto a las tarifas, la Ley establece que estas serán la suma de:

1) Precio del gas en el ingreso del sistema de transporte
2) Tarifa de transporte
3) Tarifa de distribución

Se deberán tener en cuenta las diferencias que existen entre los diferentes tipos de servicios (ubicación geográfica, distancia relativa, forma de prestación, etc.) pero no se podrán aplicar diferencias en sus tarifas, y el precio final al consumidor deberá incluir los costos de adquisición pero el ENARGAS podrá limitarlos si considera que estos exceden a los acordados. A su vez, estas tarifas se ajustarán en base a indicadores de mercado internacional y también en base a un factor que estimule la eficiencia y la inversión. El ente revisará y ajustará estas tarifas cada 5 años según lo mencionado previamente y los distribuidores deberán publicar el tarifario.

Como se mencionó, las tarifas del gas en Argentina están divididas por Provincia, proveedor de servicio y tipo de consumidor (m^3 consumidos) por lo que se tuvieron que definir estos parámetros para poder proyectar los precios.

En particular, una planta de producción de 200.000 m^3/año (la capacidad de producción de la planta en estudio) consume aproximadamente 9.246 BTU/litro de etanol, que con una conversión de 1 MBTU = 27,8 m^3 de gas se llega a un consumo de **51.407.760 m^3 de gas por año**. Por lo que se determinó que la categoría de consumidor al que pertenece la planta:

- *Categoría Gran Usuario FD:* cliente que no utiliza el gas para usos domésticos y que no es una estación GNC, ni un subdistribuidor, siempre que haya celebrado un contrato de servicio de distribución y/o transporte de gas que incluya una cantidad mínima diaria contractual de 10.000 m^3 y un plazo contractual no menor a doce meses. En todos los casos, el servicio prestado se realiza sobre una base firme.[12]

Dada que la ubicación más probable de la planta es la provincia de Córdoba (donde está acumulada la mayoría de la oferta de maíz), el tarifario se obtuvo del distribuidor de la región: Distribuidora de Gas del Centro S.A. Es importante destacar que la ubicación de la planta será estudiada más en profundidad en secciones posteriores del informe.

La tarifa está dividida en dos:

1) Cargo Fijo
2) Cargos variables:

[13] Senado y Cámara de Diputados de la Nación Argentina. (1992). *LEY Nº 24.076 GAS NATURAL*, Buenos Aires, Argentina: Presidencia de la Nación

a) Costo por m^3 consumido.
b) Costo por reserva de capacidad, en unidades de m^3 por día.

A continuación se presenta dicho análisis, siguiendo con los lineamientos planteados en el inciso **2.2.5.**

1) Cargo Fijo, en $/mes.

Dicha proyección se ilustra en la *figura 2.2.40.* encima de los valores reales de la tarifa, teniendo un horizonte temporal de diez años.

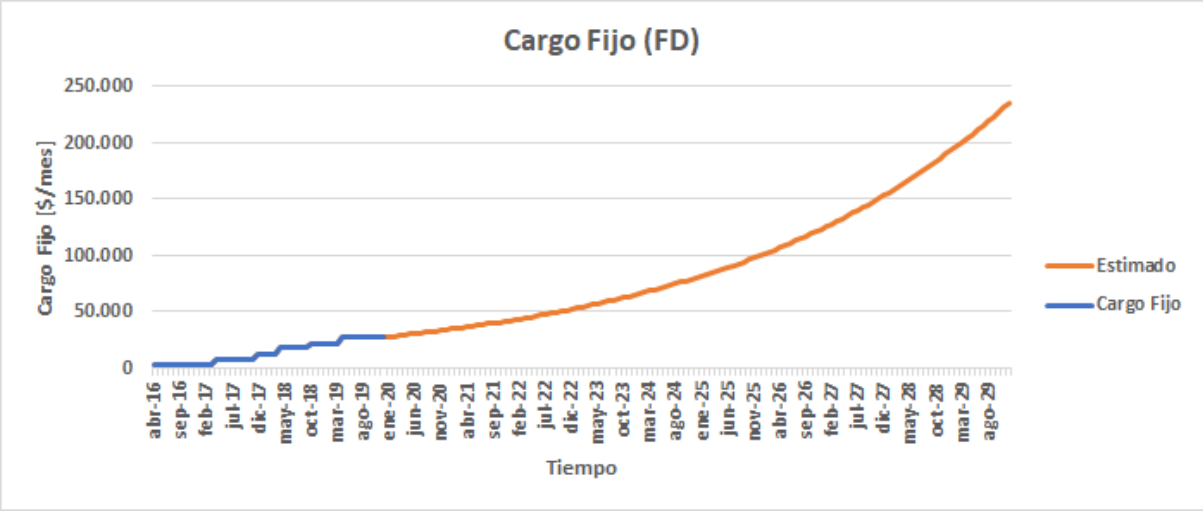


Figura 2.2.40. Proyección del cargo fijo del gas en el tiempo ($/mes).

Cabe aclarar que a los valores reales del cargo fijo (recta azul) se les aplicó el valor de la inflación mensual para poder determinar la proyección a lo largo del tiempo obteniéndose la recta naranja.

2) Costo variable por m^3 consumido.

Al igual que para el costo fijo, para este costo variable se graficó encima de los valores reales de la tarifa la proyección de los valores a diez años (*figura 2.2.41.)*.

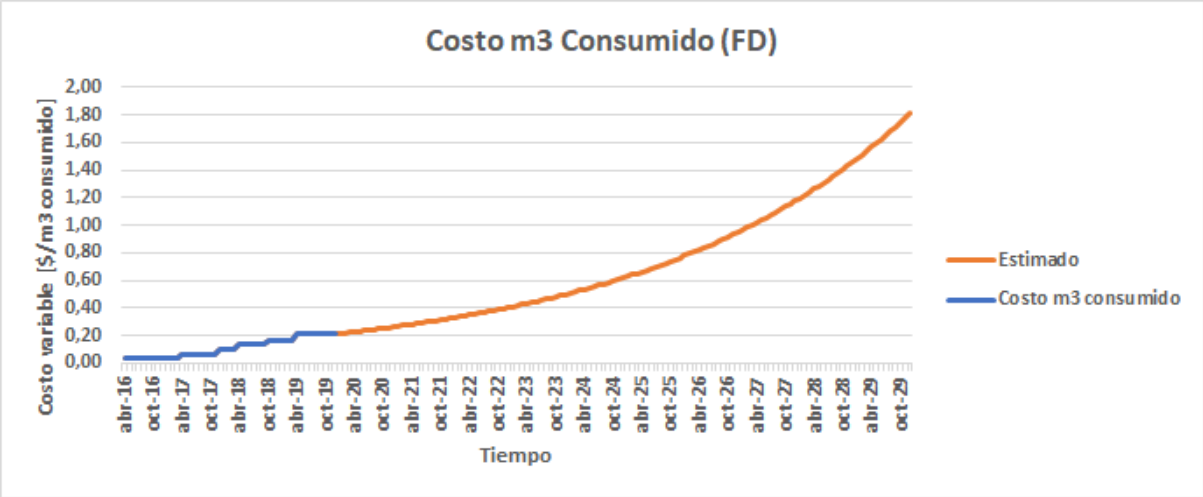


Figura 2.2.41. Proyección del costo variable por m3 consumido. ($/m³).

3) Costo variable por reserva de capacidad, en $/(día*m^3)

También para este último costo se realizó el mismo análisis, el cual se muestra en la *figura 2.2.42.*, aplicando el valor de la inflación mensual estimado en el inciso **2.2.6.1.**

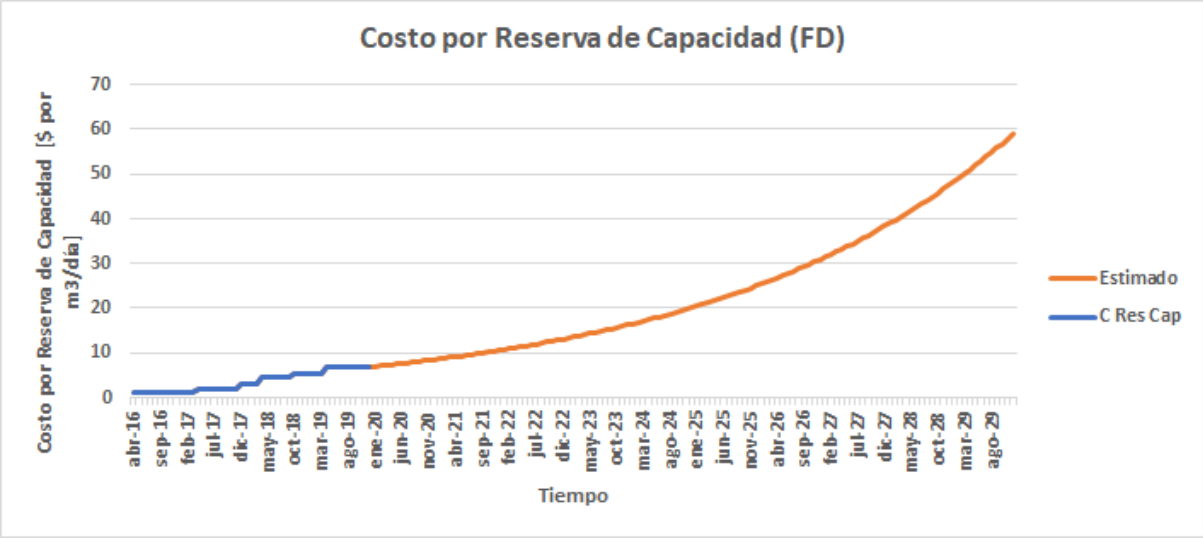


*Figura 2.2.42. Proyección del costo variable por reserva de capacidad, en $*día/m3, a lo largo del tiempo.*

De esta manera lograron obtener las proyecciones de los costos fijos y variables relativos al gas, insumo importante para la producción de etanol.

2.2.5.2. Proyección del precio de la electricidad

Antes de analizar las proyecciones del precio de la electricidad en la Provincia de Córdoba, se describirán brevemente las normas y condiciones del sistema eléctrico. Las leyes por las cuales se rige el sistema eléctrico nacional son: **Ley N°24.065:** *"Generación, transporte y*

distribución de electricidad."[14] y **Ley N°15.336:** *"Régimen jurídico de la industria eléctrica"*[15]. En particular, la primera define los siguientes objetivos: proteger a los usuarios, incentivar a los mercados de producción y su eficiente utilización como también el transporte y distribución, y regular estos mercados para poder asegurar tarifas justas y razonables. Para esto, el transporte y distribución estarán en manos de aquellos agentes privados a los cuales el Poder Ejecutivo les haya otorgado el poder y concesión acorde a las leyes vigentes. Con esto, se definen cuatro actores que estarán involucrados:

1) Generadores o productores: aquel que sea titular de una central eléctrica y disponga de su producción al sistema de distribución. Es importante a nuestro caso aclarar que los productores podrán establecer contratos directos con grandes usuarios.

2) Transportistas: aquel que se encargue y sea responsable de la transformación adecuada y transmisión de la energía desde el productor hasta el distribuidor o gran usuario.

3) Distribuidores: tendrán zonas de concesión dentro de las cuales serán los responsables de abastecer a los usuarios finales que no tengan la independencia de negociar como es el caso de los grandes usuarios.

4) Grandes usuarios: aquel que contrata un servicio eléctrico en forma independiente con el generador o distribuidor, los parámetros técnicos serán establecidos según diga la norma vigente.

Sumado a esto, lo que interesa es lo que respecta al establecimiento de las tarifas que indica lo siguiente: los servicio suministrados deberán considerar variables como la ubicación geográfica, la forma de prestación y cualquier otra que pueda afectar en los costos y genere diferencias razonables, siempre considerando que los transportistas y distribuidores deberán operar en forma económica asegurando una tasa de rentabilidad. Sumado a esto, los contratos de concesión que el Poder Ejecutivo establece con los agentes incluyen un cuadro tarifario con un período de validez de cinco años y se ajustan a los siguientes principios:

1) Establecerá las tarifas iniciales y máximas para cada tipo de servicio de acuerdo a indicadores de mercado que reflejen los cambios de valor en los productos y servicios, es decir, seguirán el comportamiento del mercado.

2) Finalizado este período de cinco años, se renovarán las tarifas de acuerdo a los indicadores por el mismo tiempo de validez.

[14] Senado y Cámara de Diputados de la Nación Argentina. (1992). LEY Nº 24.065: RÉGIMEN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA. Buenos Aires, Argentina: InfoLEG. Recuperado de http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/0-4999/464/norma.htm

[15] Senado y Cámara de Diputados de la Nación Argentina. (1992). ENERGÍA Y COMBUSTIBLE: LEY Nº 15.336. Buenos Aires, Argentina: InfoLEG. Recuperado de http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/25000-29999/28195/norma.htm

3) Ningún agente podrá aplicar diferencias en las tarifas salvo aquellas asociadas a factores geográficos o los mencionados previamente.

Según el artículo 40 de esta Ley, las tarifas están conformadas por dos términos:

1) Costo de Compra en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)

2) Costo Propio de Distribución

Con esto en mente, externo al ente regulador de energía eléctrica habrá distribuidores en cada zona del país. Siguiendo con la línea de pensamiento, la ubicación óptima será en la provincia de Córdoba por lo que el análisis de las tarifas se hará según los datos del EPEC (Empresa Provincial de Energía de Córdoba) y su definición y asignación a las diferentes tarifas. Estas tendrán componentes variables relativo al consumo mensual del usuario. Los valores dependen de la clase de usuario y del consumo y categoría que se asignará dentro de esa clase.

1) Tarifa N°1 Residencial: casas o departamentos exclusivos de vivienda, comercios y talleres.

2) Tarifa N°2 General y de servicios: establecimientos industriales o comerciales o de servicios con "Demanda de Potencia Autorizada" de hasta 40 kW.

3) Tarifa N°3 Grandes consumos: se considerará únicamente cuando la “Demanda de Potencia Autorizada” supere a los 40 kW, independientemente del uso que se le asigne a la energía.

4) Tarifa N°4 Cooperativas de electricidad: únicamente para las cooperativas distribuidoras de electricidad en la provincia.

5) Otras tarifas que no entrarán en consideración ya que se aplican a casos aparte, como pueden ser alumbrado público, servicio de agua y servicio de peaje.

En cuanto al consumo estimado de la planta en estudio, este será de aproximadamente 38.400.000 kWh por año y se contratará la Tarifa N°3 (Grandes consumos) y de Alta Tensión para luego transformarse en Media y Baja para los sistemas que correspondan. Más adelante, una vez que se realice la etapa de ingeniería se confirmara si las predicciones preliminares fueron las correctas o no para reasignar este cuadro tarifario acorde a los resultados obtenidos. Con esta asignación, las tarifas se dividen en las siguientes categorías:

1) Por cada kW de "Demanda de Potencia" por mes (Horario de Punta)
2) Por cada kW de "Demanda de Potencia" por mes (Horario Fuera de Punta)

3) Por cada kWh consumido:
    a) En Horario de Pico
    b) En Horario de Valle
    c) En Horario de Horas Restantes

Siendo las divisiones de horario las que se muestran en la *tabla 2.2.1.*

Categoría	***Horario***
Demanda de Potencia	
Horario de Punta	18 a 23 hs
Horario Fuera de Punta	23 a 18 hs
Energía	
Horario de Pico	18 a 23 hs
Horario de Valle	23 a 05 hs
Horario de Horas Restantes	05 a 18 hs

Tabla 2.2.1. Asignación de tarifas de electricidad según horario.[16]

Los valores actuales obtenidos según estas categorías son (considerar "," como divisor decimal) los que se disponen en la *tabla 2.2.2.*

Descripción	**Tarifa**
Por cada kW de "Demanda de Potencia" por mes (Horario de Punta) **[$/kW*mes]**	250,5782
Por cada kW de "Demanda de Potencia" por mes (Horario Fuera de Punta) **[$/kW*mes]**	134,2774
En Horario de Pico **[$/kWh]**	3,27891
En Horario de Valle **[$/kWh]**	3,00854
En Horario de Horas Restantes **[$/kWh]**	3,14424

Tabla 2.2.2. Tarifas vigentes de electricidad.

Teniendo estos valores como referencia y aplicando el valor de la inflación mensual se logró proyectar esta variable en el horizonte temporal deseado. Sin embargo, ya que en el cuadro de resultados del proyecto se pondrá únicamente un valor de costo por mes que se le atribuye a la electricidad, se simplifica haciendo el cálculo de una tarifa equivalente según el consumo

[16] Empresa Provincial de Energía de Córdoba. (2017). Tarifas para Usuarios Finales a aplicar por la EPEC desde el 01 de Noviembre 2017. Córdoba, Argentina: EPEC. Recuperado de https://web.epec.com.ar/docs/cuadro-tarifario/cond_adicionRG45.pdf

de kWh anual y suponiendo una producción constante y de 24 horas al día durante los 7 días de la semana.

De esta manera se obtiene una componente fija de [$/mes] según los kW contratados y otra variable de [$/kWh] según el consumo.

1) La componente fija se estimó realizando un ponderado de las dos primeras tarifas del cuadro anterior en conjunto con el consumo anual dicho previamente. Este consumo en kWh se convirtió en unidades de kW para poder determinar la potencia necesaria a contratar mes a mes. El resultado fue de **16.675.776,88 $/mes** de esta componente fija.

2) La componente variable fue resultado de una ponderación de las 3 tarifas variables del cuadro anterior en conjunto con las horas del día para las cuales son vigentes y el consumo anual pasado a hora. El resultado fue de **3,144025417 $/kWh**.

Con estos valores en mente se prosiguió a proyectar según la inflación *(figura 2.2.43. y 2.2.44.)*.

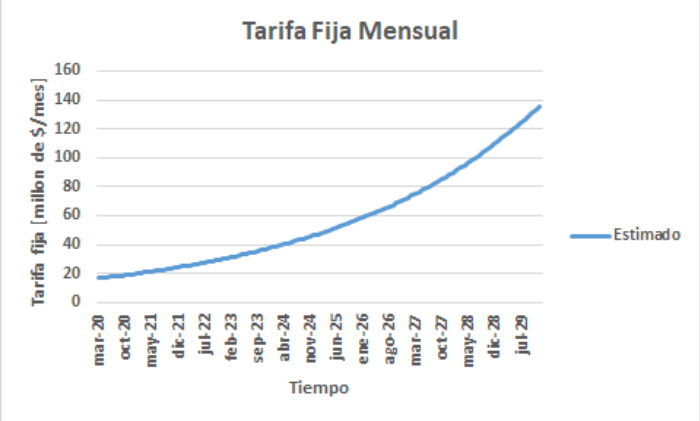


Figura 2.2.43. Proyección de la tarifa fija de electricidad.

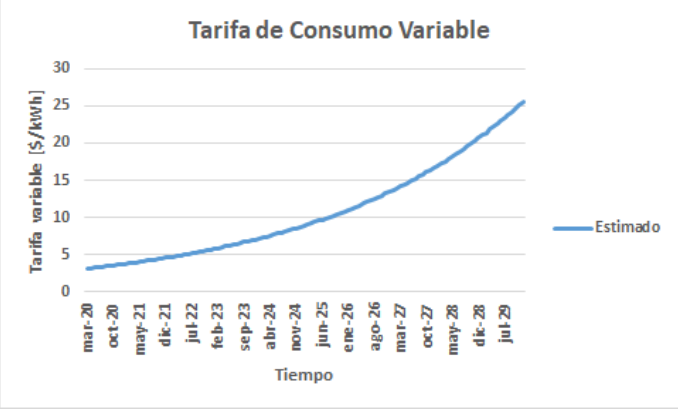


Figura 2.2.44. Proyección de la tarifa variable de electricidad.

De esta manera se pudieron proyectar con éxito las tarifas de los insumos eléctricos del proyecto.

2.2.5.3. Proyección del precio del agua

Al igual que con los dos servicios anteriores, en este se realizará una breve contextualización en las normas de Argentina. En el país, la situación de los servicios públicos de saneamiento tuvo variaciones a lo largo del tiempo. En 1945 todos los centros urbanos estaban en manos de Obras Sanitarias de la Nación, pero en 1980 se dictó la **Ley N°18.586** y todos estos servicios que estaban centralizados en la OSN pasaron a ser dependientes de organismos provinciales, y dentro de estos se podían subdividir en municipios. Sin embargo, esta prestación de agua potable descentralizada presentó cierto grado de obsolescencia y bajo financiamiento por lo que en 1989 se dictó la **Ley N°23.696**: **Reforma de Estado** que establecía el marco legal para que el sector de saneamiento se restructure. Con esto se buscaba mejorar la calidad de los servicios provistos a los usuarios.

En consecuencia, estas concesiones eran mayoritariamente a operadores internacionales y presentaban mejoras. Sin embargo, hoy en día la mayoría de estos agentes se han retirado y los servicios se han estatizado. Se atribuye que la causa de mayor impacto fue el quiebre del equilibrio económico financiero de esta concesión.

Hoy en día, según la **Ley N°12.257**[17], cualquier concesión tendrá que ser autorizada por la Autoridad del Agua y también tiene la capacidad de revocar estos permisos. A su vez, establece que periódicamente se deberá anunciar aquella información solicitada por el ente (mediciones, consumos, etc.). También es el encargado de asegurar que todos los concesionarios brinden un servicio de calidad de agua potable a todos sus usuarios, tomando las medidas correspondientes en caso contrario. De esta manera, hoy la concesión en Córdoba se encuentra en manos de Aguas Cordobesas S.A.

En relación con el cuadro tarifario, se impone una política tarifaria tal que se pueda asegurar que el servicio sea sustentable por lo que incluye términos fijos y variables que el usuario deberá pagar. Estas tarifas son diseñadas según los siguientes criterios:

1) Eficiencia Económica: los costos económicos asociados al servicio sean recuperables (mano de obra, capital, recursos, etc.).

2) Suficiencia Financiera: proveer a la empresa la capacidad de sostener los servicios brindados con buena calidad y con la posibilidad de mejorar su infraestructura.

3) Acceso Universal a los Servicios: asegurar el acceso de toda la población a los servicios básicos.

4) Simplicidad y Transparencia: todo aquel que quiera conocer sobre el tema tiene que tener la posibilidad de hacerlo.

[17] Senado y Cámara de Diputados de la Nación Argentina. (1998). Ley 12.257: Código de Aguas. Buenos Aires, Argentina. Recuperado de https://normas.gba.gob.ar/documentos/xbROJHGx.html

Con todo esto en mente, se pasa a realizar el análisis de las tarifas de agua para la Provincia de Córdoba dado que en un principio será donde estará localizada la planta (como ya fue mencionado previamente, en el posterior análisis de ingeniería se validará esta suposición y de manera contraria, se modificarán estas proyecciones). Los datos a tener en cuenta son que la tasa de consumo de la planta es de 1 m^3 de agua por cada tonelada de maíz consumida y a su vez se fabrican 0,4 m^3 de etanol por tonelada de maíz por lo que, realizando una regla de tres simple, el consumo de agua anual es de 500.000 m^3. A continuación, en la *tabla 2.2.3.* se presenta el cuadro tarifario extraído de Aguas Cordobesas, del cual la categoría de la planta es B3 (dado que el agua es un elemento fundamental en la producción de bioetanol) y la tarifa variable es de 38,1045 $/$m^3$ consumido.

Categoría Tarifaria	Utilización	Precio por m3
B1	Bebida e Higiene	$ 14,6493
B2	Elemento necesario del Comercio o parte del proceso de producción	$ 18,6779
B3	El agua integra el producto elaborado como elemento fundamental	$ 38,1045
C	Regímenes especiales o convenios particulares	$ 11,5811

Tabla 2.2.3. Cuadro tarifario de Aguas Cordobesas.[18]

Con este valor tarifario actual y la inflación calculada en el inciso **2.2.6.1.** se proyectó esta variable (*figura 2.2.45.)*.



Figura 2.2.45. Proyección de la tarifa del agua.

Con este análisis se concluyen las proyecciones de las tarifas de servicios básicos para la planta, obteniendo así valores y estimaciones significativas para el futuro.

[18] Aguas Cordobesas. (2020). Valores Vigentes. Córdoba, Argentina: Aguas Cordobesas. Recuperado de https://www.aguascordobesas.com.ar/InfoUtil/ver/34/valores-vigentes

2.2.6. Proyección de variables macroeconómicas

Para poder consolidar el flujo de fondos en pesos, es fundamental llevar todo a una única unidad monetaria, y tener en cuenta los cambios en el aumento sostenido y generalizado de los precios de los bienes y servicios para poder de este modo, tener los valores nominales de las variables en la misma unidad monetaria. En este sentido, se procede a analizar tanto el tipo de cambio como la inflación en Argentina, con sus respectivas proyecciones.

2.2.6.1. Proyecciones para la inflación

Proyectar la inflación en Argentina es de suma importancia para poder proyectar los precios de los servicios básicos como el gas, agua, y la electricidad (los cuales suelen ajustar de la mano de la inflación) y para ajustar también el costo de la mano de obra y salarios.
La inflación en Argentina es un tema complicado, y un constante problema macroeconómico para el país. En los últimos años la inflación rondó el 40% anual, con una tendencia creciente desde 2002 *(figura 2.2.46.)*.

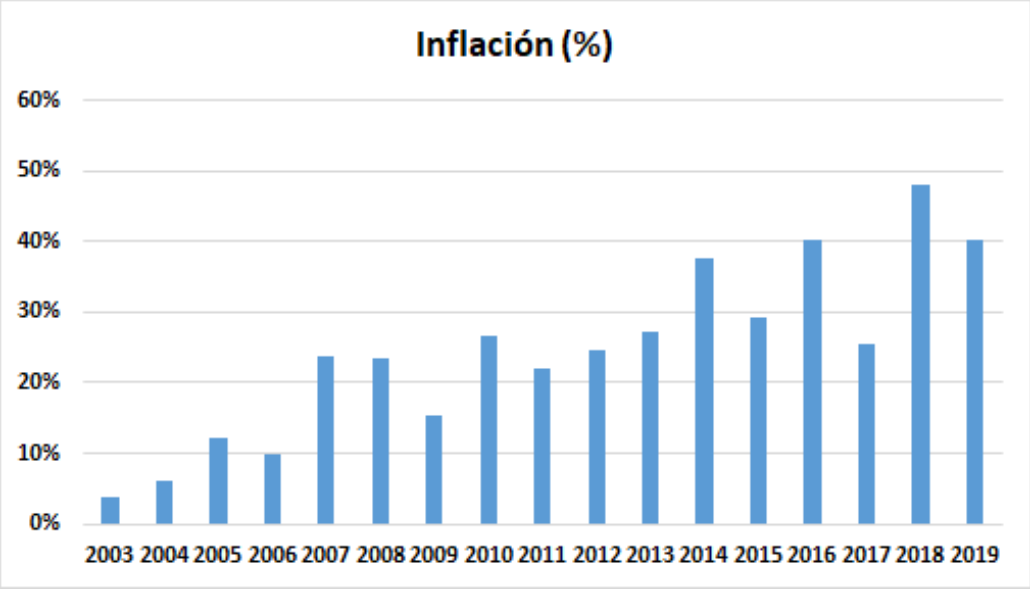


Figura 2.2.46. Evolución histórica de la inflación interanual en Argentina. Fuente: Banco Central.

Sin embargo, sería erróneo proyectar la inflación siguiendo la tendencia histórica, dado que eso daría números de inflación crecientes constantemente, alcanzando valores de 80, 90 y hasta 110% anual en los próximos años (sería un modelo divergente) algo que se contradice completamente con la teoría macroeconómica. Por otro lado, Argentina debe y está comprometida en reducir su déficit fiscal, para poder equilibrar sus cuentas y poder pagar la deuda en la que hoy en día está sumergida, y así poder alcanzar un equilibrio sustentable. Por ende, debe reducir su inflación. El FMI proyecta los siguientes valores de inflación interanual para la Argentina en los próximos años.

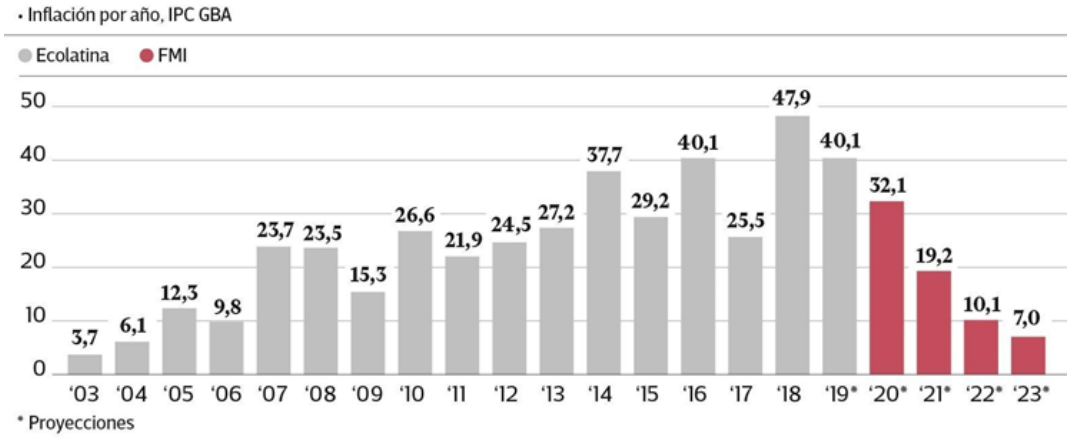


Figura 2.2.47. Evolución histórica de la inflación interanual en Argentina y proyecciones del FMI. Fuente: FMI.[19]

Como se puede ver en la *figura 2.2.47.*, Argentina tiene predicciones bajistas con respecto a la inflación. Sin embargo, al ser un proyecto industrial el que se está analizando, su flujo de fondos debe tener un horizonte de por lo menos 15 o 20 años. Proyectar la inflación a 15 o 20 años en Argentina es una tarea difícil.

Se decidió que, teniendo en cuenta que Argentina históricamente tuvo déficit fiscal (dado sus altos costos sociales: subsidios, jubilaciones, etc.) y que el modelo de país propuesto desde 2003 sigue siendo el mismo y no tendería a cambiar, tomar un promedio de la inflación histórica en Argentina, la cual es de 24% interanual, es un valor razonable y coherente para proyectar la inflación a largo plazo, y sobre todo, representa las características de Argentina en un estado base de equilibrio económico.

A continuación, en la *figura 2.2.48.* se presenta la proyección de la inflación propuesta. Corresponde al promedio histórico de la inflación en Argentina: 24% anual.

[19] Iglesia, M. (2019). Inflación: tras 15 años arriba del 15%, recién en 2023 el IPC anual bajará a un dígito. Buenos Aires, Argentina: El Cronista. Recuperado de https://www.cronista.com/economiapolitica/Inflacion-tras-15-anos-arriba-del-15-recien-en-2023-el-IPC-anual-bajara-a-un-digito-20190722-0035.html

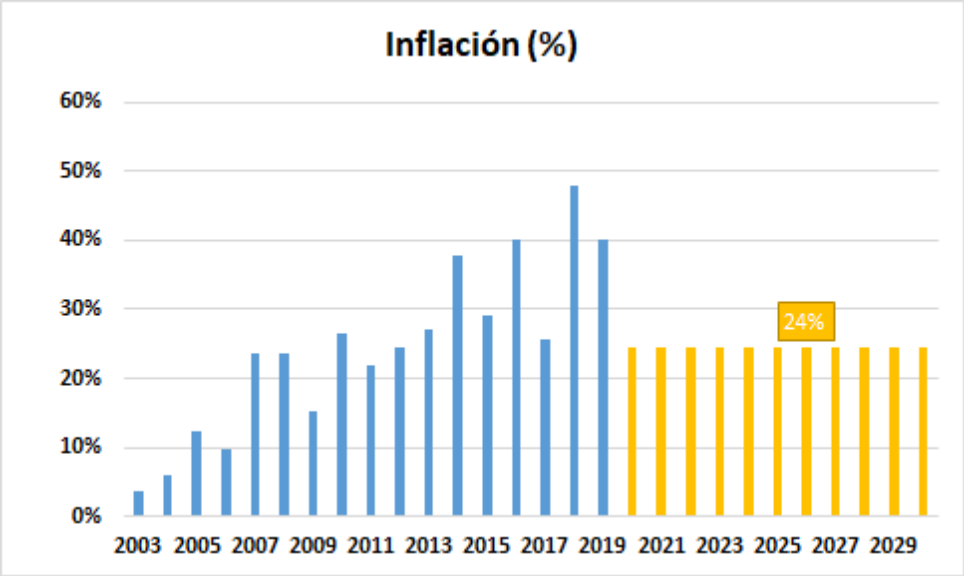


Figura 2.2.48. Proyecciones de la inflación interanual en Argentina.

2.2.6.2. Proyecciones para el Tipo de Cambio

Para poder llevar a cabo el flujo de fondos en pesos es importante contar con las proyecciones del tipo de cambio. Se tomaron los datos del *tipo de cambio mayorista [$/USD]* , que es aquel en el que interviene el B.C.R.A. y es el que al que se liquidan las exportaciones de las empresas en Argentina.

A continuación, en la *figura 2.2.49.* se puede observar la evolución histórica del tipo de cambio en Argentina.

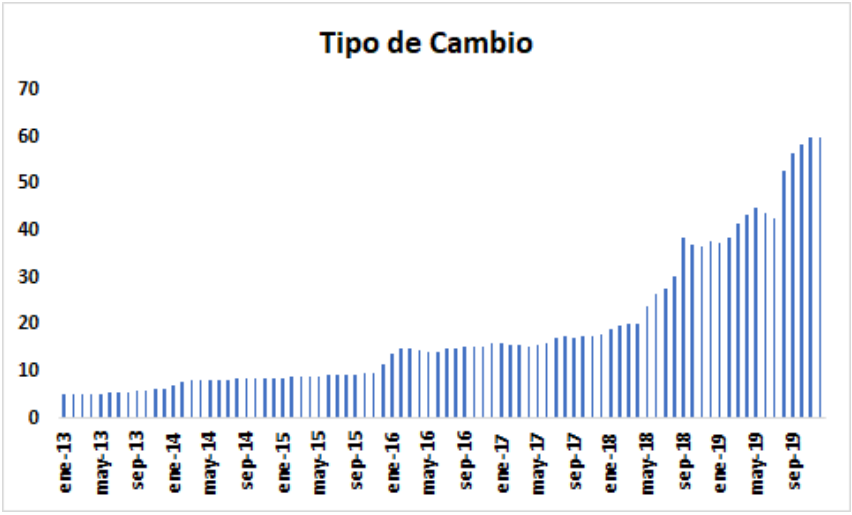


Figura 2.2.49. Evolución histórica del tipo de cambio mayorista en Argentina.

Como se puede observar en la *figura 2.2.49*, el tipo de cambio evoluciona de manera exponencial en el periodo fijado, lo que implica que crece cada vez más rápido en el tiempo. La devaluación depende de la inflación, dado que el dólar es un precio más dentro de la economía: en el caso de que haya atraso cambiario, el dólar se tornará muy barato, lo que incentiva su compra y las importaciones (y a su vez desinserivará las exportaciones), lo que

termina forzando una devaluación para equilibrar la balanza de pagos. Es decir, en el equilibrio y en el largo plazo, la devaluación acompaña a la inflación. Esto, a su vez, se verifica cuantitativamente con la siguiente regresión (*figura 2.2.50.)*:

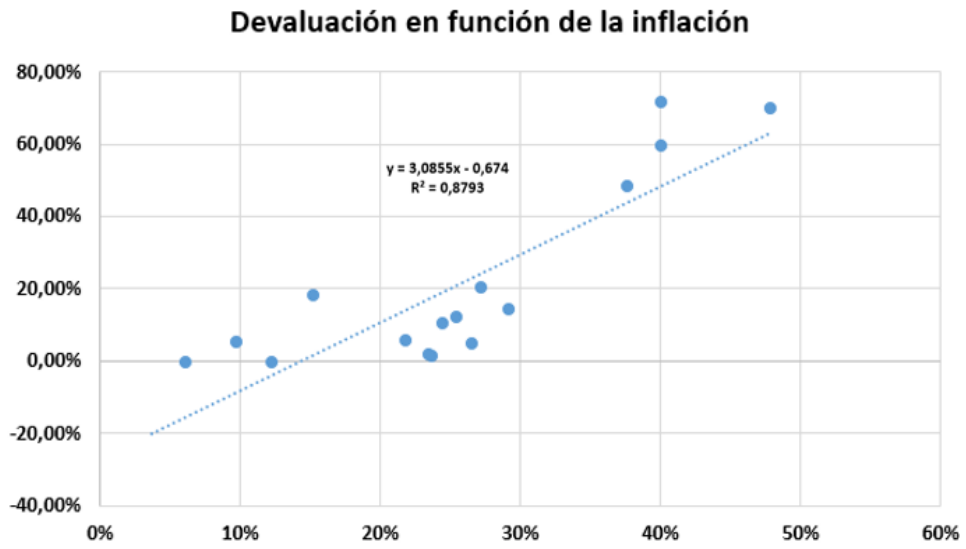


Figura 2.2.50. Regresión de la devaluación interanual en función de la inflación interanual.

A partir de las proyecciones de la inflación propuestas en el inciso anterior, y teniendo en cuenta que la devaluación se mueve de la mano de la inflación, se logró proyectar el tipo de cambio mayorista de Argentina en el tiempo (*figura 2.2.51.)*.

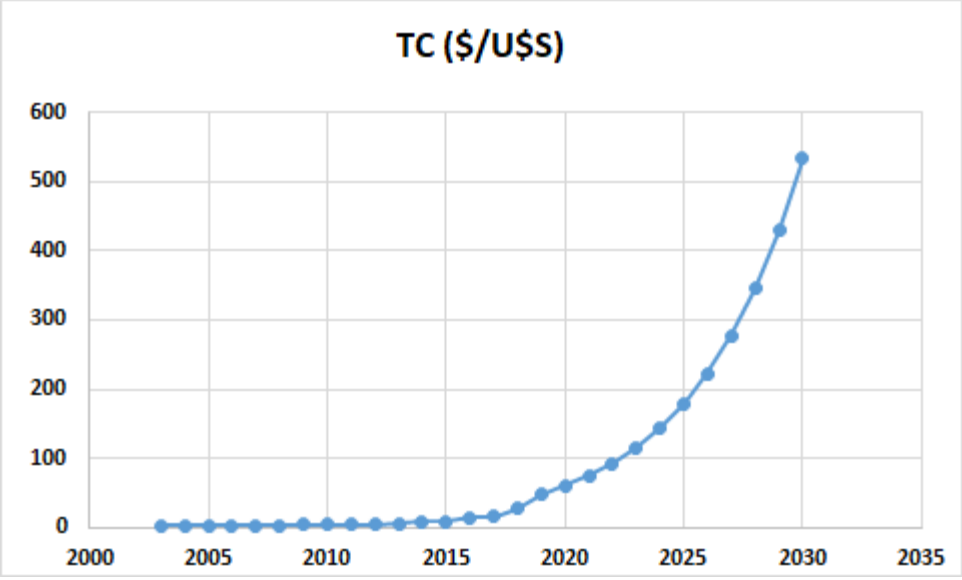


Figura 2.2.51. Proyección del tipo de cambio mayorista en Argentina.

Se estima que el tipo de cambio mayorista rondará los 530 $/U$D en 2030.

2.3. ANÁLISIS Y ESTRATEGIA

En las secciones anteriores, se ha hecho una completa descripción de los mercados tanto locales e internacionales, para que el lector tenga una clara y concisa visión del mercado en que la planta estará insertada. Posteriormente se hicieron todas las proyecciones de precios y demandas relevantes para el proyecto. En esta sección, se hará un profundo análisis en función de los datos y las proyecciones previamente presentados, para determinar la estrategia comercial que tendrá la planta.

2.3.1. Análisis de la cinco fuerzas de Porter

El análisis de las cinco fuerzas de Porter es un modelo estratégico elaborado por el ingeniero y profesor Michael Eugene Porter de la Escuela de Negocios Harvard, en el año 1979. Este modelo establece un marco para analizar el nivel de competencia dentro de una industria, para poder desarrollar una estrategia de negocio. Este análisis deriva en la respectiva articulación de las 5 fuerzas (*figura 2.3.1)* que determinan la intensidad de competencia y rivalidad en una industria, y por lo tanto, en cuan atractiva es esta industria en relación a oportunidades de inversión y rentabilidad.

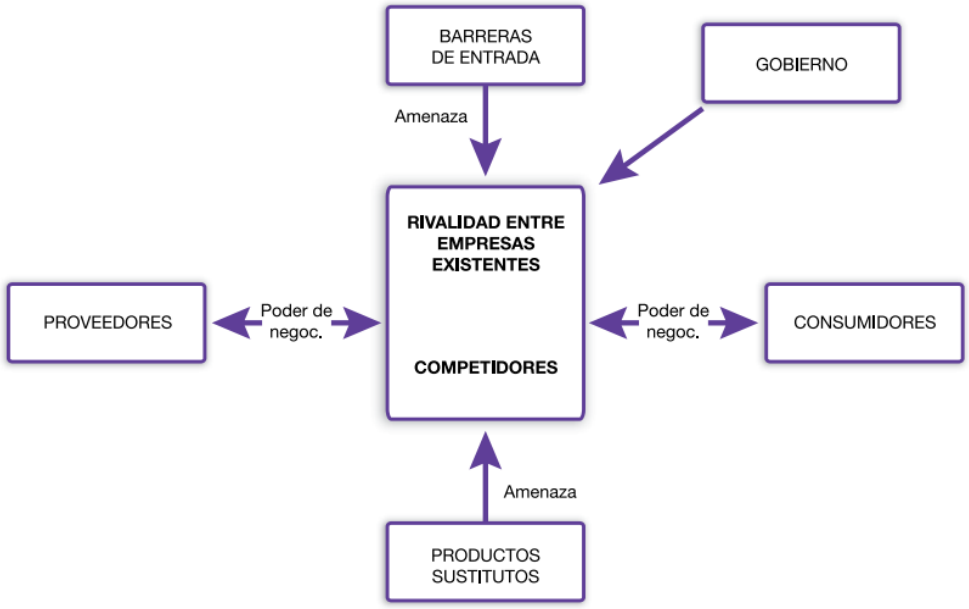


Figura 2.3.1: Diagrama de las 5 fuerzas de Porter. La sexta fuerza propuesta es, y muy importante para este caso, el gobierno. Fuente: Casebook Trama 2015.[20]

A continuación, se hará un análisis de cada una de las fuerzas Porter.

[20] Waisman, T. y Cortinovis, B. (2015). *Casebook Trama, Club de Consultoria*, Buenos Aires, Argentina: Trama.

Competidores

Los competidores que se tendrán en cuenta para el análisis son los productores Argentinos de bioetanol, independiente del insumo empleado en su producción. Respecto a los precios en el mercado de los competidores (*Figura 2.3.2*), los mismos se pueden segmentar en dos grandes grupos: productores a base de maíz y productores a base de caña de azúcar.

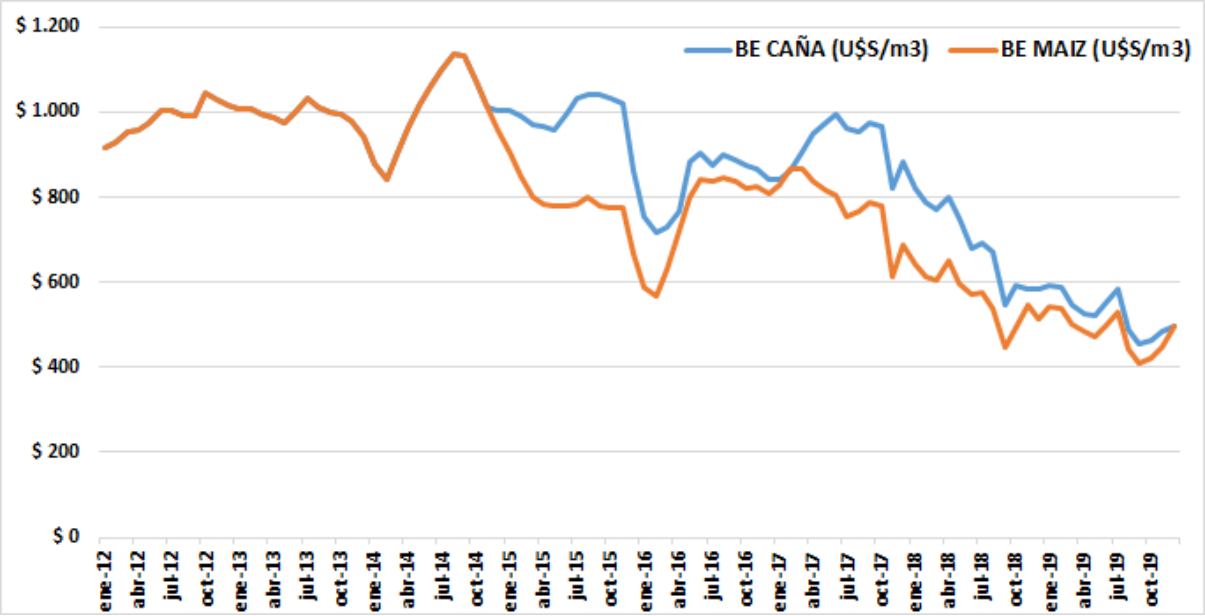


Figura 2.3.2: Precios de bioetanol según segmento en el mercado Argentino de bioetanol.

Con este gráfico, se puede apreciar que históricamente desde el 2014/2015 el precio del etanol de maíz es menor al de caña: esto brinda una ventaja competitiva para los productores del primero frente al segundo. Esta diferenciación permite a un nuevo productor de maíz posicionarse de mejor manera frente a los competidores de bioetanol de caña, ya que es más competitivo respecto a los precios.

En el mercado Argentino, hay 19 productores de bioetanol en la actualidad, de los cuales 6 producen a base de maíz y 13 a base de caña. Respecto a la capacidad instalada, los competidores presentan ciertas diferencias que se pueden apreciar en el siguiente gráfico (*figura 2.3.3*):

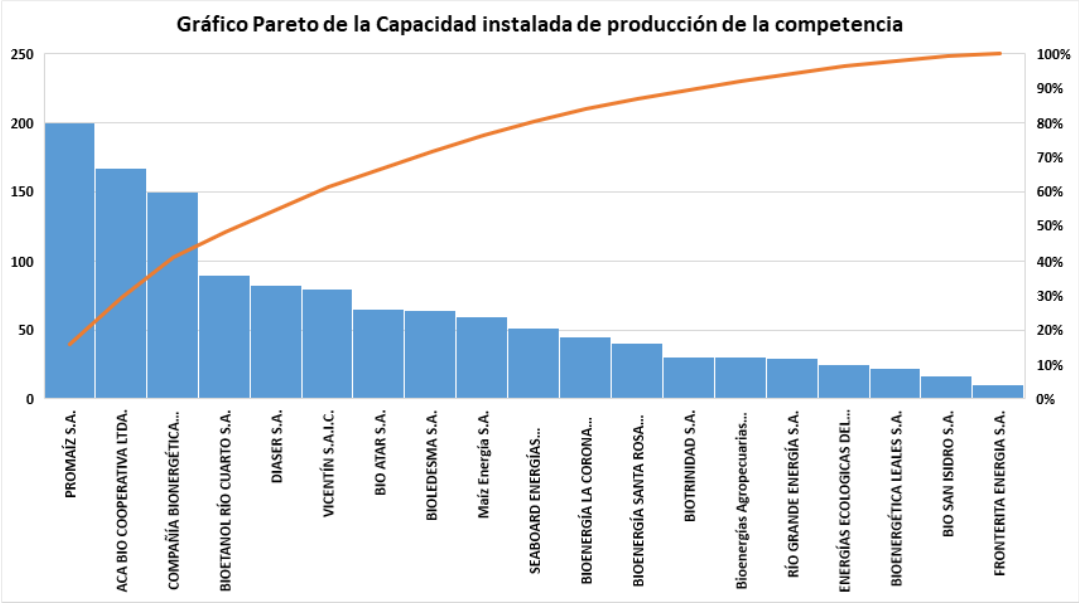


Figura 2.3.3: Pareto de la capacidad instalada de producción de la competencia.

Como se puede observar, el 50% de la capacidad total instalada se corresponde con tres grandes productores, dos de los cuales son productores de bioetanol de maíz. *Estos grandes productores son más competitivos* dado que, a diferencia de instalaciones y productores pequeños, al trabajar con grandes volúmenes de producción incurren en *economías de escala, son más eficientes y a su vez los costos fijos se pueden licuar más*. Esto, en un mercado donde los márgenes unitarios son volátiles, resulta una ventaja competitiva dado que superan a la competencia en el ámbito de los costos y pueden subsistir a precios más bajos. En este sentido, para ser competitivo, entrar como un gran productor, es atractivo.

Respecto al impacto que tiene la entrada de un nuevo competidor, si el mismo es un pequeño productor, estos se ven beneficiados respecto a los volúmenes de venta regulados por el Gobierno (sexta fuerza) que prioriza a este tipo de productores .

En esta relación de compromiso en la que por un lado, los pequeños productores aseguran sus volúmenes de ventas pero los grandes, presentan menores costos, y mayores ventajas entre márgenes inciertos ser un gran productor resulta más beneficioso.

Dicho esto, desde el punto de vista de los precios, es más conveniente *producir a base de maíz* y respecto a las capacidades de producción, resulta más beneficioso ser un "gran productor" (200. 000 m^3/año) no solo por los beneficios en los costos sino también por la posibilidad de exportar ante una inestabilidad en el mercado local.

Así, el proyecto busca posicionarse por encima de los productores actuales, llevando una *capacidad de 200 mil m^3 anuales*, equiparando al máximo productor de etanol *en base a maíz.*

Cabe aclarar que esta capacidad no necesariamente es equivalente a la producción final ya que se ve afectada por la demanda y así por el factor de utilización de las plantas. Debido al análisis y estudio de las proyecciones realizadas en incisos anteriores, se concluye que la demanda de bioetanol va a aumentar en los próximos años ya que está estrictamente ligada con la demanda de nafta que también está con tendencia alcista.

Proveedores

Teniendo en cuenta que el costo mayoritario de producción es el del maíz como materia prima, en el análisis de los proveedores se hará foco en este commodity.
La producción de maíz en Argentina está muy atomizada: hay muchos pequeños y medianos productores, arrendatarios, grandes pooles, propietarios de gran dimensión, que hacen el total de la producción Argentina. Sumado a esto, el *mercado del maíz,* es un mercado de commodities. Así, se puede afirmar que por tratarse de *un producto de baja diferenciación*, el poder de negociación de los proveedores.
Al ubicarse, la planta de bioetanol, en una zona rodeada de muchos productores de maíz, se tienen bajos costos de cambio de proveedor, acentuando el poder de negociación frente a los mismos.
Frente a esto, y en línea con los grandes productores de bioetanol caracterizados en el mercado competidor, cuanto más grande es el productor, mayor poder de negociación con los pequeños proveedores de materia prima, debido a los descuentos que puede obtener por cantidad, al asegurarles la venta y al presentarse como una oportunidad muy atractiva de colocación de su producto en la región. Al análisis de precios y cantidades se le debe sumar el estudio de las condiciones de crédito, los plazos de entrega y cumplimiento de los mismos.
Dicho esto, se puede concluir que posicionarse como un *"gran productor" (capacidad de 200 m^3/año)* es ventajoso, para tener poder de negociación con los proveedores.

Clientes

Los clientes de bioetanol consisten principalmente en refinerías y distribuidoras de gasolina, que se encargan de mezclar el bioetanol con sus gasolinas para luego vender sus mezclas en las estaciones de servicio como naftas "super" o "premium".

La composición de la demanda actual activa de bioetanol en Argentina (Tabla 2.3.1) es la siguiente:

Empresa
YPF
Raízen (Shell)
Axion
Trafigura
Refinería del Norte
Refipampa

Tabla 2.3.1: Lista actualizada de compradores de bioetanol en Argentina, ordenadas de mayor a menor participación en el mercado. Fuente: Secretaría de Energía.

Como se puede observar en la tabla, *hay pocos clientes en este mercado, lo que acentúa su poder de negociación* dado que como proveedor de bioetanol, las opciones donde ubicar las ventas no son muchas. Más aún, vale la pena analizar el tamaño de estos clientes. Los market share en el mercado de gasolinas Argentino de las 6 empresas actualmente activas en 2019 fue el siguiente:

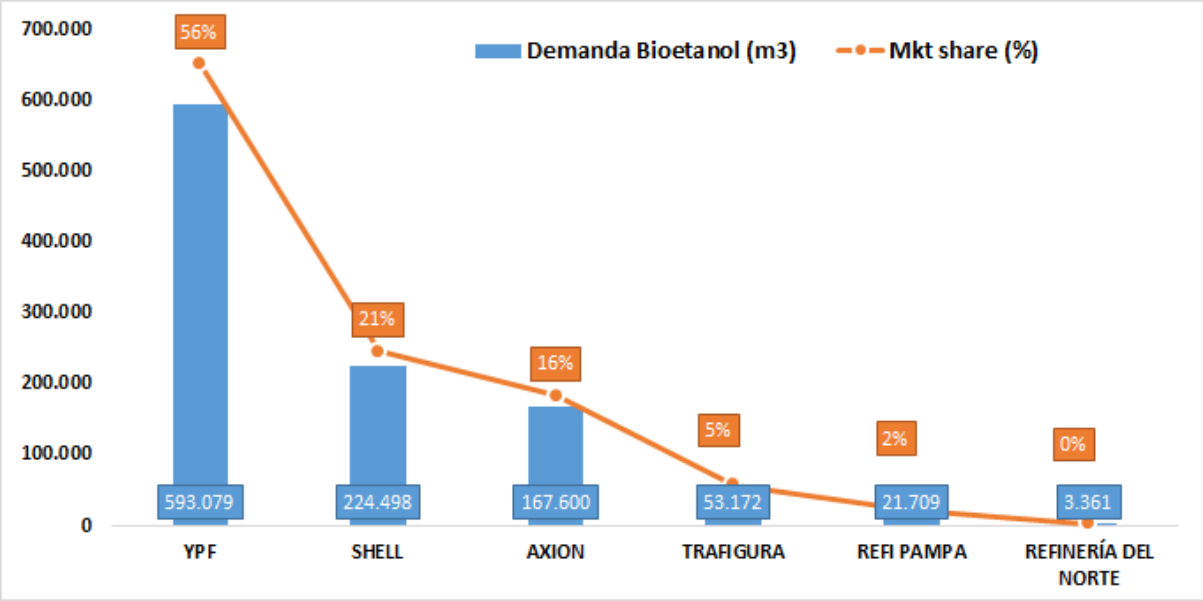


Figura 2.3.4: Consumo de bioetanol (m^3) en 2019.

De la *figura 2.3.4* se puede concluir que YPF vende más del 50% de las gasolinas de todo el país, seguido luego por Shell y finalmente por Axion. *Entre las tres refinerías que se acaban de mencionar, se conforma el 93% de la demanda de bioetanol*. En este sentido, en un mercado de pocos competidores, solo 3 conforman casi la totalidad del mismo. *Se puede concluir entonces que en un mercado de consumidores con pocas variantes, el poder de negociación de los mismos es alto, dado que el 93% de las ventas de bioetanol corresponden a solo 3 actores.*

Por otro lado, vale la pena analizar la calidad crediticia de los clientes y como la misma influye en su poder de negociación. Por calidad crediticia, se entiende que aquellas empresas que presenten alta calidad crediticia pagan a los proveedores según lo acordado, caso contrario, los pagos son problemáticos y con errores. YPF, Shell y Axion, pagan en tiempo forma, por ende, pueden negociar mejores alternativas con sus proveedores.

Finalmente, cabe mencionar que, si bien se trata de un producto de muy baja diferenciación, los *grandes productores de bioetanol proveen un producto de mejor calidad en la práctica.* Además, su estructura administrativa de las ventas es superior a la de las PyMEs y es por eso que en este sentido, posicionarse como un gran productor (200.000 m^3/año) de capacidad parecería conveniente para tener mayor poder de negociación con los mismos.

Cabe aclarar que por más que los consumidores aparenten tener un poder grande, el Gobierno (sexta fuerza) , muy interventor en esta industria, históricamente ha protegido y fallado a favor del productor de bioetanol. Por ejemplo, si se analiza esta fuerza desde el poder que tienen los consumidores de integrar "hacia atrás" se puede ver que, el Estado ha determinado que no es legal que YPF, Shell, o Axion produzcan su propio bioetanol, disminuyendo así, el poder de negociación que tienen los consumidores.

Sustitutos

Los productos sustitutos de bioetanol, son todos aquellos que puedan ser utilizados como combustibles para los vehículos. Se listan entonces las siguientes alternativas:

- Diesel y Biodiesel
- GNC
- Autos eléctricos

Los tres principales combustibles utilizados en la industria de transporte automotriz son la nafta, el diesel y el GNC. La nafta en Argentina se corta con bioetanol, y por ende, para este análisis, y debido a todos los estudios realizados, la nafta y el bioetanol se comportan como *bienes complementarios* (al subir la demanda de nafta, instantáneamente sube la demanda de bioetanol). En cambio, el diesel (que actualmente se corta con 10% de biodiesel por ley) y el GNC sí actúan directamente como productos sustitutos del bioetanol, dado que si hay un flujo de demanda hacia autos diesel o GNC, disminuirá la demanda de nafta y por ende, de bioetanol. Sin embargo, las tendencias en Argentina muestran que el share entre autos nafteros, diesel, y GNC permanece constante en el tiempo. De esta manera, se descarta una posible amenaza.
Respecto a los autos eléctricos, el país cuenta con una pobre infraestructura en materia energética eléctrica. Hasta hace poco no había incentivo por parte del gobierno, además de los cortes eléctricos por sobrecargas y que haya un sólo cargador público que funcione. Por ahora son muy pocas las opciones de vehículos enchufables disponibles en el mercado y por ende, se considera que en el mercado argentino, la amenaza de este producto sustituto es prácticamente nula.

Nuevos entrantes

En el mercado actual hay dos maneras por las cuales puede aumentar la capacidad productiva de la industria: incorporación de nuevos productores de bioetanol (nueva planta) o expansión de plantas ya existentes, es decir, inversión de productores actuales para aumentar su capacidad.

La gran diferencia entre estas dos maneras de incremento es la inversión que se debe efectuar (CAPEX) para poder llevar a cabo el proyecto. Mientras que en el primer caso, sería un escenario análogo al analizado en este estudio y se requiere todo lo relacionado a puesta en marcha de la planta. El segundo caso únicamente sería anexar a las instalaciones actuales un extra que se puede hacer gradualmente acorde a lo necesario ya que la empresa cuenta con ingresos y ventas, sin embargo esto también tiene inversiones asociadas aunque de menor escala que hacer todo de cero. A pesar de esto, las veces que se observan alguno de estos escenarios en el mercado local son pocas.

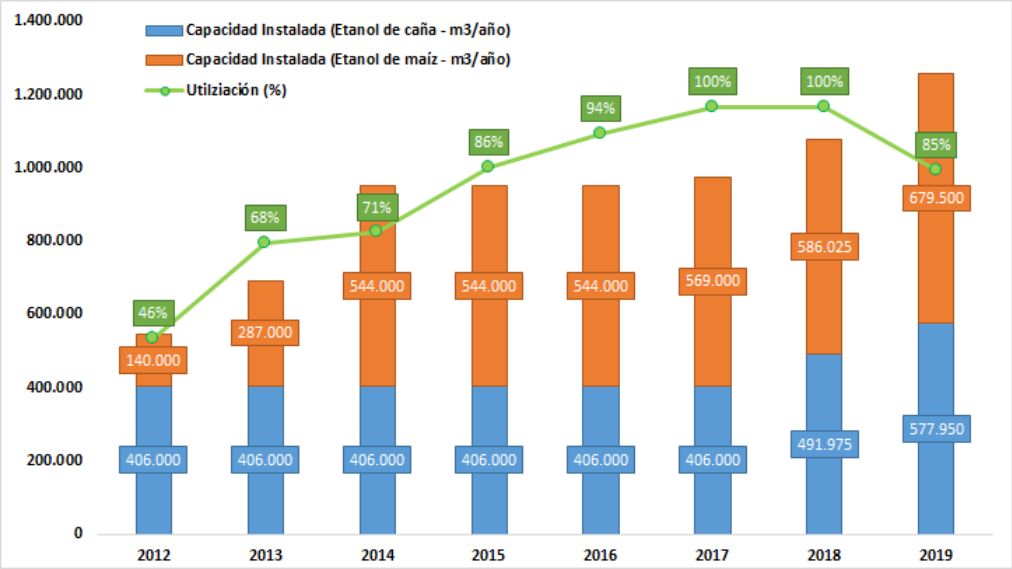


Figura 2.3.5: Evolución de la capacidad instalada y de la utilización de la capacidad instalada en Argentina. Fuente: Elaboración propia en base a la Secretaría de Energía.

La *figura 2.3.5* muestra cómo se fue incrementando la capacidad de las plantas de bioetanol, principalmente de maíz, dado que recién en 2018 empezaron a instalarse/ampliarse plantas de bioetanol de caña. Un dato no menor a tener en cuentas es que el año pasado Bioetanol Rio Cuarto anunció que planea ampliar en un 45% la capacidad productiva y Aca Bio en un 40%. De este gráfico, se concluye que desde 2012 hasta el día de hoy, la capacidad instalada de bioetanol de maíz aumentó un 385%, mientras que la capacidad de producción de bioetanol de caña aumentó un 42%.

Dentro de lo que es producción de bioetanol de maíz, se quiso profundizar para entender mejor cuando ocurría cada uno de los diferentes tipos de aumento de capacidad.

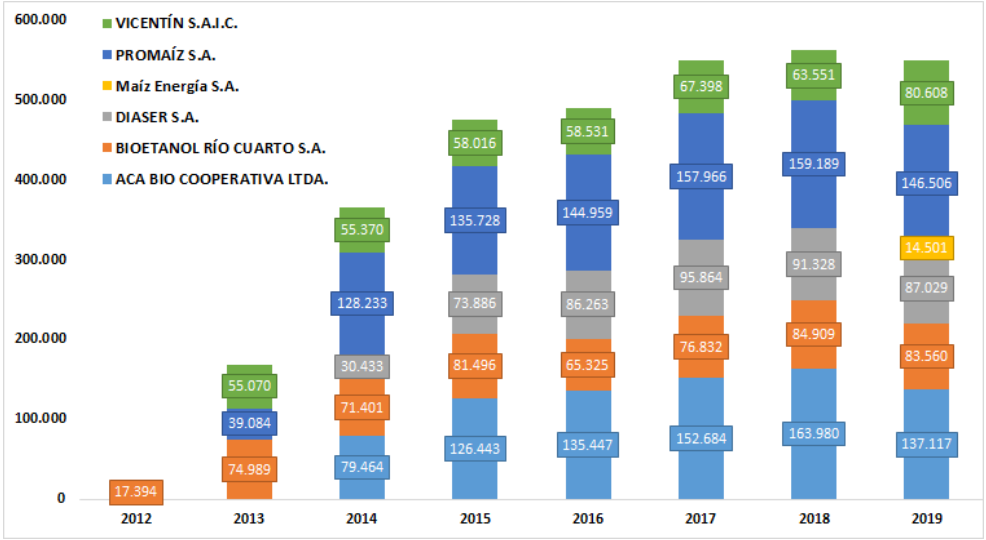


Figura 2.3.6:Volumen de ventas (m^3) de bioetanol de maíz según productores y años.

La *figura 2.3.6* muestra los volúmenes de ventas de los productores de bioetanol de maíz a lo largo de los años. Dejando a un lado las diferencias que existen entre capacidad productiva y producción y ventas, ya que entran en juego otras variables externas, se puede apreciar cómo en ciertos años hay nuevas incorporaciones de productores (2013: Promaíz S.A. y Vicentín S.A.I.C., 2014: Aca Bio y Diaser S.A.) y estos productores fueron expandiendo sus capacidades y así sus ventas (por ejemplo Río Cuarto y Aca Bio como se mencionó antes).

Con estos números y representaciones es evidente que la aparición de nuevas plantas no es un suceso común ya que hay barreras de entradas como lo es la inversión inicial y las regulaciones impuestas por el gobierno. Sin embargo, las expansiones de plantas ya existentes puede ocurrir y es más usual por parte de los grandes productores que tienen mayor market share del mercado.

A su vez, dado que es sumamente improbable que se liberen las importaciones en este mercado ya que se quiere fomentar la industria nacional y promover el mercado local, se concluye que la *amenaza de nuevos entrantes es débil* y no es representativa frente a otras variables. Dada la alta inversión inicial, parecería ser un mercado de altas barreras de entrada. Sin embargo, en el caso de poder obtener el financiamiento para hacer este proyecto, con el posicionamiento de ser un gran productor (alta eficiencia y licuefacción de costos fijos) se podría repagar rápidamente el CAPEX y de esa manera abordar el mercado y romper dichas barreras de entrada.

Gobierno

El gobierno es un factor determinante en este mercado. En primer lugar, determina los precios a los que se efectúan las ventas de bioetanol. Estos, determinados como se explicó anteriormente, están fijados para asegurar un margen a los productores y así, estimular la industria.
En segundo lugar, asigna cupos dándole prioridad a las PyMEs, permitiendo que las mismas efectúen sus ventas. En un tercer aspecto, fija el corte obligatorio de bioetanol con el que empresas distribuidoras y comercializadoras de gasolinas deben mezclar sus gasolinas para poder venderlas a los consumidores. Finalmente, el Estado prohíbe las importaciones de bioetanol, para incentivar a la industria local. A modo de conclusión, se puede afirmar que el Estado es el "amo y señor" de la industria del bioetanol y por ende, la fuerza mayoritaria en este mercado.

2.3.2. Análisis FODA

El análisis FODA (Fortalezas, Oportunidades, Debilidades, Amenazas), es una herramienta de estudio de la situación de una empresa, institución, proyecto o persona, analizando sus características internas (Debilidades y Fortalezas) y su situación externa (Amenazas y Oportunidades) en una matriz cuadrada. A continuación se presenta la matriz FODA en la que se enumeran las principales fortalezas, debilidades, oportunidades y amenazas del proyecto de la planta de bioetanol.

Matriz FODA	**Fortalezas**	**Debilidades**
Análisis Interno	**F1:** Economías de escala: altas eficiencias de conversión y capacidad de licuar los costos fijos **F2:** Alto poder negociador con los proveedores: la planta se ubicará muy cerca de los proveedores de maíz **F3:** Capacidad de acopiar tanto materia prima (maíz) como bioetanol. **F4:** La planta contará con unidades de producción de subproductos como DDGS y posiblemente de CO_2.	**D1:** Posible dificultad de obtener financiación para el proyecto: CAPEX alto (mayor a 100 MU$D) **D2:** Lejanía del puerto de exportación de Rosario: dificultades o mayores costos para exportar. **D3:** Posible necesidad de construir mucha infraestructura para poner en marcha la planta (posibles caminos, pavimentaciones, etc.) **D4:** No hay integración vertical: posibles dificultades con el suministro de maíz en épocas de malas cosechas.
	Oportunidades	**Amenazas**
Análisis Externo	**O1:** Fomento de la industria por parte del gobierno en Argentina **O2:** Demanda creciente de bioetanol y poca oferta para satisfacerla (en Arg) **O3:** Tendencia de corte obligatoria creciente en el mundo y en la Argentina **O4:** Oportunidad de exportar a China y a Europa: Guerra comercial de EEUU con China. y Antidumping con Europa de EEUU **O5:** Tipo de cambio creciente (mayor competitividad en el mundo)	**A1:** Inestabilidad económica de Argentina **A2:** Industria de biocombustibles muy regulada e inestabilidad política **A3:** Márgenes unitarios (por m3 de bioetanol) bastante volátiles en el tiempo. **A4:** Posible entrada de nuevos competidores al mercado local y pérdida de market share **A5:** Dificultad de competir internacionalmente con grandes productores como EEUU y Brasil. **A6:** Crecimiento de la flota de autos eléctricos y el desarrollo de energías de fuentes alternativas

Tabla 2.3.2: Matriz FODA del proyecto.

A continuación se explican en detalle los distintos elementos de la matriz. Se comenzará con el análisis interno: fortalezas y debilidades.

Fortalezas

F1: Economías de escala: altas eficiencias de conversión y capacidad de licuar los costos fijos. La planta en estudio tendrá una capacidad de producción de 200.000 m^3/año y se consolidará como una de las plantas más grandes del país. El hecho de ser una planta grande genera altas eficiencias de conversión (maximiza el bioetanol obtenido por unidad de maíz consumida) y permite licuar costos fijos. Por otro lado, permite producir volúmenes lo suficientemente grandes como para exportar.

F2: Alto poder negociador con los proveedores: la planta se ubicará muy cerca de los proveedores de maíz. Dado que la ubicación de la planta será con mucha seguridad en Córdoba, la planta gozará de esta fortaleza. En Córdoba se encuentra el polo maicero Argentina, lleno de pequeños y medianos productores. El hecho de colocar una gran planta de bioetanol cerca de estos pequeños productores, y asegurarles la compra brinda un gran poder negociador frente a estos (posibles descuentos por volúmen, etc.)

F3: Capacidad de acopiar tanto materia prima (maíz) como bioetanol. La planta tendrá grandes tanques de almacenamientos para cubrirse en caso de alguna mala cosecha, o baja en las ventas de bioetanol. También se brindará mejor nivel de servicio a los clientes con esta medida.

F4: La planta contará con unidades de producción de subproductos como DDGS y posiblemente de CO_2. La planta venderá DDGS como subproducto (representará aproximadamente el 10% de la facturación) y, posiblemente se estudiará también la posibilidad de captar el dióxido de carbono desprendido de la fermentación para licuarlo y venderlo. Es decir, la planta tendrá otras fuentes de ingreso que nutrirán sus márgenes.

Debilidades

D1: Posible dificultad de obtener financiación para el proyecto: CAPEX alto (mayor a 100 MU$D). Al ser una planta grande (200.000 m^3/año) se necesitará mucho capital para ponerla en marcha. La TIR y el VAN del proyecto deben ser muy convincentes para los inversores, así como también el análisis de riesgo.

D2: Lejanía del puerto de exportación de Rosario: dificultades o mayores costos para exportar. Dado que es fundamental que la planta se encuentre cerca de la materia prima (Córdoba), se resigna por ende que la planta esté ubicada cerca de un puerto de exportación como lo es el de Rosario. Esto puede llegar a entorpecer o generar costos adicionales a la hora de exportar volumen de bioetanol.

D3: Posible necesidad de construir mucha infraestructura para poner en marcha la planta (posibles caminos, pavimentaciones, etc.). Si bien no se estudió todavía la ubicación de la planta, se sabe que estará cerca de la demanda de maíz, en áreas rurales, por lo que se cree que habrá que invertir una suma importante en obras necesarias.

D4: No hay integración vertical: posibles dificultades con el suministro de maíz en épocas de malas cosechas. La planta no cosechará maíz, por lo que siempre estará expuesta a problemas

no solo con el suministro sino que también a repentinas subidas en su precio.

A continuación se presentarán las oportunidades y amenazas del proyecto (análisis externo).

Oportunidades

O1: Fomento de la industria por parte del gobierno en Argentina. Desde sus comienzos la industria del bioetanol en Argentina es fomentada por el gobierno de turno. Esto trae oportunidades con respecto a ventajas impositivas, amortizaciones aceleradas y al precio local del bioetanol. En cuanto a este último, el precio fue regulado por el gobierno desde el principio por lo que existe la posibilidad de que puedan aumentar el precio si ven que la industria se está destruyendo.

O2: Demanda creciente de bioetanol y poca oferta para satisfacerla (en Arg). En la sección 2.2.1. se pudo verificar la tendencia creciente de la demanda (principalmente debido a la creciente demanda de gasolina), incluso para el peor escenario posible en el que el corte obligatorio se mantiene en 12%. A su vez, la proyección de oferta también dio creciente pero con una pendiente menor, generando una demanda insatisfecha de 230.000 m^3/año para 2023. Por esta razón, y ya que la capacidad instalada de la planta será de 200.000 m^3/año, se puede concluir que es una oportunidad ya que casi no se tendría capacidad ociosa.

O3: Tendencia de corte obligatoria creciente en el mundo y en la Argentina. Como se pudo estudiar y analizar en la sección 2.1.1.6., la tendencia de corte obligatoria se encuentra en crecimiento alrededor de todo el mundo. Esto ocasiona diversas oportunidades: En primer lugar, es un indicador de que el corte obligatorio en Argentina también va a seguir en crecimiento por lo que aumentaría la demanda de bioetanol. En segundo lugar, dicha tendencia indica un crecimiento en la demanda mundial por lo que ante cualquier eventualidad o problemática en la demanda del mercado local, existiría la posibilidad de exportar.

O4: Oportunidad de exportar a China y a Europa: Guerra comercial de EEUU con China. y Antidumping con Europa de EEUU. Más allá de la tendencia de corte alcista, al día de hoy se encuentran abiertas dos oportunidades de comercio internacional. Por un lado, y debido a la intensa guerra comercial existente entre EEUU y China, ya no existen acuerdos comerciales de importación de Bioetanol entre dichos países. Dicha demanda China de bioetanol va a tener que ser cubierta por otros países. Teniendo también en cuenta la actual relación diplomática positiva que se está elaborando entre el gobierno Argentino y Chino, aparece la oportunidad de tener una cuota de esa demanda.
Por el otro lado, una situación similar está pasando con Europa. Hace ya unos años EEUU fue denunciado por dumping por lo que se le aplicaron fuertes políticas de antidumping. A pesar de que muchas se están levantando, todavía existe una oportunidad de comercio.

O5: Tipo de cambio creciente (mayor competitividad en el mundo). La devaluación constante del peso argentino puede permitir ser más competitivo a nivel internacional (dado que los demás costos, aparte del maíz, están en pesos) permitiendo conseguir márgenes parecidos a los de EEUU en las exportaciones.

Amenazas

A1: Inestabilidad económica de Argentina. Una de las principales amenazas es la inestabilidad económica actual argentina. La inflación, el cambio impositivo constante y la gran posibilidad de que fácilmente se cambien las "reglas de juego" son amenazas que imposibilitan ver a largo plazo, lo que dificulta la toma de decisiones y por ende, la realización de proyectos de esta magnitud.

A2: Industria de biocombustibles muy regulada e inestabilidad política. Otra de las principales amenazas es que la industria se encuentra regulada. Debido a la gran inestabilidad política, y la posibilidad de que con la entrada de un gobierno nuevo cambien las condiciones de la industria, genera muchos riesgos que deberán ser evaluados. Dichos cambios pueden estar relacionados con baja en los precios del bioetanol, cambios en el corte obligatorio o liberación del mercado (desregulación). Este último caso podría considerar que se habiliten las importaciones de bioetanol, teniendo así que competir con plantas monstruosas de bioetanol Brasileñas o Estadounidenses (algunas superan la capacidad de producción de 1.000.000 m^3/año)

A3: Márgenes unitarios (por m3 de bioetanol) bastante volátiles en el tiempo. Como se estudió previamente, el margen unitario de bioetanol en Argentina va cambiando con rapidez debido a devaluaciones, e incertidumbre por parte del gobierno a la hora de publicar nuevos precios. Por otro lado, en el mercado internacional, los márgenes son muy acotados (casi cero) con los precios actuales del bioetanol y del maíz.

A4: Posible entrada de nuevos competidores al mercado local y pérdida de market share. Si bien los pronósticos de crecimiento de oferta agregada de bioetanol en Argentina son mucho menores al pronóstico de crecimiento de demanda, siempre existe la posibilidad de que haya ingreso de otros grandes jugadores al mercado que le quiten market share a la planta de bioetanol en estudio.

A5: Dificultad de competir internacionalmente con grandes productores como EEUU y Brasil. Si bien hay oportunidades de exportar, las eficiencias y economías de escala de EEUU y Brasil son considerablemente mayores a lo que una planta Argentina puede aspirar.

A6: Crecimiento de la flota de autos eléctricos y el desarrollo de energías de fuentes alternativas. Por último, el crecimiento del rendimiento de las baterías de litio y el de la industria de vehículos eléctricos puede generar una reducción en el consumo de gasolina, y por ende de bioetanol. A su vez, el desarrollo de nuevas tecnologías de fuentes de energía alternativa puede reducir también la demanda de gasolina.

Una vez que se describieron todas las fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas del proyecto, se prosiguió a armar una estrategia comercial en base a estas.

Estrategia Comercial	**Análisis Externo**	
Análisis Interno	**Oportunidades**	**Amenazas**
Fortalezas	**Estrategia de avance:** teniendo en cuenta la gran capacidad de producción que tendrá la planta a diferencia de la competencia, los márgenes competitivos que generará, y teniendo en cuenta las grandes oportunidades que se presentan tanto en el mercado local como en el de exportación, la planta podrá posicionarse fuertemente en ambos mercados.	**Estrategia defensiva:** la planta tendrá una gran capacidad de producción y será muy eficiente: ante repentinas caídas en la demanda de mercado local, tendrá que rápidamente armar grandes cargamentos de exportación. Por otro lado, en momentos en que se prevén subas del precio del maíz (debido a caídas en la oferta por malas cosechas, por ejemplo), sería conveniente mantener un stock de maíz en los silos.
Debilidades	**Estrategia de Reorientación:** teniendo en cuenta que la planta estará ubicada lejos del puerto de exportación, sería conveniente, dada la amplia demanda en el mercado internacional, asociarse con alguna empresa de logística o un gran agroexportador ubicado estratégicamente en el Puerto de Rosario (como Cargill, por ejemplo) para facilitar y agilizar las exportaciones. Por otro lado, podría considerarse la posibilidad de una integración vertical (comenzar a plantar maíz) en un futuro para tener menos dependencia de los proveedores y de los precios fluctuantes del maíz.	**Estrategia de Supervivencia:** Podría considerarse el desarrollo de un contrato de suministro a largo plazo con un cliente internacional, para asegurar ventas aún en épocas en que caiga la demanda local. También podrían tomarse coberturas financieras para eliminar parcialmente riesgos en los precios del bioetanol y del maíz, en épocas de incertidumbre. Por último, en caso de que caigan los precios del bioetanol, se podría especular más con el momento de venta del bioetanol, manteniéndolo en stock, tratando de sacarle el mayor provecho a las ventas en un futuro.

Tabla 2.3.3: Estrategias comerciales elaboradas en base a la matriz FODA.

2.3.3. Posicionamiento

A continuación se detallan el producto, precio, plaza y promoción considerando no solo al mercado Argentino (que corresponde al escenario base) sino también las alternativas de exportación.

Producto

El producto seleccionado es *bioetanol producido a base de maíz utilizado como combustible.* Asimismo, se comercializará el *DDGS*, subproducto del proceso utilizado como insumo para otras industrias.

Precio

Para la determinación del precio, se toman los resultados de las proyecciones estadísticamente significativas (corresponden a los valores a los que convergen los Mean Reversion), que se pueden ver en la *tabla 2.3.4*.

Producto	Precio medio	Límite inferior (NC=68%)	Límite superior (NC=68%)
Bioetanol local	780 U$D/m3	625 U$D/m3	935 U$D/m3
Bioetanol EPP[21]	405 U$D/m3	360 U$D/m3	450 U$D/m3
DDGS[22]	170 U$D/ton	130 U$D/ton	210 U$D/ton

Tabla 2.3.4: Tabla de precios según el producto

Plaza

La distribución es un factor importante para poder llegar a los clientes y al mercado en general. En primer lugar se describe el mercado interno de Argentina para luego considerar la distribución en el mercado de exportación.
En Argentina, la distribución del bioetanol es por medio de camiones por lo que se describirán brevemente los tipos según su capacidad de volumen almacenado.

[21] Bioetanol EPP: Export Parity Price. Como se mencionó previamente, el escenario base corresponde en vender la totalidad del producto en el mercado local, pero ante caídas en la demanda local se podrá exportar a este precio. Esto se analizará como distintos escenarios en la sección de riesgos. También se tendrá en cuenta la inclusión de retenciones a las exportaciones de bioetanol lo que reducirá en un cierto porcentaje el precio neto percibido.

[22] El precio del DDGS corresponde tanto al precio local como el de exportación, dado que el precio local se determina según el precio de importación según FAS = FOB - retenciones. En caso que se venda en el mercado local, el precio al que se venderá es al precio FAS. En caso de que se exporte, el precio del DDGS **neto** que recibirá el productor de etanol es FOB - retenciones (lo que equivale al precio FAS).

1) Camiones cisterna V25: son camiones que pueden albergar un total de 25 m^3 de líquido en su interior.
2) Camiones cisterna V36: son camiones que pueden trasladar un total de 36 m^3 de producto en su interior.
3) Camiones cisterna Escalados: son camiones con una capacidad de traslado mayor, pudiendo llegar hasta un volumen de 42 m^3.
4) Camiones cisterna Bitrenes: son camiones que hoy en día no se utilizan mucho en el país ya que se está tramitando el aval de su libre circulación. Su capacidad ronda los 51 m^3.



Figura 2.3.6: ejemplo de un camión de un cliente retirando el bioetanol de la planta.

Sin embargo, para analizar la distribución de productos de este negocio hay que considerar los aspectos que se listan a continuación ya que son esenciales para entender la dinámica del mercado de bioetanol en Argentina.

1) Los clientes son los que retiran el producto con camiones propios: con “propios” se hace referencia a que no son activos del productor de etanol sino del cliente.
2) El producto es retirado en dársenas de carga propias del productor, siendo el cliente el que se tiene que mover hasta la ubicación de ellas que suele ser en el mismo lugar donde está la planta.
3) El productor es el que determina cuándo puede pasar a retirar el producto cada cliente, poniendo franjas temporales para cada uno.

Con esto, se observa que el único trabajo del productor es definir cuándo tiene que pasar cada cliente y disponer del producto necesario ya que la distribución propiamente dicha está ligada completamente a las empresas distribuidoras de combustible.

Esto también se debe a que tener activos como los camiones cisterna es sumamente caro (adquisición y mantenimiento) para únicamente distribuir el producto y tenerlos parados cuando no se los requiere. Otra alternativa sería tercerizar esta actividad, pero también tiene un valor monetario significativo y no es una actividad “core” del negocio.

Por estas razones, hoy en día los clientes son los que pasan y retiran el producto con sus camiones (propios o tercerizados según la política que tengan) y también pudiendo aplicar lo que se denomina *back-hauling*. El *back-hauling* es un criterio de distribución el cual busca amortizar los costos de los vehículos mediante la utilización del viaje de vuelta de los camiones que inicialmente es sin carga. La utilización de este viaje de retorno es cargando las cisternas con bioetanol y así lograr una triangulación en el recorrido (depósito a la estación de servicio, de la estación al productor de bioetanol y del productor al depósito) y no tener que hacer viajes extras sin carga con los camiones.

El segundo mercado a analizar es el de exportación, en el cual se requerirá únicamente el traslado de la planta al puerto (puesto arriba del barco u *on board*) ya que del puerto al cliente se hará cargo el cliente (distribución FOB). La parte que incumbe se hará por medio de camiones que serán tercerizados a empresas de transporte, ya que la disponibilidad necesaria será acorde a la demanda y en base a eso se firmarán los acuerdos con la cantidad y capacidad requerida de camiones. Estos camiones son lo que se denominan *spot* ya que son utilizados únicamente cuando se los necesita y el resto del tiempo son utilizados para otras cosas que asigna el transportista. A su vez, que sean camiones spot significa que son camiones blancos y que no tengan el logo y marca de la empresa productora de bioetanol ya que tienen que poder ser utilizados para otro uso.
De esta manera han quedado definidas las dos políticas de distribución según el mercado a analizar.

Promoción

Con respecto a la promoción, la empresa buscará mostrarse como uno de los mayores productores de bioetanol, con una sólida estructura administrativa, y un gran nivel de servicio y calidad crediticia. En este sentido, la promoción de la organización será a través de la premisa "El mayor productor de bioetanol en Argentina" comunicando confianza en los medios de cobro, y en el nivel de servicio prestado.
A su vez, como ya se mencionó en el análisis de las 5 Fuerzas de Porter en la práctica la calidad del producto es diferente, por ende al promocionarse como un gran productor de bioetanol, los clientes podrán "leer entre líneas" que la calidad del producto ofrecido es de excelencia.
Asimismo, para establecer un buen vínculo con el Gobierno, principal fuerza de la cruz de Porter, se hará afán del empleo generado y de las oportunidades que la planta brinda al crecimiento de la industria Argentina. La planta de bioetanol, será comunicada como un sinónimo de empleo local, productividad nacional, y ejemplo de compañía.

Ventas esperadas

A continuación se presentará la facturación esperada (*tabla 2.3.5*) del escenario base planteado. Se venderán 200.000 m3/año de bioetanol en el mercado local. Por otro lado, el rendimiento de producción de DDGS de la planta es de 0,75 ton DDGS/m^3 etanol, por lo que

se espera vender 150.000 ton/año de DDGS tanto en el mercado local como en el de exportación. Cabe destacar que esto corresponde al **escenario base** del análisis propuesto a lo largo del informe, y que variaciones tanto en los precios como los volúmenes vendidos serán analizadas en la sección de riesgos.

Producto	Precio medio	Cantidad	Facturación esperada	% de la Facturación total
Bioetanol local	780 U$D/m3	200.000 m3/año	156 MU$D/año	86%
DDGS	170 U$D/ton	150.000 ton/año	25 MU$D/año	14%
Total	-	-	181 MU$D/año	100%

Tabla 2.3.5: Ventas esperadas por producto.

3. ESTUDIO DE INGENIERÍA

3.1. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO PRODUCTIVO

A continuación se hará una descripción del proceso para la producción de bioetanol a partir de maíz. Existen dos métodos básicos para obtener bioetanol a partir del maíz: la molienda seca y la molienda húmeda. En la *figura 3.1.1* puede observarse un resumen de cada proceso productivo.

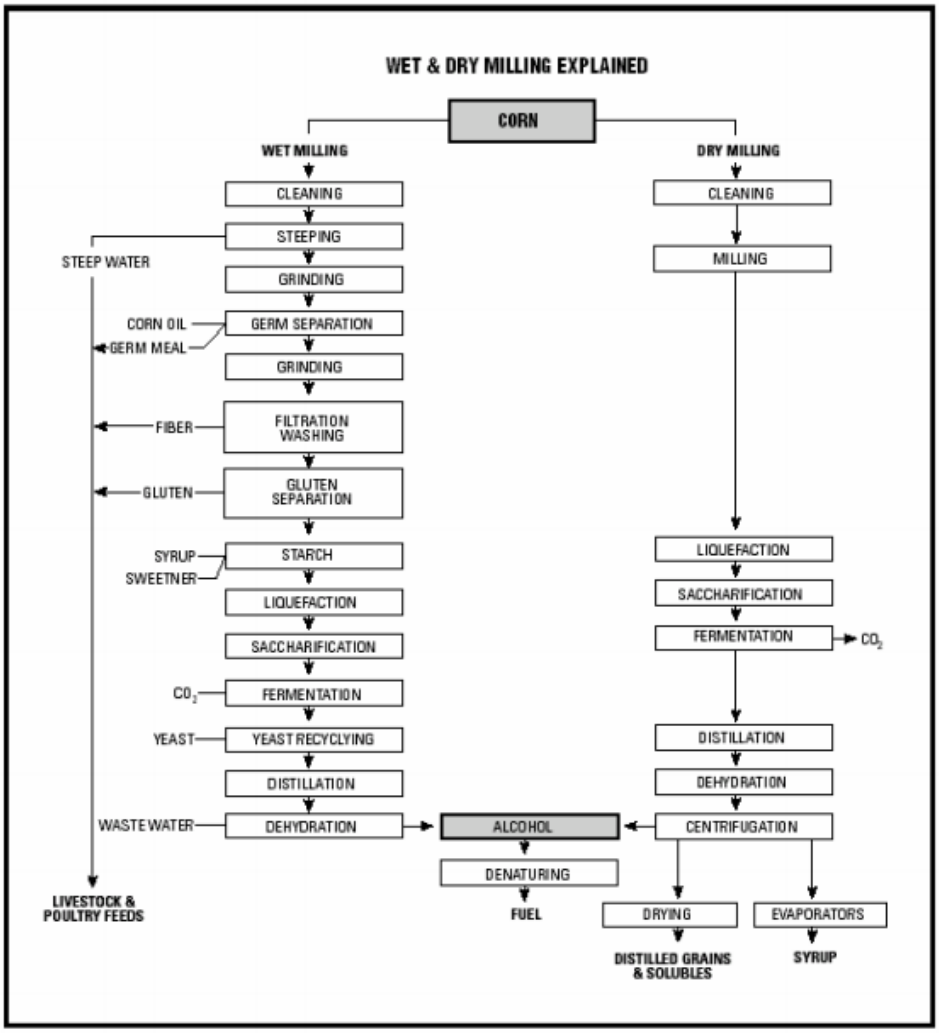


Figura 3.1.1: Producción de bioetanol por ambos métodos: molienda seca y molienda húmeda. Fuente: MAIZAR[23]

La elección de qué tecnología utilizar para producir etanol radica en el objetivo final de la planta. El proceso de producción de bioetanol a partir de molienda húmeda le pone mucho énfasis a los subproductos: se obtiene, además de bioetanol, aceite de maíz, gluten feed, gluten meal, entre otros. La molienda húmeda es un proceso mucho más complejo que la

[23] Maízar. (2020). Estadísticas. Buenos Aires, Argentina: Maízar. Recuperado de http://www.maizar.org.ar/estadisticas.php

molienda seca (basta comparar la columna izquierda - molienda húmeda - con la columna derecha - molienda seca de la *figura 3.1.1.* para notar que tiene muchos más pasos en su proceso productivo), más capital intensivo (es necesario hacer una inversión mucho mayor que en el caso de molienda seca para obtener la misma capacidad de producción de bioetanol) y que a su vez posee un menor rendimiento maíz-etanol que el método de molienda seca: esto es así debido a que el proceso de molienda húmeda pone su foco en los subproductos más que en el bioetanol.

La molienda seca es el proceso más utilizado para producir etanol: está enfocado en obtener bioetanol (posee el mayor rendimiento maíz-etanol, se obtiene aproximadamente 0,41 m^3 de etanol por tonelada de maíz) y posee únicamente un subproducto: el DDGS. Las propiedades de este producto se explicarán más adelante en el informe. Por otro lado, este proceso posee menos requerimientos de capital que la molienda húmeda, y menos *know-how* para operar la planta, como se mencionó previamente.

El método de producción de bioetanol que se utilizará en la planta en estudio es la molienda seca, dado que el foco de la planta estará en la venta de bioetanol, y no en los subproductos como en el caso de molienda húmeda. A continuación se presenta el resumen del proceso productivo de bioetanol a partir de maíz por el método de molienda seca.

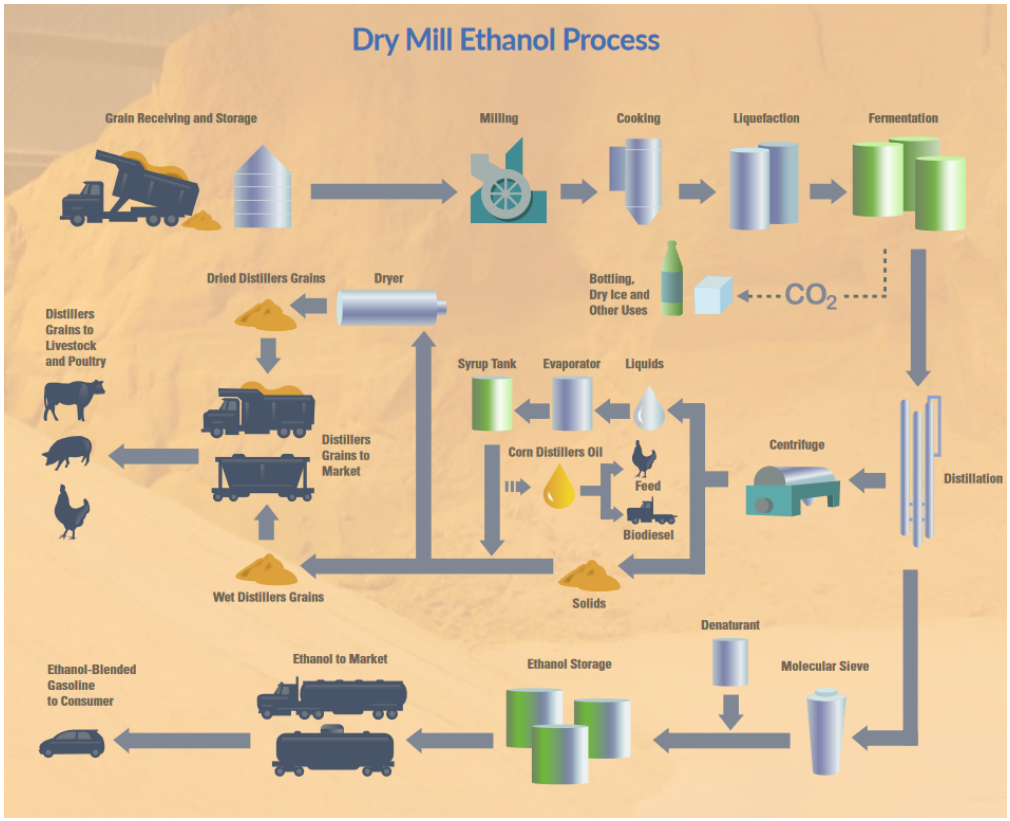


Figura 3.1.2: Producción de bioetanol a partir de la molienda seca. Fuente: RFA[24]

[24] Renewable Fuels Association. (2019). *2019 Ethanol Industry Outlook*, Washington DC, USA: RFA.

Para que el lector entienda en términos generales como es el proceso productivo, a continuación se explicarán generalidades de cada etapa del proceso. En las próximas secciones del informe se explicará cada sección bien en detalle.
En grandes rasgos, el proceso de producción se compone de cinco etapas:

1) *Recepción, molienda, y almacenamiento del grano*: el maíz que es recibido en camiones se limpia y se muele para obtener harina de maíz.

2) *Cocción, licuefacción, sacarificación y fermentación:* en primer lugar, la harina de maíz atraviesa los procesos de cocción, licuefacción, y sacarificación. Estos procesos transforman las moléculas de almidón del maíz en azúcares fermentables. Posteriormente ocurre la fermentación: proceso por el cual los azúcares se transforman en alcohol.

3) *Destilación*: el puré fermentado está compuesto de etanol, agua y sólidos no fermentables provenientes del maíz: todos estos productos se separan mediante la destilación. Para esto se utilizan torres de destilación, obteniendo por un lado etanol hidratado (96% de pureza aprox., el 4% restante es agua) y por otro lado *stillage*, un puré residuo que se tratará para obtener DDGS.

4) *Deshidratación, desnaturalización y almacenamiento:* el producto de tope de las torres de destilación es etanol hidratado. Como bien se explicó en secciones previas del informe, el etanol utilizado como combustible debe ser etanol anhidro (con pureza superior al 99%), y por ende, el etanol saliente de la torre de destilación debe atravesar un proceso de deshidratación. Posteriormente, el etanol anhidro debe desnaturalizarse con algún producto para hacerse no apto para consumo humano. El etanol ahora se almacena y está listo para ser retirado por el cliente.

5) *Obtención del DDGS:* el producto de fondo de las torres de destilación, el stillage, es tratado atravesando varios procesos como evaporado y secado para finalmente obtener DDGS, subproducto de la planta de bioetanol.

A continuación se explicarán bien en detalle cada una de las cinco etapas recientemente mencionadas, así como otras etapas complementarias de la planta que son importantes de destacar.

3.1.1. Recepción, molienda y almacenamiento del grano

A continuación, en la *figura 3.1.3*, se presenta un resumen del subproceso de recepción, molienda y almacenamiento de granos.

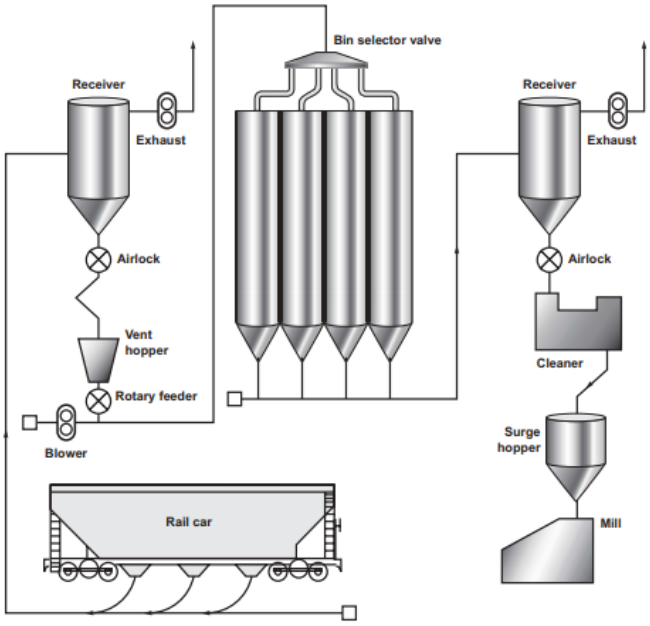


Figura 3.1.3. Esquema de un elevador de cangilones.[25]

El proceso comienza con la recepción de los camiones que traen el maíz. Dichos camiones pesan en promedio 17 toneladas y su peso bruto máximo (por ley) es de 55 toneladas, por lo que cada camión traerá en promedio 38 toneladas de maíz (55 - 17 = 38). Durante la recepción, se realiza un proceso de pesado y muestreo apenas llega el camión. Primero se coloca el camión en una báscula puente.



Figura 3.1.4. Ejemplo de un camión con materia prima siendo pesado en una báscula puente.

Una vez ya posicionado el camión cargado, un brazo automático toma muestras aleatorias del producto para ser analizado. Si las características de humedad y peso específico no cumplen

[25] Jacques, K. y Lyons, T. y Kelsall, D. (2003). *The Alcohol Textbook*. Nottingham, UK: Nottingham University Press.

con las especificaciones contractuales, el cereal es rechazado completamente. De lo contrario, se descarga en una tolva correspondiente, y se vuelve a pesar el camión para determinar la cantidad a facturar.

El maíz proveniente de los camiones es descargado en tolvas pequeñas, con el fin de poder manipular la materia prima fácilmente y tener más accesibilidad a estas. Las tolvas están equipadas con un sistema de captación y extracción de polvo cuyo objetivo es extraer el polvo presente en el grano para ubicarlo debajo de un máximo admisible. Este polvo extraído es recogido en los filtros y es llevado a un silo especial para polvo.

Luego, el cereal ingresado en la tolva es enviado por medio de transportadores de cadena y elevadores de cangilones al sistema de pre-limpia, equipado con otro sistema de aspiración de polvo (cabe destacar que este sistema no permite el paso de piedras de tamaño superior a un grano de cereal, ya que son filtradas y desechadas).

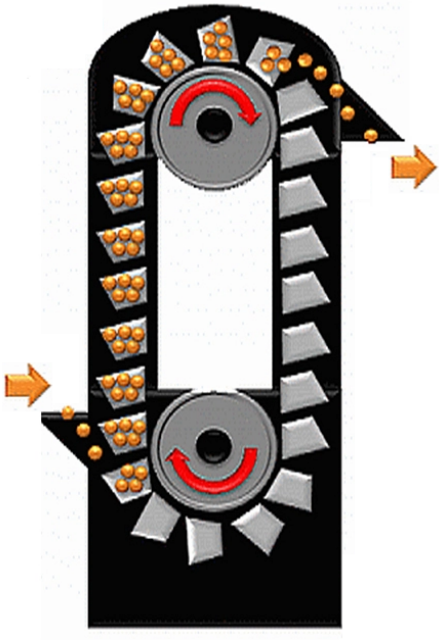


Figura 3.1.5. Esquema de un elevador de cangilones[26]

Luego de esta etapa, los granos son enviados a los silos de almacenamiento, a través de dos elevadores de cangilones y varios transportadores. En caso de ser necesario, se envía los granos directamente al silo de diario (de donde se extraen los granos para la siguiente etapa) para ser procesados de inmediato.

[26] Guangzhou Jiabao Machinery. (2020). Bucket Elevator Cereal. España: Alibaba. Recuperado de https://spanish.alibaba.com/product-detail/Factory-custom-cvertical-bucket-elevator-cereal-60763786757.html



Figura 3.1.6. Esquema del silo a utilizar[27]

Para la extracción de los granos de los silos, se utilizan transportadores de cadenas y con estos se alimenta el silo diario. Como se dijo anteriormente, los silos de almacenamiento alimentan al silo diario que cumple la función de centralizar las conexiones de los silos para alimentar al proceso de molienda.

El objetivo del proceso de molienda es dejar expuesto al almidón del grano, aumentando la superficie de exposición al agua y enzimas que se insertarán aguas abajo en el proceso. Es por esto que cuanto más fina sea la molienda, mayor será la superficie de exposición del almidón, y por ende, mayor productividad y eficiencia se conseguirá. Luego de comparar con varias plantas de bioetanol existentes, se observó que el rendimiento de bioetanol obtenido por tonelada de maíz se encuentra en un nivel asintótico (óptimo) que ronda los 0,41 m^3 de etanol por tonelada de maíz.

La maquinaria utilizada en el proceso de molienda son molinos de martillos, los cuales tienen regulación de grado de molienda para que se adapte lo más posible a este rendimiento óptimo. Como se explicó en la *sección 3.1.*, la tecnología a utilizar en el proceso de producción será de molienda seca. Los molinos de martillos muelen el grano de maíz obteniendo una especie de harina de maíz. Dicha harina es necesaria para alimentar la siguiente etapa del proceso de producción.



Figura 3.1.7. Ejemplo de molino de martillo utilizado en plantas de etanol.[28]

[27] MPC equipos y maquinarias. (2020). Instrumentación y automatización: Wicom Silo. Venezuela: MPC. Recuperado de https://mpc.com.ve/instrumentacion/automatizacion/

[28] Stolz. (2020). Catálogo. España: Stolz. Recuperado de: http://www.stolzsa.com/catalogos

3.1.2. Cocción, Licuefacción, Sacarificación y Fermentación

El proceso continúa con la conversión del almidón y su fermentación. La conversión del almidón consiste en aquellos procesos que contribuirán a descomponer el almidón del grano, en glucosa fermentable por la levadura. Las diferentes etapas de la conversión son: una cocción con agua tras la cual se produce la licuefacción, para finalmente, consolidarse la sacarificación. Por otro lado, el proceso de fermentación alcohólica, permite obtener como resultado un mosto fermentado de contenido alcohólico que se trata posteriormente en las campanas de destilación .

A continuación, en la *figura 3.1.8.* se puede observar los componentes de dicho sistema.

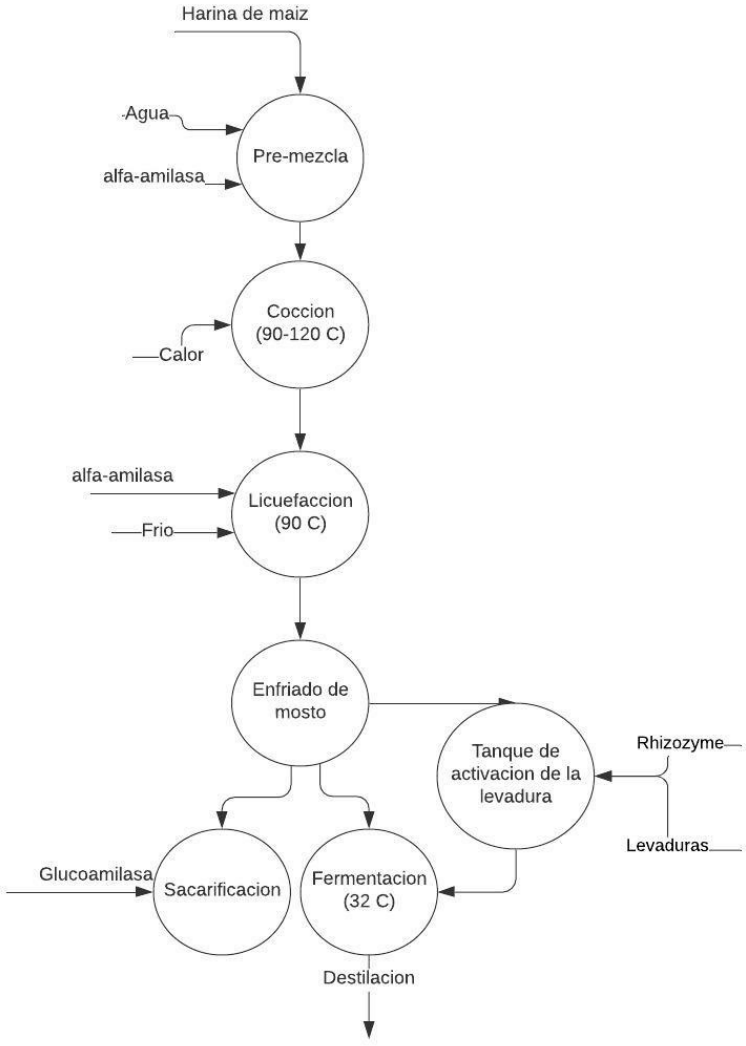


Figura 3.1.8. Componentes del proceso de cocción licuefacción fermentación y sacarificación.

3.1.2.1. Cocción y licuefacción

A la salida de la línea de molienda, la harina llega al tanque de premezcla, donde se mezcla con agua, y luego se eleva la temperatura. El objetivo de la cocción no es otro que calentar esta mezcla de harina de grano y agua para que se libere el almidón del grano y gelatinice, haciéndose susceptible a la posterior hidrólisis enzimática[29]. El tipo de cocción empleado será de tipo "Batch", que se puede observar en la *figura 3.1.9*.

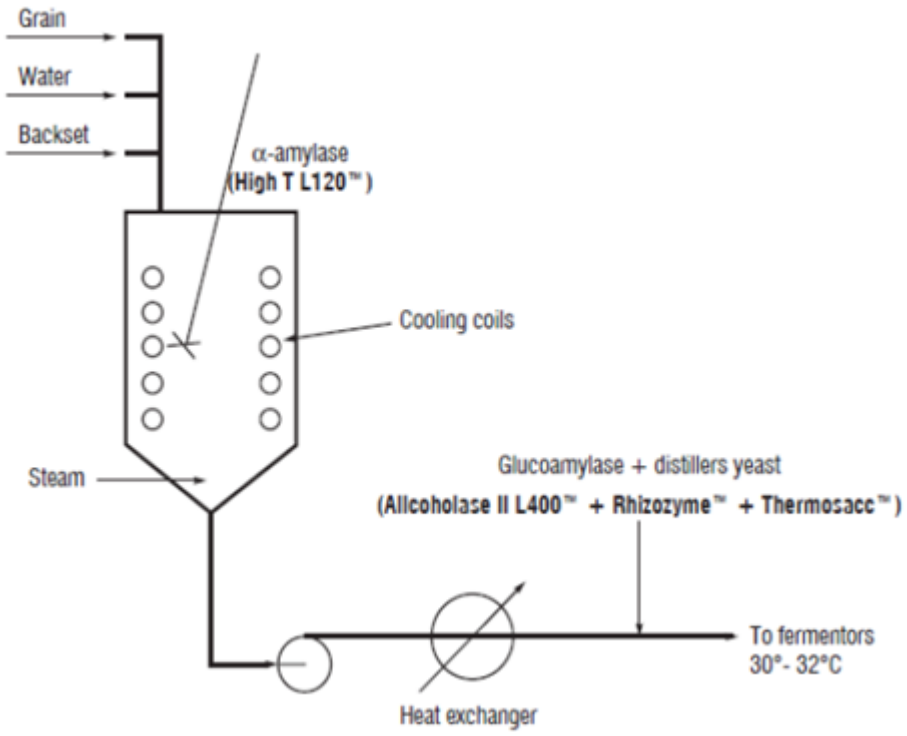


Figura 3.1.9: Sistema batch de cocción[30]

En el sistema "Batch" hay un tanque donde se llevan a cabo los procesos de cocción y licuefacción. En este se mezclan tres componentes: el grano (harina de maíz), el agua, y dado el caso, una pequeña parte de la vinaza[31]. En el interior del tanque, inyectores de vapor llevan la mezcla a la temperatura de cocción, y serpentines de enfriamiento permiten obtener la temperatura óptima de licuefacción.

La cantidad de agua introducida en esta etapa en la mezcla determinará el contenido eventual de alcohol en la misma. Para la planta en estudio, se requiere que la concentración de alcohol obtenida en la fermentación sea del orden del 12%. El agua necesaria es una mezcla de

[29] La hidrólisis enzimática consiste en romper las moléculas de almidón hasta obtener glucosa utilizando enzimas.

[30] Jacques, K. y Lyons, T. y Kelsall, D. (2003). *The Alcohol Textbook*. Nottingham, UK: Nottingham University Press.

[31] La vinaza es el subproducto líquido de la destilación del mosto en la fermentación del etanol. Reflujo proveniente del DDGS de la sección 3.1.5.

condensados secundarios provenientes del evaporador, agua de vinazas proveniente de la sección de destilación y agua tratada.

Para calcular esta cantidad de agua se recurre al balance de la fermentación:

$$43,5\ t/h\ de\ Glucosa\ +\ 19\ t/h\ resto\ \rightarrow\ 22,35\ t/h\ de\ Etanol\ +\ 21,384\ t/h\ de\ CO2\ +19\ t/h\ resto$$

(Ecuación 4.1.1. Fórmula bioquímica de la fermentación en toneladas)

$$2,43\ x\ 10^5\ mol/hora\ de\ glucosa\ \rightarrow 4,86\ x\ 10^5\ mol/hora\ de\ Etanol\ +\ 4,86\ x\ 10^5\ mol/hora\ de\ CO2\ +\ 4,86\ x\ 10^5\ mol/hora\ de\ Agua$$

(Ecuación 4.1.2. Fórmula bioquímica de la fermentación en moles)

Reactivos	**tn/hr**
Grano	62,5
Almidón	43,75
Resto	18,75
Agua añadida	143,74
Productos	**tn/hr**
CO_2	21,384
Etanol	22,35
Resto	18,75
Agua añadida	143,74
% Etanol	12,09%

Tabla 3.1.1: Balance másico de la fermentación

Para obtener una concentración del 12% de etanol en la mosto fermentado, la cantidad de agua necesaria a añadir será de 143,74 m3/h [32], es decir, un total diario de 3.450 m3 de agua (24 hs de trabajo por día). Cabe destacar que, más adelante, se describe el proceso de fermentación más a detalle, pero en este caso se recurre al mismo para calcular la cantidad de agua necesaria.

[32] El cálculo realizado para que la concentración sea del 12% es etanol/ (etanol +resto+agua) no considerando al CO_2 ya que es gaseoso.

Cabe aclarar que la porción de agua de vinazas "back set", en caso de añadirla, debería ser como mucho del 10%, ya que aunque aporta nutrientes para el crecimiento de la levadura, un exceso de determinado tipo de iones como el sodio, lactato o acetato, pueden inhibir el crecimiento de la levadura y por tanto detener la fermentación de forma prematura.

En el sistema "Batch", se añade una pequeña cantidad de alfa-amilasa al principio, siendo del orden del 0,02% en peso del cereal, con el objeto de facilitar la agitación en la fase de alta viscosidad de la gelatinización. Tras la ebullición, normalmente durante 30 y 60 minutos, la mezcla es enfriada a 75-90 ºC y se hace la segunda adición de alfa-amilasa, esta vez, del orden de 0,04-0,06% en peso del cereal.[33] Así, tiene lugar la licuefacción, en el mismo tanque, normalmente durante un periodo de entre 45 y 90 minutos. El objetivo principal de este proceso es la conversión del almidón a dextrinas[34] $(C_6H_{10}O_5)_n$ [35]con esta enzima logrando así la reducción de la viscosidad.

Cabe aclarar que, entonces, la cantidad de alfa-amilasa estipulada para realizar la cocción-licuefacción será, por tanto, del orden de 0,07% del peso de grano de cereal. Asimismo, el rango de pH para una actividad eficiente de la alfa-amilasa es del orden de 6-6,5. Por tanto, el pH de la mezcla debería estar en este rango desde la primera adición de enzima hasta el final de la licuefacción.

3.1.2.2. Fermentación y sacarificación simultánea

El objetivo de la sacarificación es convertir los oligosacáridos (dextrinas: $(C_6H_{10}O_5)_n$), resultado de la licuefacción, en glucosa fermentable por la levadura ($C_6H_{12}O_6$).

Luego de la licuefacción, el puré de las cocinas es refrescado (enfriado del mosto[36], de la *figura 3.1.8*) -a una temperatura levemente debajo del punto ebullición del agua- y se le agrega una enzima secundaria (glucoamilasa) para convertir las moléculas del almidón licuado a azúcares fermentables (dextrosa[37]), mediante el proceso denominado de sacarificación. Estas enzimas funcionan como catalizadores para acelerar los cambios químicos.

En la planta propuesta, el proceso de fermentación y sacarificación tiene lugar simultáneamente en el tanque de fermentación gracias a la enzima de sacarificación nombrada (amiloglucosidasa o glucoamilasa). Esta operación se realiza a un pH entre 3,5 – 4,5 y a una temperatura de 30 a 35 ºC. La glucoamilasa se añade directamente a la entrada de

[33] La α-amilasa es clasificada como una endoenzima debido a que hidroliza enlaces glucosídicos α 1-4 al azar. Básicamente, reduce la viscosidad de la mezcla porque acelera el proceso de hidrólisis del almidón $(C_6H_{10}O_5)_N$ (rompe los enlaces del almidón).

[34] Las dextrinas son un grupo de oligosacáridos de poco peso molecular producidas por la hidrólisis del almidón. Tienen la misma fórmula general que los polisacáridos pero son de una longitud de cadena más corta.

[35] Obsérvese que se hace la distinción entre el almidón $(C_6H_{10}O_5)_N$ y las dextrinas $(C_6H_{10}O_5)_n$ denotando que el almidón (N) presenta una cadena más larga que las dextrinas (n)

[36] El enfriado se realiza mediante torres de refrigeración.

[37] Solución de glucosa.

los tanques de fermentación. Hay productos, como Rhizozyme TM [38]cuyo pH óptimo está en torno a 3,5-5 y temperatura de 30-35 ºC, es decir, el óptimo de la levadura. Es por eso que este producto funciona muy bien en sistemas estos sistemas.

La acción de la glucoamilasa es romper los enlaces remanentes alfa (1_4) de las dextrinas así como los enlaces alfa (1_6) de las dextrinas de límite alfa logrando así el objetivo de la sacarificación. Sin embargo, hay que hacer notar que estos enlaces tardan en hidrolizarse entre 20 y 30 veces más que los primeros enlaces. Añadir más cantidad de glucoamilasa acelera la hidrólisis, pero tiene el problema de que la glucosa liberada re polimeriza formando isomaltosa, glúcido que no es fermentable. De este modo, la cantidad de complejo enzimático estipulada para realizar la sacarificación será del orden de 3 kg/tonelada de etanol producido, luego será necesario un total de 1,42 toneladas de complejo enzimático diarias[39] (mezcla de glucoamilasa y Rhizozyme en un 10%).

Cabe aclarar asimismo que al ser el rango de pH de la enzima inferior al de la mezcla, será necesario añadir ácido sulfúrico para bajar el pH. La cantidad necesaria está comprendida en el orden del 1% en peso del etanol producido, por tanto, será necesaria una cantidad diaria de 4,37 toneladas de ácido sulfúrico (98%, especificación GB534-89).

En simultáneo, ocurre el proceso de fermentación. El sistema de fermentación utilizado será tipo “Batch” (discontinuo igualmente), pero que funciona muy bien en sistemas SSF.

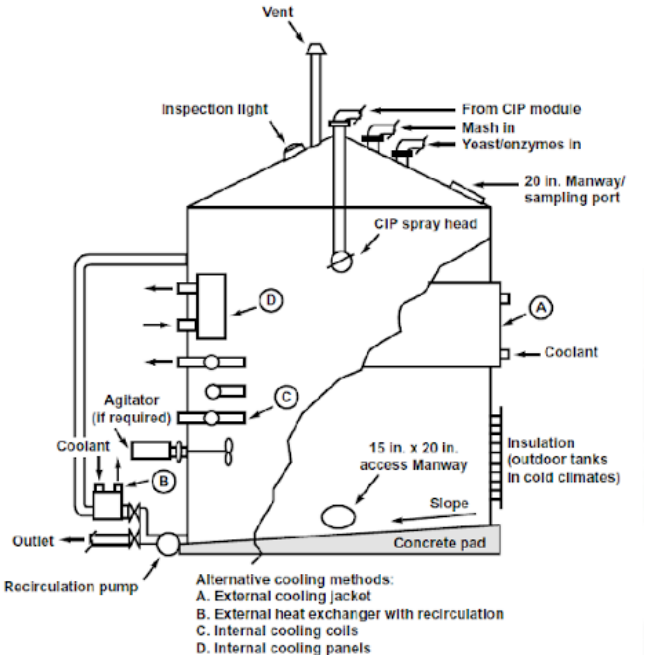


Figura 3.1.10. Esquema de un fermentador batch típico.[40]

[38] Enzima comercializada.
[39] Se trabaja 24 hs por día.
[40] Jacques, K. y Lyons, T. y Kelsall, D. (2003). *The Alcohol Textbook*. Nottingham, UK: Nottingham University Press.

La fermentación es consecuencia de las reacciones de las moléculas orgánicas en ausencia de oxígeno. Al puré o mosto se le agrega levadura para fermentar los azúcares - cada molécula de glucosa produce 2 moléculas de etanol y 2 de CO2- y con ello obtener el etanol y el anhídrido de carbono. Usando un proceso de tipo batch, el puré se introduce en el fermentador hasta que se fermente completamente.

Si bien, el etanol conserva mucha de la energía que estaba originalmente en el azúcar, lo cual explica que el etanol sea un excelente combustible, durante la fermentación se libera energía. Así, los tanques fermentadores disponen de enfriadores externos que son a su vez limpiados cada vez que se realiza el llenado de un nuevo tanque.

El dióxido de carbono formado en la fermentación es extraído de los tanques a través de una columna de lavado para la recuperación de alcohol arrastrado. Este anhídrido carbónico puede ser vertido a la atmósfera o bien vendido como subproducto. En el caso de la planta en cuestión, este CO_2 se verterá a la atmósfera.

Una vez fermentado el mosto se procede a transferirlo a la unidad de destilación.

3.1.3. Destilación

El siguiente paso en la cadena de operaciones es la destilación, la cual tiene como objetivo principal separar una mezcla. En este caso la mezcla es el mosto fermentado, conocido como cerveza, proveniente de la fermentación. Los componentes a separar son el etanol y un residuo llamado stillage. Antes de pasar a describir la destilación para el proceso productivo del bioetanol se describe brevemente en qué consiste esta operación unitaria utilizada ampliamente en el mundo. Para entender esto hay que mencionar la vaporización y condensación ya que juegan un rol importante en las columnas de destilación.

La vaporización es equivalente a la evaporación pero para cualquier producto, ya que esta última es únicamente si se trata de agua y tiene como principio de funcionamiento lo siguiente: se trabaja con una solución, es decir, soluto y solvente que tienen diferentes volatilidades entonces con la entrega de calor mediante una transferencia (por ejemplo, por medio de convección y conducción en un intercambiador de calor) se logra que el solvente más volátil se evapore mientras que el soluto se retira como disolución concentrada por el fondo. A continuación, en la *figura 3.1.11.* se muestra un diagrama de un evaporador:

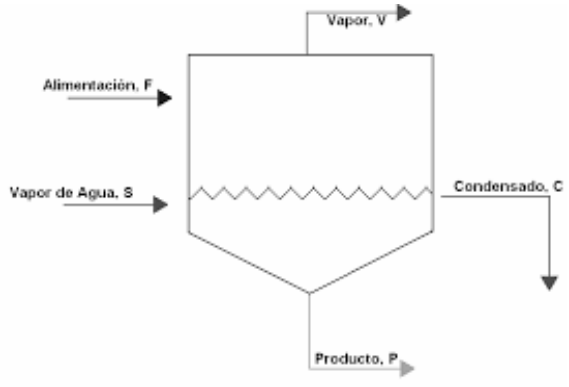


Figura 3.1.11. Evaporador de simple efecto[41]

En el caso de la condensación, en contraposición a la evaporación, se busca por medio de la extracción de calor (también mediante un intercambiador de calor) el pasaje de un producto del estado gaseoso al líquido.

Estas operaciones se complementan: se observa en la *figura 3.1.11.* que el vapor de agua (S) entra al sistema en estado gaseoso pero por el intercambio de calor sale del sistema en forma líquida como un condensado (C) mientras que parte de la alimentación (F) se extrae como vapor (V). En un vaporizador el objetivo principal es la obtención del producto (P) pero un objetivo secundario podría ser el condensado para ser utilizado en otro proceso. Adentrándose un poco en lo que son los evaporadores, si el producto se lo hace reingresar a otro evaporador como alimentación (F) y se utiliza al vapor (V) como "vapor de agua" en el intercambiador de calor entonces se tendrá un producto más concentrado que el inicial. A esta serie de etapas se la denomina evaporador de efectos múltiples y es más eficiente ya que en la última etapa el producto será puro o casi puro sin rezagos del otro componente (vapor V).

Sin embargo, para lograr esto se requiere que entre cada efecto haya un cambio y gradiente de presión y temperatura para que se logre la transferencia de calor necesaria para que ocurra la vaporización y condensación.

Una vez definidos estos conceptos, se define a la destilación como una operación que mediante la vaporización y condensación (que incluye una transferencia de calor y masa) y debido a la diferencia de volatilidades entre los componentes, es decir, una diferencia en el punto de ebullición, se logra separar estos componentes de la mezcla líquida. El componente con menor punto de ebullición se retirará por el tope y se lo llama componente liviano, por el otro extremo de la torre (el fondo) se extrae el más pesado que tiene el mayor punto de ebullición.

Existen dos tipos de destilación: simple y fraccionada.

La primera consiste en un calentador que genera vapores, los cuales atraviesan un condensador para así obtener el destilado. La destilación fraccionada en cambio, es un

[41] Velasquéz Gordon, M. (2019). *Manual de Prácticas y Guías Pedagógicas para la Unidad de Evaporación de Efecto Simple y de Doble Efecto Instalada en el Salón Q115 de la Escuela de Química de la Unidad Tecnológica de Pereira,* Colombia: Universidad Tecnológica de Pereira.

proceso físico para separar mezclas de líquidos cuando los puntos de ebullición son distintos pero cercanos. Se utiliza una columna de fraccionamiento ya que permite mayor contacto entre los vapores que ascienden a través de la columna con el líquido condensado que desciende. En estas torres se emplean platos o algún tipo de relleno para generar este contacto entre las fases. En el caso de la torre de platos, en cada uno de estos se genera un equilibrio líquido-vapor gracias al gradiente de temperatura a lo largo de la columna, es decir, en el fondo la temperatura es mayor por lo que se evapora el componente más volátil y parte del menos volátil pero a medida que este vapor sube en la torre, la temperatura disminuye por lo que se irá condensando la parte menos volátil hasta que en el tope se encuentra el vapor del producto más volátil. Este gradiente de temperatura se logra también gracias a la utilización de un reboiler y un reflujo.

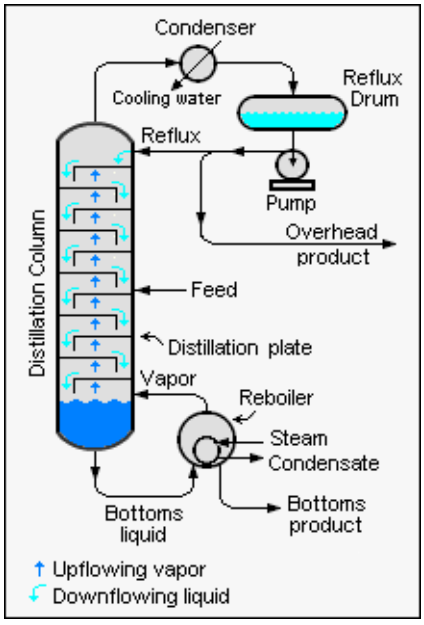


Figura 3.1.12. Destilación fraccionada con una torre de platos con reflujo y reboiler.[42]

Con el reflujo se logra aumentar la concentración del más volátil en el tope y así enriquecer la mezcla, y con el rehervidor se hace reingresar este componente con mayor volatilidad por lo que se logra un aumento en la eficiencia de la columna.

En el caso de la producción de bioetanol, el proceso utiliza un sistema más complejo con 4 columnas de destilación conectadas entre sí para poder separar la mezcla agua-etanol por lo que ya no es simplemente una torre fraccionada con un reboiler y un reflujo. Sin embargo, el objetivo de la operación sigue siendo sencillo: separar el bioetanol del agua según su diferentes puntos de ebullición (H_2O en 100°C y bioetanol en 78°C).

A continuación, en la *figura 3.1.13.* se muestra el proceso completo de destilación y luego se proseguirá a su descripción.

[42] Xiong, W. y Chen, L. y Liu, F. y Xu, B. (2014). *Multiple Model Identification for a High Purity Distillation Column Process Based on EM Algorithm*, China: Hindawi Publishing Corporation.

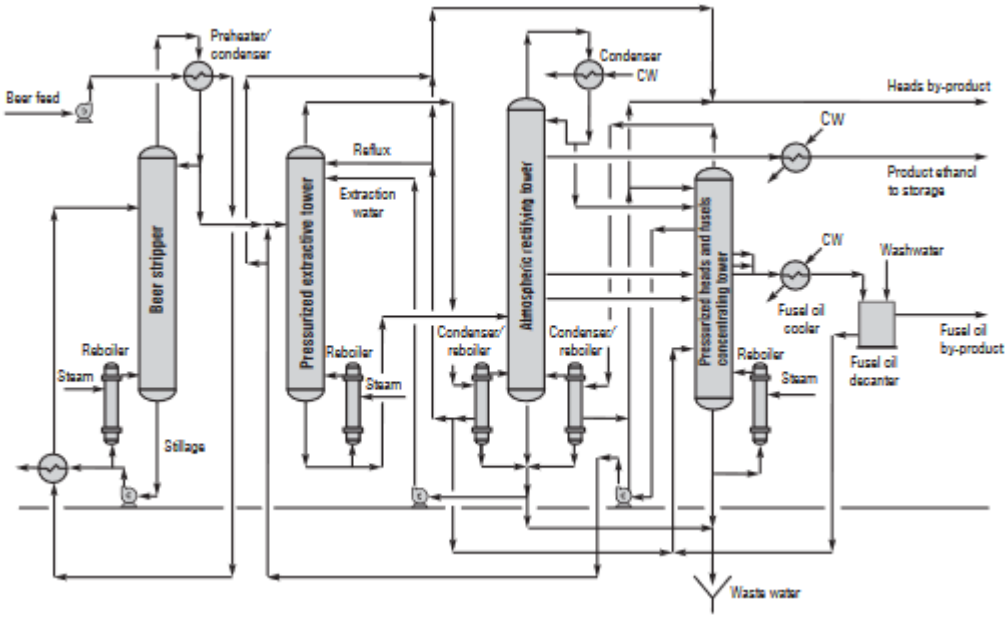


Figura 3.1.13. Proceso de destilación del bioetanol.[43]

Luego de la fermentación, el producto obtenido (cerveza) ingresa al sistema atravesando una serie de intercambiadores de calor (calentadores) para ingresar al *Beer Stripper*. En este, se separa el stillage, que se extrae por el fondo, del etanol, que se extrae por el tope.

Esta primera etapa cuenta con mayor cantidad de platos de stripping (zona por debajo de la alimentación) que de rectifying (por encima de la alimentación) y se observa que hay un reboiler y un condensador para lograr lo descrito previamente sobre las torres de destilación.

Los gases extraídos por el tope se condensan e ingresan como alimentación para la segunda torre *Extractive Tower*, en la que al haber poca zona de rectificación las impurezas son arrastradas al tope con parte del etanol. Este flujo pasa por un condensador para actuar en parte como reflujo y mayormente ser alimentación de la cuarta torre (*Concentrating Tower*).

En el fondo de la segunda torre (*Extractive*) se extrae etanol sin impurezas aunque con un porcentaje de H_2O, este ingresa como alimentación a la tercera columna (*Rectifying Tower*) que como indica el nombre va a constar mayormente de platos rectificadores. Esta torre cuenta con 2 reboilers (uno utilizando el flujo de tope de la segunda columna y otro de la cuarta columna) y un reflujo para los vapores de tope. A su vez, en la torre rectificadora el producto es extraído de uno de los platos superiores y es derivado a la siguiente etapa del proceso.

Sin embargo, parte de lo que ingresa a esta torre se deriva a la *Concentrating Tower* para evitar una acumulación de impurezas en los platos. Ya en la última columna, todas las alimentaciones se separan en alcohol de fusel (salida por la mitad de la columna), agua por fondo y el producto de tope que puede ser utilizado como combustible.

[43] Jacques, K. y Lyons, T. y Kelsall, D. (2003). *The Alcohol Textbook*. Nottingham, UK: Nottingham University Press.

Cabe destacar que todas las columnas funcionan en simultáneo por lo que el proceso es continuo y se hablará de **m^3/h** que la destilación es capaz de producir. En esta etapa es necesario el diseño de las columnas (diámetro y cantidad de platos) para poder satisfacer al sistema, esto se profundizará más adelante en la parte de dimensionamiento de los equipos.

3.1.4. Deshidratación, desnaturalización y almacenamiento

El producto extraído de la destilación es etanol con un porcentaje molar de agua, por lo que no es puro y no es anhidro todavía. La mezcla de estos componentes es muy particular ya que forman un *azeótropo*, que actúa como un componente diferente y una vez llegado a la composición del azeótropo es imposible separarlos por medio de una destilación común.

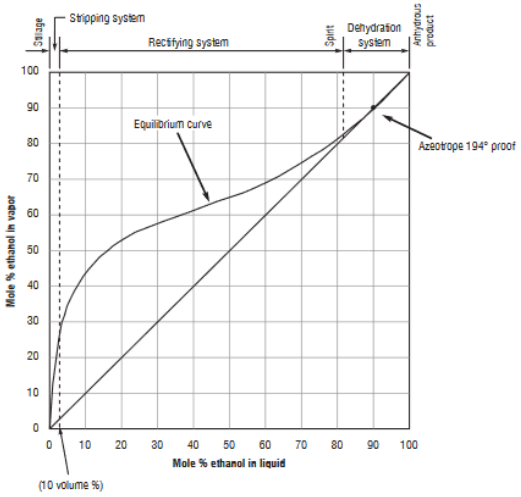


Figura 3.1.14. Curva de equilibrio etanol-agua.[44]

En la *figura 3.1.14.* se puede observar con mayor detalle la curva de equilibrio de estos dos compuestos y cómo se forma un azeótropo cuando la curva corta a la recta de 45°. También se distinguen las distintas etapas en las que se obtiene etanol y con qué porcentaje de concentración molar.

En la destilación se obtuvo la parte de *stripping* y *rectifying* por lo que para obtener un etanol anhidro es necesario separar este azeótropo y obtener el etanol puro. Entre las diferentes formas de obtención, una es agregar a esta mezcla binaria un compuesto y formar una mezcla ternaria que tendrá otras curvas de equilibrio. Este compuesto adicional puede ser: benceno, heptano, ciclohexano, n-pentano o éter etílico, entre otros.

La mezcla ternaria forma un azeótropo que tendrá un punto de ebullición menor a cualquiera de los componentes por separado y a su vez menor que el azeótropo binario. Con esto en mente, una vez que la alimentación ingresa a la torre de deshidratación se encuentra con el

[44] Jacques, K. y Lyons, T. y Kelsall, D. (2003). *The Alcohol Textbook*. Nottingham, UK: Nottingham University Press.

agente agregado y va a querer formar este denominado azeótropo ternario. Sin embargo, al haber un déficit de H_2O el etanol anhidro se retira por el fondo de esta torre mientras que una mezcla del agente, etanol y agua se extrae por tope y va hacia un decantador.

En esta etapa la mezcla se separa en dos: una parte rica en el agente agregado y otra acuosa. La primera vuelve como reflujo a la columna de deshidratación, mientras que la segunda se deriva a otra torre denominada *Columna de recuperación del agente*. En esta, el agente junto con lo que había de etanol se extraen por tope para volver al decantador, y al agua se la retira por el fondo. El H_2O puede ser devuelto al sistema si contiene un porcentaje de etanol significativo o utilizado para otro propósito en caso contrario. A continuación, en la *figura 3.1.15.* se presenta todo lo explicado previamente.

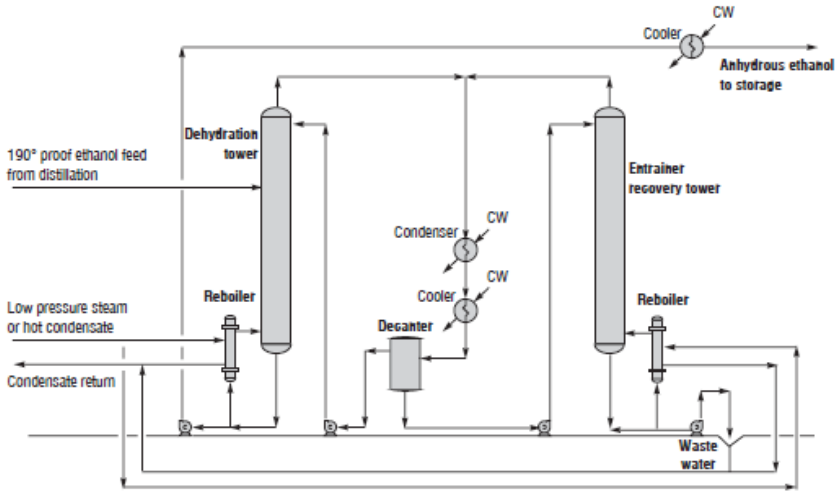


Figura 3.1.15. Diagrama del proceso de deshidratación.[45]

De este proceso continuo se obtiene el etanol anhidro que es derivado al sector de almacenamiento.

Sin embargo, antes de ser almacenado se hace pasar al bioetanol por un proceso de desnaturalizado en el cual se lo mezcla con un componente (piridina, metanol, denatonio, entre otros) para hacer que el producto alcohólico pase a ser tóxico y tenga mal gusto. Esto tiene como fin evitar que se consuma este tipo de etanol como bebida alcohólica diaria (por ejemplo: evitar que los choferes de los camiones cisterna quieran beberlo). Para ello se adiciona un compuesto que altera la composición química y no haya manera de revertir esta acción pero no modifica sus propiedades como combustible por lo que sigue siendo adecuado para su venta y utilización posterior. Una vez que el bioetanol fue desnaturalizado ya está listo para ser almacenado en los tanques de almacenamiento.

[45] Jacques, K. y Lyons, T. y Kelsall, D. (2003). *The Alcohol Textbook*. Nottingham, UK: Nottingham University Press.

3.1.5. Obtención del subproducto: DDGS

Como se mencionó, el DDGS (Distillers Dried Grains with Solubles) es un subproducto en la producción de etanol. Dicho producto se utiliza para la alimentación de ganado ya que se reducen los contenidos en hidratos de carbono no estructurales, y se concentran proporcionalmente el resto de los nutrientes que posee el maíz como las fibras, vitaminas, minerales y proteínas (25% del producto es proteínas). La concentración del DDGS generalmente es de entre 2,2 y 3 veces en relación con el producto original (Maíz).
A continuación, en la *figura 3.1.16* se presenta el proceso de producción del DDGS dividido en etapas:

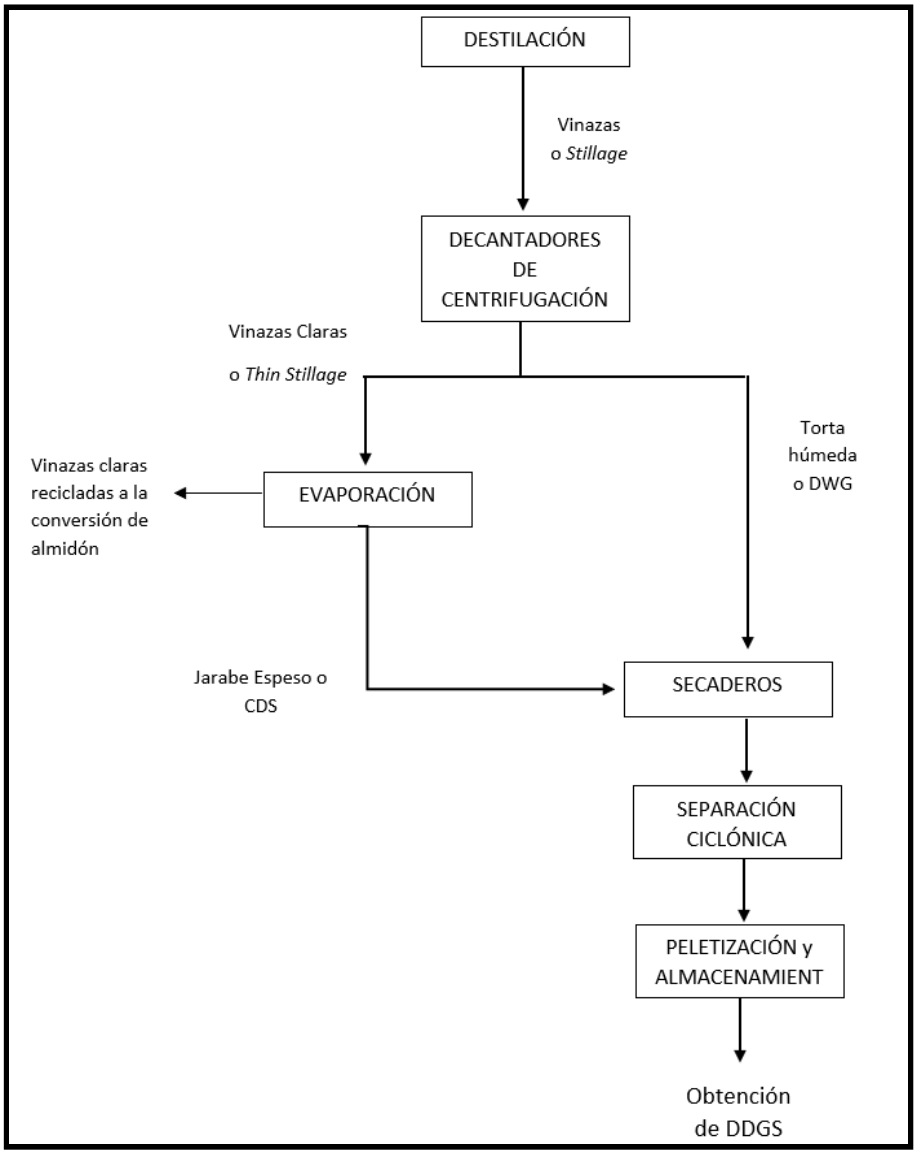


Figura 3.1.16. Esquema del proceso de producción para la obtención de DDGS. Fuente: Elaboración propia.

➢ Etapa 1 - Decantadores de Centrifugación: las vinazas procedentes de la destilación que se mencionó en la *sección 3.1.3,* son enviadas a decantadores de centrifugación como se los muestran en la *figura 3.1.16*. En dichas máquinas, se separan los líquidos (llamados *Vinazas claras* o *Thin Stillage*) de los sólidos en suspensión (generando la conocida *Torta húmeda* o *DWG - Distillers Wet Grains).*

Las *Vinazas claras*, contienen de 2 a 5% de materia seca, y dependiendo de la tecnología de la planta contiene entre 5 a 10% de fibras, grasas y proteínas. Al ser un producto líquido, su transporte se hace complicado y costoso por lo que en general se le realizan nuevos procesos para seguir quitándole el agua. Sin embargo, en algunas circunstancias se puede vender a productores locales cercanos (no es el caso de estudio de esta tesis).

Por el otro lado, el DWG será un producto sólido con una humedad aproximada de entre 55 y 65% por lo que luego pasará por un proceso de secado que será descrito en profundidad más adelante en el informe.

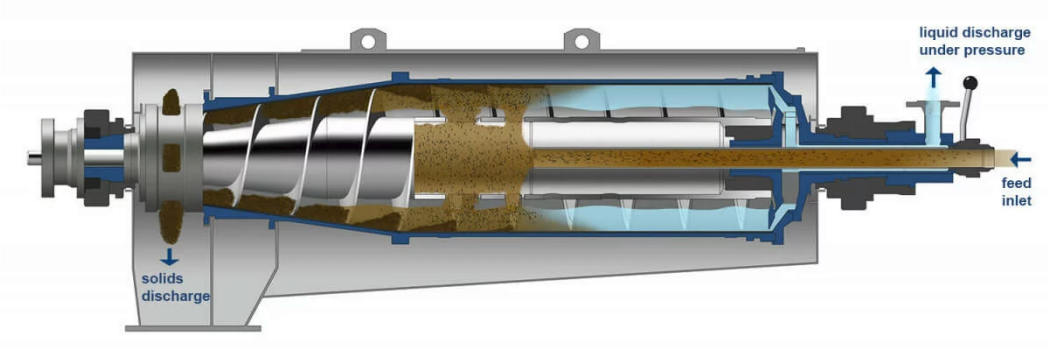


Figura 3.1.17. Corte interno de un decantador centrífugo.

➢ Etapa 2 - Evaporación: Las vinazas claras que salen de los decantadores son evaporadas en un evaporador de tipo multiefecto, alimentado por vapores flash del proceso y una porción de vapor vivo. El esquema de la etapa se muestra en la *figura 3.1.18*. De dicha evaporación se obtiene un jarabe espeso conocido como CDS - Condensed Distillers Solubles (Solubles Destilados Comprimidos).

A su vez, en algunas plantas de etanol se pueden reciclar una parte de las vinazas claras y enviarlas nuevamente a la conversión de almidón.

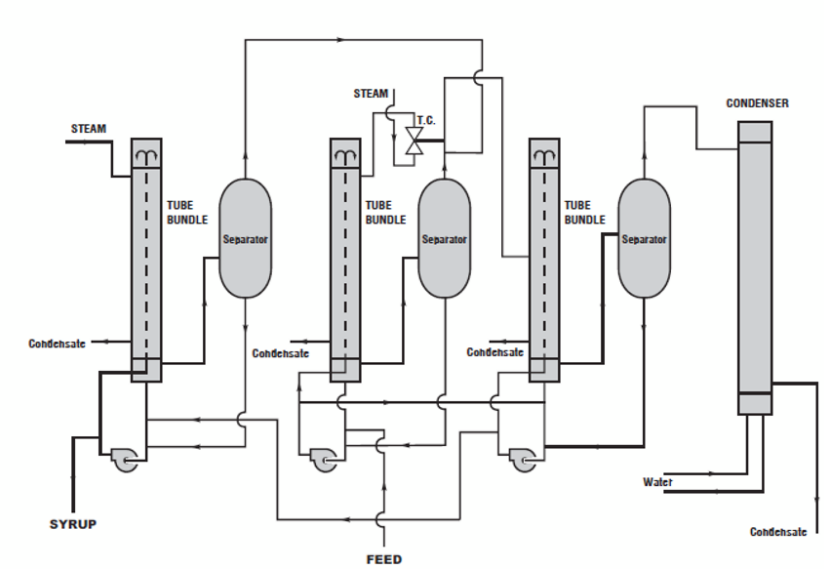


Figura 3.1.18. Esquema de un evaporador multiefecto alimentado por vapores flash.[46]

➢ Etapa 3 - Secaderos: La torta húmeda (DWG) procedente de la etapa 1 es mezclada con el jarabe producido en una forma homogénea, y se introduce a dicha mezcla pastosa en un secadero a contracorriente como el que se muestra en la *figura 3.1.19*. Su funcionamiento es bastante sencillo, mientras que el secadero cilíndrico rota se introduce la torta húmeda por la parte superior y los gases calientes por la inferior. La rotación permite mantener el producto en contacto con los gases que llegan a contracorriente en todo momento. Luego, el producto es retirado por la parte inferior mientras que los gases calientes salen por la parte superior.

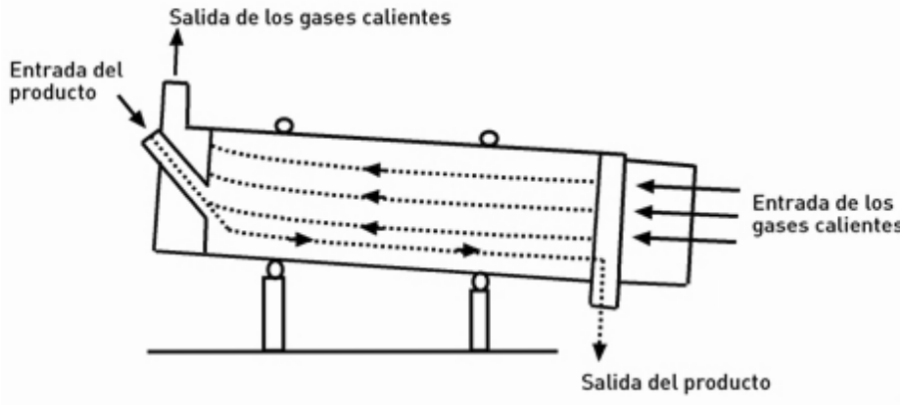


Figura 3.1.19. Esquema de un secadero a contracorriente típico. Fuente: [47]

[46] Jacques, K. y Lyons, T. y Kelsall, D. (2003). *The Alcohol Textbook*. Nottingham, UK: Nottingham University Press.
[47] Massachiodi, J. (2016). Secado: Tipos de Secadores. Entre Química. Recuperado de: http://la-indu-quimica.blogspot.com/2016/10/secado-tipos-de-secadores.html

➢ Etapa 4 - Separación Ciclónica: A la salida del secadero, el producto seco pasa a una separación ciclónica en donde se separan las partículas secas del agua evaporada remanente que se había generado en el secadero. En la *figura 3.1.20*. se muestra un esquema del separador.

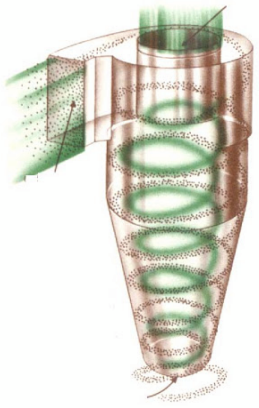


Figura 3.1.20. Esquema de un separador ciclónico.[48]

➢ Etapa 5 - Pelletización y Almacenamiento: A la salida del ciclón se tiene harina de DDGS, dicha harina se peletiza para mejorar el posterior manejo y el almacenamiento del producto. En la *figura 3.1.21.* se esquematiza el proceso.

[48] Leyva, M. (2013). Ciclones, Filtración y Sedimentación. Operaciones Unitarias. Recuperado de: https://sites.google.com/site/operacionesunitariasijedys/home/manuel-leiva/unidad-lll

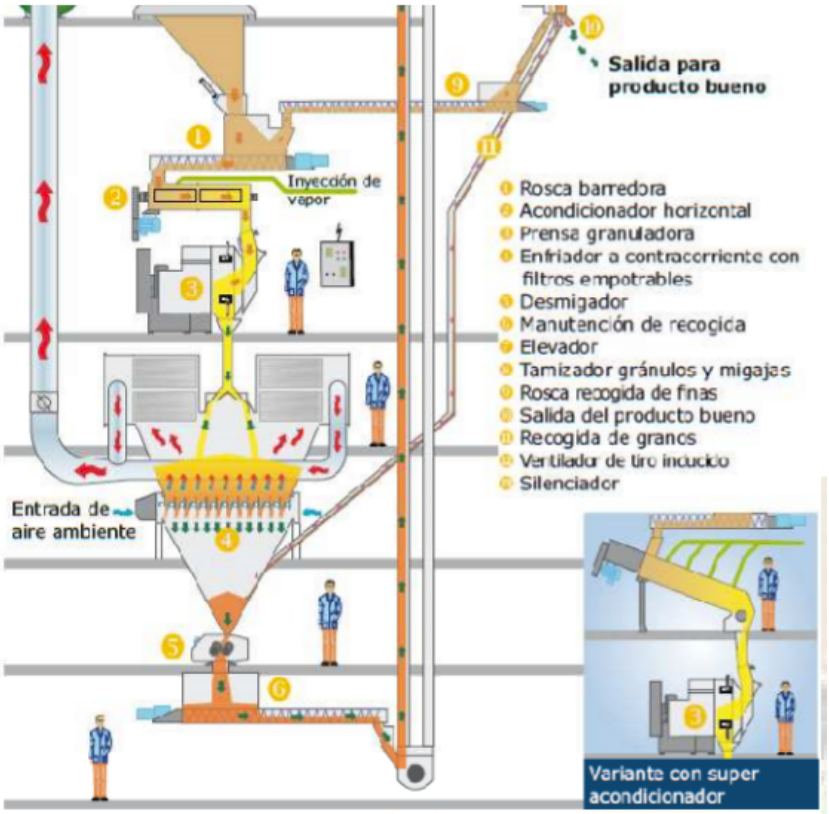


Figura 3.1.21. Esquema de peletización de DDGS. Fuente:[49]

La instalación se compone de variados elementos. En primer lugar, un edificio contiene toda la maquinaria de peletización. En segundo lugar, dentro del edificio, una línea de transporte neumático de harinas de DDGS que transporta las harinas desde el separador ciclónico a las tolvas de recepción situadas en la parte superior del edificio de peletización como se puede ver en la *figura 3.1.21.* En tercer lugar, están las líneas de peletización. Dichas líneas poseen una tolva pulmón, prensas, un preparador doble y enfriadores vertical con filtros encastrados y ventiladores. En cuarto lugar, un elevador de cangilones transporta los pellets hacia la cima del edificio donde se encuentra un tamizador. Por último, con un transportador de cadenas se transportan los pellets a la nave (almacén final) donde por medio de una pala cargadora se la vacía y se cargan los camiones.

[49] Stolz. (2020). Catálogo. España: Stolz. Recuperado de: http://www.stolzsa.com/catalogos

3.1.6. Unidades y procesos complementarios

3.1.6.1. Limpieza

El sistema de limpieza es fundamental en los fermentadores para mantener óptimas las condiciones del proceso químico que se lleva a cabo en dichos reactores. Para dicha limpieza se utilizan soluciones químicas que consumen principalmente NaOH (aproximadamente 0,4 kg/ton de bioetanol producido). La limpieza del fermentador tarda aproximadamente 40 minutos y se limpian no solo el fermentador sino que también las tuberías de llenado, de vaciado, entre otros. La limpieza se ejecuta de manera cíclica con cierta frecuencia.

3.1.6.2. Tratamiento de efluentes, lodos y agua.

El agua utilizada en los distintos procesos debe ser tratada antes de desecharse. A continuación, en la *figura 3.1.22.* se presenta el diagrama de procesos del tratamiento de efluentes.

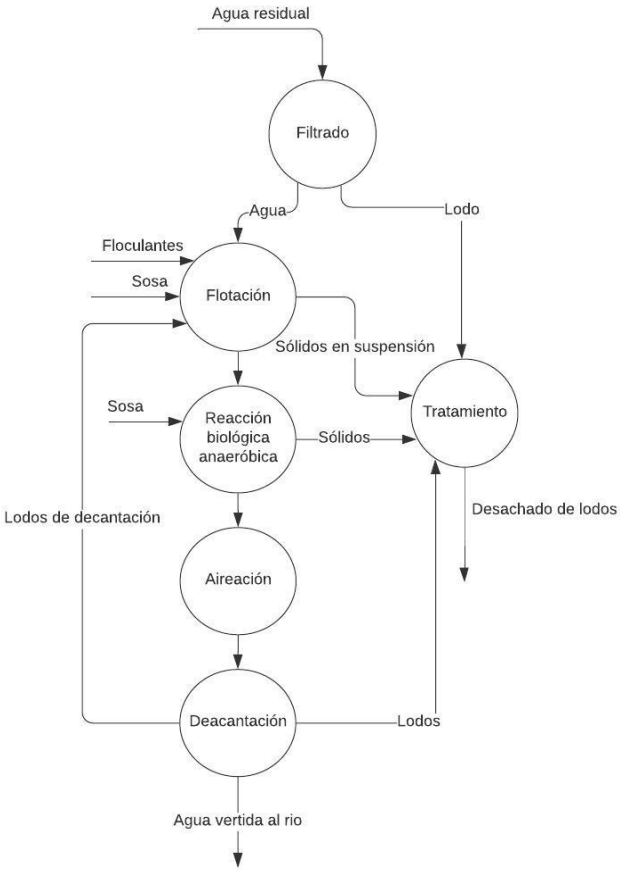


Figura 3.1.22. Diagrama de procesos del tratamiento de efluentes.

El agua que sale de la planta es sometida a un proceso de filtrado, donde se eliminan los sólidos de mayor tamaño. El agua filtrada se envía por gravedad al flotador donde se eliminarán las grasas así como también la mayor parte de los sólidos en suspensión presentes en el agua. Esto últimos se envían al tratamiento de lodos. Es necesario agregar floculante y soda cáustica en esta etapa del proceso. Luego el agua se somete al tratamiento biológico, que consiste en un proceso aeróbico por fangos activos con zona anóxica. El agua se introduce en la primera cámara del reactor biológico, desprovista de aireación, pero con agitación para mantener en suspensión la masa de lodos biológicos existentes. En esta etapa es necesario agregar NaOH. Una vez superada esta cámara, seguirá por las cámaras aireadas donde ocurre el proceso de aireación. Del reactor de aireación el agua prosigue por gravedad al decantador secundario, de tipo circular. En este equipo se clarifica el agua que proseguirá por gravedad a la arqueta de salida del decantador.

Los lodos retenidos en el decantador se recirculan en parte a la entrada del reactor, con objeto de mantener la concentración de masa biológica necesaria en el mismo y el exceso se purga al tratamiento de lodos, para finalmente ser desechados. El agua filtrada se enviará a la arqueta de vertido final, para su vertido al río.

3.1.6.3. Unidad de control

La planta cuenta con oficinas e instalaciones. En dichas oficinas se realiza todo el trabajo administrativo, hay un laboratorio (donde se realizan pruebas de control calidad de materia prima, producto terminado, etc.) y una unidad de control donde se monitorean las etapas del proceso, los KPIs principales de cada operación (presión y temperatura en el reactor durante la fermentación, caudales, nivel de producto en tanques de almacenamiento, etc.) entre otras cosas. En otras palabras, la unidad de control es el "cerebro" de la planta de bioetanol, desde donde se ejecutan y controlan todas las operaciones.

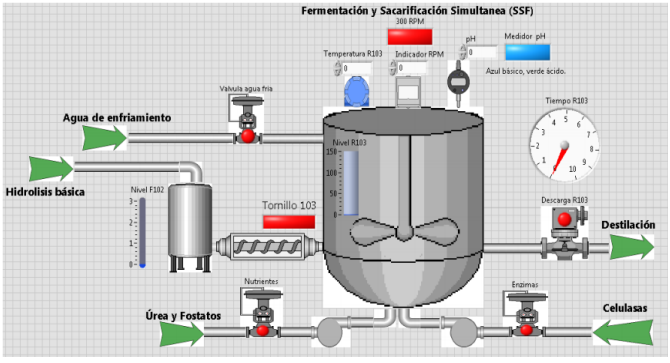


Figura 3.1.23. Ejemplo de interfaz de control del proceso de fermentación de una planta de etanol.[50]

[50] Nuñez, J. (2017). *Microplanta para la Producción de Bioetanol Combustible a partir de Lignocelulosas,* Venezuela: Universidad Rafael Belloso Chacín

3.1.6.4. Mantenimiento

Luego de estudiar el mantenimiento que poseen las plantas de bioetanol, se llegó a la conclusión de que se necesitan hacer dos paradas al año, de manera semestral, en donde se verifica el correcto funcionamiento de las máquinas y su desgaste, se efectúan limpiezas, se vacían filtros, se hacen chequeos generales, etc. Cada una de estas dos paradas de planta anuales dura aproximadamente 15 días.

3.1.7. Distribución

3.1.7.1. Bioetanol

La distribución es un factor importante para poder llegar a los clientes y al mercado en general. En primer lugar se describe el mercado interno de Argentina para luego considerar la distribución en el mercado de exportación.
En Argentina, la distribución del bioetanol es por medio de camiones. Existen diferentes tipos según su capacidad de volumen almacenado los cuales se describirán más adelante e irá de la mano con el proceso de carga.
Sin embargo, para analizar la distribución de productos de este negocio hay que considerar los aspectos que se listan a continuación ya que son esenciales para entender la dinámica del mercado de bioetanol en Argentina.

1) Los clientes son los que retiran el producto con camiones propios: con “propios” se hace referencia a que no son activos del productor de etanol sino del cliente.
2) El producto es retirado en dársenas de carga propias del productor, siendo el cliente el que se tiene que mover hasta la ubicación de ellas que está en el mismo lugar donde está la planta. En otras palabras bioetanol es entregado en modalidad “Ex-Works”.
3) El productor es el que determina cuándo puede pasar a retirar el producto cada cliente, poniendo franjas temporales para cada uno.

Con esto, se observa que el único trabajo del productor es definir cuándo tiene que pasar cada cliente y disponer del producto necesario ya que la distribución propiamente dicha está ligada completamente a las empresas distribuidoras de combustible.
Esto también se debe a que tener activos como los camiones cisterna es sumamente caro (adquisición y mantenimiento) para únicamente distribuir el producto y tenerlos parados cuando no se los requiere. Otra alternativa sería tercerizar esta actividad, pero también tiene un valor monetario significativo y no es una actividad “core” del negocio.
Por estas razones, hoy en día los clientes son los que pasan y retiran el producto con sus camiones (propios o tercerizados según la política que tengan) y también pudiendo aplicar lo

que se denomina *back-hauling*. El *back-hauling* es un criterio de distribución el cual busca amortizar los costos de los vehículos mediante la utilización del viaje de vuelta de los camiones que inicialmente es sin carga. La utilización de este viaje de retorno se hace cargando las cisternas con bioetanol y así logrando una triangulación en el recorrido (depósito a la estación de servicio, de la estación al productor de bioetanol y del productor al depósito), no teniendo que hacer viajes extras sin carga con los camiones.

El segundo mercado a analizar es el de exportación, en el cual se requerirá únicamente el traslado de la planta al puerto (puesto arriba del barco u *on board*) ya que del puerto al cliente se hará cargo el cliente (distribución FOB). La parte que incumbe se hará por medio de camiones que serán tercerizados a empresas de transporte, ya que la disponibilidad necesaria será acorde a la demanda y en base a eso se firmarán los acuerdos con la cantidad y capacidad requerida de camiones. Estos camiones son lo que se denominan *spot* ya que son utilizados únicamente cuando se los necesita y el resto del tiempo son utilizados para otras cosas que asigna el transportista. A su vez, que sean camiones spot significa que son camiones blancos y que no tengan el logo y marca de la empresa productora de bioetanol ya que tienen que poder ser utilizados para otro uso.

De esta manera han quedado definidas las dos políticas de distribución según el mercado a analizar.

Retomando la idea mencionada al principio del apartado, los camiones empleados en Argentina se pueden dividir en:

1) Camiones cisterna V25: son camiones que pueden albergar un total de 25 m^3 de líquido en su interior.

2) Camiones cisterna V36: son camiones que pueden trasladar un total de 36 m^3 de producto en su interior.

3) Camiones cisterna Escalados: son camiones con una capacidad de traslado mayor, pudiendo llegar hasta un volumen de 42 m^3.

4) Camiones cisterna Bitrenes: son camiones que hoy en día no se utilizan mucho en el país ya que se está tramitando el aval de su libre circulación. Su capacidad ronda los 51 m^3.



Figura 3.1.24: ejemplo de un camión de un cliente retirando el bioetanol de la planta.

Sin embargo, todos tienen el mismo proceso de carga de bioetanol en la planta. Para describir el proceso hay que destacar dos elementos clave que tiene un camión:

1) API Box: en la *figura 3.1.24*. se observa una caja en la parte inferior, al costado de la cisterna por delante de las últimas tres ruedas. Ahí se encuentran las bocas donde se carga el producto. Esto se efectúa a través de mangueras con sistemas de seguridad específicos para que no haya pérdidas de presión ni de producto.

2) Tapas: en la *figura 3.1.24*. no se puede observar pero dentro de las "paredes" que tienen las banderas reflectivas, en la parte superior de la cisterna se encuentran las tapas que son otro método de carga dependiendo del tipo de producto. Sin embargo, en este caso se utilizarán con otro propósito.

Una vez que el camión fue autorizado para la carga, este procede al dock donde se abren las tapas y el API Box. Las tapas se dejan abiertas durante todo el proceso ya que pueden generarse gases. Estas emisiones hay que liberarlas para no incrementar la presión dentro de las cisternas y así evitar los riesgos.
En paralelo, en las bocas dentro del API se conectan las mangueras y se carga el producto. Al ser un único producto el que se carga[51] (bioetanol) hay que cargar el volumen demandado y equilibrar el peso de las cisternas para evitar accidentes en el traslado.
A su vez, considerando una distribución uniforme de los distintos tipos de camiones se obtiene que el proceso completo de carga tiene una duración promedio de 30 minutos. Más adelante en el informe se estimará la cantidad de camiones por día que se reciben.
A continuación, en la *figura 3.1.25.* se observa a un operario en el proceso de colocación de las mangueras en las bocas del camión.

[51] Si son varios productos entonces cada manguera tiene un color diferente y no se pueden mezclar en los compartimientos de la cisterna.



Figura 3.1.25: operario durante el proceso de carga.

3.1.7.2. DDGS

Al igual que con el bioetanol, la distribución del DDGS es únicamente con camiones. Esto se debe al contexto nacional y los hechos pasados de promoción de este medio de transporte por sobre el ferroviario.

El DDGS es un subproducto del proceso productivo por lo que su distribución no es una actividad “core" del negocio y no es significativo contar con una flota propia de camiones dados los costos de adquisición y mantenimiento. Su comercialización puede ser local o al exterior pero para cualquier escenario el transporte es tercerizado de manera *spot* (fue descrito en el inciso **3.1.7.1**).

Los camiones requeridos son del tipo “acoplados abiertos” de 37 toneladas y su carga es por medio de una tolva que acopia desde el almacenamiento y expulsa el producto dentro del contenedor como se observa en la *figura 3.1.26*.



Figura 3.1.26: proceso de carga del DDGS.

El proceso de carga tiene una duración aproximada entre 20 y 30 minutos, y más adelante se profundizará en la cantidad de camiones despachados por día.

3.1.8. Estudio de Impacto Ambiental del Proceso

Una vez descrito el proceso completo de la producción de bioetanol, es necesario realizar un estudio de aspectos e impactos ambientales en la planta. Para ello hace falta conocer los residuos de cada etapa (en la *figura 3.2.1* en la *sección 3.2* se pueden encontrar todos de manera resumida) y en base a ellos determinar sus impactos en el ambiente. También es importante remarcar las medidas para mitigar estos riesgos. A continuación, en la *figura 3.1.27* se observa la matriz con los tres puntos mencionados previamente.

Área de la Planta	Aspecto Ambiental	Impacto Ambiental
Recepción de materia prima (camiones)	Emisión de gases	Contaminación del aire
	Generación de ruido y vibraciones	Alteración del hábitat
	Incremento del tránsito vehicular	Alteración de la sensación de bienestar de la población
Molienda	Generación de residuos sólidos	Contaminación del suelo (alteración de la topografía y alteración del paisaje)
Sacarificación y fermentación	Emisión de gases	Contaminación del aire
Destilación	Emisión de gases	Contaminación del aire
Secado y separado (DDGS)	Generación de efluentes	Contaminación del agua y suelo
Carga y despacho	Generación de efluentes	Contaminación del agua y suelo
	Generación de gases	Contaminación del aire
	Generación de residuos sólidos	Contaminación del suelo (alteración de la topografía y alteración del paisaje)

Figura 3.1.27: Matriz de Impacto Ambiental.

Con respecto a las emisiones de gases, la planta cuenta con filtros especiales para mitigar dichos gases contaminantes. A su vez, al utilizar como materia prima al maíz se genera un juego de suma cero en cuanto a las emisiones netas de CO_2 producidas, ya que dichas plantaciones absorben aproximadamente la misma cantidad de CO_2 de la que produce la planta.[52]

Para los efluentes, ya sea agua u otros componentes líquidos, existe el proceso de tratamiento de agua y de lodos para prevenir los derrames y contaminaciones al suelo y aguas subterráneas o ríos aledaños. Dicho proceso de tratamiento se explica en la *sección 3.1.6.2.*

En cuanto a la generación de residuos sólidos, el sistema de aspiración en la recepción de materia prima elimina todos los desechos presentes. A su vez, todos los desperdicios sólidos son materia orgánica por lo que son degradables y su contaminación no es severa.

[52] En la *sección 1* del proyecto se profundiza sobre este fenómeno.

3.2. DETERMINACIÓN DE MATERIAS PRIMAS, INSUMOS, RECURSOS Y MÁQUINAS NECESARIAS.

Lo primero que se hará es determinar la carga de trabajo que poseerá la planta de bioetanol. La planta opera las 24 hs del día, los 7 días de la semana, todos los los días exceptuando dos paradas semestrales de 15 días por mantenimiento, como se mencionó previamente. De este modo, se puede concluir que la misma opera 8.040 hs/año .

Horas/día	Días/año	Horas/año
24	335	8040

Tabla .2.1: Determinación del ritmo de trabajo de la planta

Es importante destacar el plan de venta y producción que tendrá la planta de bioetanol en estudio. Cabe recordar que el escenario base consta de la planta funcionando a máxima capacidad plenamente desde el año en que la planta es puesta en marcha. Por otro lado, al hacer benchmark con las plantas de bioetanol más grandes de la Argentina, se llegó a la conclusión de que el stock promedio que suele tener una planta de etanol de las dimensiones descritas es de 15 días de ventas. Se tomará este valor de stock para el escenario en análisis. Dicho stock inicial se toma como una inversión de capital de trabajo. Posteriormente se estudiarán posibles cambios de este valor en el análisis de riesgos. A continuación se presenta el plan de venta y producción anual de la planta.

Ventas anuales	Delta Stock	Producción anual
200.000 m^3/año	0	200.000 m^3/año

Tabla 3.2.2: Plan de venta y producción de la planta de etanol anual (planta entrada en régimen).

A continuación, en la *figura 3.2.1,* a partir de la completa descripción del proceso productivo explicada en la sección anterior se elaboró el siguiente diagrama de procesos, que funciona a su vez como un balance de masa. En dicho diagrama se cuantifican los flujos de materia a lo largo de cada una de las etapas.

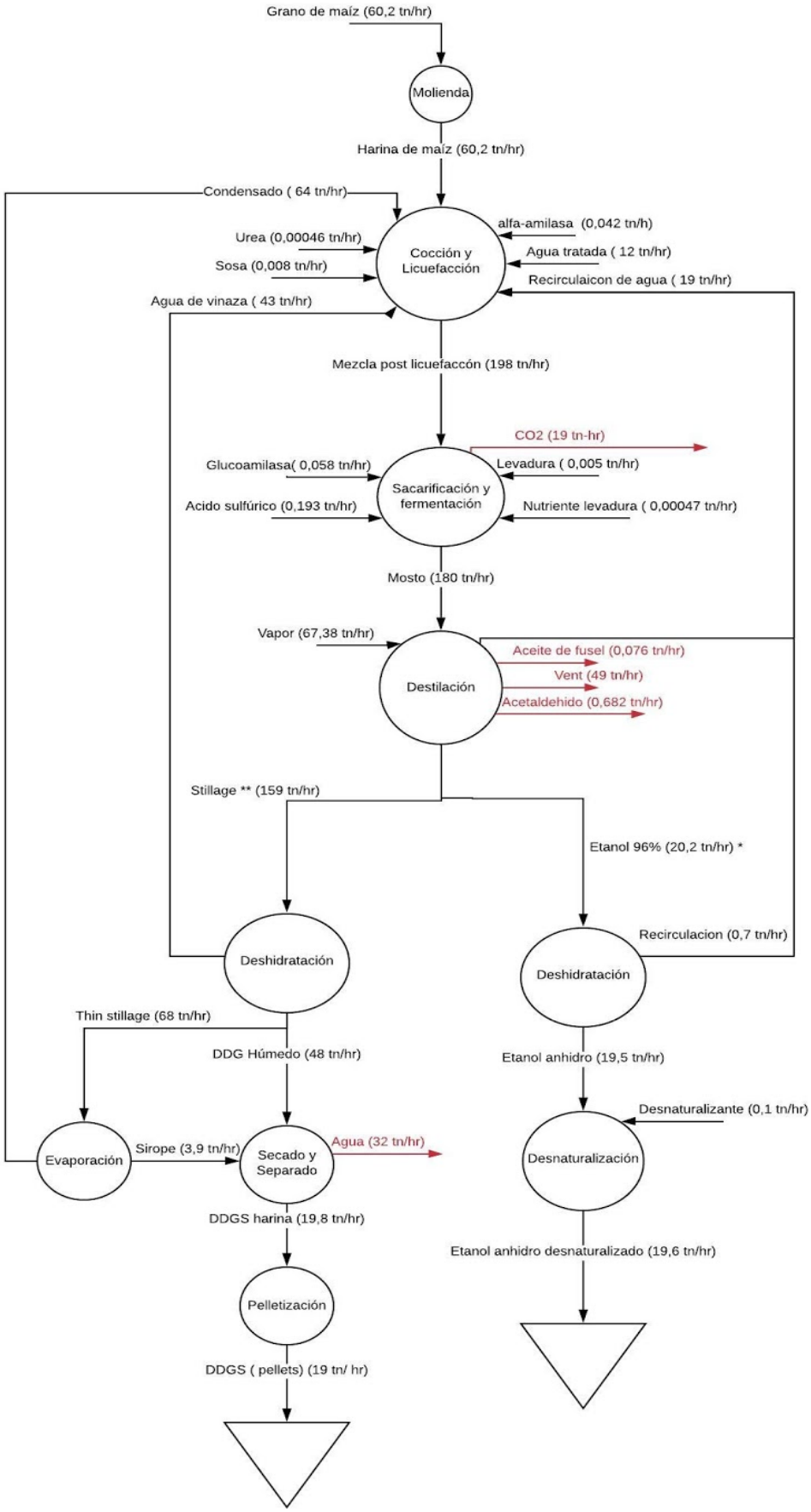


Figura 3.2.1: Diagrama de flujo de planta de bioetanol.

3.2.1. Requerimientos de materias primas.

A continuación, en la *tabla 3.2.3,* se presentan los requerimientos calculados de todas las materias primas e insumos necesarios para la producción de 200.000 m^3 anuales de bioetanol.

Insumo	Consumo	Unidad	Demanda anual[53]
Maíz (grano)	0,413	m^3 de etanol / ton maíz	484.000 ton/año
Alfa-amilasa	0,0007	ton alfa-amilasa / ton maíz	342 ton/año
Complejo enzimático (sacarificación)	2,322	kg enzima/ m^3 de etanol	473,4 ton/año
NaOH	0,315	kg NaOH / m^3 etanol	63,12 ton/año
H_2SO_4	7,74	kg H_2SO_4 / m^3 etanol	1.578 ton/año
Levadura seca	0,19	kg levadura / m^3 etanol	38 ton/año
Nutriente levadura	0,1	kg nutriente / kg levadura	3,8 ton/año
Desnaturalizante	3,94	kg desnaturalizante / m^3 etanol	789 ton/año

Tabla 3.2.3: Tabla de requerimientos de materia prima e insumos anuales .

Posteriormente, en la sección 3.2.3. del informe, se cuantifican las necesidades de gas, electricidad, y agua necesarias para poder cumplir con el plan de producción. A continuación, se cuantifican las máquinas y equipos necesarios.

3.2.2. Máquinas y equipos necesarios

A continuación se harán las listas de máquinas necesarias[54] para cumplir con la capacidad de producción planificada de la planta (200.000 m^3/año), separando según la etapa del proceso productivo. Cabe destacar, que la capacidad por equipo es un dato provisto por los proveedores de las maquinarias y en base a ellos se determina la cantidad requerida. En todos los casos, el proveedor informa lo que es la capacidad real de cada equipo, por lo que no es necesario afectar las capacidades por ningún tipo de rendimiento. La primera etapa del proceso corresponde a la recepción de granos de maíz.

[53] Las unidades de la demanda del insumo están dadas en unidades de dicho producto

[54] Las unidades de las capacidades por equipo son en unidades del producto que ingresa a esa máquina salvo que se aclare lo contrario.

Equipo	Capacidad por equipo	Cantidad Requerida	Costo por equipo (U$D)	Inversión (MU$D)
Tolvas de Recepción para camiones	87 m3/tolva	4	270.000	1,08
Báscula puente	60 ton/báscula	1	13.000	0,013
Transportadores de cadena (una para cada tolva, se encuentran en paralelo)	150 ton/hora	4	55.000	0,22
Transportadores de cadena para extracción de silos (uno para cada silo, se encuentran en paralelo)	100 ton/hora	6	54.000	0,324
Elevadores de cangilones	150 ton/hora	2	45.500	0,091
Sistema de aspiración, captación y extracción de polvo	20 m3/min	1	690.000	0,69
Líneas de molienda (Molinos)	20 tons/hora	4	1983000	7,932
Total				**10,35**

Tabla 3.2.4: Equipos necesarios para la recepción y molienda de granos.

La segunda etapa del proceso productivo corresponde a la licuefacción. A continuación, en la *tabla 3.2.5* se presentan los equipos necesarios para esta etapa.

Equipo	Capacidad por equipo	Cantidad Requerida	Costo por equipo (MU$D)	Inversión (MU$D)
Tanques de licuefacción	80 m3/hora	3	3,067	9,201
Total				**9,201**

Tabla 3.2.5: Equipos necesarios para la licuefacción.

A continuación, en la *tabla 3.2.6* se listan los equipos necesarios para la sacarificación y fermentación.

Equipo	Capacidad por equipo	Cantidad Requerida	Costo por equipo (U$D)	Inversión (MU$D)
Tanques de fermentación y sacarificación	34,5 m3/hora	6	2900000	17,4
Tanque de acondicionamiento de levadura	105 tons/hora	2	975.000	1,95
Sistema de limpieza	203,83 m3/hora	1	200.000	0,2
Total				**19,55**

Tabla 3.2.6: Equipos necesarios para la sacarificación y fermentación.

La *tabla 3.2.7* corresponde a equipos necesarios para las etapas de destilación y deshidratación.

Equipo	**Capacidad del equipo**	**Cantidad Requerida (columnas)**	**Costo por columna (MU$D)**	**Inversión (MU$D)**
Columnas de destilación	26 m3 de etanol/hora	4	6	24
Columnas de deshidratación	26 m3 de etanol/hora	4	2,81	11,24
Total				**35,24**

Tabla 3.2.7: Equipos necesarios para la destilación y deshidratación.

Hay que aclarar que las 4 columnas de destilación funcionan en conjunto y no están las 4 en paralelo asignadas a lo mismo, es decir, los 26 m^3/hora son del sistema y no particular de cada columna. Esto es así por como es el sistema de la planta y como es su funcionamiento, el cual está descrito en el inciso *3.1.3*. Lo mismo sucede con las columnas de deshidratación, que tampoco están en paralelo.

A continuación en la *tabla 3.2.8* se listan los equipos necesarios para la unidad de tratamiento del DDGS.

Equipo	**Capacidad por equipo**	**Cantidad Requerida**
Máquina Centrífuga	170 tons/hora	1
Evaporador TVR	75 tons/hora	1
Secadero rotativo tubular	68 tons/hora	1
Línea de peletización	8,5 tons/hora	3
Prensa Alliance	9 tons/hora	3
Enfriador vertical a contracorriente	(acordes a la capacidad de trabajo de las líneas de peletizado)	3
Línea de transporte neumático	33 tons/hora	1
Transportador de cadenas para alimentación	9,5 tons/hora	3
Transporte de cadenas para pellets	33 tons/hora	1
Elevador de cangilones	33 tons/hora	1

Tabla 3.2.8: Equipos necesarios para producción de DDGS.

La unidad de procesamiento de DDGS es una unidad muy integrada, cuya **valuación total** de compra de maquinaria, incluyendo los materiales necesarios para la integración de dicha unidad es de **33,5 MU$D.** Por otro lado, respecto al tratamiento de efluentes, se conocen las capacidades de las unidades principales de dicho proceso como se observa en la *tabla 3.2.9*.

Equipo	**Capacidad por equipo**	**Cantidad Requerida**	**Costo por equipo (MU$D)**	**Inversión (MU$D)**
Unidad de tratamiento de aguas (incluye equipos osmotizadores, torres de refrigeración, etc.)	45 ton/hora	1	2	2
Unidad de tratamiento de lodos	45 ton/hora	1	3	3
Total				**5**

Tabla 3.2.9: Equipos necesarios para el tratamiento de efluentes.

El **valor total** de ambas unidades de tratamiento de efluentes es de **5 MU$D.**
Asimismo, son necesarias calderas y una unidad de aire comprimido para el correcto funcionamiento energético de la planta. Dichas unidades se agrupan en la siguiente tabla, como equipos auxiliares.

Equipo	**Capacidad del equipo**	**Cantidad Requerida**	**Costo por equipo (MU$D)**	**Inversión (MU$D)**
Unidad de aire comprimido (compresor)	127-212 m3/min	1	1	1
Calderas pirotubulares	30.000 kg	3	0,5	1,5
Total				**2,5**

Tabla 3.2.10: Equipos auxiliares necesarios para el correcto funcionamiento de la planta.

Finalmente, se calculó, respecto a los equipos necesarios para el almacenamiento de materias primas, insumos y productos terminados, lo que se puede apreciar en la *tabla 3.2.11*.

Equipo	Capacidad por equipo	Cantidad Requerida	Costo por equipo (U$D)	Inversión (MU$D)
Almacenamiento de polvo (Silo)	363 m3 (aproximadamente 90 tons)	1	1.000	0,001
Silos de almacenamiento de grano	9.756 m3	6	2.000	0,012
Silos de diario	541 m3 de volumen útil	2	1.000	0,002
Almacenamiento de desnaturalizante	110 m3	1	137.000	0,137
Almacenamiento de bioetanol (silos)	3.000 m3	3	2500000	7,5
Almacenamiento de DDGS (celda)	16.000 m3	1	1500000	1,5
Total				**9,152**

Tabla 3.2.11: Equipos necesarios para el almacenaje.

Las capacidades de almacenamiento de maíz está diseñada para poder almacenar los granos requeridos para la producción de **un mes**. Para el etanol, se cuenta con una capacidad de almacenamiento de 15 días, como se mencionó previamente. El DDGS se almacena en una celda-galpón con una capacidad de almacenamiento de 15 días de ventas.

A continuación se presenta un cuadro resumen de las inversiones necesarias para la planta de bioetanol (*figura 3.2.2)*. La misma totaliza **125 MU$D** (sin contar la construcción y puesta en marcha que se analizarán más adelante).

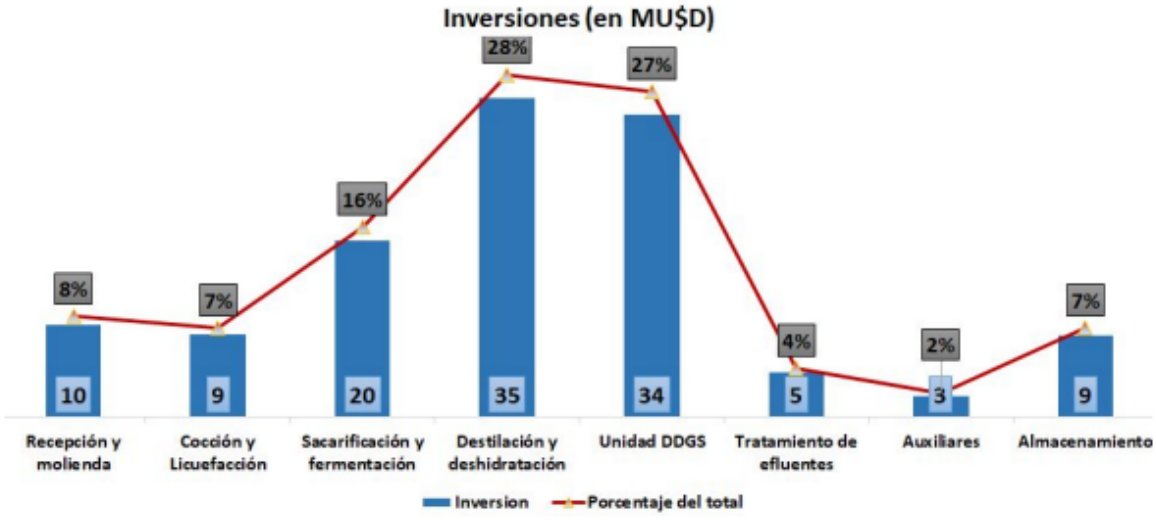


Figura 3.2.2: Inversiones de planta que se deben realizar según las diferentes unidades del proceso productivo.

Cabe destacar que la vida útil técnica de todas las máquinas y equipos es superior a 30 años, excediendo el horizonte de planeamiento financiero del proyecto, de esta manera se descarta la renovación de equipos para el análisis.
A continuación, utilizando el balance de masa, se calculó el grado de aprovechamiento para cada una de las unidades productivas descritas anteriormente, para así determinar el cuello de botella de la planta. Dicha información se presenta en la *tabla 3.2.12.*

Unidad productiva	Grado de aprovechamiento
Recepción y molienda	75,20%
Cocción y Licuefacción	90,78%
Sacarificación y fermentación	94,58%
Destilación y deshidratación	**98,65%**
Unidad DDGS	93,5%
Tratamiento de efluentes	70,56%

Tabla 3.2.12. Grado de aprovechamiento de cada una de las unidades

Se puede ver que la destilación es el proceso de mayor grado de aprovechamiento, y por ende, el cuello de botella de la planta de producción. Cabe destacar que el hecho de que la unidad de destilación sea la más cara dentro de toda la linea demuestra el buen dimensionamiento de la planta.

3.2.3. Requerimientos de gas, electricidad, y agua.

El principal consumo de energía térmica se produce en los procesos de destilación / deshidratación y en los secaderos seguidos por el proceso de cocción. La cocción es un proceso de inyección de vapor directo que emplea una combinación de calor, tiempo y enzimas para licuefacer el almidón dado que, para estos casos, sistemas de transferencia de calor indirecto han sido probados con poco éxito.
Respecto a la destilación, los sistemas de este proceso en plantas de etanol incluyen a la extracción y columnas rectificadoras (a veces combinadas en una columna) produciendo alcohol a una concentración acercándose al azeótropo de etanol al 95,6% por peso.
En algunas plantas de etanol (por ejemplo para la producción de bebidas), estas columnas son calentadas por vapor directo mientras que en las plantas de etanol de combustible se utilizan re-hervidores (Reboilers) que eliminan la dilución de la cerveza o mosto asociado con vapor en vivo y también permiten la recaptura del condensado limpio y caliente por el sistema.
La deshidratación de la mezcla agua-alcohol tras la destilación se consigue utilizando la tecnología de tamices moleculares. Esta, requiere de energía térmica para evaporar la alimentación al tamiz y luego más energía para sobrecalentar el vapor por encima de 150ºC, antes de entrar en el tamiz. Algo de energía se puede ahorrar enviando el vapor que sale por

arriba de la columna de rectificación directo hacia el sobrecalentador del tamiz sin que primero haya que condensar el vapor de la columna de rectificación. Sin embargo, combinando el proceso continuo de rectificación con el proceso "batch" de los tamices puede presentar problemas a la hora de operar la planta en lo que a control se refiere.

Los secaderos utilizan energía térmica para hervir y secar el stillage, eliminando el agua condensada en el evaporador y el vapor de la pila del secador.

Dependiendo de la selección del equipo, se pueden utilizar varias combinaciones de vapor, gas natural, u otros combustibles para proporcionar la energía térmica.

Las áreas de manejo y molienda de granos utilizarán cantidades significativas de energía dependiendo del uso de sistemas neumáticos, así como de la complejidad del grano que recibe.

A continuación se presenta en la *figura 3.2.3* las distribuciones de energía en la planta de bioetanol (tanto térmica como eléctrica) y los consumos en la *tabla 3.2.13.*

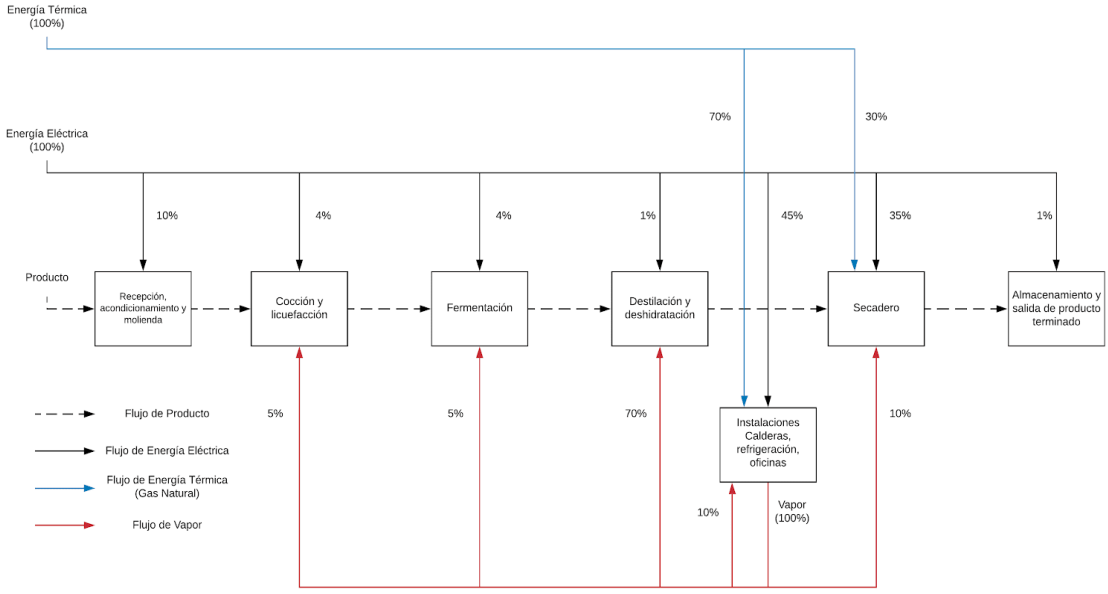


Figura 3.2.3: Consumo de gas, electricidad y vapor de la planta de bioetanol. Fuente: elaboración propia en base a The Alcohol Textbook.

Proceso	Consumo energía eléctrica (% del total)	Consumo energía eléctrica [kWh/m^{3}etanol]	Consumo energía térmica (% del total)	Consumo gas [m^{3}gas/m^{3}etanol]
Recepción y molienda	10%	19,2	0%	0
Cocción y licuefacción	4%	7,68	5%	12,85
Fermentación y sacarificación	4%	7,68	5%	12,85
Destilación y deshidratación	1%	1,92	70%	179,9
Instalaciones (Calderas, aire comprimido, etc)	45%	86,4	10%	25,7
Unidad DDGS	35%	67,2	10%	25,7
Almacenamiento y salida de productos	1%	1,92	0%	0
Total	**100%**	**192**	**100%**	**257**

Tabla 3.2.13. Consumos de gas y electricidad de la planta de etanol.

Por otro lado, el consumo de una planta de bioetanol de estas características, es de 4 m^3 agua/m^3 etanol. Así, el consumo total de agua asumiendo plena capacidad (escenario base) es de 800.000 m^3/año de agua.

Se puede concluir que, para una planta de bioetanol de 200.000 m^3 anuales, asumiendo que la planta opera a máxima capacidad (escenario base del proyecto), los requerimientos de electricidad, gas y de agua son:

- **38.400.000 kWh/año** de electricidad.
- **51.400.000 m^3/año** de gas.
- **800.000 m^3/año** de agua.

3.2.4. Mano de obra y administración.

La mano de obra necesaria para la planta de bioetanol en estudio es de 95 trabajadores. A continuación, se presenta la cantidad de trabajadores requeridos según sus funciones en la *tabla 3.2.14.*

Área de trabajo	Cantidad de trabajadores necesarios
Producción	28
Mantenimiento	12
“Material Handlers”	16
Laboratorio	5
Administración	18
Seguridad	12
Limpieza	4
Total	**95 empleados**

Tabla 3.2.14. Cantidad de trabajadores necesarios para la planta de bioetanol.

Los operarios de producción, mantenimiento y material handlers se encargan de asegurar el correcto funcionamiento operativo de la planta. Los operarios de producción se encargan de: manejar las unidades de control de la planta controlando flujos, stocks, KPIs, etc. Los trabajadores de mantenimiento se encargan de: testeo, arreglos, repuestos de partes, mantenimiento preventivo, etc. Por último, los “Material Handlers” se encargan de: cargar/descargar camiones con maíz/etanol/DDGS, extracción de muestras en distintas partes del proceso productivo para llevarlos a laboratorio para análisis de calidad, entre otras tareas. Para las tres áreas se realizan 4 turnos de 8 horas en promedio[55]. En la *tabla 3.2.14* se muestra la cantidad total de empleados por área. Para el área de producción hay 7 trabajadores polivalentes por turno (28 en total), 3 por turno para el área de mantenimiento (12 en total) y 4 por turno para el área de “Material Handlers” (16 en total).

Los 5 empleados del laboratorio están permanentemente haciendo pruebas a los productos, principalmente al maíz y al bioetanol, para asegurarse que tanto la materia prima como el producto terminado cumplan correctamente las especificaciones requeridas de calidad. Estos 5 empleados trabajan un turno de 8 hs.

Los 18 empleados de administración se dedican a cubrir las áreas de compras, ventas, contabilidad, finanzas, legales, etc. que necesita toda empresa para poder funcionar de forma correcta y organizada. Estos 18 operarios trabajan un turno de 8 hs. La distribución entre las actividades se puede observar en la *tabla 3.2.15*.

Los empleados de seguridad vigilan y aseguran la seguridad en la planta. Se trabajan cuatro turnos de 8 horas en promedio[56].

[55] Se asignan turnos de 6/7 horas nocturnas pero por el factor de adecuación según la ley se aproxima a 8 horas por turno genéricamente.

[56] Se asignan turnos de 6/7 horas nocturnas pero por el factor de adecuación según la ley se aproxima a 8 horas por turno genéricamente.

Finalmente, los 3 empleados de limpieza aseguran que se mantenga la higiene tanto en las oficinas como en los pasillos de la planta. Trabajan un turno de 8 horas.
A continuación, en la *tabla 3.2.15* se listan los operarios descritos previamente con mayor apertura y detalle de acuerdo a las necesidades por las horas hombre para cada máquina por turno y en base a esto, los requerimientos de cada sector.

Area	Subproceso	Necesidad [HH/maq*turno]	Maquinas	Requerimiento	Cantidad por turno	Cantidad de turnos de 8hs por dia	Cantidad total
Producción	Cocción Licuefacción	1,8	3	1	7	4	28
	Sacarificación Fermentación	1,5	6	2			
	Destilación	1,4	4	1			
	Deshidratación	1,2	4	1			
	Tratamiento de agua	1,3	2	1			
	Unidad DDGS	0,25	18	1			
Mantenimiento	Total	0,4	35	3	3	4	12
Area	Subproceso	Necesidad [HH/ton*turno]	Demanda [ton]	Requerimiento	Cantidad por turno	Cantidad de turnos de 8hs por dia	Cantidad total
Material handlers	Maíz	0,025	481,3	2	4	4	16
	Otros Materiales	0,012	3,2	1			
	Etanol	0,02	157	1			
Area	Subproceso	Necesidad [HH/muestras*turno]	Muestras	Requerimiento	Cantidad por turno	Cantidad de turnos de 8hs por dia	Cantidad total
Laboratorio	Total	0,6	50	5	5	1	5
Area	Subproceso	Necesidad [HH/turno]		Requerimiento	Cantidad por turno	Cantidad de turnos de 8hs por dia	Cantidad total
Administración	RR.HH.	12		2	2	1	18
	Ventas	20		4	4		
	Compras	26		5	5		
	Logística interna	18		3	3		
	Control general	22		4	4		
Seguridad	Total	16		3	3	4	12
Limpieza	Total	20		4	4	1	4
							55

Tabla 3.2.15. Cantidad de trabajadores necesarios subdivididos por área según necesidad horaria.

A continuación, en la *tabla 3.2.15 bis* se muestra el desglose de la necesidad en horas por cada tarea de cada sector. El ítem “otras” varía según la parte de producción que se está evaluando ya que las máquinas son diferentes en cada caso. A su vez, cada ítem puede diferir levemente ya que pueden ser dinámicos según la operación.

Sector	Tarea	Necesidad [HH/unidad*turno][57]
Producción	Controlar flujos y variables para determinar los requerimientos	0,4
	Controlar stocks	0,2
	Controlar KPIs	0,4
	Otras	variable
Mantenimiento	Arreglos	0,11
	Testeo posterior	0,07
	Mantenimiento preventivo	0,2
	Otras	0,02
Material Handlers	Carga/descarga	0,01
	Extracción muestras	0,05
	Otras	0,05
Laboratorio	Pruebas de calidad	0,5
	Otras	0,1

Tabla 3.2.15 bis. Desglose de la necesidad en horas por cada tarea de cada sector.

Para los sectores de administración, seguridad y limpieza se asume que las horas hombres requeridas son proporcionales a la carga de trabajo necesaria para cada una de las labores. Por ejemplo, para el sector comercial, se necesitará llevar un seguimiento de los costos y de las compras y ventas como también tener una comunicación constante con los proveedores de todas las materias primas para conseguir el mejor precio y la mejor calidad acorde a los indicadores OTIF.

[57] Unidad hace referencia a máquina en el caso de producción, toneladas en material handlers, muestras en laboratorio y así según corresponda.

3.3. LAYOUT DE LA PLANTA

A continuación se elaboró el layout que tendrá la planta. En primer lugar, se realizó una estimación de los m^2 necesarios según cada sección de la planta. Dichas estimaciones se pueden observar en la *tabla 3.3.1.*

Sección de la planta	Superficie necesaria actual (m^2)
Recepción y Playa de Estacionamiento	17.300 m^2
Pre-limpieza y molienda	2.180 m^2
Licuefacción	1.485 m^2
Sacarificación y fermentación	7.755 m^2
Destilación y deshidratación	3.960 m^2
Unidad DDGS	5.655 m^2
Tratamiento de aguas	4.000 m^2
Auxiliares (calderas, etc.)	528 m^2
Oficinas	2.500 m^2
Almacenamiento	16.650 m^2
Total planta	**62.013 m^2**

Tabla 3.3.1. Superficie necesaria para la planta de bioetanol.

Para el cálculo de la superficie necesaria para la recepción, despacho y playa de estacionamiento, se realizaron los cálculos observados en la *tabla 3.3.2.*

Requerimiento de Camiones		
Bioetanol producido	200000	m3/año
DDGS producido	160000	ton/año
Maíz requerido	484000	ton/año
Transporte bioetanol	30	m3/camión
Transporte Maíz	37	ton/camión
Transporte DDGS	37	ton/camión
Dias de trabajo al año	335	dias/año
Camiones requeridos etanol	**20**	**camión/día**
Camiones requeridos maíz	**40**	**camión/día**
Camiones requeridos DDGS	**13**	**camión/día**

Recepcion y playa de estacionamiento		
Camiones maiz	40	camiones
Camiones etanol	20	camiones
Camiones DDGS	13	camiones
Necesidad	73	camiones
Dimensiones de un camion	20	m largo
	3	m ancho
Area de un camion	60	m2/camión
Espacios adicionales	10%	
Area por camion	72.6	m2/camión
Playa de estacionamiento	5299.8	m2
Circulacion de recepcion	150	m
	20	m
Circulacion	3000	m2
Ciculacion total	12000	m2
Total playa estacionamiento	**17300**	**m2**

Tabla 3.3.2: Cálculo de la superficie de recepción y playa de estacionamiento.

Como se puede apreciar, en primer lugar se calculó la necesidad de camiones diarios para el transporte de bioetanol, DDGS y maíz. Respecto al bioetanol, cada camión posee una capacidad de transporte de 30 m^3/camión aproximadamente. Por su parte, los camiones que transportan maíz y DDGS poseen una capacidad de 37 ton/camión. Las necesidades diarias de despacho de bioetanol son de 597 m^3/día, por lo que será necesario tener espacio para 20 camiones/día. A su vez, las necesidades diarias de despacho de DDGS son de 477 ton/día, por lo que se necesitará espacio para 13 camiones/día. Finalmente, para el cálculo de maíz, las necesidades de aprovisionamiento diario son de 1.444 ton/día, por lo que será necesario tener espacio para otros 40 camiones/día. Por lo tanto, se requerirá un espacio en el la playa de estacionamiento de 73 camiones. Luego, teniendo en consideración esta cantidad de camiones diarios promedio se calculó el área que cada uno de ellos ocupa. De allí se obtuvo tanto el área de la playa de estacionamiento requerida como el espacio de circulación necesario: **17.300 m^2**.

A continuación, se desglosan las necesidades de superficie para las secciones de pre-limpieza y molienda en la *tabla 3.3.3*

Pre limpieza y molienda		
Necesidad	4	lineas de molienda
Dimensiones totales	450	m2/linea
Espacios adicionales	10%	
Transportes	200	m2
Total	**2180**	**m2**

Tabla 3.3.3: Cálculo de la superficie de prelimpieza y molienda.

Teniendo en cuenta que la planta posee 4 líneas de molienda de 450 m^2/línea, adicionando un 10% de superficie necesaria entre líneas y 200 m^2 necesarios para transporte, la superficie necesaria para esta sección de la planta es de 2.180 m^2.

Para el proceso de licuefacción, el espacio necesario lo ocupan principalmente los 3 tanques de dicha tarea, por lo que la superficie total necesaria es de 1.485 m^2.

Licuefaccion		
Necesidad	3	tanques de licuefaccion
Dimensiones	450	m2
Espacios adicionales	10%	
Total	**1485**	**m2**

Tabla 3.3.4: Cálculo de la superficie del proceso de licuefacción.

Para el caso de la fermentación y sacarificación, dicho proceso ocurre en un mismo tanque dado que es un proceso de tipo batch. En este caso, los requerimientos son de seis tanques de fermentación y sacarificación con la necesidad de contar con dos tanques de acondicionamiento de levadura y un sistema de limpieza. Considerando espacios adicionales para tuberías y distanciamiento entre máquinas, se calculó la superficie total requerida para este proceso, como se puede apreciar en la *tabla 3.3.5*.

Fermentación y sacarificación		
Necesidad	6	tanques de fermentacion y sacarificacion
Dimensiones	850	m2
Necesidad	2	tanques de acondicionamiento de levadura
Dimensiones	650	m2
Necesidad	1	sistema de limpieza
Dimensiones	650	m2
Espacios adicionales	10%	
Total	**7755**	**m2**

Tabla 3.3.5: Cálculo de la superficie de fermentación y sacarificación.

En cuanto al proceso de destilación y deshidratación, se cuenta con 1 equipo para cada operación. Sin embargo, cada equipo requiere de 4 columnas con especificaciones diferentes. En la *tabla 3.3.6* se observan las necesidades y dimensiones que determinan el espacio total requerido para estos dos procesos.

Destilación y deshidratación		
Necesidades	4	columnas de destilación
Necesidades	4	columnas de deshidratación
Dimensiones destilación	500	m2
Dimensiones deshidratación	400	m2
Espacios adicionales	10%	
Total	**3960**	**m2**

Tabla 3.3.6: Cálculo de la superficie de destilación y deshidratación.

Respecto al almacenamiento, se dimensionó la superficie total tanto para el acopio de DDGS y maíz, como para el almacenamiento bioetanol. Considerando los requerimientos obtenidos del balanceo de línea, y la superficie total ocupada por dichos equipos se calculó la superficie total necesaria para el almacenamiento de estos tres productos. A esta superficie, se le adiciono un 10 % de espacios adicionales. A su vez, también se tuvo en cuenta la superficie necesaria para el pequeño tanque de almacenamiento de desnaturalizante. Dicha información se puede apreciar en la *tabla 3.3.7*.

Almacenamiento		
Necesidad	6	silos de almacenamiento de grano
Dimensiones	1225	m2
Necesidad	3	silos de almacenamiento de bioetanol
Dimensiones	2500	m2
Necesidad	1	una celda de almacenamiento de DDGS
Dimensiones	1750	m2
Necesidad	1	tanque de desnaturalizante
Dimensiones	50	m2
Total	**16650**	**m2**

Tabla 3.3.7: Cálculo de la superficie de almacenamiento.

Con respecto a la unidad de producción de DDGS, esta se divide principalmente en cuatro partes. La centrifugación requiere de 750 m^2 para su correcta operación, a su vez la etapa de evaporación consta de una gran evaporadora TVR con un requerimiento de 700 m^2. También,

la unidad consta de un secador rotativo tubular que requiere de 700 m^2 de superficie. Por último, se requiere de 3 líneas de peletización que ocupan un espacio de 500 m^2 cada una. En cuanto al transporte requerido se incluyen los espacios necesarios para los traspasos de productos, los espacios para circular y los espacios de seguridad requeridos. Dichos cálculos se pueden observar en la *tabla 3.3.8*.

Unidad DDGS		
Necesidad	1	Máquina Centrífuga
Dimensiones	750	m2
Necesidad	1	Evaporador TVR
Dimensiones	700	m2
Necesidad	1	Secadero rotativo tubular
Dimensiones	700	m2
Necesidad	3	Línea de peletización
Dimensiones	500	m2
Transporte	700	m2
Espacios adicionales	30%	
Total	**5655**	**m2**

Tabla 3.3.8: Cálculo de la superficie de la unidad de producción de DDGS.

Cabe destacar que las instalaciones están todas al aire libre con excepción de las oficinas, y la celda de almacenamiento de DDGS y los molinos. Por otro lado, toda inversión en infraestructura (pavimentos, edificio de oficinas, estructuras, instalaciones eléctricas, etc.) se analizará posteriormente como inversiones en construcción y puesta en marcha.
En este sentido, no se requiere ningún tipo de galpón o estructura para cubrir el resto de las unidades de producción.



Figura 3.3.1: Planta de bioetanol. Puede observarse que todas las instalaciones son al aire libre.

A continuación, se puede observar en la *figura 3.3.2.* el layout de la planta que se armó. Dicho layout se diseñó con el objetivo de integrar en forma económica todas las actividades

relacionadas con los materiales, los equipos, y el personal del proyecto minimizando los recorridos de los movimientos y evitando los retrocesos y tiempos de espera.

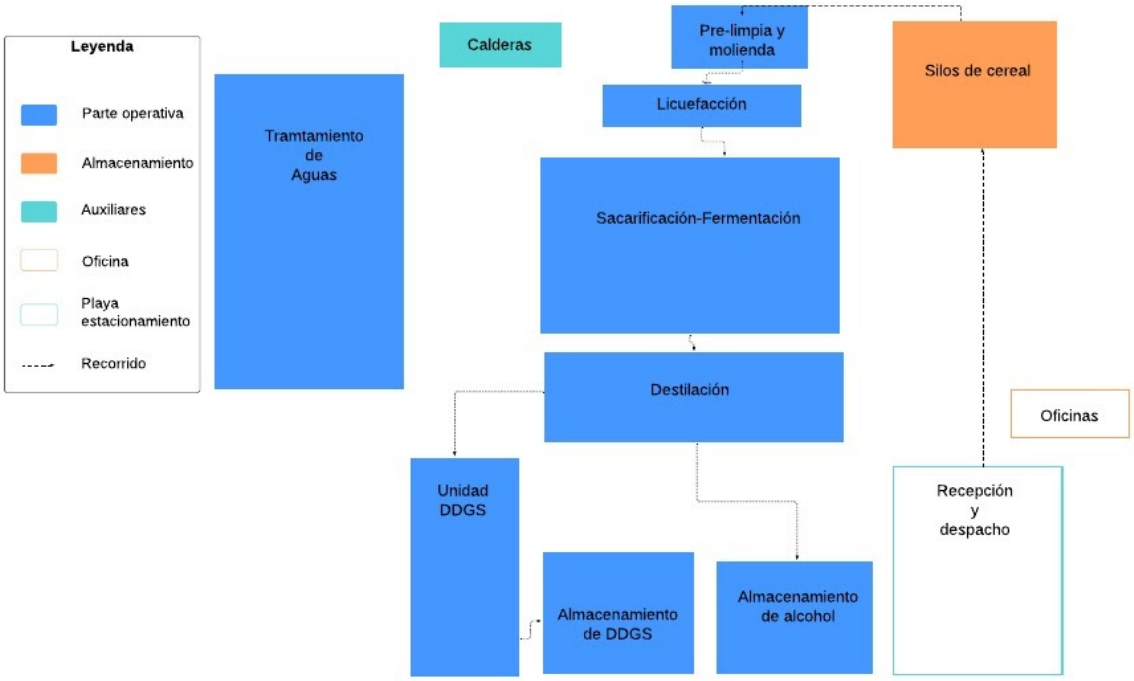


Figura 3.3.2: Layout de la planta.

Como se puede ver en la figura 3.3.2, la disposición de la maquinaria es coherente con el proceso productivo y es de tipo U ya que teniendo en cuenta los accesos a la planta, tanto la materia prima como el producto terminado ingresan y salen por el mismo frente. Asimismo, se puede apreciar cómo se minimizaron los recorridos entre los procesos principales de la producción del bioetanol (limpieza, molienda, sacarificación, fermentación y destilación).

Por último, haciendo benchmarking con plantas de bioetanol de tamaño similar en la industria (tanto en Argentina como en EE.UU.) se verificó y validó el layout, siendo a grandes rasgos similar.

De base, la superficie necesaria es de 62.013 m^2 (6,2 hectáreas). En adición, se duplicará la superficie para considerar futuras ampliaciones de la planta, **totalizando 12 hectáreas.** Muchas de las planta de bioetanol en Argentina poseen más del 50% de sus terrenos desocupados por este motivo, y, teniendo en cuenta que la inversión en terrenos es menos del 1% de la inversión total, se considera que comprar el doble de hectáreas para poder tener la posibilidad de duplicar la capacidad productiva en un futuro es adecuado.

3.4. LOCALIZACIÓN DE LA PLANTA

La localización es muy importante dado que su influencia económica podría hacer variar el resultado de la evaluación, comprometiendo en el largo plazo una inversión en un marco de carácter de difícil y costosa alteración.
El estudio de localización realizado consta de dos etapas: la macrolocalización y la microlocalización. La macrolocalización permite acotar el número de soluciones posibles, determinado la región óptima. La microlocalización determina el emplazamiento definitivo del proyecto, partiendo de la región determinada en la macrolocalización.

3.4.1. Macrolocalización.

Los principales factores a tener en cuenta para el estudio de macrolocalización se presentan a continuación. Los factores se clasifican en obligatorios (sustanciales para la operación) y deseables. Asimismo, a cada factor deseable se le asignó un grado de relevancia que determina su importancia relativa frente a los otros factores.

- **Disponibilidad de agua, gas y electricidad:** a pesar de que el método de obtención del etanol para este proyecto es por molienda seca, el requerimiento de agua es un factor determinante. Si bien una gran parte se puede reprocesar y reciclar, existen etapas del proceso donde se requiere agua nueva y de calidad como es el caso de la etapa de la molienda y la formación del caldo de fermentación. De esta manera, si no se cuenta con un acceso a agua de calidad no se puede realizar la obtención del etanol; siendo entonces un factor **obligatorio**. Asimismo, el hecho de contar con gas natural es también esencial debido a su masivo uso en el proceso, principalmente en las calderas y secaderos. En caso de que la localización de la planta no tenga acceso a algún ducto principal de transporte de gas natural se deberían usar otras alternativas de combustibles como propano o fuel oil, siendo estos mucho más costosos. De esta manera, el acceso a gas natural es un factor **obligatorio.** Por último, la utilización de energía es clave en todos las etapas del proceso e incluso en el funcionamiento de las oficinas. De esta manera, la electricidad también es un factor **obligatorio** a tener en cuenta para que se pueda operar con normalidad.

- **Accesos:** otro factor muy importante a considerar es la infraestructura y accesos a la planta. Para su correcta operación se requiere gran cantidad de camiones que ingresen con materia prima (principalmente de maíz), y otros que ingresen a retirar el etanol. Para hacerse una idea de la importancia de este aspecto, la planta (operando a máxima capacidad) requiere para satisfacer las necesidades de maíz, un flujo de 40 camiones diarios. Es por eso que la planta debe tener un acceso relativamente avanzado tanto para poder abastecerse de materia prima como para que se retire el producto final de

la planta sin riesgos. Por estas razones se clasificó este factor como **obligatorio**, ya que de no poseer estas condiciones, la operación del proyecto se verá gravemente afectada.

- **Disponibilidad de materia prima:** el maíz es la materia prima principal del proceso productivo de bioetanol no solo debido a sus costos sino también debido a las cantidades requeridas. En este sentido, la disponibilidad de maíz es un factor fundamental y **deseable** para la localización de la planta. Se busca que esté en una zona donde la producción total de maíz sea mayor a los requerimientos de la planta con el objetivo de ubicar la fábrica en una región cercana a los productores de dicha planta gramínea. Se le asignará un **factor de ponderación de 40%.**

- **Promoción industrial impositiva:** los biocombustibles en Argentina están sujetos a regímenes de promoción industrial. Los objetivos de estos regímenes son principalmente fomentar el desarrollo de la industria, mediante incentivos impositivos que ayudan a repagar los proyectos de inversión. Entre muchas medidas que se toman, se destacan las siguientes:
  - ➔ Exención, reducción, suspensión, desgravación y diferimiento de tributos y amortizaciones aceleradas de bienes de uso. La amortización acelerada de CAPEX ayuda mucho a mejorar el repago del proyecto.
  - ➔ Exención o reducción de derechos de importación sobre bienes de capital cuando no se fabriquen localmente.
  - ➔ Facilidades para la compra, locación o comodato de bienes del dominio del Estado.
  - ➔ Fijación de derechos de importación a mercaderías similares a los bienes que se produzcan como consecuencia de la actividad promovida con escalas decrecientes de protección.

  Este factor **no es determinante** pero sí es **deseable** ya que mejoraría de manera notoria los indicadores económico-financieros del proyecto. Se le asignará un **factor de ponderación de 20%.**

- **Cuestiones legales y medioambientales:** las reglamentaciones particulares de cada provincia pueden diferir con respecto a los términos legales y consideraciones ambientales que se deben tener en cuenta a la hora de llevar a cabo un proyecto, y más siendo una planta productora de combustible. En el proceso productivo hay un área de tratamientos de efluentes pero dependiendo de las normativas locales, dicho tratamiento puede variar. A su vez, puede haber normas de calidad locales adicionales a las internacionales (por ejemplo: ISO) o cuestiones ambientales que pueden complejizar la construcción y avance del proyecto. Este factor **no es determinante** pero sí se debe tener en cuenta e influye en la decisión de la macrolocalización ya que

es **deseable** que las cuestiones legales y medioambientales no complejicen el proyecto. Se le asignará un **factor de ponderación de 5%.**

- **Disponibilidad de mano de obra:** la mano de obra necesaria para la planta de bioetanol en estudio es de 95 trabajadores, de los cuales 5 son necesarios para los análisis de laboratorio, y 16 son necesarios para llevar a cabo tareas de mantenimiento siendo ambas, tareas que requieren cierto grado de especialización. En este sentido es **deseable** que la planta esté ubicada en una región que cuente con mano de obra especializada. Se le asignará un **factor de ponderación de 10%.**

- **Cercanía a los clientes:** a pesar de que la planta no se encargará de la distribución del bioetanol a los clientes, es importante tener en cuenta la distancia al cliente ya que es un factor de priorización que entra en juego en las mezcladoras[58] a la hora de decidir entre dos productores de bioetanol. Esto quiere decir que, si un distribuidor de combustible tiene la posibilidad de retirar bioetanol en Chubut, Misiones o Córdoba seguramente influya en su decisión la posibilidad de efectuar *back-hauling* (posibilidad de pasar por la planta de bioetanol luego de descargar producto en alguna estación de servicio que esté en las cercanías) para reducir costos y optimizar los viajes de los camiones y en ese caso, una buena ubicación de la planta entra en juego. Es por ello que es un factor **deseable** estar en las cercanías del distribuidor de combustible ó estaciones de servicio. Se le asignará un **factor de ponderación de 10%.**

- **Cercanía a un puerto de exportación:** la planta de bioetanol tendrá una gran capacidad de producción (200.000 m^3/año) que permite tener economías de escala y productividad suficientes para poder exportar en caso de ser necesario (por ejemplo, ante una baja en el precio local o una recesión). La cercanía a un puerto de exportación es importante para facilitar las exportaciones y se considera un factor **no determinante** pero **deseable**. Se le asignará un **factor de ponderación de 15%.** Los principales puertos de exportación en los que sería posible exportar etanol se muestran en la *figura 3.4.1*.

[58] YPF, Shell, Axion, etc. se las denomina mezcladoras.



Figura 3.4.1: Principales puertos de exportación en Argentina.

A continuación se hará un análisis de las variables previamente mencionadas.

En principio, cabe destacar que desde el punto de vista de beneficios impositivos no hay ninguna provincia que se destaque respecto a otra. Los incentivos impositivos para la industria de biocombustibles son a nivel nacional y son iguales para todas las provincias del territorio argentino. Los mismos se encuentran dictados en las leyes 26.093 y 26.334, y pueden resumirse a continuación:

- Devolución Anticipada del IVA de la inversión (bienes y servicios excepto obra civil): permite solicitar la devolución del crédito fiscal asociado al proyecto a medida de que se va haciendo la inversión.
- Amortización acelerada del CAPEX.
    - Bienes muebles se amortizan en 4 años.
    - Obras de Infraestructura: Se reduce la vida útil en 60%, a 30 cuotas anuales, iguales y consecutivas.

Asimismo, desde el aspecto ambiental cabe destacar que las facultades y normas ambientales de las provincias parten de una base legislativa dictada por el Congreso. La Nación no puede establecer un régimen ambiental completo, sino que establece una jurisdicción base sobre la cual las provincias pueden complementar dependiendo de la disponibilidad de recursos en cada una y los riesgos ambientales que estas presenten. En el caso del proyecto en cuestión la principal precaución que se debe tomar con respecto al medio ambiente es el tratamiento de aguas. Este aspecto medioambiental está regido por la Ley Nacional 12.257, la cual enmarca los procedimientos y requerimientos que debe tener el proceso de tratamiento de aguas. Específicamente ninguna de las 24 provincias Argentinas presenta normativas adicionales que exijan mayores precauciones en el proceso. Es por esto que se tomarán a todas las provincias como equivalentes en este aspecto.

Por otro lado, la disponibilidad y cercanía a la materia prima es fundamental no solo debido a los costos de transporte (los cuales son altamente significativos) sino también debido a la importancia de asegurar el aprovisionamiento de materia prima al presentar cercanía a los productores de maíz.

Se procedió entonces a estudiar la producción de maíz en el territorio Argentino. En la *figura 3.4.2* que se muestra a continuación, se puede ver a las principales regiones productoras de maíz.

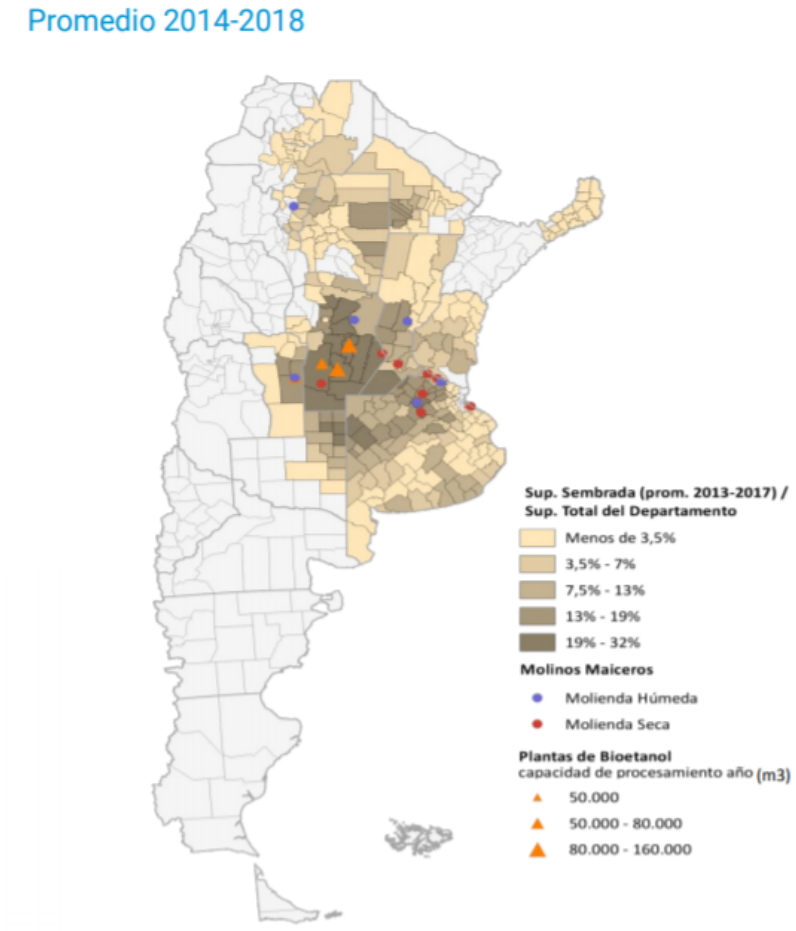


Figura 3.4.2: Promedio 2014-2018 de la produccion de maiz en Argentina[59]

Las cuatro provincias que concentran la producción de maíz en Argentina son Córdoba, Buenos Aires, Santa Fé y Santiago del Estero. En el gráfico a continuación (*figura 3.4.3.*) puede apreciarse sus respectivas participaciones con respecto a la producción total nacional.

[59] Storti, L., (2019). *INFORMES DE CADENAS DE VALOR Cereales: Maíz - Febrero 2019*, Buenos Aires, Argentina: Ministerio de Hacienda.

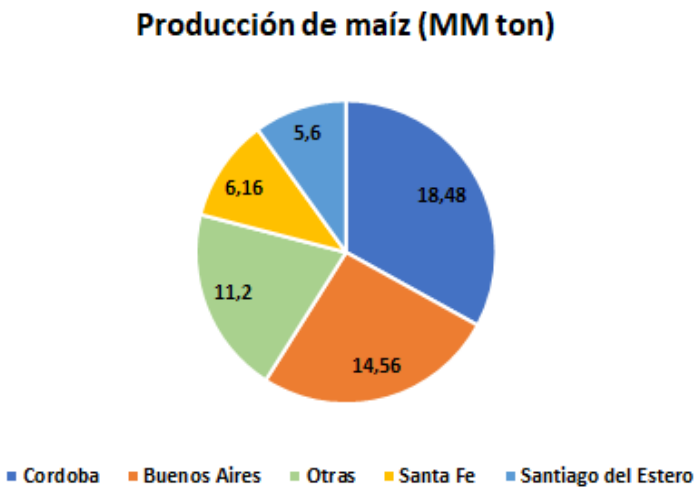


Figura 3.4.3: Producción de maíz en toneladas en Argentina de la última campaña 2018-2019.

Por otro lado, y como se analizó previamente, dado que ninguna provincia en Argentina se diferencia por tener beneficios impositivos o ambientales, y sumado a que estas cuatro provincias mencionadas no solo se destacan por sobre el resto debido a la abundancia de maíz, sino que son las que poseen mayor cercanía a puertos (mercado exportador) y a estaciones de servicio y refinerías (mercado local), se procede a continuar con el análisis de macrolocalización teniendo en cuenta únicamente estas cuatro provincias, descartando así las otras 20 provincias Argentinas como posibles macrolocalizaciones.

A modo de referencia, no es casualidad que las seis plantas de bioetanol de maíz existentes en Argentina se encuentren en Córdoba y Santa Fé, provincias donde se concentra la producción de maíz en Argentina, y donde la estratégica ubicación cercana al puerto de exportación de Rosario es notoria.

A continuación, en la *figura 3.4.4*, puede observarse que las cuatro provincias cumplen con los requerimientos de materia prima, por ende, al instalar la planta en cualquiera de estas cuatro provincias, no haría falta comprar maíz de otras provincias.

	Unidad	Córdoba	Santa Fe	Bs. As.	Santiago del Estero
Abastecimiento	MM tn maíz/año	0,484	0,484	0,484	0,484
Producción zona	MM tn maíz/año	18,48	6,16	14,56	5,6
Porcentaje compra	%	3%	8%	3%	9%
Compra terceros	MM tn maíz/año	0,484	0,484	0,484	0,484
Ventas	miles de m3 de etanol	200	200	200	200

Figura 3.4.4: Matriz cuantitativa de macrolocalización para la producción y necesidades de maíz.

A continuación, en las *figuras 4.4.5 y 4.4.6* se muestran los mapas del territorio argentino con la red de energía eléctrica y la disponibilidad de agua. Dichas serán empleadas para el análisis que será desarrollado posteriormente para cada provincia.

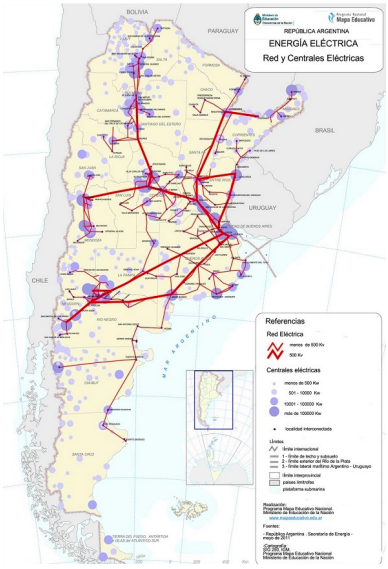


Figura 3.4.5. Distribución de la red eléctrica en la Argentina[60]

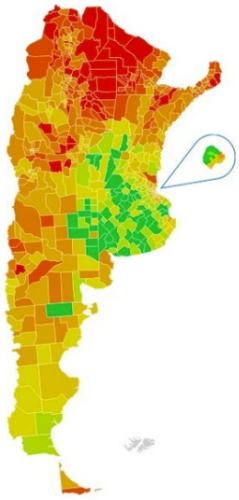


Figura 3.4.6. Disponibilidad de agua a lo largo de la superficie del país. En verde se representan terrenos con abundancia de agua, mientras que en rojo, terrenos con escasez.[61]

A continuación se estudiarán los factores obligatorios y deseables definidos previamente para cada una de las cuatro provincias seleccionadas.

[60] Hermida, H. (s.f.) Argentina Eólica. Argentina: Energías Sustentables. Recuperado de http://www.energiasustentables.com.ar/energia%20eolica/argentina.html

[61] Clarín. (2018). Mapa interactivo: localidad por localidad, cómo es el acceso al agua en la Argentina. Argentina: Clarín Sociedad. Recuperado de https://www.clarin.com/sociedad/mapa-interactivo-localidad-localidad-acceso-agua-argentina_0_HJStAag6z.html

1. Buenos Aires

Con lo que respecta a la disponibilidad de los servicios de agua, luz y gas presenta un amplio servicio en todo su territorio. Como se puede ver en las *figuras 4.4.5 y 4.4.6*, la provincia de Buenos Aires presenta los mejores atributos tanto para la electricidad como para el agua. Tiene gran disponibilidad de aguas subterráneas para extraer y utilizar en el proceso productivo, y también se encuentra en el centro de la red de distribución de electricidad, con alcance a prácticamente la totalidad de la región. Por otro lado, en términos de servicio de gas también se encuentra muy bien abastecida. En la *figura 3.4.7.* se puede observar la red de gas que posee la provincia de Buenos Aires.

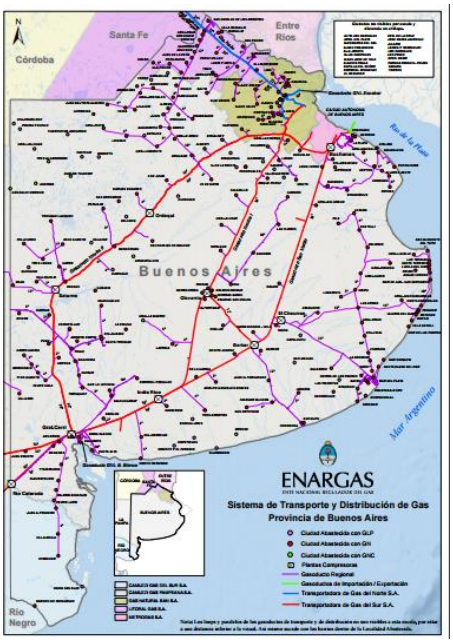


Figura 3.4.7. Red de distribución de gas en la provincia de Buenos Aires[62]

Por lo tanto, se considera que Buenos Aires **pasa** los requerimientos obligatorios de luz, agua y electricidad.

Por otro lado, la provincia de Buenos Aires también posee una de las redes de accesos más completa y granular del país. A pesar de ser la provincia con mayor superficie, Buenos Aires cuenta con una red de accesos muy completa. Con una gran cantidad de rutas nacionales y provinciales, los camiones pueden circular sin dificultades por todo el territorio. A continuación, en la *figura 3.4.8.* se presenta la red de accesos de rutas nacionales de la provincia.

[62] Ente Nacional Regulador del Gas. (2020). Atlas Provincial del Gas. CABA, Argentina: ENARGAS. Recuperado de https://www.enargas.gob.ar/secciones/informacion-geografica/atlas-provincial-del-gas.php

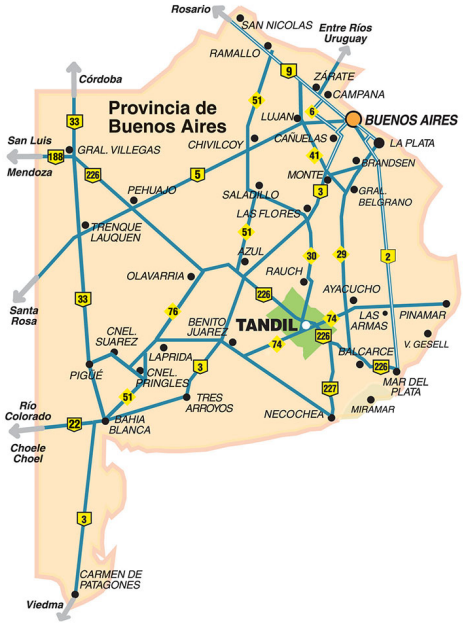


Figura 3.4.8. Red de accesos de la provincia de Buenos Aires[63]

Así, se puede concluir que la provincia de Buenos Aires **pasa** los requerimientos obligatorios de acceso.

Buenos Aires es una de las principales productoras de maíz en la Argentina. Tiene grandes cantidades de terreno para la siembra, y uno de los mejores rindes del país. Produce anualmente unas 14,45 millones de toneladas, contribuyendo en un 26% a la producción total del país. Es por esto que se le asigna un **puntaje de 7** a esta provincia[64].

Respecto a la disponibilidad de mano de obra, la provincia de Buenos Aires presenta la mayor concentración de universidades y especialidades de todo el país. En la Capital Federal y alrededores hay grandes cantidades de mano de obra muy capacitada. Por esto, se le asigna a la provincia un **puntaje de 10** en este aspecto.

Por otro lado, para analizar la cercanía a los clientes se debe hacer referencia a las estaciones de servicio, por lo explicado anteriormente. En la *figura 3.4.9.* se pueden observar las estaciones de servicio en la provincia de Buenos Aires (aproximadamente 1.700).

[63] Plano de carreteras, pistas y caminos en Argentina [digital]. (2020).Argentina: MapaCarreteras.Org. Recuperado de https://www.mapacarreteras.org/p13-argentina/

[64] Los puntajes relativos a la disponibilidad de maíz de las distintas provincias se asignan según la producción relativa de cada una respecto al total.



Figura 3.4.9. Estaciones de servicio en la provincia de Buenos Aires[65]

Como se puede ver en la *figura 3.4.9.*, Buenos Aires posee una gran cantidad de estaciones distribuidas uniformemente en todo el territorio, con una mayor concentración en la región de AMBA. Es por esto que se le asignó a la provincia de Buenos Aires un **puntaje de 10** en este aspecto.

Por otro lado, la provincia posee una excelente cercanía a los puertos exportadores, contando con 4 de los 5 principales puertos dentro de su territorio. Por esto, se le asignó un **puntaje de 10** en este aspecto.

2. Córdoba

En primer lugar, como se observa en la *figura 3.4.6* la provincia de Córdoba tiene un buen acceso a agua. Existen sectores con mayor acceso que otros pero en su totalidad se puede decir que cuenta con este servicio básico y que es suficiente para el proyecto.

Además, con respecto al servicio básico del gas, se visualiza en la *figura 3.4.10.* que existen conductos de distribución en forma de red ya que hay canales principales que se ramifican brindando un acceso amplio que abarca gran proporción de la provincia excepto en el noroeste y en parte del sur. Esto significa que existe una gran flexibilidad en la posible selección de un terreno en micro localización.

[65] Tecnología de la Información Dir. Nac. de Información Energética. (2020). Información Geográfica: Energía. Argentina: Secretaría de Energía. Recuperado de https://sig.se.gob.ar/visor/visorsig.php



Figura 3.4.10. Distribución de la red de gas en Córdoba[66]

Con respecto a la red eléctrica, en base a la *figura 3.4.5.* se observa que en la provincia existen centrales y redes que la atraviesan. Aunque no se tiene en detalle las ramificaciones dentro de la provincia, se puede observar que existe un nivel elevado de llegada y que el servicio eléctrico brindado es suficiente para alimentar a la planta. Por estas razones, se considera que la provincia **pasa** los filtros obligatorios de gas, electricidad y agua.

Con respecto a los accesos con los que cuenta la provincia, en la *figura 3.4.11* se observan las rutas que atraviesan a la misma. Existen múltiples accesos y esto proporciona una flexibilidad alta tanto en la llegada de materia prima como en la distribución de producto terminado.



Figura 3.4.11. Rutas nacionales y provinciales de Córdoba.[67]

Por lo tanto, se considera que la provincia **pasa** este filtro.

[66] Ente Nacional Regulador del Gas. (2020). Atlas Provincial del Gas. CABA, Argentina: ENARGAS. Recuperado de https://www.enargas.gob.ar/secciones/informacion-geografica/atlas-provincial-del-gas.php

[67] Plano de carreteras, pistas y caminos en Argentina [digital]. (2020).Argentina: MapaCarreteras.Org. Recuperado de https://www.mapacarreteras.org/p13-argentina/

Con respecto a la producción de maíz, esta provincia es la mayor productora del país con 18,48 millones de toneladas anuales y los requerimientos de maíz son del orden del medio millón de toneladas anuales, es decir, un 2,7% de la producción total de la provincia. A su vez, la relación entre producción y consumo actual es tal que permite al proyecto posicionarse muy cómodamente en Córdoba. Por lo tanto, se le asignó un **puntaje de 10** en este aspecto.

Con respecto a la mano de obra, Córdoba es uno de los focos de concentración universitaria más importante del país, por lo que cuenta con gran cantidad de profesionales y mano de obra especializada. Además, la segunda provincia más poblada del país cuenta con mucha mano de obra no especializada disponible. Por otro lado, Córdoba es una de las principales zonas donde se produce bioetanol por lo que cuenta con cierta ventaja por sobre el resto en este aspecto, a pesar de no ser un aspecto clave debido a la automatización y simpleza del proceso. Por esto se le asigna un **puntaje de 9** en esta categoría.

La provincia de Córdoba tiene una elevada cantidad de estaciones de servicio, alrededor de 700 aunque la gran mayoría se encuentra en la capital, no encontrándose muchas en la zona norte de la provincia. Esto brinda la posibilidad de realizar backhauling a las distribuidoras de combustible y es un atractivo adicional.

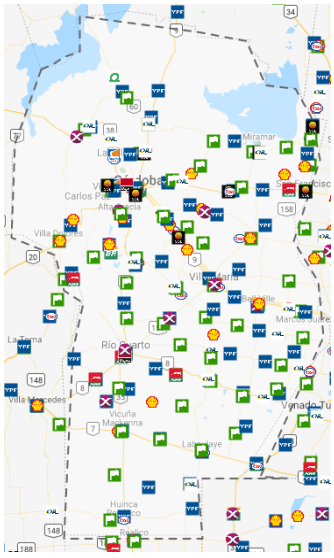


Figura 3.4.12. Estaciones de servicio en Córdoba[68]

Por esto se le asigna a Córdoba un **puntaje de 8** en este aspecto. Por último, Córdoba no presenta puertos dentro de la provincia, pero se ubica muy cerca del puerto Rosario, principal puerto agroexportador de Argentina, por lo que se le asigna un **puntaje de 9**.

[68] Tecnología de la Información Dir. Nac. de Información Energética. (2020). Información Geográfica: Energía. Argentina: Secretaría de Energía. Recuperado de https://sig.se.gob.ar/visor/visorsig.php

3. Santa Fé

En cuanto al acceso al gas natural, existe un buen sistema de transporte y distribución de gas por el sur, pero el norte no presenta una red de distribución. La localidad de Avellaneda en el noreste y la localidad de Tostado en el noroeste son las únicas abastecidas con GLP (gas licuado de petróleo). De esta manera, se concluye que de localizar la planta en Santa Fe, esta se deberá instalar en el sur.

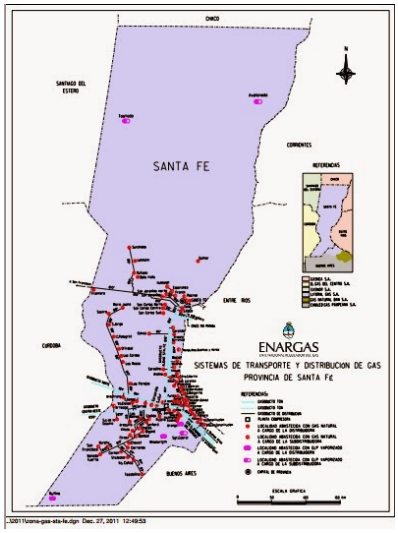


Figura 3.4.13: Red de gas en Santa Fe.[69]

Por otro lado, en cuanto al acceso al agua se puede observar en la *figura 3.4.6.* un buen acceso con llegada a casi toda la provincia. Sin embargo, en el noroeste se observa una deficiencia en el acceso a la electricidad, reforzando la decisión de no localizarse en dicha zona.

A su vez, la provincia tiene servicio eléctrico y una rama principal de distribución que la atraviesa por el centro del territorio, pudiendo así abastecer al resto de la provincia. Por lo tanto, la provincia mencionada **pasa** el filtro obligatorio de gas, electricidad, y agua.

Como se puede apreciar en la *figura 3.4.14.*, el sur de la provincia tiene una gran cantidad de accesos. Sin embargo, a medida que se avanza hacia el norte de la misma, la cantidad de rutas disminuye. Cabe aclarar que la localidad de Avellaneda, donde se encuentra Vicentín, está ubicada en la intersección de la ruta 11 y la ruta 1.

[69] Ente Nacional Regulador del Gas. (2020). Atlas Provincial del Gas. CABA, Argentina: ENARGAS. Recuperado de https://www.enargas.gob.ar/secciones/informacion-geografica/atlas-provincial-del-gas.php

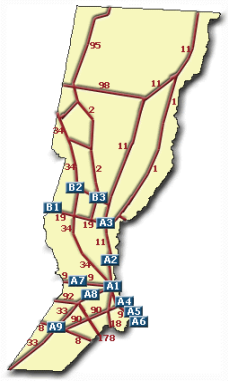


Figura 3.4.14: Rutas nacionales y provinciales de Santa Fe.[70]

Por esto se considera que la provincia de Santa Fé **pasa** este requerimiento.

La capacidad actual de producción de maíz es de 6,16 millones de toneladas, representando el 11% de la capacidad total a nivel nacional. A pesar de que la disponibilidad no es tan elevada, sería suficiente para las necesidades de la planta en estudio. Por esto, y en comparación con Córdoba y Buenos Aires se le asignó un **puntaje de 4** a este factor.

En términos de mano de obra, Santa Fé también presenta buena calidad de universidades, profesionales y mano de obra de todo tipo. De todos modos se encuentra un escalón por debajo en términos de disponibilidad, tanto calificada como no calificada. Es por esto que se le asignó un **puntaje de 7** en este aspecto. Con respecto a las estaciones de servicio presentes en la provincia se encontró que tiene una cantidad similar a Córdoba quedando un poco por detrás (alrededor de 600). Por esto se le asignó un **puntaje de 6**.

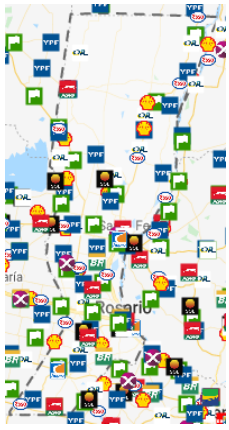


Figura 3.4.15: Estaciones de servicio en Santa Fe.[71]

Por último, Santa Fe contiene al puerto agroexportador más importante del país, el puerto de Rosario. Por esto se le asigna un **puntaje de 10**.

[70] Plano de carreteras, pistas y caminos en Argentina [digital]. (2020).Argentina: MapaCarreteras.Org. Recuperado de https://www.mapacarreteras.org/p13-argentina/

[71] Tecnología de la Información Dir. Nac. de Información Energética. (2020). Información Geográfica: Energía. Argentina: Secretaría de Energía. Recuperado de https://sig.se.gob.ar/visor/visorsig.php

4. Santiago del Estero

En primer lugar, Santiago del Estero cuenta con una escasa red de distribución y transporte de gas. Únicamente existen conexiones para satisfacer a la capital y un par de lugares abastecidos con GLP por lo que este aspecto crítico es no favorable en esta provincia.

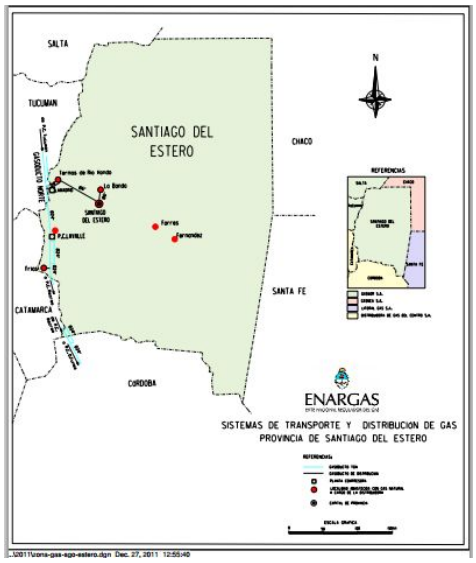


Figura 3.4.16: Red de gas en Santiago del Estero.[72]

En cuanto a electricidad y agua, como se observa en las *figuras 4.4.5. y 4.4.6.* la provincia de Santiago del Estero no tiene ramas principales de la red eléctrica, sino que cuenta únicamente con ramificaciones secundarias que llegan a las ciudades más importantes. La provincia no cuenta con un acceso elevado al agua. Dicho esto, Santiago del Estero **no pasa** los filtros de requerimientos de servicios básicos.

Por esta razón. la provincia no es apta para la realización de una planta de etanol, y dejará de ser analizada.

[72] Ente Nacional Regulador del Gas. (2020). Atlas Provincial del Gas. CABA, Argentina: ENARGAS. Recuperado de https://www.enargas.gob.ar/secciones/informacion-geografica/atlas-provincial-del-gas.php

Concluyendo con el análisis de macrolocalización, se elaboró la siguiente matriz de decisión, donde se ponderó cada uno de los factores deseables con su debido peso.

		Alternativas			
Factor	Ponderacion	Buenos Aires	Córdoba	Santa Fe	S. del Estero
Agus, luz y gas	Obligatorio	Si	Si	Si	No
Accesos	Obligatorio	Si	Si	Si	
Disp. materia prima	40%	7	10	4	
Promocion impositiva	20%	10	10	10	
Legal y medioambiente	5%	10	10	10	
Disp. mano de obra	10%	10	9	7	
Cercanía a los clientes	10%	10	8	6	
Cercanía a puerto	15%	10	9	10	
Total	100%	8.8	**9.55**	6.9	0

Tabla 3.4.1. Matriz de decisión de macrolocalización. La provincia seleccionada resultó ser Córdoba.

Finalmente, la provincia seleccionada para ubicar la planta de bioetanol en estudio es la provincia de **Córdoba,** dado que ha resultado ser la de mayor puntuación.

3.4.2. Microlocalización.

Una vez seleccionada Córdoba como la provincia donde se ubicará la planta, se procede a analizar la microlocalización, es decir, en qué parte específica de la provincia se la ubicará. Es necesario encontrar un terreno que posea las siguientes características:

- **Cercanía a una ciudad/pueblo:** es obligatorio que la planta se encuentre a menos de 2 horas de distancia de una ciudad/pueblo para que los operarios y trabajadores puedan ir a trabajar todos los días a la planta.

- **Cercanía a un río:** se considera muy importante para la disposición de aguas residuales tratadas que la planta se ubique cerca de un río.

- **Disponibilidad de superficie:** Las dimensiones del terreno tienen que ser adecuadas según lo analizado en la sección 3.3, es decir, que posea un tamaño de 12 hectáreas. Asimismo, el terreno debe estar en una llanura.

Para este análisis se realizó una búsqueda de los terrenos disponibles a lo largo de toda la extensión de la provincia. Se encontraron cuatro terrenos que cumplían con las características exigidas anteriormente. Dichos terrenos se presentan a continuación en la *figura 3.4.17*.

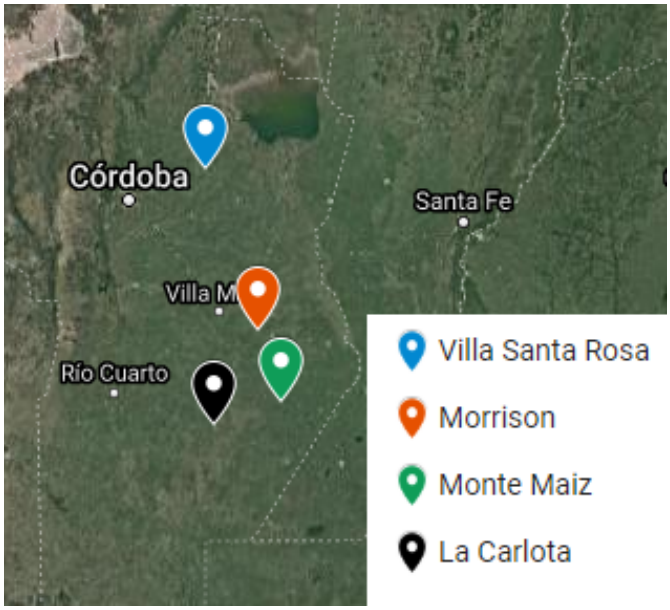


Figura 3.4.17. Localización de las posibles propiedades a seleccionar

Para seleccionar cuál de estos cuatro terrenos será el elegido, se realizó un análisis más detallado, teniendo en cuenta las variables clave que más influyen en el análisis. Se utilizaron variables similares a las analizadas en la macrolocalización, pero se agregaron algunas que

son específicas para la microlocalización. Las variables pueden ser obligatorias o deseables. A continuación se presentan las variables de ponderación:

- **Electricidad, gas y agua:** variable **obligatoria.**

- **Accesos (calles, rutas):** variable **obligatoria.**

- **Cercanía a los clientes:** variable **deseable.** Para ello se estudiará la cantidad de clientes (estaciones de servicios o refinerías) en un radio de 150km a la redonda de la ubicación de la planta. El factor de ponderación seleccionado es de 25%.

- **Cercanía al puerto:** variable **deseable**. Se medirá como el tiempo en horas que se tarda al Puerto de Rosario, el principal puerto de exportación más cercano, ya que considerando solo la distancia se pierde información sobre si en el camino hay autopistas o se cruzan muchas ciudades (donde aumenta el tiempo de transporte). El factor de ponderación seleccionado es de 25%.

- **Disponibilidad de mano de obra:** variable **deseable.** Es conveniente que la planta esté ubicada en las cercanías a una ciudad con disponibilidad de mano de obra tanto capacitada como no capacitada. Se tomó como referencia la densidad poblacional de la ciudad cercana, así como la cantidad de escuelas y universidades. El factor de ponderación seleccionado es de 40%.

- **Costo del terreno**: variable **deseable**. El costo del terreno debe considerarse, sin embargo posee un peso casi despreciable. Teniendo en cuenta que la inversión en la planta supera los 125 millones de dólares (a esto también hay que sumarle las inversiones en construcción y puesta en marcha, y en capital de trabajo), y que el costo total de 12 hectáreas necesarias no supera 1 millón de dólares, la inversión en terreno representa menos del 1% del total de la inversión en la planta. Dicho esto, el factor de ponderación seleccionado es de 10% y se medirá en dólares por hectárea.

A continuación se presenta un mapa con los costos de los terrenos según la ubicación en Córdoba.

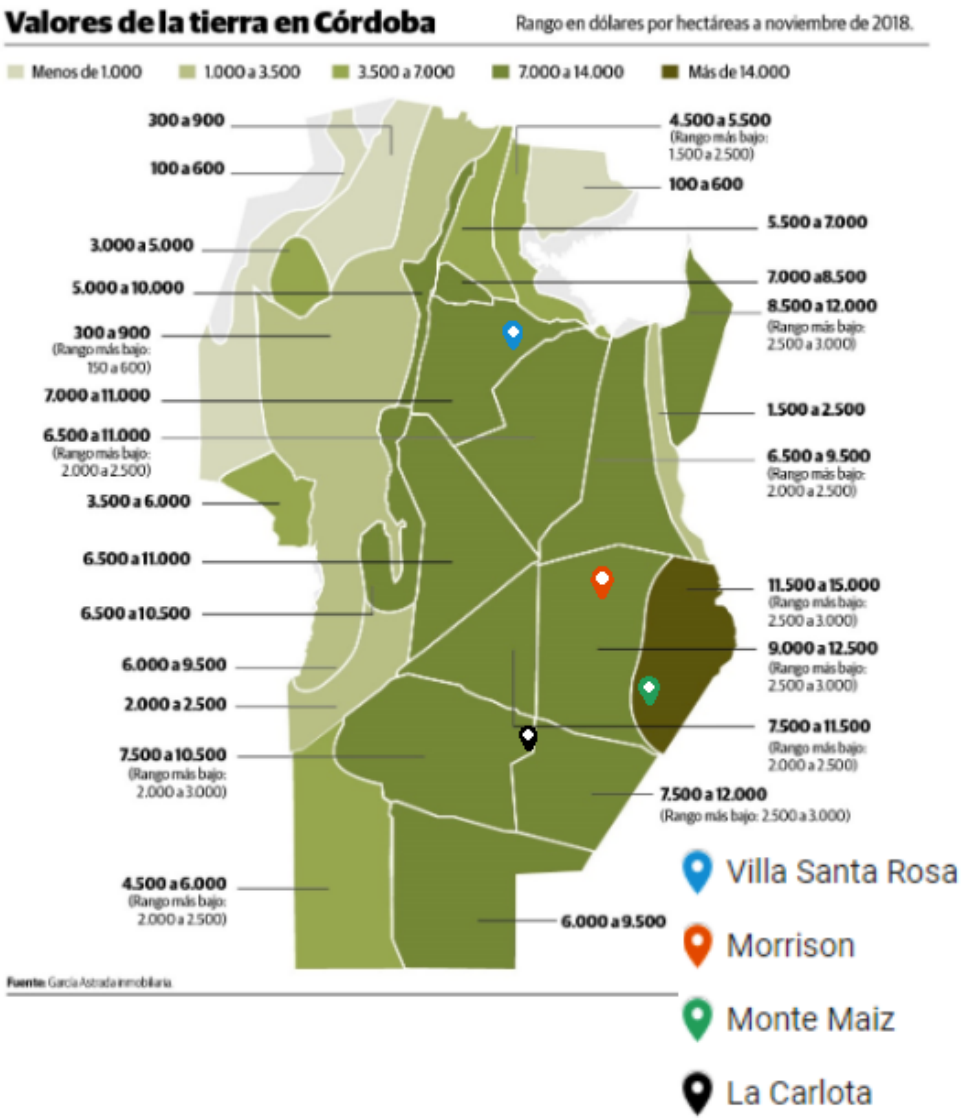


Figura 3.4.18. Costo del terreno según localización en Córdoba [73]

La disponibilidad de la materia prima se considera uniforme a lo largo de toda la provincia, dado que la producción de maíz está muy atomizada. A su vez, tanto la promoción industrial impositiva como las cuestiones legales y medioambientales también se omitieron ya que la legislación es uniforme para toda la provincia.

A continuación se estudiarán los factores obligatorios y deseables definidos previamente para cada uno de los cuatro terrenos seleccionados.

[73] Agrovoz. (2018). ¿Cuánto cuesta una hectárea en Córdoba?. Argentina: Agrovoz Actualidad. Recuperado de http://agrovoz.lavoz.com.ar/actualidad/cuanto-cuesta-una-hectarea-en-cordoba

1. Villa Santa Rosa

El terreno en Villa Santa Rosa es un terreno ubicado al norte de la provincia, a 90 km de Córdoba Capital. Está cerca del Río Primero y de la ciudad. Cumple con las variables consideradas obligatorias:

- Cuenta con conexión a red de todos los servicios de luz, gas y agua requeridos para la planta.
- Está ubicado a unas pocas cuadras de la Ruta Provincial N°10.

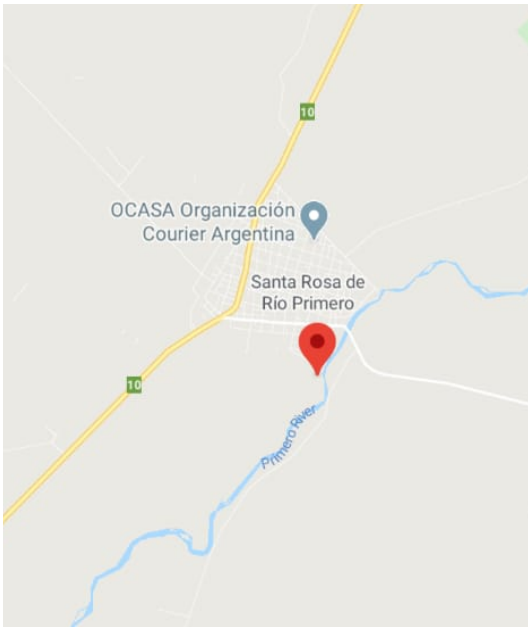


Figura 3.4.19. Localización del terreno de Villa Santa Rosa.

2. Morrison

El terreno en Morrison está ubicado al este de la provincia, prácticamente sobre el Río Tercero, a unos kilómetros de la Ciudad de Villa María. Cumple con los factores obligatorios:

- Conectado a la red de luz, agua y gas.
- A unas cuadras de la Ruta Nacional N°9 y a 3 kilómetros de la Autopista Córdoba-Rosario.



Figura 3.4.20. Localización del terreno de Morrison.

3. Monte Maiz

El terreno se ubica al sudeste de la provincia, a las afueras de Monte Maíz, a unos 2 km del pueblo. También está en la cercanía del Río Saladillo y cumple con las variables obligatorias:

- Conectado a la red de luz, agua y gas.
- A unos 2 km de la Ruta Nacional N°9.



Figura 3.4.21. Localización del terreno de Monte Maíz.

4. La Carlota

El terreno se encuentra ubicado a unos 5 kilómetros de La Carlota, al sudeste de la provincia. Se encuentra en las cercanías del Río Cuarto en este caso, y cumple con las variables obligatorias:

- Conectado a la red de luz, agua y gas.
- A menos de 1 kilómetro de la Ruta Nacional N°8.



Figura 3.4.22. Localización del terreno de La Carlota.

A continuación, partiendo de que todos los terrenos cumplen con las variables de carácter obligatorio, se desarrolló la matriz de decisión utilizando la ponderación de las variables deseables.

		Alternativas							
		Villa Santa Rosa		Morrison		Monte Maiz		La Carlota	
Factor	Ponderacion	Valor	Puntaje	Valor	Puntaje	Valor	Puntaje	Valor	Puntaje
Disponibilidad de mano de obra	40%	7500 hab	5	100000 hab	10	8500 hab	6	12500 hab	7
Cercanía a los clientes (radio de 150km)	25%	324 estaciones	10	150 estaciones	5	159 estaciones	5	141 estaciones	4
Cercanía al puerto	25%	5 hs	5	2:20 hs	10	3 hs	8	4:20 hs	6
Costo del terreno	10%	7.000 a 11.000 U$D/hectáreas	10	9.000 a 12.500 U$D/hectáreas	6	11.500 a 15.000 U$D/hectáreas	4	7.500 a 12.000 U$D/hectáreas	8
Total	100%	6.75		8.35		6.05		6.1	

Figura 3.4.23. Matriz de Microlocalización.

Se puede concluir que la planta se ubicará en **Morrison**, siendo la inversión total en el terreno de **155.400 USD,** incluyendo el stamp tax del 3.6 %[74].

[74] Tavieres, R. (2020). Argentina, Corporate - Other taxes. Argentina: PwC. Recuperado de https://taxsummaries.pwc.com/argentina/corporate/other-taxes

3.5. CRONOGRAMA DE EJECUCIÓN

El proyecto se encuentra en el estudio de prefactibilidad, siendo el objetivo principal formular y modelizar el proyecto para luego evaluar y tomar la decisión de avanzar o dejarlo. Si la decisión es de avanzar con el proyecto, entonces se requiere pasar por un segundo estudio pero de factibilidad en donde se elaborarán los análisis e informes pero en un mayor nivel de detalle y se buscará la obtención de las aprobaciones requeridas para luego llevar a cabo la ejecución del proyecto.

Sin embargo, en esta instancia se requiere analizar la situación en su totalidad y pensar a futuro considerando la aprobación de este proyecto, por lo que se realizó el Gantt del estudio de factibilidad y la ejecución.

Antes de proceder a mostrar el cronograma hace falta identificar las actividades y sus precedencias, información obtenida de benchmarking con proyectos de plantas de bioetanol en el pasado e información obtenida de expertos. A continuación, se presentan las tareas a realizar y las precedencias correspondientes en la *Tabla 3.5.1.*

Actividad	Nombre de la Tarea	Precedencia
A	Estudio de Alcance	-
B	Estudio de Ingeniería y Eco-Fin	A
C	Estudio Medioambiental	B
D	Licitación de Ingeniería	C
E	Ingeniería en Detalle	D
F	Licitación de la Obra	E
G	Compra de los equipos	E
H	Obra Civil Base	F,G
I	Obra Civil Avanzada	H
J	Obra Electromecánica	H
K	Puesta en marcha	I,J

Tabla 3.5.1. Lista de actividades para la evaluación, construcción y puesta en marcha de la planta de etanol.

A continuación se explicará brevemente en qué consiste cada actividad.

- **Estudio de alcance (A):** confirmación y profundización del estudio de mercado hecho en el estudio de pre-factibilidad. Consta de verificar la existencia de un mercado potencial o de una necesidad insatisfecha**.** La actividad no tiene precedencias y dura 1 mes.
- **Estudio de ingeniería y económico-financiero (B):** nuevamente se confirman y profundizan los conceptos desarrollados en el estudio de ingeniería y económico financiero realizado en este estudio de pre-factibilidad. Consta de identificar si es viable técnicamente y hay recursos humanos y materiales disponibles como también

administrativos y financieros. La actividad tiene a A como precedente y dura 1,5 meses.

- **Estudio medioambiental (C):** análisis de los aspectos ambientales y sus impactos durante la construcción y el desarrollo del proyecto y producción. Es importante identificarlos para poder relevar sus riesgos y cómo mitigarlos. La actividad tiene a B como precedente y dura 0,5 meses.
- **Licitación de ingeniería (D):** durante esta actividad se aprobará la definitiva ejecución del proyecto. La actividad tiene a C como precedente y dura 1,5 meses.
- **Ingeniería en Detalle (E):** elaboración de planos, detalles ingenieriles necesarios para la construcción y puesta en marcha de la planta de etanol. La actividad tiene a D como precedente y dura 3 meses.
- **Licitación de la Obra (F):** determinación de empresas que realizarán la construcción y puesta en marcha de la planta. La actividad dura 2,5 meses y tiene a E como precedente.
- **Compra de equipos (G):** se efectúa la compra de todas las máquinas y equipos que poseerá la planta de etanol. La actividad dura 1,5 meses y tiene a E como precedente.
- **Obra Civil Base (H):** realización de la construcción básica considerada para comenzar con la obra electromecánica, como por ejemplo realizar los cimientos en el terreno y la estructura para poder incorporar la parte electromecánica. La actividad dura 3 meses y tiene a F y a G como precedentes.
- **Obra Civil Avanzada (I):** construcciones auxiliares y necesarias para el correcto funcionamiento de la planta de etanol (como la playa de estacionamiento, por ejemplo) que se realiza en paralelo a la obra electromecánica. La actividad dura 5 meses y tiene a H como precedente.
- **Obra electromecánica (J):** actividades relacionadas al armado e instalación de la estructura necesaria para la producción y distribución interna de materia, tales como: sistemas de tuberías, conexiones soldables, válvulas y soportería estructural, válvulas de seccionamiento, tanques verticales y horizontales para almacenamiento y distribución de productos. Estas instalaciones siempre deben estar bajo el cumplimiento y aplicación de las Normas Internacionales y Nacionales vigentes (por ejemplo: normas ISO 9001:2008, ISO 14001:2004 y OHSAS 18001:2007).[75] La obra dura 9 meses y tiene a H como precedente.
- **Puesta en Marcha (K):** finalmente, en la puesta en marcha se hacen todas las verificaciones preliminares, pruebas piloto, y arreglos/cambios necesarios para preparar a la planta para su inauguración. La actividad dura 2 meses y tiene a I y a J como precedentes.

A partir de la lista de actividades y sus duraciones, se efectúa el diagrama Gantt que se muestra a continuación en la figura 3.5.1.

[75] CONSTRUCCIONES Y ARRENDAMIENTOS INDUSTRIALES S.A. (2020). Obra Electromecánica. México: CAISA. Recuperado de http://www.caisa.net/index.php/es/servicios/obra-electromecanica

ID	Nombre de la tarea	Duración (meses)
A	Estudio de Alcance	1
B	Estudio de Ingeniería y Eco-Fin	1,5
C	Estudio Medioambiental	0,5
D	Licitación de Ingeniería	1,5
E	Ingeniería en Detalle	3
F	Licitación de la Obra	2,5
G	Compra de los equipos	1,5
H	Obra Civil Base	3
I	Obra Civil Avanzada	5
J	Obra Electromecánica	9
K	Puesta en marcha	2

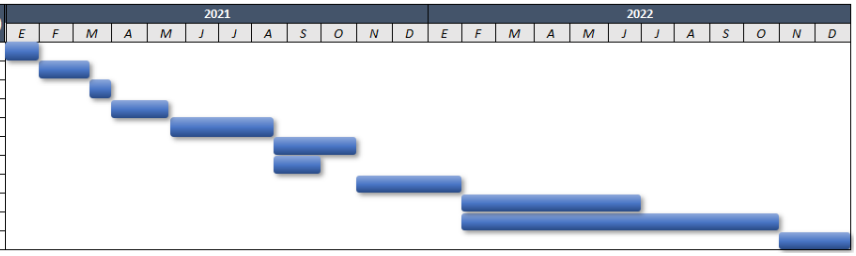


Figura 3.5.1: Cronograma de ejecución.

Se puede concluir que la puesta en marcha del proyecto, una vez terminado el estudio de prefactibilidad, tiene una **duración de 2 años y la planta comenzará a producir en Enero de 2023**.
Por otro lado, las inversiones respectivas de esta etapa son las siguientes:

Detalle de inversión	**Inversión requerida**
Inversión en desarrollo de estudio de factibilidad y organización	2 MU$D
Inversión en Construcción y puesta en marcha	8 MU$D
Total	**10 MU$D**

Tabla 3.5.2: Inversiones requeridas para el desarrollo, construcción y puesta en marcha de la planta de etanol.

Respecto a la inversión en desarrollo de estudio de factibilidad y organización el valor mencionado surge de la contratación de una empresa de consultoría dedicada a la gestión y evaluación de proyectos de este calibre. Por otro lado, el monto de la inversión en construcción y puesta en marcha fue brindado por especialistas en el rubro.

3.6. RESUMEN Y CONCLUSIONES

A lo largo de todo el estudio de ingeniería se fueron presentando distintos rendimientos, volúmenes de producción, inversiones, etc. El objetivo de este inciso es hacer una síntesis de estos conceptos de cara a la siguiente sección del informe: el estudio económico-financiero.

En primer lugar se presentan los volúmenes de producción y venta anuales de bioetanol y DDGS, ya determinados en el estudio de mercado.

Producto	Producción y ventas anuales
Bioetanol	200.000 m^3/año
DDGS	160.000 ton/año

Tabla 3.6.1: Ventas de bioetanol y DDGS en el escenario base.

En segundo lugar, se presentan las materias primas e insumos requeridos para lograr la producción previamente mencionada.

Insumo	Consumo	Unidad	Demanda anual[76]
Maíz (grano)	0,413	m^3 de etanol / ton maíz	484.000 ton/año
Alfa-amilasa	0,0007	ton alfa-amilasa / ton maíz	342 ton/año
Complejo enzimático (sacarificación)	2,322	kg enzima/ m^3 de etanol	473,4 ton/año
NaOH	0,315	kg NaOH / m^3 etanol	63,12 ton/año
H_2SO_4	7,74	kg H_2SO_4 / m^3 etanol	1.578 ton/año
Levadura seca	0,19	kg levadura / m^3 etanol	38 ton/año
Nutriente levadura	0,1	kg nutriente / kg levadura	3,8 ton/año
Desnaturalizante	3,94	kg desnaturalizante / m^3 etanol	789 ton/año

Tabla 3.6.2: Resumen de requerimientos de materia prima e insumos anuales.

En tercer lugar, se presentan los requerimientos de gas, electricidad y agua para el escenario base.

[76] Las unidades de la demanda del insumo están dadas en unidades de dicho producto

Insumo	Consumo	Unidad	Demanda anual[77]
Gas	257	m^3 gas/m^3 etanol	51,4 Mm^3/año
Electricidad	192	kWh/m^3 etanol	38,4 GWh/año
Agua	4	m^3 agua/m^3 etanol	0,8 Mm^3/año

Tabla 3.6.3: Resumen de requerimientos de gas, electricidad y agua anuales.

Luego, se resumen los requerimientos de mano de obra que tendrá la planta. Cada operario que se presenta a continuación (*tabla 3.6.4*) trabaja un turno de 8 horas.

Área de trabajo	Cantidad total de trabajadores necesarios
Producción	30
Mantenimiento	15
"Material Handlers"	15
Laboratorio	5
Administración	18
Seguridad	9
Limpieza	3
Total	**95 empleados**

Tabla 3.6.4: Resumen de requerimientos de mano de obra.

Finalmente, se resumen las inversiones necesarias para la planta de bioetanol. A su vez, no se incluyó la inversión en capital de trabajo, la cual se estudiará más en profundidad en el estudio económico-financiero..

Desglose de CAPEX	Inversión requerida
CAPEX: Planta de bioetanol	125 MU$D
CAPEX: Terreno	155.400 USD
CAPEX: Desarrollo, Construcción y puesta en marcha	10 MU$D
Total	**135,15 MU$D**

Tabla 3.6.5. Inversión de la planta de bioetanol (falta contar el capital de trabajo).

[77] Las unidades de la demanda del insumo están dadas en unidades de dicho producto

4. ESTUDIO ECONÓMICO - FINANCIERO

En esta unidad se hará el estudio económico financiero del proyecto de inversión en cuestión. Cabe destacar que a lo largo de esta sección, las ventas, costos e inversiones, entre otros rubros, serán analizadas en dólares, para poder hacer un análisis más crítico de los números e indicadores, y poder dejar de lado la inflación y la devaluación del peso. Sin embargo, todos los cuadros de resultados, flujos de fondos y balances realizados estarán en pesos como corresponde.

4.1. VENTAS

A continuación, se presenta la facturación que tendrá el proyecto en el escenario base ya presentado en secciones anteriores.

Producto	Precio medio	Cantidades	Ventas (PxQ)
Bioetanol local	780 U$D/m3	200.000 m3/año	156 MU$D/año
DDGS	147,3 U$D/ton	160.000 ton/año	23,5 MU$D/año
Total	-	-	**180 MU$D/año**

Tabla 4.1.1: Precios medios de los productos vendidos, sus respectivas cantidades, y facturación.

Cabe aclarar ciertas cosas de la *tabla 4.1.1*. En primer lugar, los dos precios medios fueron determinados en el estudio de mercado, y sus respectivas proyecciones se hicieron mediante la herramienta "Mean Reversion", dado el carácter de commodity que cumplen los productos. La proyección de precios mediante dicha herramienta va variando año a año hasta converger al valor mencionado. Estos cambios de precio año a año fueron tenidos en cuenta en el cálculo de utilidades del proyecto, pero en la *tabla 4.1.1* se presentó el valor al cual finalmente convergen por fines didácticos.

Con respecto al precio del bioetanol, determinado en el estudio de mercado, dicho precio corresponde a un precio *Ex-Works*[78], dado que, como se mencionó en secciones anteriores, es el cliente el que pasa a retirar el bioetanol por la planta.

Con respecto al precio del DDGS, dicho precio también corresponde a un precio *Ex-Works.* Éste fue determinado en el estudio de mercado: se obtuvo la proyección del precio FAS Rosario en U$S/ton a lo largo de los años. Sin embargo, este no es el precio neto al que la planta de bioetanol estará vendiendo el DDGS, dado que la planta no se ubica en Rosario, sino en Morrison. Para determinar el precio neto al que se estará vendiendo el DDGS, se resta el costo del flete Morrison-Rosario del precio FAS Rosario. Esto es así debido a que el DDGS que se vende es proveniente de Córdoba, y no de Rosario. El costo de transporte del

[78] Un precio modalidad *Ex-Works* corresponde al precio de un producto, cuyo punto de entrega corresponde a la planta de fabricación del mismo.

DDGS es de 0,1285 U$S/(ton*km), y, considerando que la distancia entre Morrison y Rosario es de 200 km, al precio FAS Rosario del DDGS (el cual era de 173 U$S/ton) proyectado se le descontaron 25,7 U$S/ton relativos al flete.

Otra cosa muy importante para aclarar es que todos estos precios mencionados son sin el impuesto IVA.

Con respecto a las cantidades, se analizó el volumen de ventas relativo al escenario base del proyecto mostradas en la *figura 4.1.1*.

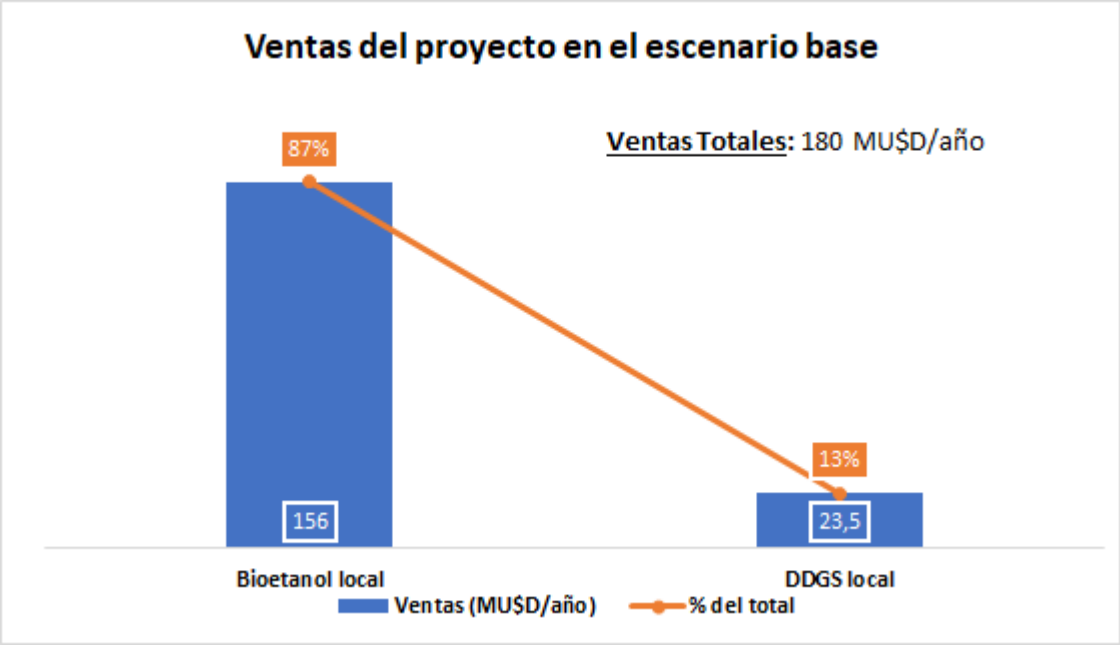


Figura 4.1.1: Cuadro resumen de las ventas del proyecto según producto.

A continuación, se procede a analizar brevemente los números. En primer lugar, puede observarse una facturación total anual de 179,5 millones de dólares. De dicha facturación, 156 millones de dólares corresponden a ventas de bioetanol en el mercado local, y 23,5 millones de dólares corresponden a las ventas del subproducto, DDGS, también en el mercado local. El bioetanol representa el 87% de las ventas del proyecto, mientras que el DDGS representa el 13% restante.

Finalmente, a continuación en las *figuras 4.1.2* y *4.1.3* se presenta la evolución detallada de las ventas del proyecto año a año, tanto en dólares como en pesos.

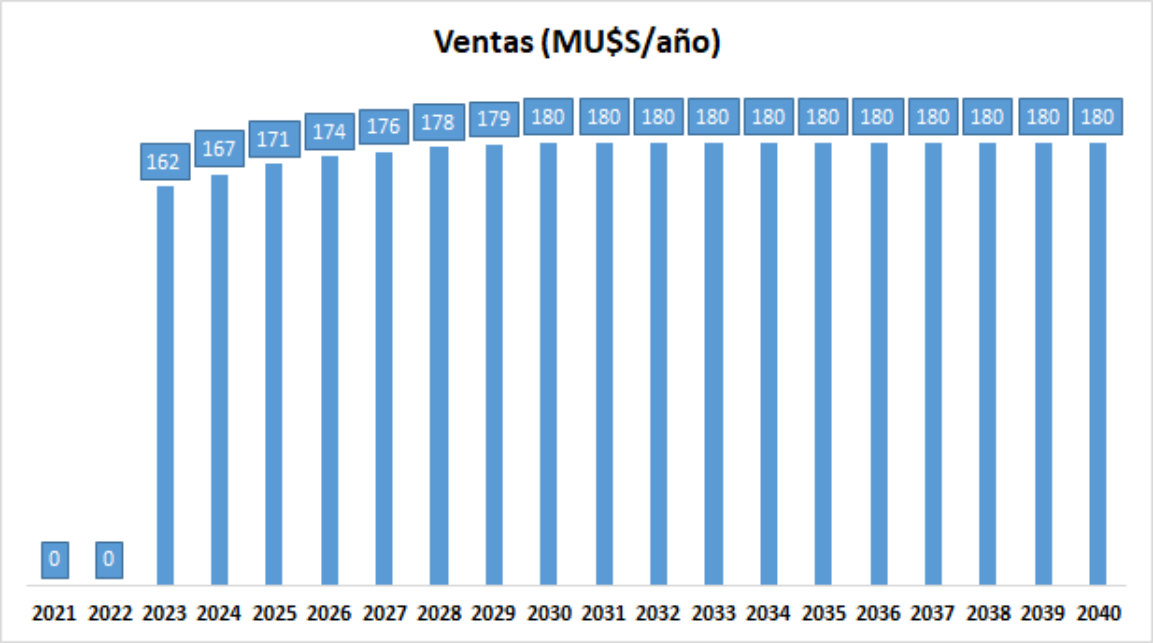


Figura 4.1.2: Evolución de las ventas del proyecto, año a año, en MU$S/año.

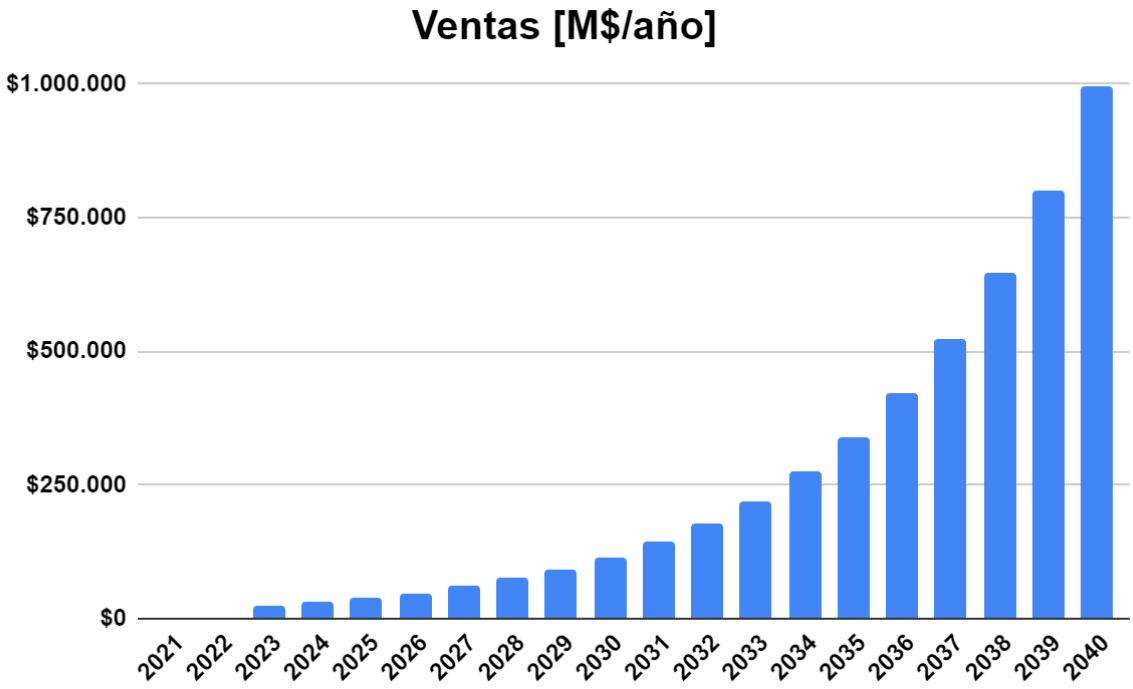


Figura 4.1.3: Evolución de las ventas del proyecto, año a año, en M$/año.

4.2. COSTOS

A continuación, se presenta la estructura de costos del proyecto. Los mismos se clasifican en costos fijos (aquellos que no dependen del nivel de producción) y variables (aquellos que sí dependen del nivel de producción). Todos los precios de los insumos que se mencionan a continuación no contemplan el impuesto IVA. A su vez, se mencionan los impuestos que entran en juego a lo largo de la vida del proyecto.

4.2.1. Costos Variables

En esta sección se analizarán los costos variables del proyecto. Los mismos son principalmente materias primas, y gastos generales de fabricación.

4.2.1.1. Materia Prima

En primer lugar, se comenzará a analizar los costos variables de materias primas (*tabla 4.2.1*).

Insumo	Demanda anual	Costo medio	Costo Total
Maíz (grano)	484.000 ton/año	141,55 U$S/ton[79]	**68,5 MU$D/año**
Alfa-amilasa	342 ton/año	23.600 U$S/ton	**8,07 MU$D/año**
Complejo enzimático (sacarificación)	473,4 ton/año	23.600 U$S/ton	**11,1 MU$D/año**
NaOH	63,12 ton/año	389,4 U$S/ton	**0,024 MU$D/año**
H_2SO_4	1.578 ton/año	330,4 U$S/ton	**0,521 MU$D/año**
Levadura seca	38 ton/año	11.210 U$S/ton	**0,426 MU$D/año**
Nutriente levadura	3,8 ton/año	236 U$S/ton	**0,0008 MU$D/año**
Desnaturalizante	789 ton/año	440 U$S/ton	**0,347 MU$D/año**
Total			**88,8 MU$D/año**

Tabla 4.2.1: Tabla de costos de las materias primas necesarias para el proyecto.

Cabe destacar que la demanda anual de cada insumo es, obviamente, función de las ventas y fue determinado en el estudio de ingeniería. Por otro lado, los costos de los insumos (en U$S/ton) fueron tomados como constantes en el tiempo, debido a que son productos cuyos

[79] En este caso, el costo medio es el precio al que converge el maíz a mediano-largo plazo.

precios tienden a ser muy estables, a excepción del maíz. El precio del maíz fue determinado en el estudio de mercado: se obtuvo la proyección del precio FAS Rosario en U$S/ton a lo largo de los años. Al igual que en el caso del DDGS, a dicho precio se le descontaron 25,7 U$S/ton relativos al flete Morrison-Rosario.

A continuación, se presenta un gráfico de los costos variables de materia prima mencionados en la *figura 4.2.1*.

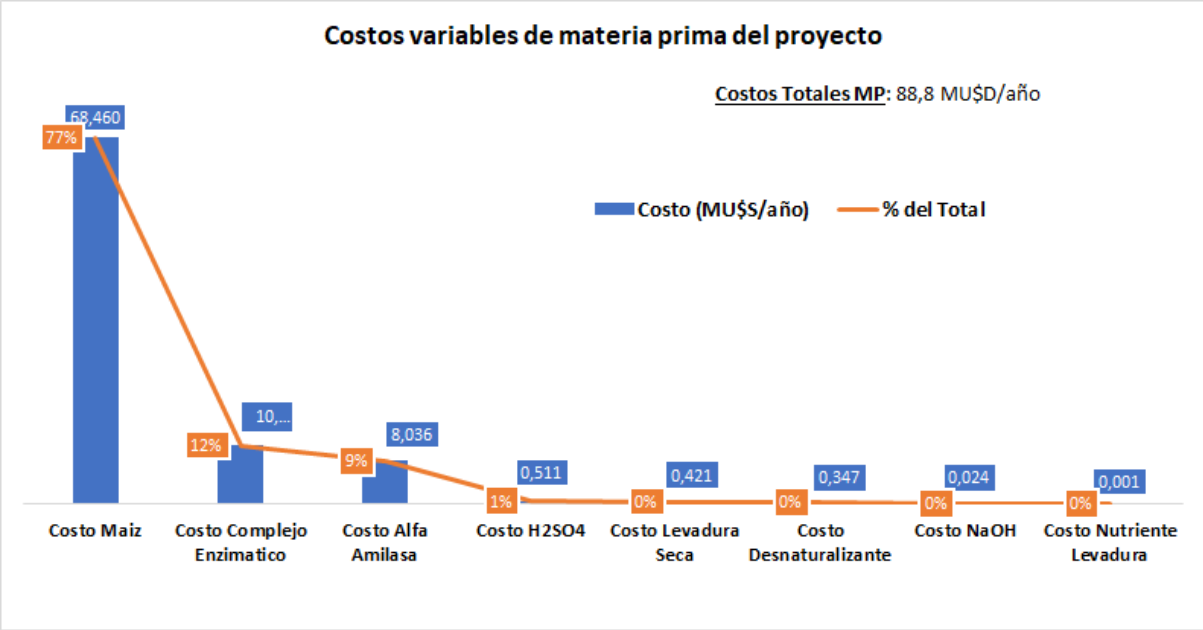


Figura 4.2.1: Cuadro resumen de los costos variables de materia prima[80].

En la *figura 4.2.1* puede observarse que el maíz corresponde al 77% de los costos variables de materia prima. A su vez, el complejo enzimático y la alfa amilasa juntos corresponden al 21% de los costos variables de materia prima. El resto de los insumos son prácticamente insignificantes en la estructura de costos, representando menos del 1% de estos. Los costos totales incurridos de materia prima representan 88,8 MU$D/año, un 49% de las ventas del proyecto aproximadamente.

4.2.1.2. Gastos generales de fabricación variables.

Los siguientes costos variables a analizar son los gastos generales de fabricación en los que incurrirá la planta. Estos son gas, electricidad y agua. Los mismos poseen una componente variable y otra fija. En esta sección se procede a analizar la componente variable de dichos costos.

[80] Véase que los costos variables se presentan en MU$D/año dado que como bien se explicó anteriormente en la sección de ventas en el escenario base analizado las ventas proyectadas son iguales todos los años (plena capacidad de la planta).

En el estudio de mercado se determinaron los valores de estas tarifas en pesos, y se proyectó su crecimiento en el tiempo ajustándose principalmente por inflación, la cual sigue el ritmo de la devaluación. De esta manera, en la *tabla 4.2.2* que se presenta a continuación, se pueden apreciar los costos anuales que tendrá cada rubro.

Insumo	Demanda anual	Costo medio	Costo Total
Gas	51.400.000 m^3/año	Variable: 0,4 $/$m^3$	**6 MU$D/año**
		Reserva: 8,7 $/$m^3$dia	
Electricidad	38.400.000 kWh/año	3,1 $/kWh	**1,6 MU$D/año**
Agua	800.000 m^3/año	46,4 $/$m^3$	**0,5 MU$D/año**
Total			**8,1 MU$D/año**

Tabla 4.2.2: Tabla de costos variables de los gastos generales de fabricación necesarios para el proyecto.

Como se puede observar, los gastos generales de fabricación variables totalizan 8,1 MU$D/año. A continuación, en la *figura 4.2.2* puede observarse dicho número desglosado.

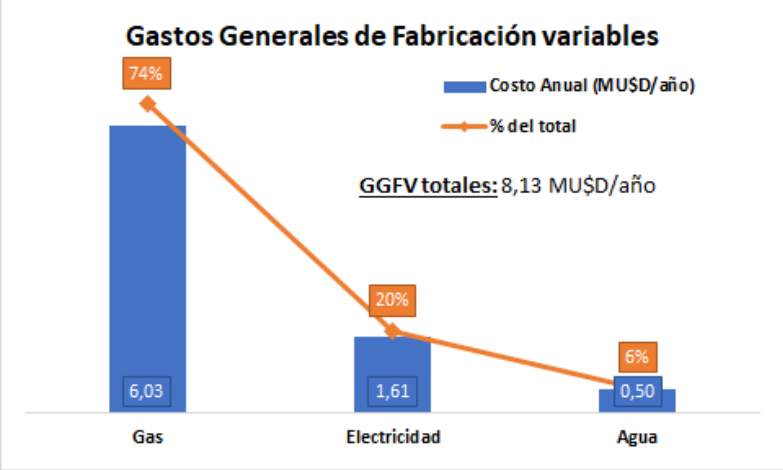


Figura 4.2.2: Cuadro resumen de los gastos generales de fabricación variables.

El gas corresponde casi el 74% de los gastos generales de fabricación variables, la electricidad el 20%, y el agua un 6% de los mismos. Por otro lado, se puede apreciar que los mismos totalizan 8,13 MU$D/año, aproximadamente un 4% de las ventas anuales del proyecto.

4.2.1.3. Resumen de costos variables.

El lector se estará preguntando acerca de los costos variables de la mano de obra directa. Sin embargo, en el caso de una planta de bioetanol la mano de obra no es variable con el nivel de actividad, sino que se contratan operarios con sueldo fijo, por lo que representan un costo fijo que se incluirá en la próxima sección.

Por otro lado, ciertos impuestos dependen del nivel de actividad, tales como los impuestos a los ingresos brutos o las retenciones a la exportaciones, pero serán analizados en otra sección particularmente dedicada a impuestos.

A continuación, en la *figura 4.2.3* se resumen todos los costos variables mencionados hasta el momento.

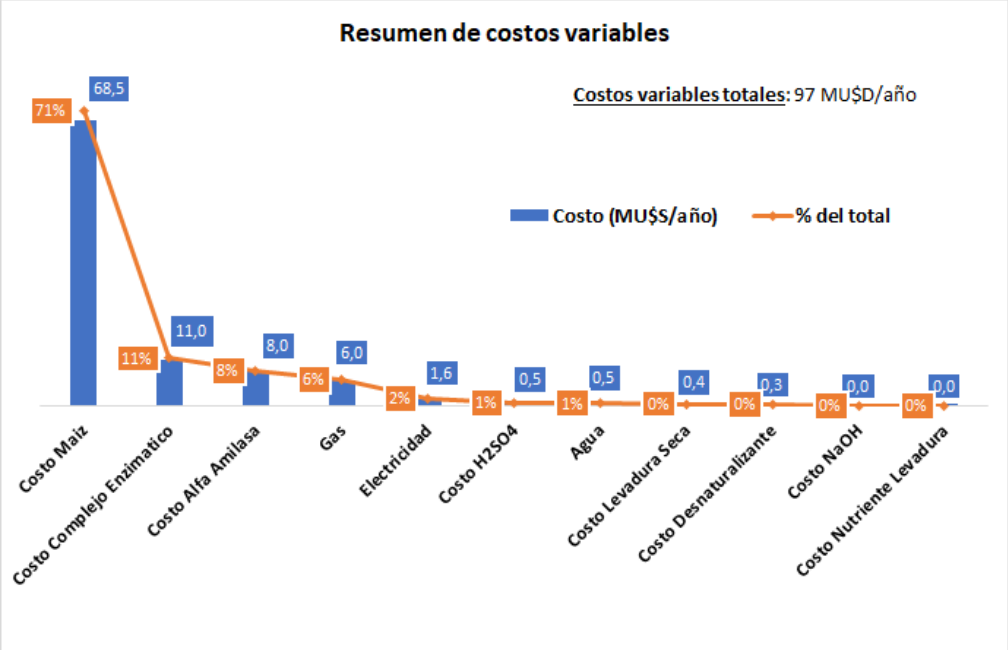


Figura 4.2.3: Cuadro resumen de los costos variables del proyecto.

El maíz representa más del 70% de los costos variables del proyecto. Luego las enzimas, la alfa-amilasa y el gas, representan el 25% de los costos variables. El 5% restante se distribuye en agua, electricidad, y otros insumos que se consumen en menor medida.

Puede observarse también que los costos variables en el escenario base son de 97 MU$D/año, y corresponden a 54% de las ventas del proyecto.

Finalmente, a continuación se presenta la evolución detallada de los costos variables del proyecto año a año en el escenario base (*figuras 4.2.4* y *4.2.5*), tanto en dólares como en pesos.

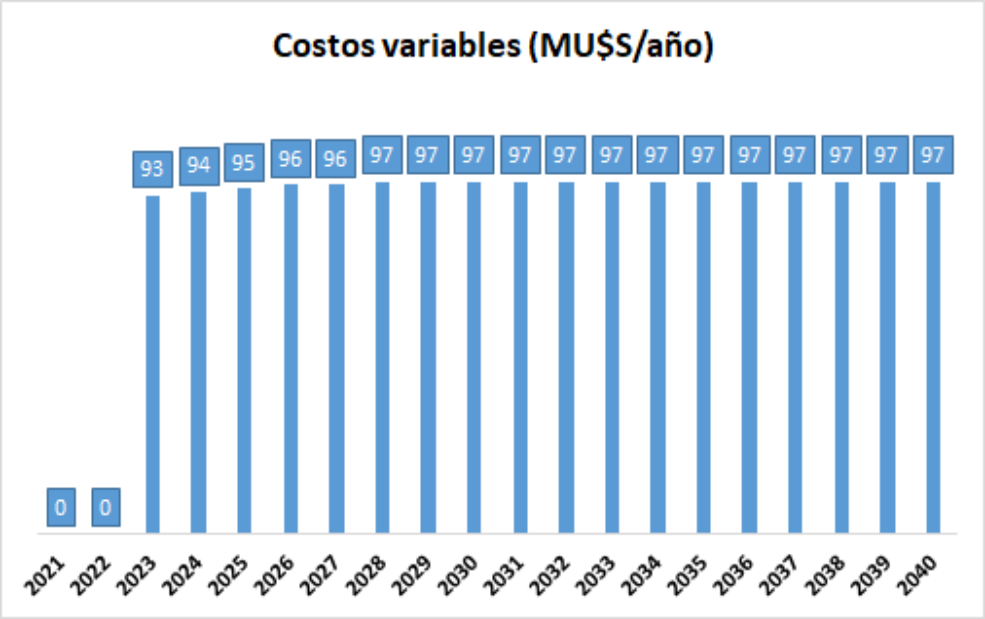


Figura 4.2.4: Evolución de los costos variables del proyecto, año a año, en MU$S/año.

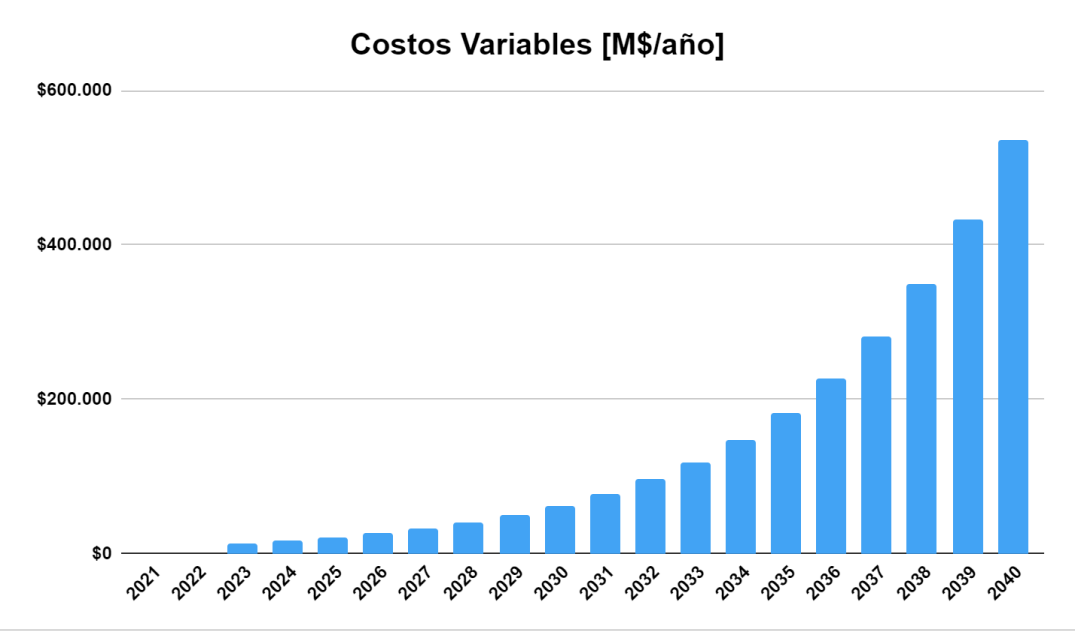


Figura 4.2.5: Evolución de los costos variables del proyecto, año a año, en M$/año.

Cabe aclarar que el costo variable en dólares percibe cambios debido a los cambios en el precio del maíz que converge en el tiempo al costo medio por tonelada indicado anteriormente.

4.2.2. Costos Fijos

En segundo lugar, se detallan los costos fijos del proyecto. Estos se dividen en aquellos relacionados con la producción, los administrativos y de comercialización. A continuación, en la *tabla 4.2.3.* se procede a listar todas las componentes de estos costos fijos con sus valores en dólares anuales. Cabe aclarar que las componentes fijas de impuestos serán analizadas en la sección dedicada a dicho rubro.

Costo Fijo	**Indicadores**	**Costo Fijo Total**
Costo de Producción (G.G.F.F.)		
Gas	51.400.000 m^3/año	5540,66 U$D/año
Electricidad	38.400.000 kWh/año	0,26 MU$D/año
Personal de Producción	61 operarios	1,92 MU$D/año
Cargas Sociales Producción		0,768 MU$D/año
Mantenimiento	-	1,5 MU$D/año
Seguro	-	0,65 MU$D/año
Subtotal Producción		**5,1 MU$D/año**
Costo de Administración		
Personal de Administración	34 operarios	0,437 MU$D/año
Cargas Sociales Administración		0,175 MU$D/año
Subtotal Administración		**0,612 MU$D/año**
Total		**5,7 MU$D/año**

Tabla 4.2.3: Tabla de costos fijos del proyecto.

4.2.2.1. Costos de Producción

Los costos fijos de producción están compuestos por el personal directamente relacionado con la producción (producción, mantenimiento, material handlers y laboratorio), las componentes fijas de gas y electricidad, el mantenimiento y el seguro de la planta.

4.2.2.1.1. Personal de producción

Los costos de personal de producción pueden desagregarse según la posición que ocupan los operarios y así tener una remuneración acorde al puesto y tareas desarrolladas. La cantidad de personal en cada sector fue determinada en la sección 3.3.4. Los montos fueron extraídos de la CGT, en particular de FESTIQyPRA de la Grilla de Paritarias 2019-2020 y año a año se ajustaron por inflación[81] (*tabla 4.2.4*). Teniendo en cuenta que se consideró que el ritmo de la devaluación es igual al de la inflación los salarios en dólares de los operarios se mantienen constantes en dicha moneda.

Tipo Operario	Cantidad	Salario[82]	Costo Total
Producción	28	186.586 $/mes	905.564 U$D/año
Mantenimiento	12	186.586 $/mes	388.089 U$D/año
Material Handlers	16	172.240 $/mes	477.678 U$D/año
Laboratorio	5	172.240 $/mes	149.274 U$D/año
Total	-	-	**1,92 MU$D/año**

Tabla 4.2.4: Tabla de costos de personal de producción.

El personal de industrias químicas y petroquímicas recibe diferente remuneración según la categoría a la que pertenecen, que varía según la función que llevan a cabo.

Según el Convenio Colectivo de Trabajo 77/89 de la Federación Argentina de los Trabajadores de las Industrias Químicas y Petroquímicas tanto los operarios de producción como de mantenimiento pertenecen a la categoría A dado que el personal comprendido en esta categoría es aquel que efectúa tareas en planta y/o secciones productivas, en procesos de fabricación o parte de él (mantenimiento), que requiere conocimientos del proceso y experiencias necesarias adquiridas a través del trabajo realizado. A tal fin, este tipo de operarios se encarga de interpretar instrumentos de control y/o realizar análisis de rutina, pudiendo introducir modificaciones para la correcta marcha de las unidades operativas donde se desempeña.

[81] Confederación General de Trabajo. (2019). Federación de Sindicatos de Trabajadores de Industrias Químicas y Petroquímicas de la República Argentina. Argentina: *FESTIQyPRA*. Recuperado de: http://www.festiqypra.com.ar/wp-content/uploads/FESTIQyPRA-Grilla-Paritarias-2019-2020.pdf
Categorías Sindicales. (2019). Intersindical. Argentina. Recuperado de: http://www.intersindical.com/materias/page/contenido/01convenios/textoscompletos/QUIMICOS%20Y%20PETROQUIMICOS.htm#2

[82] El salario y costo total es del año 0, es decir, a inicios del 2021 ya que después es ajustado por inflación período a período. Para llegar a este salario se toma el dato de los operarios de Mayo de 2020 y se ajusta por la inflación proyectada del 24% para obtener el monto de 2021. Los salarios están determinados para un turno de 8 hs diarias. Cabe destacar que fueron considerados los aumentos por turno noche.

Por su parte, los material handlers pertenecen a la categoría B, que es menor, ya que este tipo de operarios deberá poseer conocimientos básicos del proceso que realiza, siendo éstos de relación directa con la marcha normal y buen funcionamiento de las unidades operativas donde se desempeñe.

Por otro lado, el personal de laboratorio pertenece a la categoría B dado que la misma comprende al personal que realiza tareas bajo supervisión directa y que posee conocimientos de las funciones de laboratorio, realizando trabajos tales como determinaciones granulométricas, extracción y cuarteo de muestras, preparación de soluciones porcentuales, determinación de densidades, de punto de ebullición, de fusión y similares.

Cabe destacar que se incluyeron en el año de cierre del proyecto las indemnizaciones correspondientes al personal en planta, y estas equivalen a un sueldo por cada año de antigüedad trabajado.

4.2.2.1.2. Cargas Sociales de producción

Todos los salarios de los operarios están sujetos a cargas sociales, que son contribuciones que el empleador tiene la obligación de pagar al sistema de seguridad social y otros sistemas en concepto de jubilaciones, obra social, aportes sindicales, A.R.T. etc. Acorde a la ley Argentina, las cargas sociales tienen un valor del 40% sobre el salario mensual. A continuación, en la *tabla 4.2.5* se pueden apreciar los conceptos de las cargas sociales.

Concepto	Porcentaje	Costo
Cargas Sociales	40%	0,768 MU$D/año

Tabla 4.2.5: Tabla de costos de cargas sociales de producción.

4.2.2.1.3. Mantenimiento

Respecto al mantenimiento, cabe destacar la diferencia entre el personal de mantenimiento dedicado al testeo, arreglos, repuestos de partes, mantenimiento preventivo, etc. y el mantenimiento integral que demanda dos paradas al año, de manera semestral, en donde se verifica el correcto funcionamiento de las máquinas y su desgaste, se efectúan limpiezas y reparaciones, se vacían filtros, se hacen chequeos generales, etc. Este mantenimiento es llevado a cabo por terceros extranjeros especialistas en la materia que realizan el trabajo mediante la modalidad de contratación por la prestación del servicio. Se estudió que en Argentina el costo de la prestación del servicio es de 750.000 U$D/servicio y considerando que se llevan a cabo dos al año, este costo totaliza en **1,5 MU$D/año**. Cabe destacar que el mantenimiento del primer año es integral y se realizará de manera anual y no semestral, siendo este año una excepción (solo habrá un mantenimiento de 15 días). Igualmente, esto no afecta al costo total anual de mantenimiento.

4.2.2.1.4. Seguro

Con el objetivo de proteger la planta y la mercadería se plantea la necesidad de contratar un seguro. La inversión en cuestión (el CAPEX de 135 MU$D) amerita la contratación de un seguro industrial de cobertura de todo riesgo operativo. Este tipo de cobertura, por su alcance y flexibilidad, permite respaldar en forma integral las operaciones industriales o comerciales, posibilitando el diseño de una cobertura ajustada a las características y necesidades de la empresa, que elimina los excesos o faltas de protección. Se estudió la industria de seguros y el seguro industrial en este tipo de plantas responde bien a la siguiente fórmula (*ecuación 4.2.1*):

$$Seguro\ anual\ (U\$D/año) = 4815 * CAPEX\ (en\ MU\$D) \qquad [Ecuación\ 4.2.1]$$

De esta manera, el costo de seguro anual es de **650.000 U$D/año**.

4.2.2.2. Costos de Administración

Los costos fijos de administración corresponden al personal administrativo, a la contratación de la seguridad de la planta y la limpieza general y básica de la misma.

4.2.2.2.1. Personal administrativo

El personal administrativo es aquel que se dedica a cubrir las áreas de compras, ventas, contabilidad, finanzas, etc.
El mismo se distribuye como se describe en la *tabla 4.2.6* de la siguiente manera:

Personal administrativo	Cantidad	Salario	Costo Total
RRHH	2	40.534 $/mes	14.051 U$D/año
Ventas	4	40.534 $/mes	28.103 U$D/año
Compras	5	40.534 $/mes	35.129 U$D/año
Logística Interna	3	40.534 $/mes	21.077 U$D/año
Control General	4	350.000 $/mes	242.666 U$D/año
Total	**18**		**0,34 MU$D/año**

Tabla 4.2.6: Tabla de costos de personal administrativo.

Los empleados tanto de recursos humanos, ventas, compras como de logística interna pertenecen a la categoría A[83] del Convenio Colectivo de Trabajo 77/89 de la Federación Argentina de los Trabajadores de las Industrias Químicas y Petroquímicas. Según el mismo, el salario que se percibe es de 40.534 $/mes[84] por una jornada de 8 hs diarias.

Respecto al control general, el convenio mencionado detalla que la dirección y gerencia queda exceptuada del mismo por lo que se estudió que el mismo ronda en 350.000 $/mes para estos empleados.

Cabe destacar que se incluyeron en el año de cierre del proyecto las indemnizaciones correspondientes al personal en planta, y estas equivalen a un sueldo por cada año de antigüedad trabajado.

4.2.2.2.2. Seguridad

El personal de seguridad es aquel que se encarga de monitorear la entrada y salida de personas del predio como también controlar que no haya entradas forzadas de agentes externos a la organización por los límites del terreno (*tabla 4.2.7*).

Personal	Cantidad	Salario	Costo Total
Seguridad	12	37.596 $/mes	**78.199 U$D/año**

Tabla 4.2.7: Tabla de costos de personal de seguridad.

Como se estudió anteriormente en la sección 3.2.4 se tienen 4 operarios de seguridad por turno de 8 hs diario. Los mismos perciben un salario de 37.596 $/mes según el Convenio Colectivo de Trabajo N° 507/2007[85].

4.2.2.2.3. Limpieza

A su vez, existe personal que se encarga de la limpieza de las instalaciones, ya sea del sector administrativo como de las zonas productivas (*tabla 4.2.8*).

Personal	Cantidad	Salario	Costo Total
Limpieza	4	26.800 $/mes	**18.581 U$D/año**

Tabla 4.2.8: Tabla de costos de personal de limpieza.

[83] Convenio Colectivo de Trabajo N 77/89. (2020). Federación de Sindicatos de Trabajadores de Industrias Químicas y Petroquímicas de la República Argentina. Argentina: *FESTIQyPRA*. Recuperado de: https://www.trabajo.gba.gov.ar/documentos/convenios/c77-89.pdf

[84] El salario y costo total es del año 0, es decir, a inicios del 2021 ya que después es ajustado por inflación período a período. Para llegar a este salario se toma el dato de los operarios de Mayo de 2020 y se ajusta por la inflación proyectada del 24% para obtener el monto de 2021. Los salarios están determinados para un turno de 8 hs diarias .Cabe destacar que fueron considerados los aumentos por turno noche.

[85] El salario y costo total es del año 0, es decir, a inicios del 2021 ya que después es ajustado por inflación período a período. Para llegar a este salario se toma el dato de los operarios de Septiembre de 2019 y se ajusta por la inflación proyectada del 24% para obtener el monto de 2021. Los salarios están determinados para un turno de 4 hs diarias.Cabe destacar que fueron considerados los aumentos por turno noche.

El personal de limpieza pertenece a la categoría oficial del Sindicato de Obreros de Maestranza[86] y recibe una remuneración de 26.800 $/mes por la jornada completa.

4.2.2.2.4. Cargas Sociales de administración

A continuación, en la *tabla 4.2.9* se pueden apreciar los conceptos de las cargas sociales de los empleados de administración.

Concepto	Porcentaje	Costo
Cargas Sociales	40%	0,175 MU$D/año

Tabla 4.2.9: Tabla de costos de cargas sociales de administración.

4.2.2.3. Resumen de Costos Fijos

Estudiados los costos fijos se procede a presentar un resumen de los mismos. En la *figura 4.2.6*, se puede observar como existe una distribución entre los costos del personal (tanto de producción como de administración y teniendo en cuenta las cargas sociales) y mantenimiento representando alrededor del 84% de los costos fijos totales. De los costos mencionados, el costo de personal de producción (incluyendo las cargas sociales) es el más representativo. Por el otro lado, el monto incurrido en las componentes fijas del gas y electricidad es significativamente menor a los demás representando menos del 6% entre ambos.

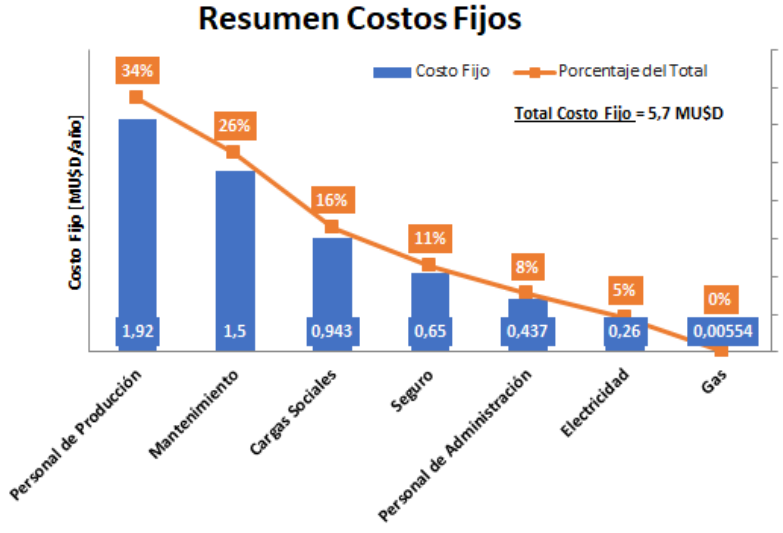


Figura 4.2.6: Cuadro resumen de los costos fijos

[86] CGT. (2020). Operarios de limpieza. Argentina.Recuperado de: http://www.som.org.ar/escalas_2020/JULIO2020JCOMPLETANUEVA.pdf

4.2.3. Resumen de costos: fijos y variables

A continuación, en la *figura 4.2.7* se detallan los costos fijos y variables totales anuales una vez que el proyecto entra en régimen. Como puede observarse, los costos fijos representan un 6% de la estructura de costos del proyecto mientras que los variables, representan un 94% de la misma, en el caso que la planta opere en plena capacidad.

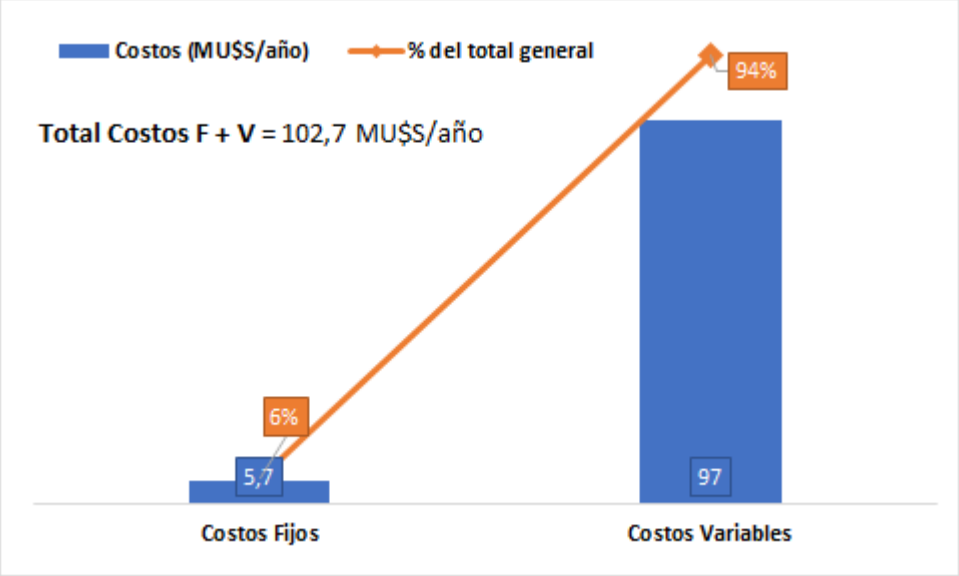


Figura 4.2.7: Cuadro resumen de la estructura de costos del proyecto.

Finalmente, se detalla la evolución de los costos totales del proyecto en el escenario base (*figura 4.2.8* y *4.2.9*).

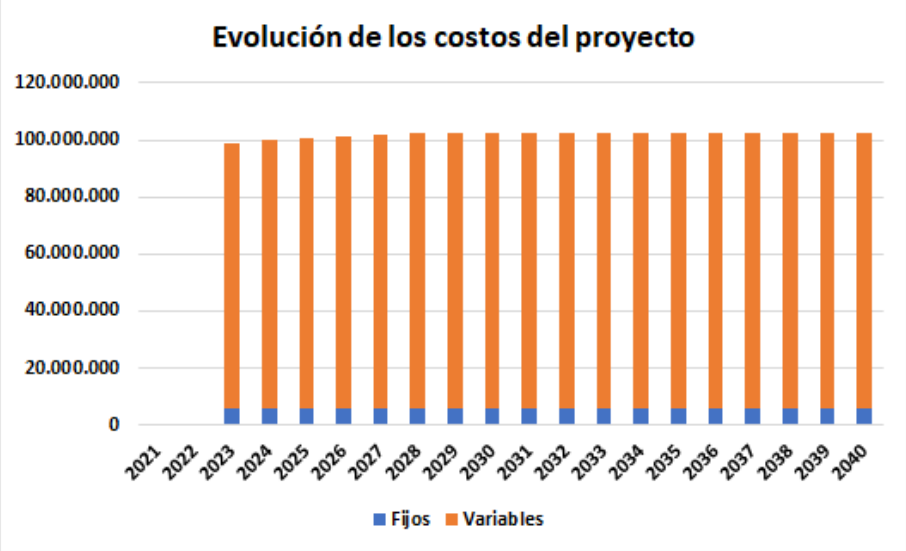


Figura 4.2.8: Evolución de los costos fijos y variables del proyecto en dólares.

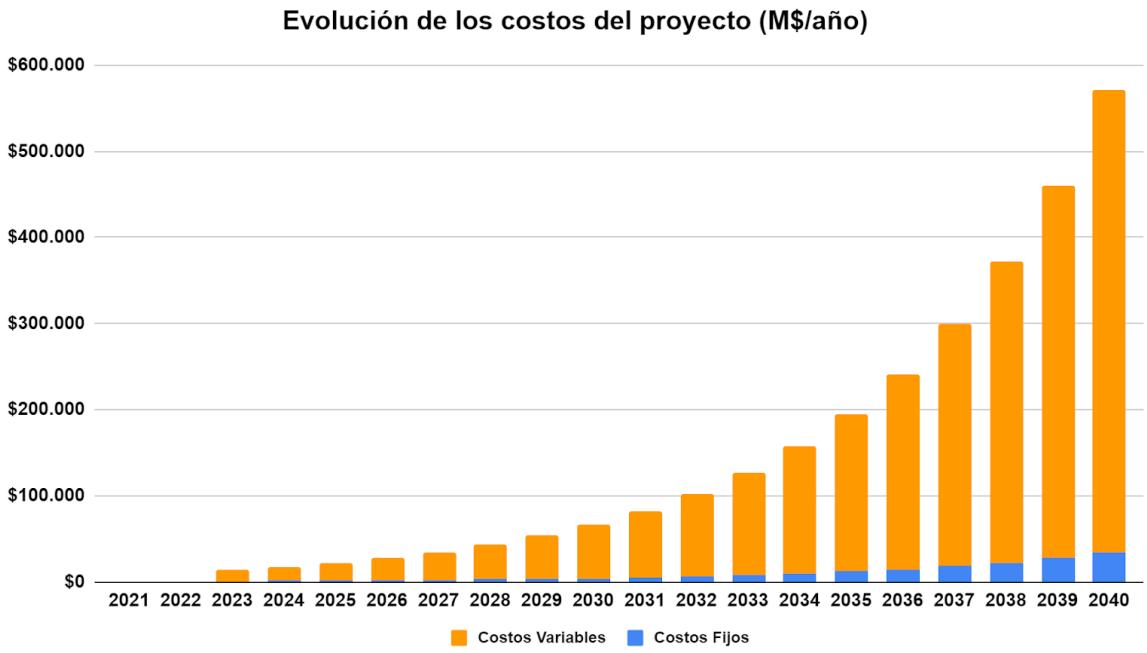


Figura 4.2.9: Evolución de los costos fijos y variables del proyecto en millones de pesos.

4.2.4. Impuestos

A continuación, se mencionan los impuestos principales a los que estará sujeto el proyecto a lo largo de la vida.

4.2.4.1. Impuesto sobre los Ingresos Brutos[87]

Al ser la fabricación de bioetanol una actividad comercial e industrial, existe un tributo que se deberá pagar sobre los ingresos obtenidos y varía según el distrito e industria.

La planta se ubicará en la provincia de Córdoba y acorde a la Ley 6006, Art. 21, la "Industrialización de combustibles líquidos y gas natural sin expendio al público" tiene una alícuota de 0,25%.

A su vez, es importante aclarar que esta tasa se aplicará recién a partir del año 2033 ya que actualmente existe un apoyo provincial que exime el pago de Impuestos Inmobiliarios, Sellos e IIBB por un plazo de 10 años desde su puesta en marcha[88].

[87] Legislatura de la Provincia de Córdoba. (2020). Ingresos Brutos. Argentina. Recuperado de: https://cpcecba.org.ar/media/download/noticias/Proyecto%20Ley%20Impositiva%202020.pdf

[88] Ministerio de Industria, Comercio, y Minería. (2020). Ingresos Brutos. Argentina. Recuperado de: https://cordobaproduce.cba.gov.ar/3812/acabio-invierte-us-53-m-para-aumentar-la-produccion-de-etanol/

4.2.4.2. Impuesto a las Ganancias

El impuesto a las ganancias es un tributo anual que se le aplica a cualquier empresa existente. Dicho impuesto se paga en función de las utilidades antes de impuesto a las ganancias obtenidas en el transcurso de los años. Actualmente, la Ley 27.430 (Reforma Tributaria) indica que se debería haber bajado la alícuota del año de ejercicio 2020 a 25% pero la Ley 27.541 (de Solidaridad y Reactivación Productiva) estableció la suspensión de dicha reducción hasta el año de ejercicio 2022. De esta manera, para el año 2020 y 2021 la alícuota se mantendrá en 30% de la utilidad antes de IG y a partir del ejercicio de 2022 la alícuota debería ser reducida a 25%. Si bien el impuesto debería ser reducido, se decidió mantenerlo en 30% durante la vida del proyecto, ya que debido a la inseguridad jurídica del país es probable que se prorrogue indefinidamente este cambio en la ley. De esta forma, la alícuota de impuesto a las ganancias será siempre de 30% tomando así, una postura conservadora.

En caso de que la utilidad antes del IG sea menor a cero, el gobierno le otorga a la empresa la posibilidad de utilizar un quebranto. Dicho quebranto acumulará el correspondiente monto que se obtiene de realizar la multiplicación entre la alícuota vigente con la utilidad antes de IG obtenida en ese ejercicio. De esta manera, en caso de que en años posteriores se obtenga una utilidad antes de IG positiva se podrá utilizar el quebranto acumulado para hacerle frente a dicho tributo. Dicho quebranto tiene una duración máxima de 5 años. En caso de que no se utilice el quebranto obtenido en el ejercicio de 5 años atrás, el mismo quedará anulado.

4.2.4.3. Impuesto al Valor Agregado

El IVA, Impuesto al Valor Agregado, es un impuesto aplicado que grava el consumo final. Cabe destacar que el IVA es un impuesto que, si bien no tiene un impacto económico en el proyecto, si tiene un efecto financiero negativo en el mismo. En cada compra o venta existe un incremento del precio sobre el coste, es decir, se aplica en cada transacción de compra/venta de la cadena. En Argentina, por ley la tasa del IVA es del 21% para bienes de cambio y de 10,5% para los bienes de capital.

Al no ser un consumidor final, la empresa tendrá créditos de IVA como también débito y en cada cierre habrá un saldo remanente que definirá el flujo de IVA en cada período.

A continuación, en la *tabla 4.2.10* se muestran las componentes del débito y crédito IVA por compra/venta de insumos. Cabe aclarar que se le llama “débito” a todo aquello que la empresa vende y cobra el extra gravado por IVA, y “crédito” a todo aquello que la empresa compra y paga el extra de IVA.

Tasa 21%		
Débito	**Crédito**	
Ventas Etanol Local	Costo Maíz	Costo Fijo Gas
Ventas DDGS	Costo Alfa Amilasa	Costo Fijo Electricidad
	Costo Complejo Enzimático	Costo de Mantenimiento
	Costo NaOH	Desarrollo estudio Factibilidad
	Costo H2SO4	Construcción y Puesta en Marcha
	Costo Levadura Seca	Conceptos de la Inversión en Capital de Trabajo.
	Costo Nutriente Levadura	Costo Variable Electricidad
	Costo Desnaturalizante	Costo Agua
		Costo Variable Gas

Tabla 4.2.10: Tabla de conceptos del IVA para bienes de cambio.

Por otro lado, la compra de los bienes de capital del proyecto se gravan con un IVA del 10,5%, pero estos se estudiarán en profundidad en la sección de inversiones.

El flujo de IVA final se calcula mediante una suma del saldo IVA de ese período con el IVA que hay que pagar a la AFIP. Corresponde pagar únicamente si la suma del saldo IVA de ese período con el crédito fiscal del período anterior es mayor que cero, caso contrario ese monto negativo quedará a favor como crédito fiscal para el período siguiente.

Cabe destacar que el IVA no corresponde un costo económico para el proyecto (si representa un costo financiero), pero se lo mencionó en esta sección del informe junto con los demás impuestos para mantener la estructura. Dicho impuesto se estudiará en profundidad más adelante en el flujo de fondos.

4.2.5. Determinación del sistema de costeo

El objetivo de esta sección es determinar el sistema de costeo que se utilizará para armar los balances del proyecto. Principalmente existen dos sistemas de costeo: costeo por absorción y costeo directo. Ambos métodos de costeo se diferencian por la forma en que se trata la parte fija de los Gastos Generales de Fabricación. En el costeo por absorción se valorizan los stocks al costo de fabricación. El mismo está compuesto tanto por costos variables como fijos de producción, estos últimos prorrateados sobre la unidad de producto. Mientras que en el costeo directo los stocks se valorizan al costo directo, el cual se compone de los costos variables de fabricación. Se puede ver que en el costeo por absorción, a diferencia del costeo directo, los gastos generales de fabricación en su parte fija forman parte de los costos de producción.

Si bien el sistema de costeo por absorción permite medir la incidencia de cambios bruscos en costos fijos, esta ventaja no es significativa de acuerdo a la estructura de costos del proyecto en cuestión donde los la componente fija de los costos de fabricación no representa siquiera el 5% de los costos de producción totales. En este sentido, el sistema de costeo directo, que elimina fluctuaciones en los costos por efecto de diferentes volúmenes de producción y tiende a ofrecer un mayor control sobre los costos del período, es el más adecuado, debido a la poca participación de la componente fija en los costos de fabricación (*figura 4.2.10*).

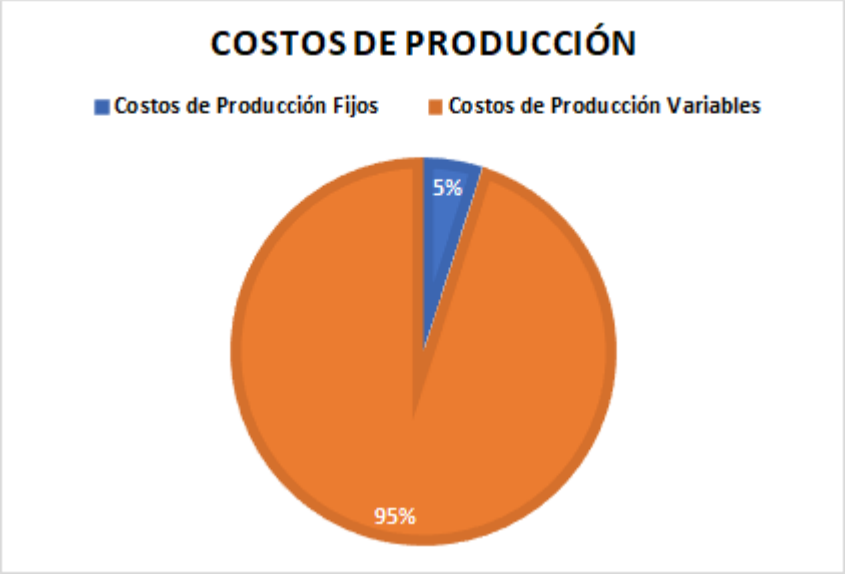


Figura 4.2.10: Composición de los costos de producción del proyecto.

En conclusión, el sistema de costeo elegido es el sistema de costeo directo.

4.3. INVERSIONES

A continuación, se presentan las inversiones necesarias del proyecto. Las mismas se clasifican en dos, por un lado las inversiones en activos fijos y por el otro, las inversiones en capital de trabajo.

4.3.1 Inversiones en Activos Fijos

En esta sección se analizarán todas las inversiones que se deben llevar a cabo para adquirir los bienes que se destinarán en forma directa o indirecta para realizar la producción de bioetanol y DDGS. Es decir, serán todas las inversiones necesarias que se efectuarán hasta poder iniciar las actividades industriales.
Asimismo, se clasificará la inversión en activos fijos en tres categorías diferentes: Bienes de uso, Rubros asimilables e IVA sobre inversiones.

4.3.1.1 Inversiones en Bienes de Uso

Dentro de esta categoría se analizarán todos los bienes tangibles, los cuales se deprecian (salvo por el terreno) a través del uso del bien y del paso del tiempo. Como se muestra en la *tabla 4.3.1*, las inversiones en bienes de uso[89] que se realizarán en el proyecto en cuestión se separan en los rubros Maquinaria/Equipos, Terrenos y Obra civil.

Rubro	Monto en moneda nacional (pesos)	Unidad de la moneda nacional	Monto en divisa externa (U$D)	Unidad de la divisa externa	Fecha de Gasto	Cambio de divisa nominal en la fecha de gasto ($/U$D)
TOTAL Bienes de uso	**$ 12.168,81**	**M$**	**$ 129,65**	**MU$D**	-	-
Maquinaria/Equipos*	**$ 11.577,76**	**M$**	**$ 124,49**	**MU$D**	**Año 1**	**93**
Recepcion y molienda	$ 962,55	M$	$ 10,35	MU$D	Año 1	93
Cocción y Licuefacción	$ 855,60	M$	$ 9,20	MU$D	Año 1	93
Sacarificación y Fermentación	$ 1.818,15	M$	$ 19,55	MU$D	Año 1	93
Destilación y Deshidratación	$ 3.277,32	M$	$ 35,24	MU$D	Año 1	93
Unidad de DDGS	$ 3.115,50	M$	$ 33,50	MU$D	Año 1	93
Tratamiento de Efluentes	$ 465,00	M$	$ 5,00	MU$D	Año 1	93
Auxiliares	$ 232,50	M$	$ 2,50	MU$D	Año 1	93
Almacenamiento	$ 851,14	M$	$ 9,15	MU$D	Año 1	93
Terreno	**$ 14.452.200**	**$**	**$ 155.400**	**U$D**	**Año 1**	**93**
Obras civiles	**$ 576,60**	**M$**	**$ 5,00**	**MU$D**	**Año 2**	**115,32**

Tabla 4.3.1: Valores de las inversiones en activos fijos a realizar en el proyecto.

Las maquinarias y equipos necesarios serán todos importados. Por esta razón, es importante aclarar que los gastos estipulados para la maquinaria y/o equipos incluyen los gastos de nacionalización y de transporte a la planta. Estos se desglosan en las diferentes etapas del proceso industrial, desde la recepción hasta el almacenamiento y despacho. Como se mencionó en la etapa de ingeniería, los gastos asociados a maquinaria para la carga de

[89] Las inversiones en los distintos rubros del Activo Fijo e Inversiones Asimilables, se determinan en base a sus valores contado y normales, siempre discriminando el IVA y desafectando el interés.

bioetanol a los camiones (y otros gastos de despachos) se encuentran incluidos en la etapa de *almacenamiento*. Asimismo, los gastos asociados al despacho de DDGS se encuentran incluidos en la etapa de *Unidad de DDGS.* A continuación, se presenta en la *figura 4.3.1.* un cuadro resumen de las inversiones en maquinarias y equipos.

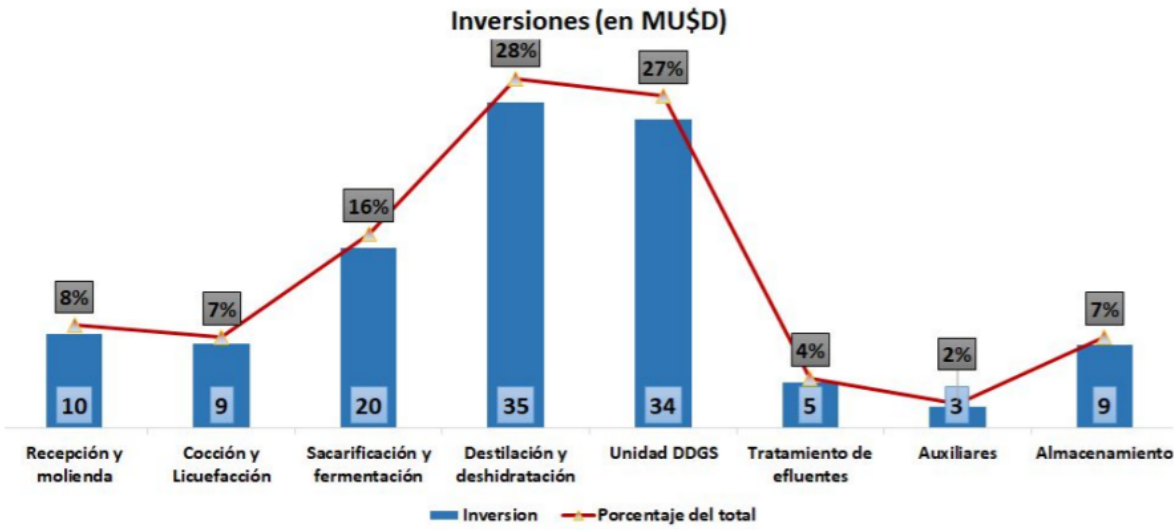


Figura 4.3.1: Cuadro resumen de las inversiones en maquinaria y equipos.

En la **sección 4.3.1.4**, se realizará el cronograma de inversiones donde se justificará el año en el que se llevará a cabo cada inversión. Igualmente, se puede apreciar en la *tabla 4.3.1* que todos los gastos en maquinarias y en el terreno se efectuarán en el año 1 del flujo de fondos (fin de año 2021), mientras que las obras civiles se efectuarán en el año 2 (fin de año 2022).

Resumiendo, la inversión total en Bienes de uso será de 129,65 millones de dólares (que equivalen a 12.167,21 millones de pesos en valor de libros); de los cuales 124,49 millones de dólares corresponden a Maquinaria y Equipos, 0,1554 millones de dólares al terreno y 5 millones de dólares a las obras civiles. En la *figura 4.3.2* se muestran los porcentajes del total correspondientes a cada rubro.



Figura 4.3.2: Porcentajes de la inversión en Bienes de Uso

Por último, es importante aclarar que se entiende por inversión a las erogaciones que forman los activos. De esta forma, se reintegran estas erogaciones a través del tiempo por medio de las amortizaciones y valores disponibles al final de la vida útil del proyecto. Dichas amortizaciones serán calculadas y presentadas en la sección 4.3.1.6.

4.3.1.2. Inversiones en Rubros asimilables

Dentro de esta categoría se consideran aquellos gastos a realizar durante el período de instalación y puesta en marcha, que serán asimilados a inversiones a través de amortizaciones. Como se muestra en la *tabla 4.3.2*, los Cargos Diferidos se dividen en los rubros cargos diferidos de *Puesta en Marcha* y en cargos diferidos del *Desarrollo del Estudio de Factibilidad* (siendo esta última una inversión en investigación, planos e ingeniería).

Rubro	Monto en moneda nacional (pesos)	Unidad de la moneda nacional	Monto en divisa externa (U$D)	Unidad de la divisa externa	Fecha de Gasto	Cambio de divisa nominal en la fecha de gasto ($/U$D)
TOTAL Cargos diferidos	$ 495,96	M$	$ 5,00	MU$D	-	-
Puesta en Marcha	$ 345,96	M$	$ 3,00	MU$D	Año 2	115,32
Desarrollo estudio Factibilidad	$ 150,00	M$	$ 2,00	MU$D	Año 0	75

Tabla 4.3.2: Valores de las inversiones en cargos diferidos.

Las fechas de dichas inversiones serán justificadas en el calendario de inversiones que se desarrolla en la **sección 4.3.1.4**. Sin embargo, se puede observar que la inversión en el Estudio de Factibilidad será en el año 0 (inicio del año 2021), mientras que la inversión en la puesta en marcha será durante el año 2 (fin de año 2022).

Resumiendo, el total de los Cargos Diferidos será de 5 millones de dólares; de los cuales 3 millones de dólares serán para la puesta en marcha de la planta mientras que los 2 millones de dólares restantes serán para el desarrollo del estudio de factibilidad. En la *figura 4.3.3* se muestra la distribución de la inversión.

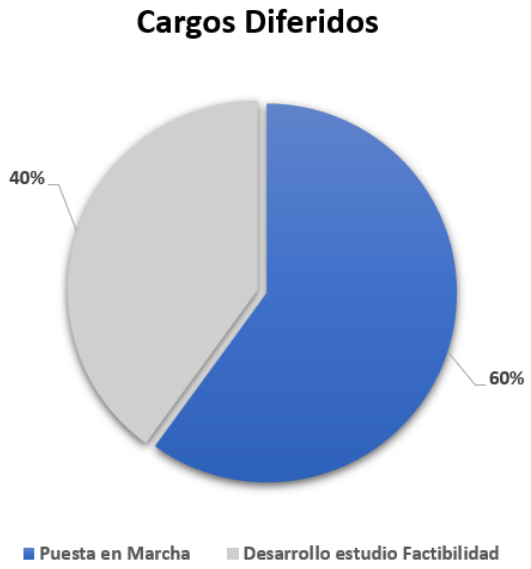


Figura 4.3.3: Distribución de los Cargos diferidos.

Por último, a modo de resumen, la *tabla 4.3.3* muestra la inversión total en activo fijo sin IVA. Dichas inversiones totalizan **134,65 MU$D.**

Rubro	Monto en moneda nacional (pesos)	Unidad de la moneda nacional	Monto en divisa externa (U$D)	Unidad de la divisa externa
TOTAL Bienes de uso	$ 12.168,81	M$	$ 129,65	MU$D
TOTAL Cargos diferidos	$ 495,96	M$	$ 5,00	MU$D
TOTAL Activo Fijo sin IVA	$ 12.664,77	M$	$ 134,65	MU$D

Tabla 4.3.3: Inversión total en Activo Fijo sin IVA.

4.3.1.3. IVA sobre inversiones en activos fijos.

Esta categoría informa por separado sobre el impuesto aplicado al total de las inversiones en activo fijo (excluyendo a los terrenos, los cuales no poseen IVA). Cabe destacar que la alícuota de IVA para maquinaria es de 10,5%, mientras que para los demás rubros corresponde a 21%.

Rubro	Monto en moneda nacional (pesos)	Unidad de la moneda nacional	Alícuota del IVA	Fecha de Gasto
TOTAL IVA en Activo Fijo	**1.440.901.980**	**$**	**-**	**-**
IVA Maquinaria/equipo*	**$ 1.215.664.380,00**	**$**	**10,50%**	**Año 1**
Recepcion y molienda	101.067.750	$	10,50%	Año 1
Cocción y Licuefacción	89.838.000	$	10,50%	Año 1
Sacarificación y Fermentación	190.905.750	$	10,50%	Año 1
Destilación y Deshidratación	344.118.600	$	10,50%	Año 1
Unidad de DDGS	327.127.500	$	10,50%	Año 1
Tratamiento de Efluentes	48.825.000	$	10,50%	Año 1
Auxiliares	24.412.500	$	10,50%	Año 1
Almacenamiento	89.369.280	$	10,50%	Año 1
IVA Desarrollo estudio Factibilidad	**$ 31.500.000,00**	**$**	**21%**	**Año 0**
IVA puesta en marcha	**$ 72.651.600,00**	**$**	**21%**	**Año 2**
IVA Obras civiles	**$ 121.086.000,00**	**$**	**21%**	**Año 2**

Tabla 4.3.4: Tabla resumen del IVA sobre inversiones en activo fijo

Puede apreciarse en la *tabla 4.3.4* que los gastos en IVA totalizan 1.440.901.980 $, un equivalente a **15 MU$D** corrientes.

4.3.1.4. Calendario de Inversiones sobre activos fijos.

Como bien se mencionó en el estudio de ingeniería, a continuación se presenta nuevamente el calendario de ejecución para poder determinar la fecha en la que se realizará cada una de las inversiones (*figura 4.3.4*).

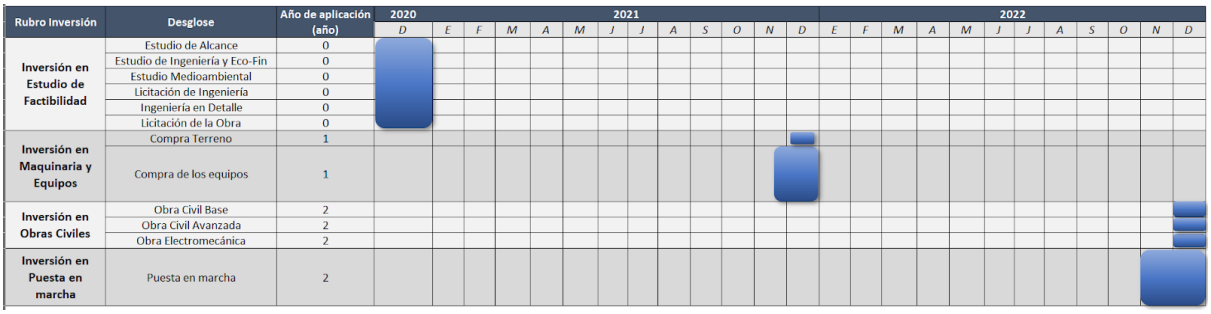


Figura 4.3.4: Calendario de ejecución.

4.3.1.5. Resumen de inversiones en activos fijos.

A modo de resumen se presentan las siguientes tablas con todas las inversiones y su año de desembolso (*tabla 4.3.5* y *4.3.6*, *figuras 4.3.5* y *4.3.6*).

Inversión	Monto ($ corrientes)	Monto (U$D corrientes)	Año de Desembolso	Año Financiero
Estudio de Factibilidad	150.000.000	2.000.000	Inicio 2021	0
Maquinaria y equipos	11.577.760.000	124.492.000	Fin 2021	1
Terreno	14.452.200	155.400	Fin 2021	1
Obras Civiles	576.600.000	5.000.000	Fin 2022	2
Puesta en Marcha	345.960.000	3.000.000	Fin 2022	2
Total	**12.664.768.200**	**134.647.400**	-	-

Tabla 4.3.5: Resumen de inversiones en activo fijo (excluyendo IVA).

Inversión	Monto ($ corrientes)	Monto (U$D corrientes)	Año de Desembolso	Año Financiero
IVA asociado a Estudio de Factibilidad	31.500.000	420.000	Inicio 2021	0
IVA asociado a maquinaria y equipos	1.215.664.380	13.071.660	Fin 2021	1
IVA asociado a Obras civiles	121.086.000	1.050.000	Fin 2022	2
IVA asociado a puesta en marcha	72.651.600	630.000	Fin 2022	2
Total	**1.440.901.980**	**15.171.660**	-	-

Tabla 4.3.6: Resumen de inversiones en IVA en activo fijo.

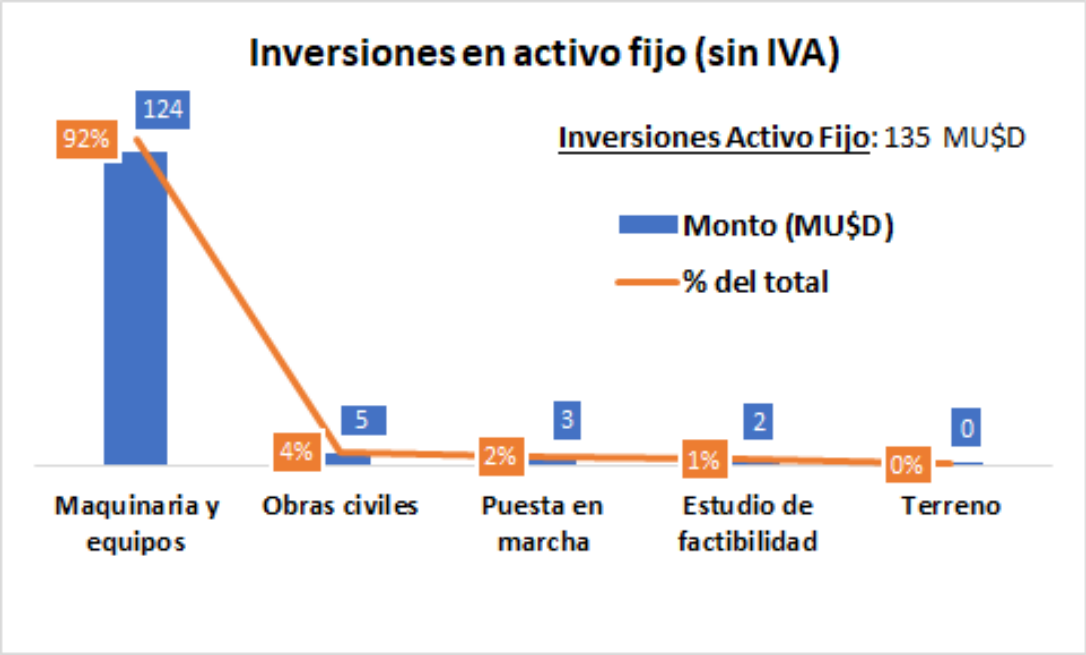


Figura 4.3.5: Cuadro resumen de las inversiones en activo fijo (sin IVA).

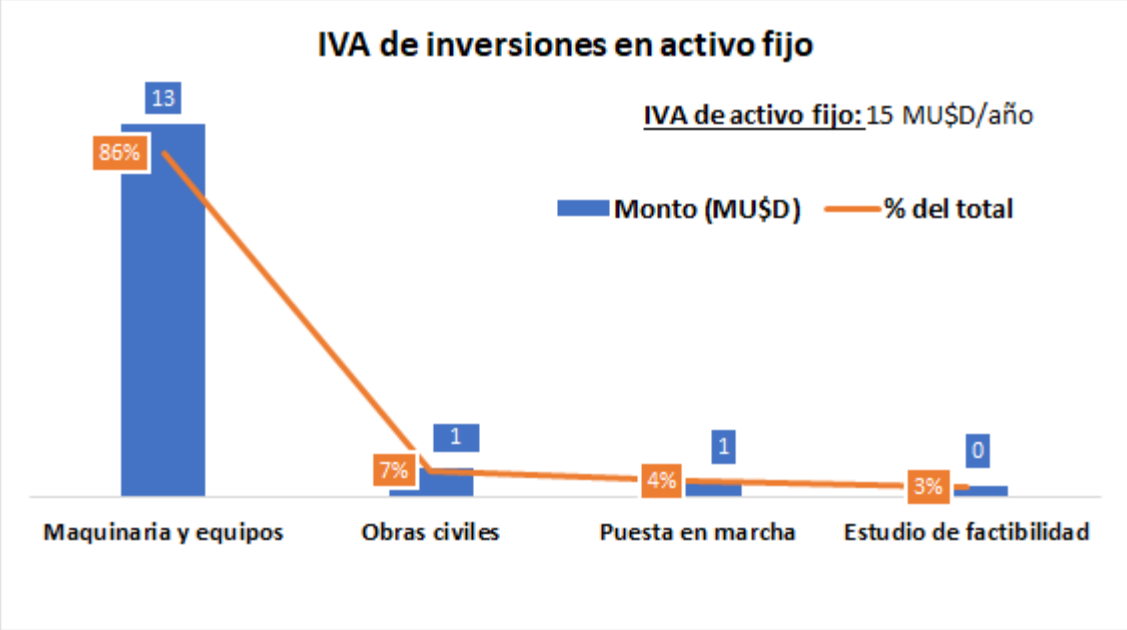


Figura 4.3.6: Cuadro resumen del IVA de las inversiones en activo fijo.

En resumen, la inversión total en activos fijos es de **134,6 MU$D** (sin incluir IVA), y su IVA correspondiente que irá al rubro de créditos IVA del proyecto será de **1.440.901.980 $ (aproximadamente 15,1 MU$D).**

Posteriormente en el informe, se estudiarán las inversiones en activo de trabajo.

4.3.1.6. Amortizaciones de los activos fijos.

En esta categoría se evaluarán todas las amortizaciones correspondientes de los activos fijos. Se entiende a la amortización como el desgaste producido en la fabricación que tienen los bienes de uso y los gastos asimilables necesarios para comenzar con la explotación del proyecto.

El régimen de amortización que se utilizará en el proyecto en cuestión es el de depreciación lineal, tomando siempre como cero el valor residual del bien y/o de los rubros asimilables.

Como bien se mencionó en la sección de ingeniería, los biocombustibles se encuentran bajo un régimen de promoción industrial, el cual permite amortizar las instalaciones de la planta de bioetanol a 10 años (en vez de 20 años como sería en el caso normal de las instalaciones).

Por otro lado, la amortización se activará en el momento en que la planta entre en producción, es decir, principios de 2023. A continuación, en las *tablas 4.3.7* y *4.3.8* se presentan los cálculos de las amortizaciones de cada rubro. Cabe destacar que, obviamente, no se tiene en cuenta el IVA para amortizar.

Bien de Uso (Valor Original) (BU)	12.154.356.000$
Valor residual contable (VRC)	0$
Vida útil contable (VUC)	10 años
Amortizaciones ($/año)	1.215.435.600$

Tabla 4.3.7: Amortizaciones del bien de uso.

Cargos diferidos (Valor Original)	495.960.000$
Valor residual contable (VRC)	0$
Vida útil contable (VUC)	10 años
Amortizaciones ($/año)	49.596.000$

Tabla 4.3.8: Amortizaciones de los cargos diferidos

Se concluye que las amortizaciones totales anuales que tendrá la planta de bioetanol serán de **1.265.031.600 $/año**, a **10 años**, y por ende la planta estará completamente amortizada para fin de 2032.Es muy importante destacar que las amortizaciones representan un escudo fiscal muy importante para el proyecto. Sin embargo, dichas amortizaciones sufrirán la erosión por inflación y este impacto se notará mucho en los *economics* del proyecto.

4.3.2. Inversiones en Capital de trabajo.

El capital de trabajo tiene en cuenta el activo de trabajo como también el pasivo de trabajo. A continuación se explicará bien en detalle la inversión necesaria.

4.3.2.1. Inversión en Activo de Trabajo.

El activo de trabajo (AT) se conformará por aquellos activos que se necesitan para la correcta operación de la empresa pero que no son "fijos". El activo de trabajo se subdivide en 3 rubros: Disponibilidad mínima en Caja y Bancos (Caja operativa), Créditos por Ventas y Bienes de Cambio[90]. El AT se determinará para cada año, comenzando en el año 2023 (que es cuando comienza la producción) y finalizando en el último año de producción.

4.3.2.1.1. Disponibilidad mínima en Caja y Bancos.

La disponibilidad mínima en Caja y Bancos (también conocida en la jerga contable simplemente como Caja) será necesario para afrontar los gastos de tesorería. En este proyecto dicha disponibilidad mínima será de 3% de las ventas anuales[91]. De esta manera, se asegura que la caja acompañará al volumen operacional de la empresa, con el objetivo de que siempre se pueda hacer frente a los casos de necesidad inmediata de liquidez. A continuación, en la *figura 4.3.7* se muestra dicha disponibilidad mínima.

Año	Caja Operativa (M$/año)
2021 (inicio)	$ -
2021	$ -
2022	$ -
2023	$ 693
2024	$ 890
2025	$ 1.130
2026	$ 1.425
2027	$ 1.788
2028	$ 2.235
2029	$ 2.788
2030	$ 3.471
2031	$ 4.304
2032	$ 5.337
2033	$ 6.618
2034	$ 8.207
2035	$ 10.177
2036	$ 12.619
2037	$ 15.647
2038	$ 19.403
2039	$ 24.060
2040	$ -

Figura 4.3.7: Evolución de la Disponibilidad mínima en Caja y Bancos en millones de pesos.

[90]Es importante aclarar que las inversiones en AT serán calculadas sin tener en cuenta los valores de amortizaciones implícitos dentro del costo de producción y del precio de venta; tal y como sugiere la cátedra.
[91] Dicha recomendación proviene del libro de la cátedra: Capítulo 1- Económico - Financiero (parte I)

4.3.2.1.2. Créditos por ventas

Los créditos por ventas se fijan con los clientes según el precio de venta. Tanto para el caso del bioetanol como el del DDGS, el plazo promedio de cobranza es de 60 días. Dicho valor es el que se utiliza en la industria y son los plazos promedios otorgados (*figura 4.3.8*).

Año	Creditos por ventas	Creditos por ventas Etanol Local	Creditos por ventas DDGS Local
2021 (Inicios)	$ -	$ -	$ -
2021	$ -	$ -	$ -
2022	$ -	$ -	$ -
2023	$ 3.798	$ 3.282	$ 517
2024	$ 4.874	$ 4.221	$ 654
2025	$ 6.193	$ 5.371	$ 822
2026	$ 7.811	$ 6.780	$ 1.031
2027	$ 9.800	$ 8.512	$ 1.288
2028	$ 12.246	$ 10.640	$ 1.606
2029	$ 15.279	$ 13.279	$ 2.000
2030	$ 19.021	$ 16.530	$ 2.491
2031	$ 23.586	$ 20.497	$ 3.089
2032	$ 29.246	$ 25.416	$ 3.831
2033	$ 36.266	$ 31.516	$ 4.750
2034	$ 44.969	$ 39.079	$ 5.890
2035	$ 55.762	$ 48.458	$ 7.304
2036	$ 69.145	$ 60.088	$ 9.056
2037	$ 85.740	$ 74.510	$ 11.230
2038	$ 106.317	$ 92.392	$ 13.925
2039	$ 131.833	$ 114.566	$ 17.267
2040	$ -	$ -	$ -

Figura 4.3.8: Evolución de la inversión en Créditos por ventas en millones de pesos.

4.3.2.1.3 Inversión en Bienes de Cambio

La inversión en bienes de cambio se dividirá en el Stock de Materia Prima y en el Stock de elaborados. No se incluye la categoría de mercadería en curso y semielaborados ya que el proceso que se utiliza es continuo y no se posee dichos stocks.
Para el cálculo de los stocks de materia prima se valuaron al último costo de adquisición de las mismas. A su vez y acorde al nivel de servicio deseado, el plazo en días de stock de las diferentes materias primas se muestra en la *tabla 4.3.9*:

Plazo Stock Maíz	30	días
Plazo Stock Desnaturalizante	15	días
Plazo Stock Otros MP	15	días

Tabla 4.3.9: Plazo de días del stock de materias primas.

Para el cálculo de los stocks de los productos elaborados se realizó un prorrateo sobre los costos totales de producción para poder dividirlos entre los dos productos (bioetanol y DDGS) que se obtienen del proceso productivo en cuestión. Como ambos productos

comparten una gran parte del proceso productivo, el prorrateo se realizó sobre las ventas totales. De esta manera, los costos de producción totales se dividirán de la siguiente forma:

$$Costos\ de\ producción\ Bioetanol = Costo\ de\ producción\ total * \frac{Ventas\ de\ Bioetanol\ (\$)}{Ventas\ Totales\ (\$)}$$

$$Costos\ de\ producción\ DDGS = Costo\ de\ producción\ total * \frac{Ventas\ de\ DDGS(\$)}{Ventas\ Totales\ (\$)}$$

[*Ecuación 4.3.1*]

Ecuación 4.3.1: Prorrateo de los costos totales de producción según producto elaborado obtenido.

En cuanto a los plazos de días de stock para los productos elaborados y acorde con el nivel de servicio requerido se proponen los siguientes plazos de stock requeridos (*tabla 4.3.10*).

Plazo Stock Bioetanol Local	15	días
Plazo Stock DDGS	15	días

Tabla 4.3.10: Plazo de días del stock de los productos obtenidos.

En conclusión, la evolución de activo de trabajo en bienes de cambio se puede observar en las *figuras 4.3.9, 4.3.10* y *4.3.11*:

Año	Bienes de Cambio	Maíz en Stock	Desnaturalizante en Stock	Otros MP Stock	Bioetanol en Stock	DDGS en Stock
2021	**0**	0	0	0	0	0
2022	**0**	0	0	0	0	0
2023	**1.551**	826	2	128	514	81
2024	**1.951**	1.043	3	158	647	100
2025	**2.448**	1.312	3	196	812	124
2026	**3.060**	1.643	4	244	1.015	154
2027	**3.820**	2.055	5	302	1.266	192
2028	**4.755**	2.560	7	375	1.576	238
2029	**5.915**	3.187	8	464	1.960	295
2030	**7.335**	3.952	10	576	2.430	366
2031	**9.095**	4.901	12	714	3.014	454
2032	**11.278**	6.077	15	885	3.737	563
2033	**13.985**	7.535	19	1.098	4.634	698
2034	**17.341**	9.344	24	1.361	5.746	866
2035	**21.503**	11.586	29	1.688	7.125	1.074
2036	**26.663**	14.367	36	2.093	8.835	1.332
2037	**33.063**	17.815	45	2.596	10.956	1.651
2038	**40.998**	22.091	56	3.219	13.585	2.047
2039	**50.837**	27.392	69	3.991	16.845	2.539
2040	**0**	0	0	0	0	0

Figura 4.3.9: Evolución de los bienes de cambio en millones de pesos..

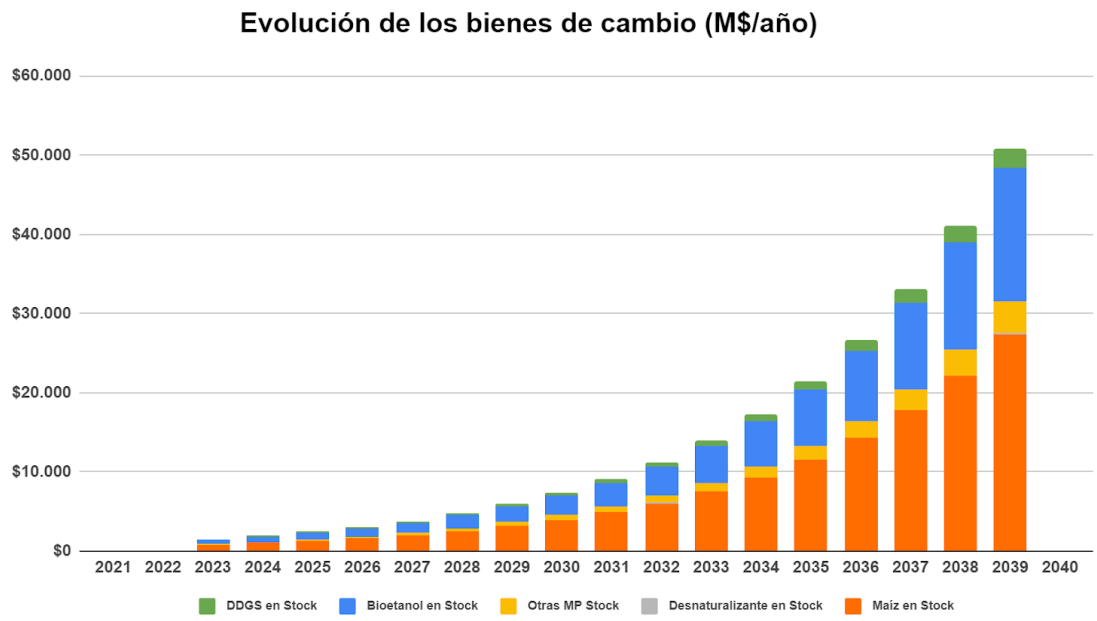


Figura 4.3.10: Evolución de los bienes de cambio en millones de pesos.

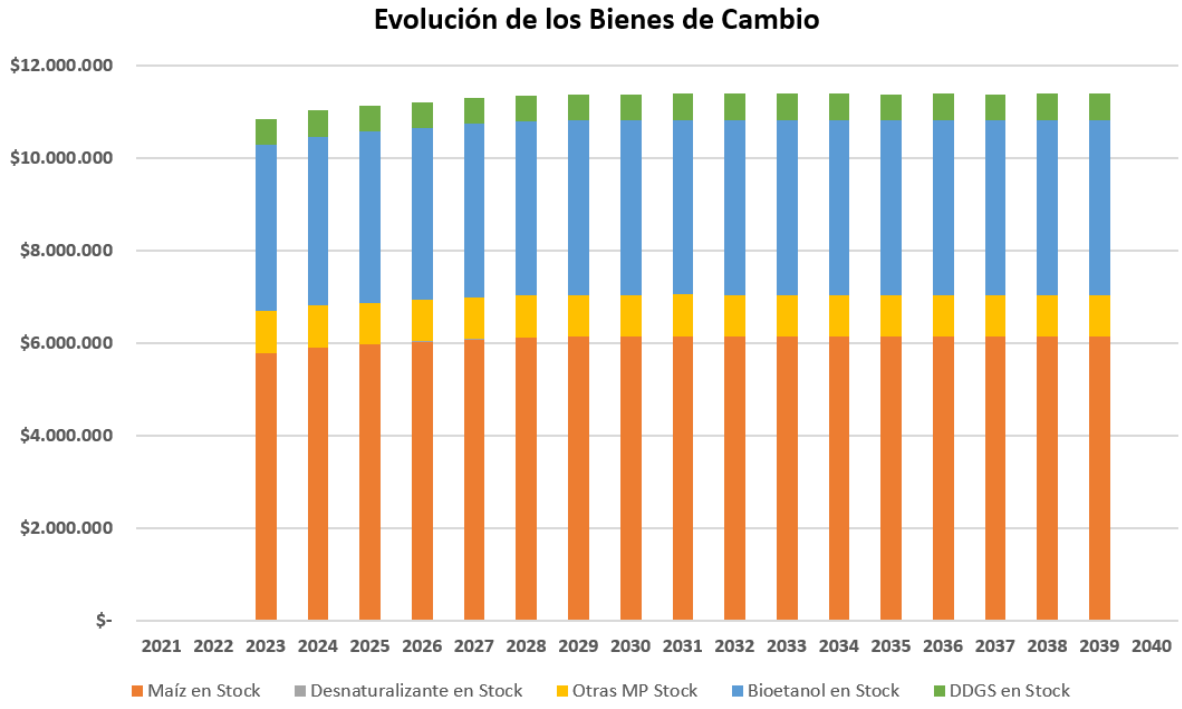


Figura 4.3.11: Evolución de los bienes de cambio en dólares equivalentes.

4.3.2.2. Pasivo de trabajo.

Como se mencionó el capital de trabajo también incluye la financiación a corto plazo de los activos corrientes a través del pasivo corriente. Dicho pasivo corriente se compone principalmente de las deudas comerciales, dado que el proyecto no incurre en pasivo corriente oneroso.

4.3.2.2.1 Deudas Comerciales

Las deudas comerciales serán aquellos acuerdos que se originan con los proveedores en el momento de la compraventa de bienes. Para el proyecto en cuestión, las deudas comerciales se generarán en el momento de la compra de los diferentes tipos de materia prima. Cada proveedor, le otorgará un plazo promedio de pago a la empresa dependiendo de la industria en la que se manejan y de sus políticas internas como se muestra en la *tabla 4.3.11*. En la *figura 4.3.12* se puede observar las deudas comerciales desglosadas por proveedor para cada año.

Maíz - Plazo Promedio Pago a Proveedores	30	días
Enzimas - Plazo Promedio Pago a Proveedores	30	días
Productos Químicos - Plazo Promedio Pago a Proveedores	30	días
Levaduras - Plazo Promedio Pago a Proveedores	60	días
Desnaturalizante - Plazo Promedio Pago a Proveedores	30	días

Tabla 4.3.11: Plazo promedio de pago a proveedor según MP.

Año	Deudas Comerciales	Deuda Comercial - Enzimas	Deuda Comercial - Productos Químicos	Deuda Comercial - Levaduras	Deuda Comercial - Desnaturalizante	Deuda Comercial - Maíz
2021	0	0	0	0	0	0
2022	0	0	0	0	0	0
2023	0	0	0	0	0	0
2024	1.091	243	7	11	4	826
2025	1.372	302	9	13	6	1.043
2026	1.720	374	11	17	7	1.312
2027	2.149	464	13	21	8	1.643
2028	2.682	575	16	26	10	2.055
2029	3.338	713	20	32	13	2.560
2030	4.152	884	25	39	16	3.187
2031	5.148	1.096	31	49	20	3.952
2032	6.384	1.360	38	60	25	4.901
2033	7.916	1.686	48	75	31	6.077
2034	9.816	2.091	59	93	38	7.535
2035	12.172	2.592	73	115	47	9.344
2036	15.093	3.214	91	143	59	11.586
2037	18.715	3.986	112	177	73	14.367
2038	23.207	4.942	139	219	90	17.815
2039	28.776	6.129	173	272	112	22.091
2040	35.682	7.599	214	337	139	27.392

Figura 4.3.12: Deudas comerciales para cada año del proyecto en millones de pesos.

4.3.2.3 Resumen del capital de trabajo necesario.

A continuación se presenta un breve resumen del capital de trabajo del proyecto. Cabe destacar que el capital de trabajo se define como el activo de trabajo menos el pasivo de trabajo. En la *figura 4.3.13* se puede apreciar la evolución en el nivel de capital de trabajo en millones de pesos necesario del proyecto.

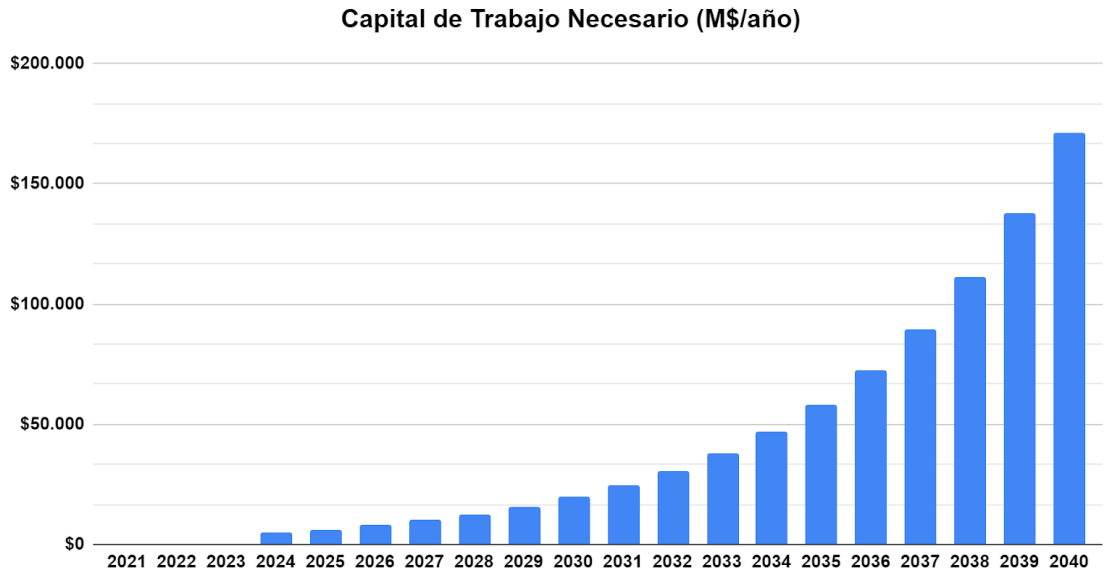


Figura 4.3.13: Capital de trabajo necesario en millones de pesos.

Como puede observarse, para mantener el nivel de actividad necesario de la planta de bioetanol, la planta converge a un nivel de 32 MU$S de capital de trabajo a partir de 2027. A continuación, se presenta un gráfico de las inversiones en capital de trabajo a realizarse a lo largo de los años (*figura 4.3.14)* .

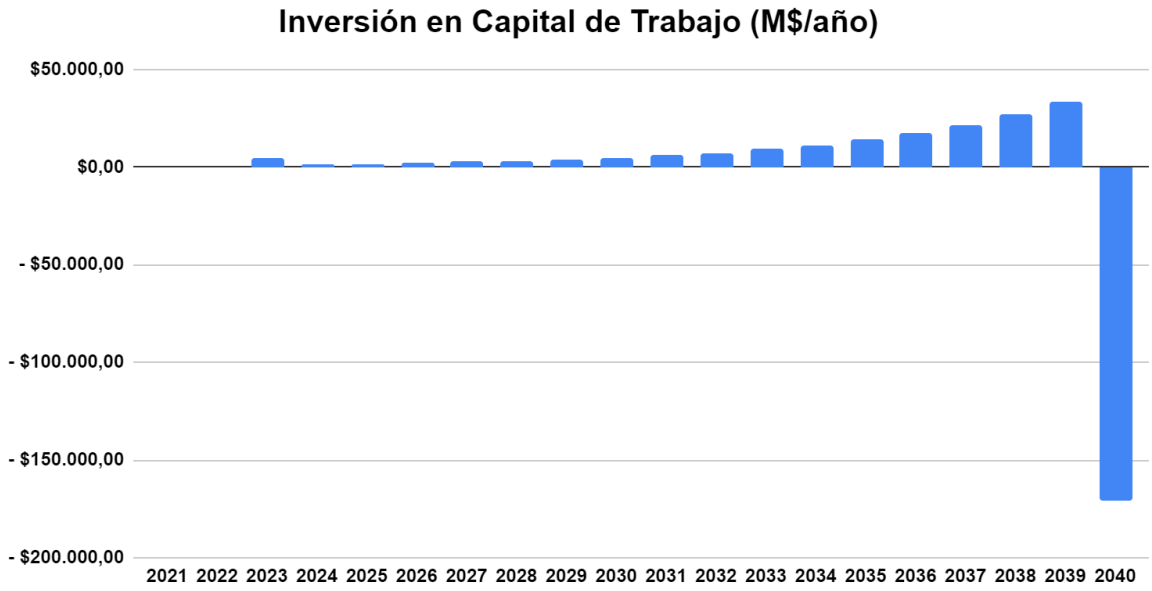


Figura 4.3.1.4.: Inversión en capital de trabajo año a año en millones de pesos.

La inversión en capital de trabajo "real" se produce en el año 2023, y corresponde a aproximadamente 29 MU$D. Luego, a lo largo del proyecto se hacen ajustes debido principalmente a los cambios en los precios tanto del maíz, como del bioetanol y el DDGS.

Por otro lado, puede observarse una inversión "negativa" en el año 2040 de 32 MU$D. Dicho monto corresponde a la recuperación de capital debido a la liquidación del capital de trabajo por el cierre del proyecto.

4.4. ANÁLISIS DE RENTABILIDAD

En esta sección del informe se hará un primer análisis de la rentabilidad que tendrá el proyecto en el escenario base. Como bien se mencionó en las secciones anteriores, a continuación se presenta el cálculo del EBITDA del proyecto en MU$D/año (*tabla 4.4.1*).

Ventas	180 MU$D/año
Ingresos Brutos	0,45 MU$D/año
Costos Variables	97 MU$D/año
Costos Fijos	5,7 MU$D/año
EBITDA	**76,5 MU$D/año**

Tabla 4.4.1: Tabla del cálculo del EBITDA una vez que la planta entró en régimen.

Es importante aclarar que el EBITDA va cambiando durante los primeros años debido a que la proyección de los principales precios (bioetanol, DDGS y maíz), fluctúan durante los primeros años para converger a su valor medio del Mean Reversion. En esta sección se analizará la rentabilidad una vez que los precios entraron en una etapa estacionaria.

Otra cosa que es importante destacar es que el margen EBITDA/Ventas del proyecto una vez que éste entre a su etapa estacionaria es de 42,5%.

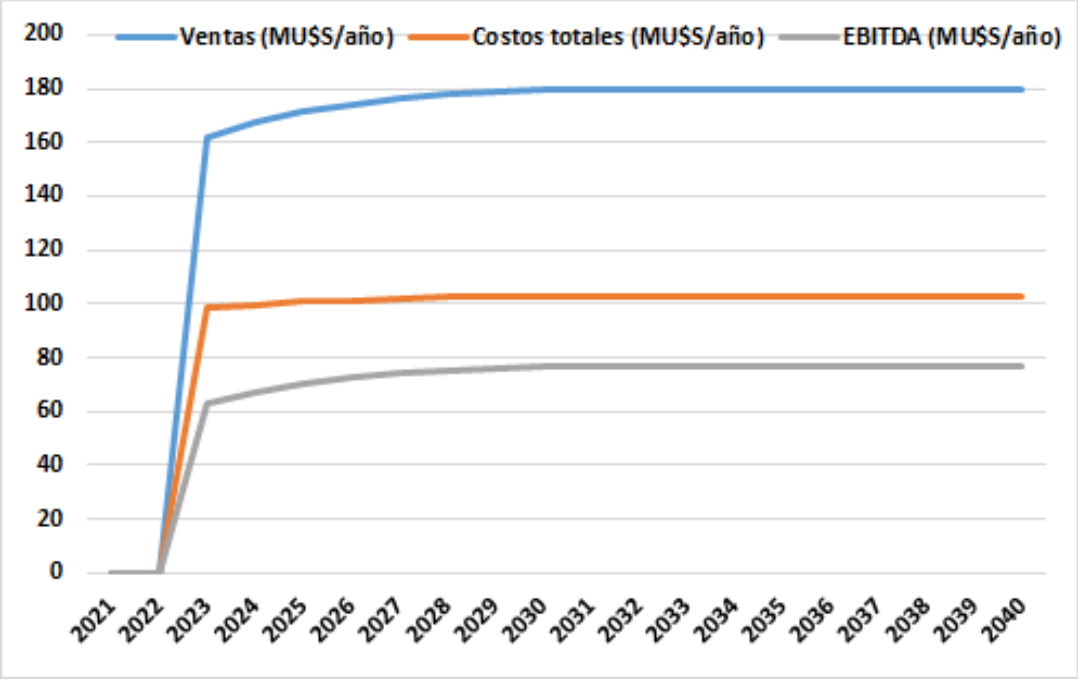


Figura 4.4.1: Evolución de las ventas, costos y EBITDA del proyecto, año a año, en MU$S/año, en el escenario base del proyecto.

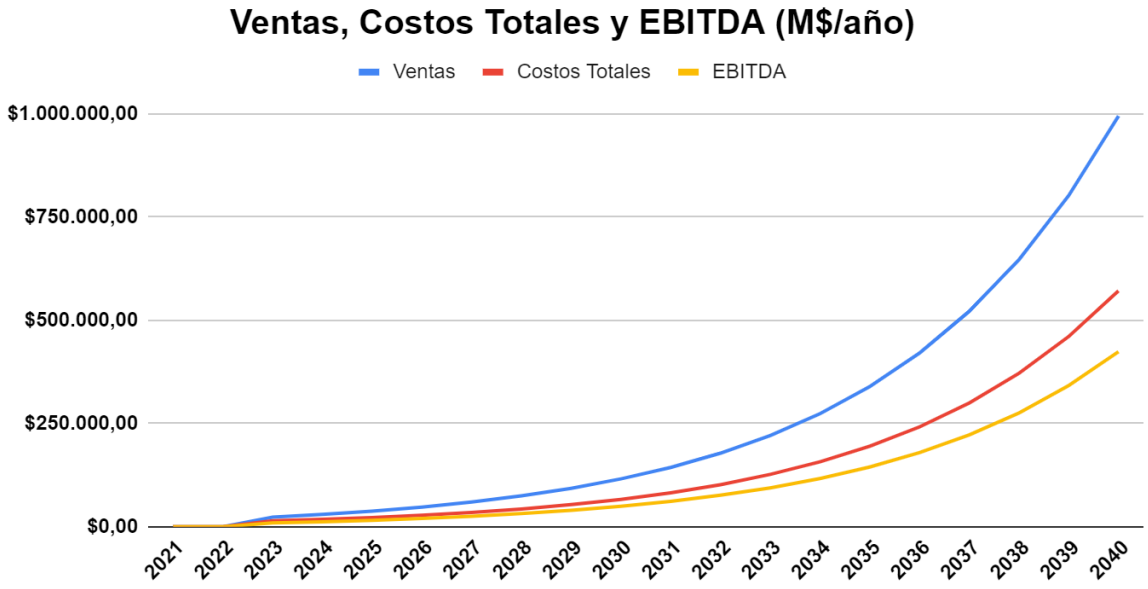


Figura 4.4.2: Evolución de las ventas, costos y EBITDA del proyecto, año a año, en M$/año, en el escenario base del proyecto.

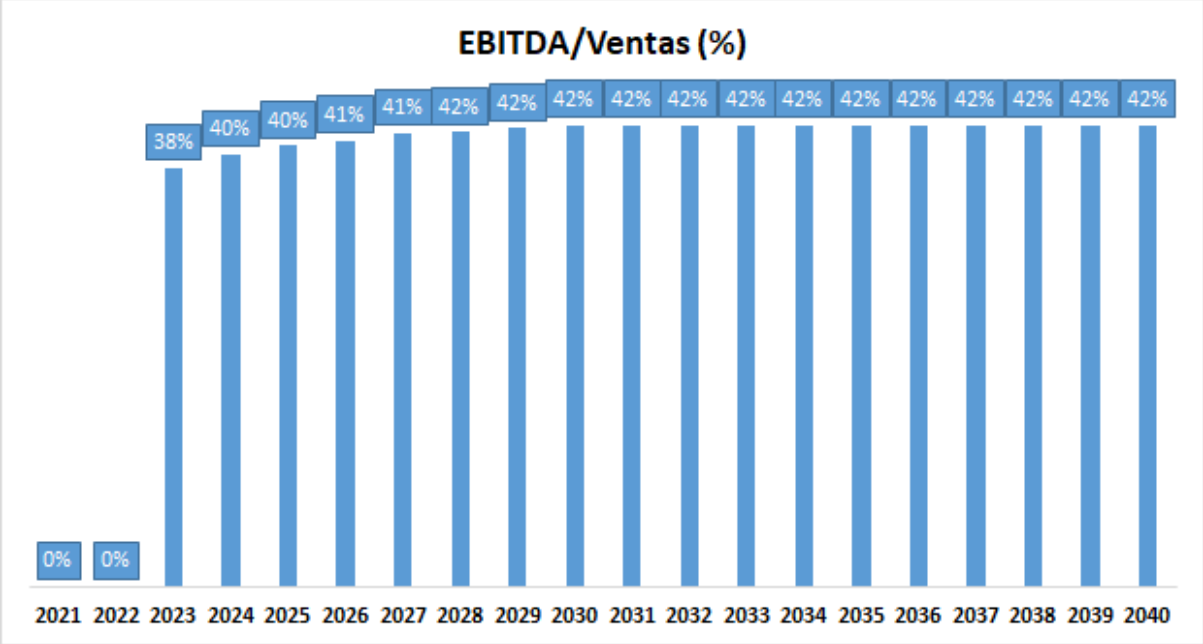


Figura 4.4.3: Evolución del márgen EBITDA/Ventas del proyecto en el escenario base.

Una vez estudiado el EBITDA y el margen EBITDA/Ventas que tendrá el proyecto en el escenario base, se procede a estudiar cómo será la Utilidad Operativa anual del proyecto, o EBIT. A continuación, en la *figura 4.4.4* y *4.4.5* se presenta la evolución del EBIT a lo largo de los años, y su comparación con el EBITDA y las amortizaciones.

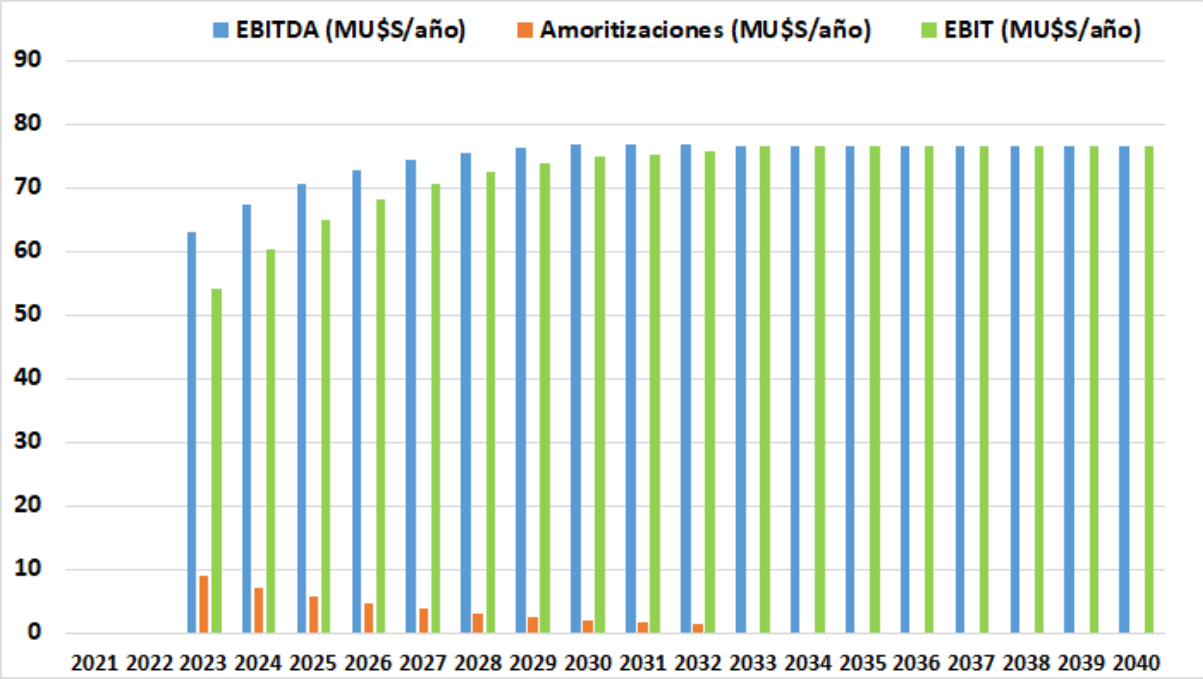


Figura 4.4.4: Evolución del EBITDA, EBIT y amortizaciones del proyecto en el escenario base (MU$D/año).

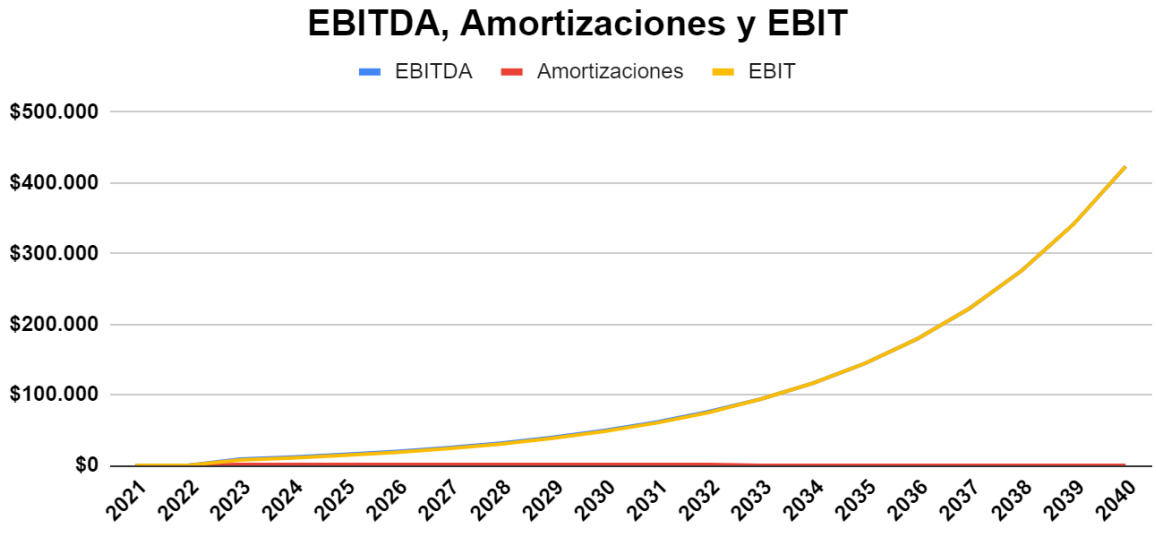


Figura 4.4.5: Evolución del EBITDA, EBIT y amortizaciones del proyecto en el escenario base (M$/año).

A continuación, se procede a analizar la *figura 4.4.4*. En primer lugar, cabe destacar que tanto el EBITDA, como el EBIT y las amortizaciones están en MU$S/año. Las amortizaciones de los bienes de uso son fijas en pesos, y no se ajustan por inflación. Dicho esto, puede observarse que las mismas sufren un efecto de erosión debido a la inflación y a la devaluación, y de esta manera van perdiendo valor en dólares a lo largo de los años. Esto tiene un impacto negativo en los económicos del proyecto, dado que al reducirse el valor real de las amortizaciones se termina pagando más impuesto a las ganancias a medida que el peso

se devalúa año a año. Esta es la principal razón por la que el EBIT se asemeja cada vez más al EBITDA a medida que los años transcurren.

Por otro lado, la planta se amortiza completamente a final de 2032 (una vez transcurridos 10 años desde su puesta en marcha), por lo que a partir de este año, el EBIT de la planta es igual al EBITDA y converge a un valor de 76,4 MU$D/año.

Finalmente, se presenta la evolución del margen EBIT/Ventas a lo largo de los años del proyecto (*figura 4.4.6*).

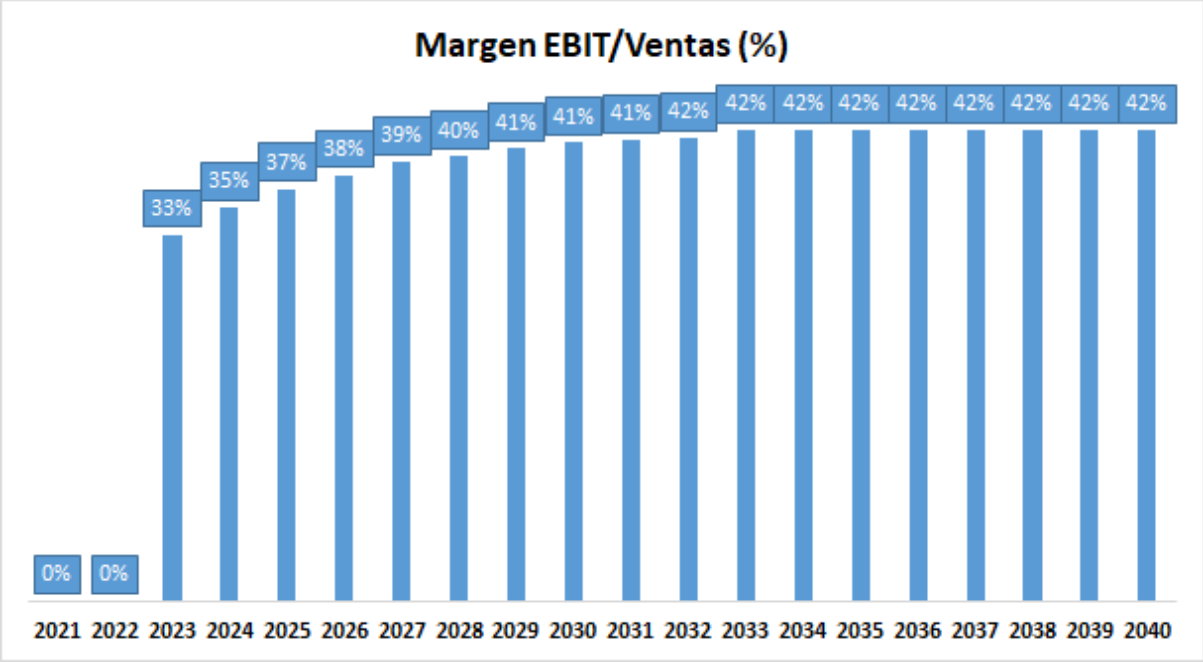


Figura 4.4.6: Evolución del margen EBIT/Ventas a lo largo de los años del proyecto.

4.4.1. Punto de Equilibrio

A continuación, se hará un análisis de punto de equilibrio. El punto de equilibrio se define como la cantidad de unidades de producto que deben venderse para que la utilidad operativa del proyecto se haga nula. Matemáticamente puede entenderse como se muestra a continuación, en la *ecuación 4.4.1*:

$$Utilidad\ Operativa\ =\ 0$$

$$Ventas\ -\ Costos\ =\ 0$$

$$p * Q - cv * Q\ -\ F\ =\ 0$$

$$(p - cv) * Q - F\ =\ 0$$

$$Qeq = \frac{F}{p - cv}$$

[*Ecuaciones 4.4.1*]

Siendo:

- p: precio ($/m^3 de bioetanol)
- cv: costo variable ($/m^3 de bioetanol)
- F: Costos fijos - incluidas las amortizaciones - ($/año)
- Qeq: Cantidad de producto a vender para alcanzar la condición de equilibrio.

En el caso del proyecto en cuestión, cabe hacer ciertas aclaraciones a la hora del cálculo del punto de equilibrio.

En primer lugar, la planta vende dos tipos de productos: bioetanol y DDGS. Sin embargo, la proporción de DDGS producida es siempre una proporción fija a la producción de bioetanol, como bien se estudió en el estudio de ingeniería. Esto es así debido a la naturaleza estequiométrica del proceso productivo. Por otro lado, la demanda de DDGS puede considerarse prácticamente infinita como se estudió y determinó en el estudio de mercado, dado que es un commodity que se comercializa en grandes cantidades no solo en Argentina sino en el mercado exportador. La demanda escasa corresponde a la de bioetanol. Por este motivo, se decidió fijar la proporción de DDGS vendida en función a la cantidad de bioetanol vendida. De esta manera, el punto de equilibrio estará medido en m^3 equivalentes de bioetanol vendidos, para también tener una interpretación mucho más objetiva y clara de este indicador.

A continuación, en la *figura 4.4.7* se presenta la evolución del punto de equilibrio a lo largo de los años.

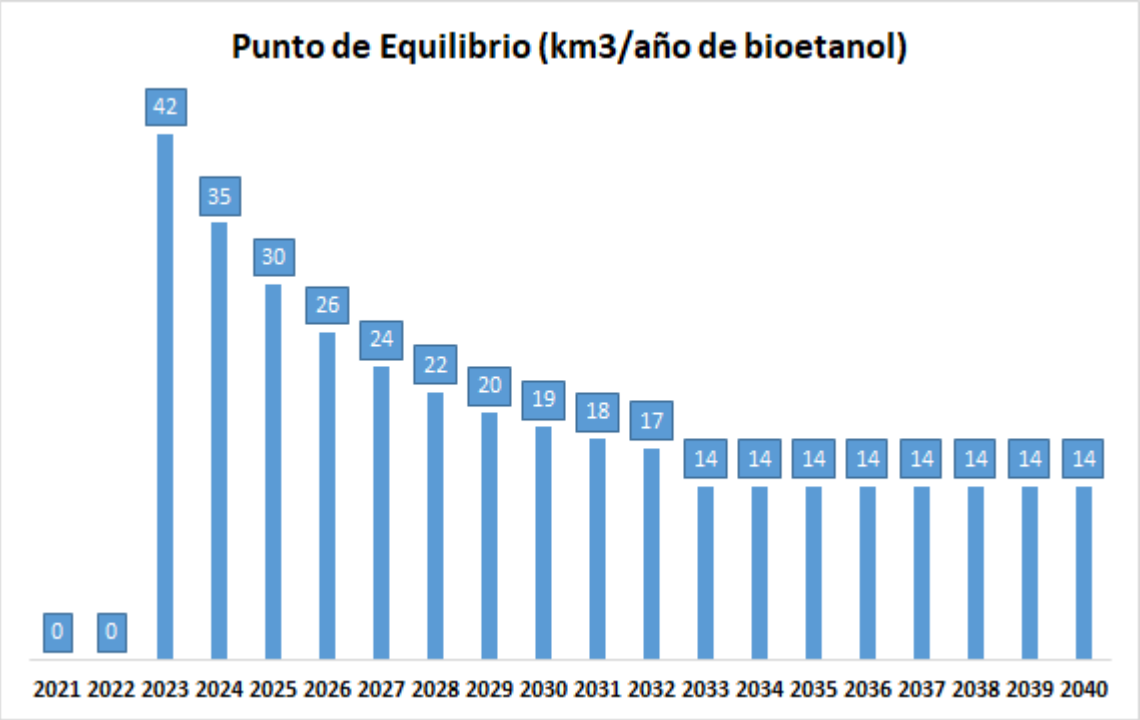


Figura 4.4.7: Evolución del punto de equilibrio a lo largo de los años.

Como puede observarse, el punto de equilibrio va reduciéndose a medida que avanzan los años debido a que las amortizaciones se van licuando por la inflación. Prácticamente todos los demás ingresos y costos están atados al dólar y por ende no sufren este efecto. De esta manera, el punto de equilibrio comienza en 42 km^3 de bioetanol en 2023 y se reduce hasta 14 km^3 de bioetanol en 2032.

En 2033 ocurren principalmente dos cosas: en primer lugar, la planta queda completamente amortizada, y por ende puede observarse que el punto de equilibrio se mantiene constante hasta la finalización del proyecto. En segundo lugar, a partir de 2033 la empresa comienza a pagar ingresos brutos a 0,25%, dado que se cumplen los 10 años de exención de dicho impuesto debido al régimen promocional. De esta manera, el punto de equilibrio se consolida en 14 km^3 por año de bioetanol. Es decir, será necesario vender esta cantidad de bioetanol (y su correspondiente proporción producida de DDGS) o más, a partir de 2033 para que la planta no entre en utilidades operativas negativas a partir de dicho año.

A continuación, en la *figura 4.4.8* se hará una interpretación gráfica del punto de equilibrio en uno de los años en que se alcanzó el carácter estacionario (a partir de 2033), cuando la cantidad de equilibrio corresponde a 14 km^3 por año de bioetanol, y la planta ya se encuentra totalmente amortizada.

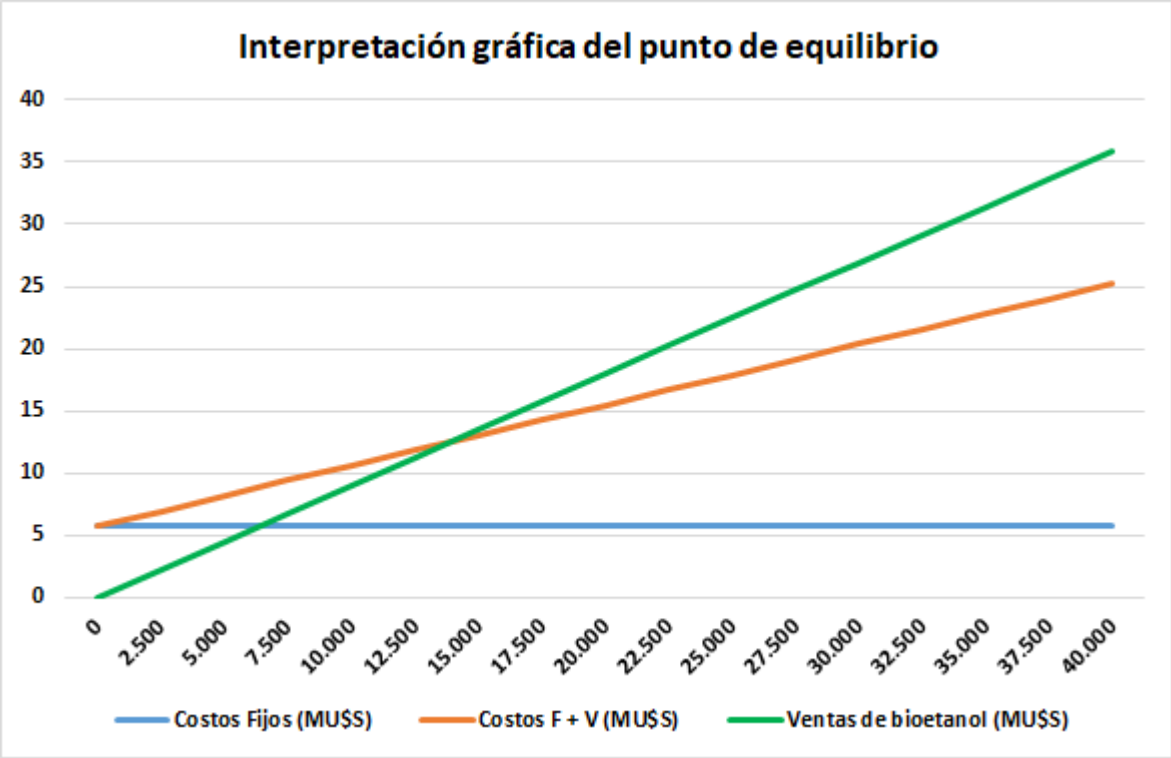


Figura 4.4.8: Interpretación gráfica del punto de equilibrio para el año 2033.

La *figura 4.4.8* se compone de dos ejes. El eje de las abscisas, el cual representa los m^3 de bioetanol vendidos en el año 2033, y el eje de las ordenadas, en MU$S/año. Por otro lado, la *figura 4.4.8* contiene tres rectas. La recta azul representa los costos fijos del proyecto. Es una recta horizontal, lo cual es lógico pues los costos fijos no dependen del nivel de actividad. En La recta naranja, representa los costos totales, es decir, a los costos fijos le adiciona los costos variables (por m^3 de bioetanol). En este caso, la recta tiene pendiente positiva, dado que a más producción y ventas de bioetanol, habrá más costos variables. Finalmente, la recta verde representa las ventas totales de la planta (bioetanol y DDGS) en función de los m^3 de bioetanol vendidos.

De esta manera, la intersección entre la recta verde y la recta naranja corresponde al punto de equilibrio, es decir, cuando las ventas igualan a los costos. Puede observarse que dicho equilibrio se da al vender 14 km^3 de bioetanol anuales, y su correspondiente proporción estequiométrica de DDGS.

4.5. ESTRUCTURA DE CAPITAL

En esta sección del informe se determinará la estructura de capital que tendrá el proyecto. Es decir, que porcentaje de los activos del proyecto se financiarán con capital propio y que porcentaje se financiará con deuda. Como bien es sabido, el valor actual neto de un proyecto se define como se muestra a continuación (*ecuación 4.5.1*):

$$VAN = \sum_{t=0}^{n} \frac{FCFF}{(1+WACC)^t} \qquad [Ecuación\ 4.5.1]$$

Siendo:

- FCFF: Free Cash Flow to the Firm. Corresponde a los flujos libres de caja que generan los activos del proyecto.
- WACC: Weighted Average Cost of Capital. Corresponde a la tasa de rendimiento exigida al proyecto y consiste en el promedio ponderado de los costos de capital de la deuda y del capital propio respectivamente.

El objetivo de un proyecto siempre es maximizar su valor, y, como la inversión es el costo que hay incurrir para poder realizarlo, se buscará maximizar el valor actual neto del mismo. Ahora bien, los FCFF de un proyecto son completamente independientes de la estructura de capital del proyecto, así como también el CAPEX. Por ende, la única componente de estructura de capital que afecta el valor del proyecto, es la WACC.

Por ende, para maximizar el VAN del proyecto, implica minimizar la WACC. La WACC del proyecto se define como se muestra a continuación en la *ecuación 4.5.2*:

$$WACC = \frac{E}{E+D} * k_L + \frac{D}{E+D} * k_d * (1 - \alpha) \qquad [Ecuación\ 4.5.2]$$

Siendo:

- E: Equity. El monto del proyecto financiado por capital propio.
- D: Debt. El monto del proyecto financiado por capital ajeno.
- k_L : costo del capital propio.
- k_d : costo del capital ajeno.
- α : tasa de impuesto a las ganancias

Como se puede observar, la WACC es simplemente un promedio ponderado de los costos del capital propio y ajeno. La tasa de costo de capital ajeno se ve afectada por el impuesto a las ganancias debido al "tax shield" que ofrece el pago de intereses de la deuda.
En primer lugar se procede a analizar la tasa de costo de oportunidad del capital propio.

4.5.1. Costo del capital propio.

A continuación se analizará y proyectará la tasa del costo de oportunidad del capital propio. Para dicho análisis, se utilizará el modelo CAPM, el cual se describe a continuación (*ecuación 4.5.3*).

$$k_L = r_f + \beta_L * (r_m - r_f) + Riesgo\ País \qquad [Ecuación\ 4.5.3]$$

Siendo:

- k_L : costo del capital propio apalancado con deuda al nivel promedio de la industria.
- r_f : tasa libre de riesgo de los bonos del tesoro de Estados Unidos
- r_m : rendimiento promedio del mercado. En el presente análisis se tomó el rendimiento del índice S&P500 de Estados Unidos.
- β_L : el beta apalancado con el nivel de deuda que poseerá el proyecto.
- Riesgo País: el riesgo país Argentino, medido por el índice EMBI+.

El objetivo de la siguiente sección será obtener una proyección de k_L a lo largo del tiempo, para distintos niveles de deuda que tome el proyecto.
En primer lugar, se procede a proyectar la tasa r_f a lo largo del tiempo. La tasa se comporta de forma cíclica, tendiendo a una media, debido que suele fluctuar siguiendo grandes ciclos de la economía mundial y, como cumple los supuestos del Mean Reversion, se procedió a proyectarla de dicha manera (*figura 4.5.1*).

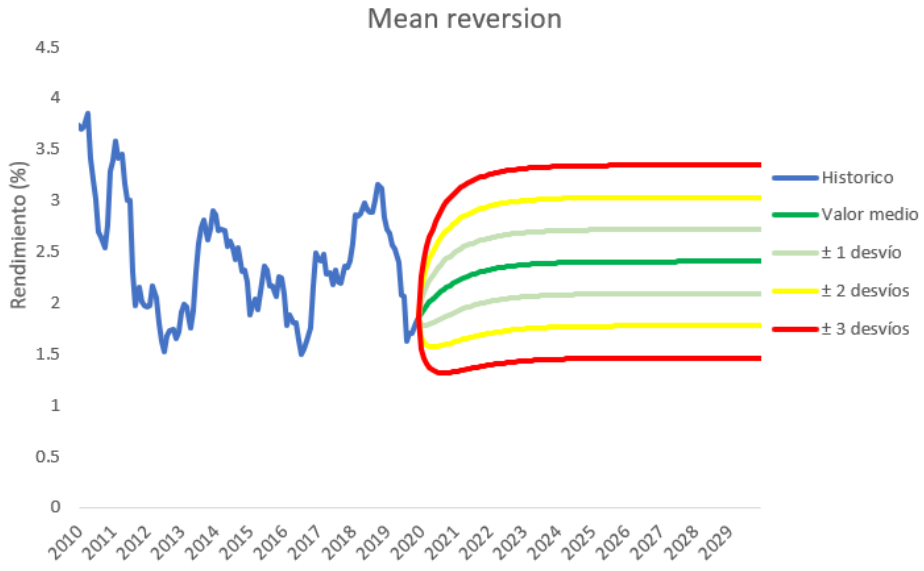


Figura 4.5.1. Pronóstico para la tasa libre de riesgo mediante Mean Reversion. Fuente de datos:[92]

[92] *Macro Trends (2020). EEUU. https://www.macrotrends.net/2016/10-year-treasury-bond-rate-yield-chart*

Se decidió usar datos de las tasas libre de riesgo del tesoro a partir de 2010, año a partir del cual las tasas se normalizaron luego de la crisis de 2008. Se utilizaron los rendimientos anuales en dólares de los bonos del tesoro de Estados Unidos a 10 años.

A continuación, en la *figura 4.5.2* se procede a proyectar la tasa de rendimiento de mercado r_m. Para esto, se estudió el rendimiento histórico del índice S&P500. A continuación puede observar dicho análisis.

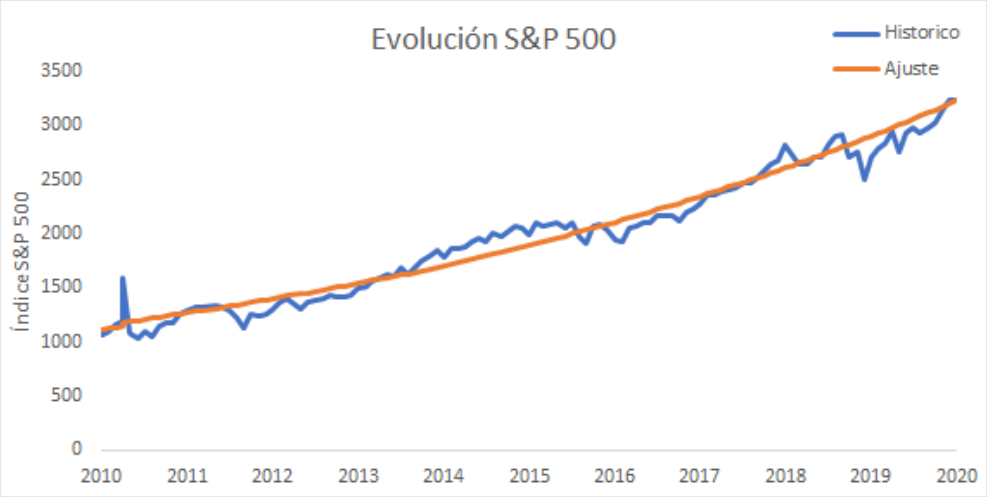


Figura 4.5.2. Pronóstico para el índice S&P500.

Se ajustó una línea con el crecimiento logarítmico promedio entre 2010 (después de la crisis de 2008/2009) y 2020. Con esto, se llegó a la conclusión que el rendimiento promedio del índice SP500 es de 11,2% anual en dólares. Se decidió proyectar el rendimiento de mercado teniendo en cuenta dicho valor.
A continuación, en la *tabla 4.5.1* se procede a analizar la beta que tendrá el proyecto. Para eso, se estudiaron seis plantas de bioetanol y biocombustibles en Estados Unidos que cotizan en los mercados de capitales norteamericanos.

Empresa	β_L	**D/E**	β_U
Gevo Inc	1,4	0,28	1,17
Green Plains Renewable Energy Inc	0,6	0,67	0,41
Green Plains Partners LP	0,86	1,07	0,49
Pacific Ethanol	1,3	1,12	0,73
Renewable Energy Group	0,54	0,187	0,48
REX American Resources	1,5	0,2	1,31

Tabla 4.5.1: Cálculo de betas unlevered para siete empresas de EEUU.

Para el cálculo de los β_U de cada una, se utilizó la ecuación de Hamada que se presenta a continuación en la *ecuación 4.5.4*.

$$\beta_U = \frac{\beta_L}{(1+(1-\alpha)*\frac{D}{E})} \qquad [Ecuación\ 4.5.4]$$

Siendo:

- α : *tasa de impuesto a las ganancias*
- β_U : beta desapalancado de la empresa.
- β_L : beta apalancado de la empresa para cierto nivel de deuda.
- $\frac{D}{E}$: ratio deuda onerosa a capitalización de mercado de la compañía.

De esta manera, se tomó el promedio de los betas desapalancados presentes en la *tabla 4.5.1*, obteniendo así el beta desapalancado del proyecto que se muestra a continuación en la *ecuación 4.5.5*:

$$\beta_U = 0,765 \qquad [Ecuación\ 4.5.5]$$

Ahora es posible apalancar el beta para el ratio D/E que posea el proyecto en análisis. Finalmente, se procede a proyectar el riesgo país EMBI+, la última componente necesaria para poder calcular el costo del capital propio a través del tiempo, para distintos niveles de endeudamiento.
Para la proyección del riesgo país, se utilizó también la herramienta de Mean Reversion, dado que se cumplen de manera correcta sus hipótesis de aplicación (el riesgo país Argentino rondó siempre en torno a una media, salvo picos puntuales de crisis de deuda). A continuación se proyecta el riesgo país en la *figura 4.5.3*.

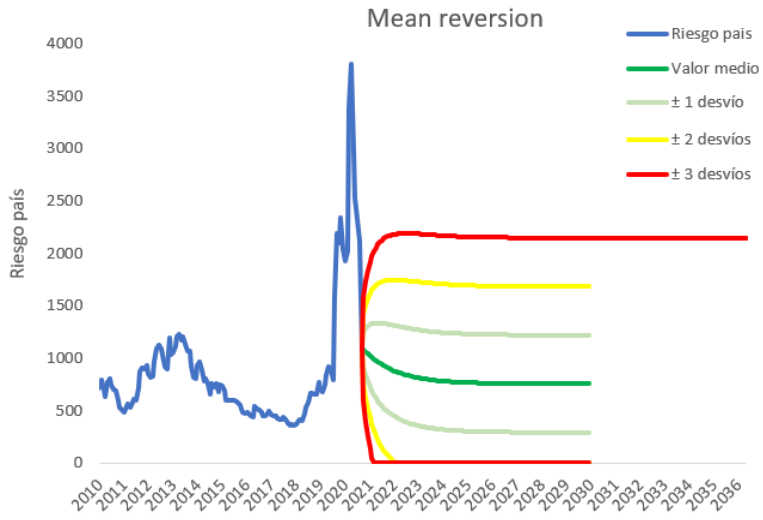


Figura 4.5.3. Pronóstico para el riesgo país EMBI.

Finalmente, teniendo en cuenta las proyecciones de los indicadores previamente mencionados, y re-apalancando el β_U para distintos niveles de D/E del proyecto, se obtiene el siguiente cuadro (*tabla 4.5.2*):

kL	**Año**									
% D	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
10%	19%	18%	18%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%
20%	20%	19%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%
30%	21%	20%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%
40%	22%	21%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%
50%	23%	22%	22%	22%	21%	21%	21%	21%	21%	21%
60%	26%	25%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%
70%	30%	29%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%
80%	38%	37%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%
90%	62%	60%	60%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%

Tabla 4.5.2: Cálculo de distintos kL del proyecto en función del tiempo y en función del nivel de endeudamiento.

Cabe destacar que % D en la *tabla 4.5.2* representa el porcentaje de los activos totales del proyecto financiados con deuda. Como es de esperar, a mayor deuda, mayor será la exigencia del costo del capital propio y por ende mayor será k_L.
En la próxima sección se procede a analizar el costo del capital ajeno.

4.5.2. Costo de la deuda.

En esta sección se estudiará el costo de la deuda k_d. Dicho costo de deuda corresponde a la TIR de un préstamo tomado por el proyecto, que será obviamente obtenido de un flujo de fondos de deuda que se acordará con un banco.
En el caso del proyecto en cuestión, luego de investigar los mercados financieros de deuda (principalmente para países emergentes), se encontró que el mejor banco que iba acorde con las necesidades del proyecto era el *EximBank*, y a continuación se explicarán las razones.

El EximBank (Export-Import Bank of the United States) es la agencia de créditos para exportaciones de los Estados Unidos. Su misión es apoyar con financiamiento las exportaciones de productos y servicios estadounidenses hacia mercados internacionales.
Fue establecido por el Congreso de los Estados Unidos en 1934, como una entidad autónoma, para financiar u otorgar garantías y seguros a compras de bienes y servicios a los Estados

Unidos, por parte de compradores extranjeros que no son capaces, o que no están dispuestos, a aceptar el riesgo del crédito. El banco asume el riesgo del país y el riesgo crediticio que las entidades privadas, no pueden o no quieren aceptar. Con más de 70 años de experiencia, Eximbank ha respaldado más de US $400.000 millones de exportaciones, para el desarrollo de mercados mundiales. Particularmente en Argentina, el EximBank ha financiado una enorme cantidad de proyectos, sobre todo a la compañía petrolera Pan American Energy.

En el caso del proyecto en estudio, la principal componente del CAPEX corresponde a la inversión en maquinaría (aproximadamente 125 MU$D), la cual es importada de los Estados Unidos. De esta manera, el EximBank es una entidad que está interesada en financiar la compra de dichos bienes de uso, dado que representaría una gran exportación para compañías estadounidenses.
Además, desde el punto de vista del proyecto, se estaría obteniendo un préstamo "subsidiado" (a tasas accesibles) por el banco estadounidense, debido a sus intereses mencionados previamente, impulsados por el propio gobierno de Estados Unidos.

El EximBank posee mucha información de acceso público desde su página web, donde se puede obtener información de las tasas, montos, condiciones de préstamos, etc. A continuación se detalla la información obtenida.
En primer lugar, para préstamos de montos mayores a 25 MU$D, el máximo período de repago es de 10 años para países de categoría "II" (Argentina forma parte de esta categoría) tal como se muestra en la *tabla 4.5.3*.

Contract Price*	Maximum Repayment Term in Years	
	Category I Countries	Category II Countries
Less than $80,000	2	2
$80,000 to $174,999	3	3
$175,000 to $349,999	4	4
$350,000 to $7,000,000*	5	5
$7,000,001 to $11,764,705**	5	7
$11,764,706 to $25,000,000	5	8
More Than $25,000,000	5	10

* Price of U.S. goods and services, including any eligible foreign content.

Tabla 4.5.3: Máximo período de repago de los préstamos del EximBank. Fuente: EximBank.

En segundo lugar es importante destacar que los préstamos son de tipo Alemán, es decir que se devuelve año a año un monto de capital constante, y los respectivos intereses de dicho período.

Las tasa de interés que se cobra sobre el préstamo es constante y es la denominada CIRR (Commercial Interest Reference Rates). Dichas tasas varían en función del período de repago esperado del préstamo y pueden apreciarse a continuación (*figura 4.5.4*).



Figura 4.5.4. Tasas de interés CIRR de los préstamos del EximBank.

Dichas tasas de interés son fijas en el tiempo, y son tasas anuales en dólares. Son tasas bajas debido a que están subsidiadas por el gobierno de Estados Unidos para promover las exportaciones.
En el caso del EximBank, las tasas de interés son fijas y son siempre las CIRR, independientemente del país, del proyecto y del riesgo que se trate.
Sin embargo, para ajustar el costo del préstamo para proyectos o países riesgosos (como es el caso de Argentina), el EximBank utiliza el concepto de "Exposure Fee".

El "Exposure Fee" es una fracción que se deduce del monto prestado en el instante en que se toma el préstamo, que varía en función del riesgo país, el % de cobertura sobre el monto del activo fijo a comprar, del período de repago, entre otros parámetros. Sería algo así como el "precio" para acceder al préstamo. Por ejemplo, si el préstamo tomado es de 100 MU$D, y el Exposure Fee de dicho préstamo es del 20%, entonces al recibir el préstamo se obtendrán 80 MU$D netos, (dado que 20 MU$D se sustraen como Exposure Fee), y se deberá devolver capital e intereses sobre un saldo de 100 MU$D, aumentando sustancialmente la TIR del préstamo. Este efecto será muy notorio en la TIR del préstamo del proyecto debido a que a Argentina se la penaliza mucho con el Exposure Fee, por ser un país emergente con alto nivel de riesgo.
A continuación, en la *figura 4.5.5* puede observarse cómo se obtiene una Exposure Fee de la página web del EximBank en función del país, del porcentaje del CAPEX Estadounidense financiado (Percentage of Cover), del período de repago del préstamo (Repayment Period), entre otros.

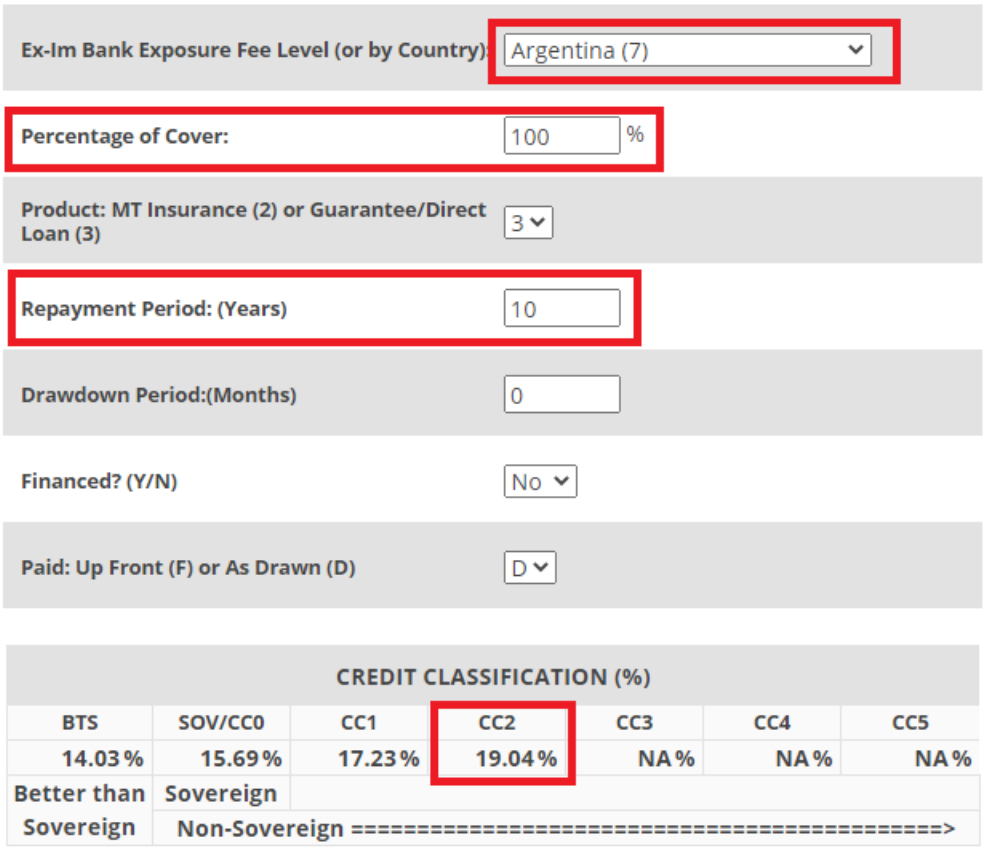


Figura 4.5.5.. Ejemplo de cálculo del Exposure Fee del EximBank.

Como puede observarse, para un préstamo en Argentina (nivel 7 de riesgo - el más alto posible en la escala), con un financiamiento del 100% sobre el CAPEX Estadounidense (las máquinas importadas), y con un período de repago de 10 años, el EximBank cobra un Exposure Fee de 19,04% sobre el préstamo (se decidió suponer una clasificación de riesgo crediticio de CC2 para tomar una postura conservadora).

A continuación, en la *figura 4.5.6* se presenta un ejemplo de un flujo de fondos de un posible préstamo con el EximBank, tomando en cuenta las siguientes consideraciones:

- Repayment Period: 5 años
- CIRR = 1,28% anual
- Monto a tomar prestado = 100 MU$D
- % de cobertura del CAPEX norteamericano: 100%
- Exposure Fee = 12,33% (calculado en función de los ítems anteriores)

AÑOS	0	1	2	3	4	5
PRESTAMO	100					
SALDO DEUDA	100,00	80,00	60,00	40,00	20,00	0,00
PAGO AMORTIZACION		(20,00)	(20,00)	(20,00)	(20,00)	(20,00)
PAGO INTERES		(1,28)	(1,02)	(0,77)	(0,51)	(0,26)
Exposure Fee	(12,33)					
FF PRESTAMO (MU$D)	87,67	(21,28)	(21,02)	(20,77)	(20,51)	(20,26)

Figura 4.5.6. Ejemplo de flujo de fondos de un préstamo con los parámetros previamente mencionados.

Como puede observarse en el ejemplo, del préstamo de 100 MU$D, se descuenta el Exposure Fee del 12,33% (12,33 MU$D), recibiendo netamente 87,67 MU$D. Sin embargo, el saldo de la deuda continúa siendo de 100 MU$D, por lo que se paga amortización e intereses siguiendo un sistema alemán, y con la tasa CIRR previamente mencionada. En este ejemplo, la TIR del préstamo es de 5,97%.
De esta manera, se calcularon distintas TIR para distintos préstamos, obteniéndose la tabla que se presenta a continuación (*tabla 4.5.4*).

kd (TIR)	**Repayment Period (years)**								
% Coverage	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
10%	1,56%	1,54%	1,53%	1,63%	1,63%	1,63%	1,63%	1,81%	1,81%
20%	1,95%	1,92%	1,90%	2,00%	1,99%	1,99%	1,99%	2,18%	2,18%
30%	2,36%	2,31%	2,28%	2,38%	2,37%	2,37%	2,38%	2,57%	2,57%
40%	2,77%	2,71%	2,67%	2,78%	2,77%	2,78%	2,78%	2,99%	3,00%
50%	3,19%	3,12%	3,09%	3,19%	3,19%	3,20%	3,21%	3,43%	3,45%
60%	3,62%	3,54%	3,51%	3,62%	3,63%	3,64%	3,67%	3,90%	3,94%
70%	4,07%	3,98%	3,95%	4,06%	4,08%	4,12%	4,16%	4,41%	4,47%
80%	4,52%	4,43%	4,40%	4,53%	4,56%	4,61%	4,68%	4,96%	5,05%
90%	4,99%	4,89%	4,87%	5,01%	5,07%	5,14%	5,23%	5,55%	5,67%
100%	5,88%	5,78%	5,79%	5,97%	6,08%	6,21%	6,37%	6,77%	6,99%

Tabla 4.5.4: Cálculo de distintos k_d en función del período de repago y el porcentaje de endeudamiento.

De esta manera se pudo calcular k_d para todos los tipos de préstamos posibles con el EximBank. Como última aclaración, es importante destacar que dado que el EximBank financia únicamente la compra de CAPEX estadounidense, el resto de las inversiones del proyecto tendrán que ser financiadas mediante Equity (inversión en construcción y puesta en marcha, estudio de factibilidad, capital de trabajo, y hasta el IVA sobre la maquinaria importada de Estados Unidos).

4.5.3. Costo promedio ponderado del capital (WACC).

Una vez que se estudiaron las tasas k_L y k_d, se procede a determinar la estructura de capital que tendrá el proyecto. De las secciones anteriores se obtienen los siguientes resultados (*tablas 4.5.5* y *4.5.6*):

$k_d * (1 - \alpha)$	**Repayment Period (years)**								
% Coverage	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
10%	1,09%	1,08%	1,07%	1,14%	1,14%	1,14%	1,14%	1,27%	1,27%
20%	1,36%	1,34%	1,33%	1,40%	1,40%	1,40%	1,39%	1,52%	1,52%
30%	1,65%	1,62%	1,60%	1,67%	1,66%	1,66%	1,66%	1,80%	1,80%
40%	1,94%	1,89%	1,87%	1,94%	1,94%	1,94%	1,95%	2,09%	2,10%
50%	2,23%	2,18%	2,16%	2,23%	2,23%	2,24%	2,25%	2,40%	2,42%
60%	2,54%	2,48%	2,46%	2,53%	2,54%	2,55%	2,57%	2,73%	2,76%
70%	2,85%	2,78%	2,76%	2,84%	2,86%	2,88%	2,91%	3,09%	3,13%
80%	3,16%	3,10%	3,08%	3,17%	3,19%	3,23%	3,28%	3,47%	3,53%
90%	3,49%	3,42%	3,41%	3,51%	3,55%	3,60%	3,66%	3,88%	3,97%
100%	4,12%	4,05%	4,05%	4,18%	4,25%	4,35%	4,46%	4,74%	4,89%

Tabla 4.5.5: Cálculo de distintos $k_d * (1 - \alpha)$ en función del período de repago y el porcentaje de coverage.

kL	Año									
% D	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
10%	19%	18%	18%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%
20%	20%	19%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%
30%	21%	20%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%
40%	22%	21%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%
50%	23%	22%	22%	22%	21%	21%	21%	21%	21%	21%
60%	26%	25%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%
70%	30%	29%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%
80%	38%	37%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%
90%	62%	60%	60%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%

Tabla 4.5.6: Cálculo de distintos k_L en función del porcentaje de endeudamiento del proyecto y del tiempo.

Ahora bien, conociendo los valores de k_L y k_d en todos los escenarios posibles, se determinará la estructura de capital óptima que minimice la WACC, para maximizar el valor del proyecto.
Retomando la fórmula del WACC, la misma se presenta a continuación (*ecuación 4.5.6*).

$$WACC = \frac{E}{E+D} * k_L + \frac{D}{E+D} * k_d * (1 - \alpha) \qquad [Ecuación\ 4.5.6]$$

Observando las *tablas 4.5.5* y *4.5.6*, se sospechó como el costo del capital propio es muy superior al costo de la deuda, y que por ende convendría apalancarse al máximo posible bajo las circunstancias posibles. Ahora bien, la única duda era si al apalancar demasiado el proyecto, k_L se subiría mucho y su respectiva ponderación en la WACC terminaría afectando negativamente a la misma. A continuación, en la *tabla 4.5.7* se presentan los valores de $\frac{E}{E+D} * k_L$ para distintas estructuras de capital.

$\frac{E}{E+D} * k_L$	**Año**							
% D	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**
10%	17,2%	16,3%	15,9%	15,7%	15,6%	15,5%	15,5%	15,5%
20%	15,8%	15,0%	14,6%	14,4%	14,4%	14,3%	14,3%	14,3%
30%	14,4%	13,7%	13,4%	13,2%	13,2%	13,1%	13,1%	13,1%
40%	13,1%	12,4%	12,1%	12,0%	12,0%	11,9%	11,9%	11,9%
50%	11,7%	11,1%	10,9%	10,8%	10,7%	10,7%	10,7%	10,7%
60%	10,3%	9,9%	9,7%	9,6%	9,5%	9,5%	9,5%	9,5%
70%	8,9%	8,6%	8,4%	8,4%	8,3%	8,3%	8,3%	8,3%
80%	7,5%	7,3%	7,2%	7,1%	7,1%	7,1%	7,1%	7,1%
90%	6,2%	6,0%	6,0%	5,9%	5,9%	5,9%	5,9%	5,9%

Tabla 4.5.7: Distintas ponderaciones del costo del capital propio en la WACC en función del % D. A partir de 2028 los valores son constantes para cada % D.

Cabe destacar que % D significa qué porcentaje de los activos del proyecto están financiados con deuda.
Como puede observarse, cuanto más aumenta el porcentaje de endeudamiento, menor es la componente de tasa de capital propio que afecta la WACC, y aún así, en el caso más bajo (90% de endeudamiento) la componente se sitúa en 5,9%, que es superior a la tasa $k_d * (1 - \alpha)$ más alta presente en la *tabla 4.5.5*: 4,89%. (la cual corresponde a un préstamo a 10 años con 100% de cobertura del CAPEX norteamericano). A este término de 4,89% encima falta ponderarla por $\frac{D}{E+D}$, por lo que el número será todavía menor.

De esta manera, se concluye que tanto matemáticamente, como cualitativamente, el proyecto debe apalancarse lo más posible dentro de las condiciones que ofrece el EximBank. La razón principal se debe a las tasas exigentes que posee el capital propio. Esto se debe principalmente al riesgo país, el cual agrega aproximadamente entre un 7-8% de exigencia.
Por eso se concluye que el proyecto debe apalancarse lo más posible, y por el mayor tiempo posible, para poder seguir minimizando el costo promedio ponderado del capital a lo largo de los años. En las próxima sección se detalla el préstamo a contraer.

4.5.4. Préstamo

Como bien se mencionó en la sección anterior el proyecto se buscará apalancar lo más posible dentro de las condiciones que ofrece el EximBank. Si bien se busca tomar un préstamo del 100% de cobertura de los bienes de uso norteamericanos, a 10 años, el congreso de Estados Unidos limita este tipo de proyectos a un monto máximo de 100 MU$D. Teniendo en cuenta dicha restricción, a continuación se detallan las condiciones del préstamo.

- Monto a financiar: 100 MU$D (80% de la maquinaria norteamericana importada).
- Préstamo Alemán, a 10 años.
- Exposure Fee: 16,31%
- Tasa efectiva anual CIRR: 1,46% en dólares.
- El préstamo se tomará en 2021, año de adquisición de la maquinaria.

De ésta manera, en el momento de tomar el préstamo se pagará un interés (Exposure Fee) de 16,31% * 100 MU$D = 16,31 MU$D. A continuación, en la *tabla 4.5.8* se presenta el flujo de fondos del préstamo desde el punto de vista del proyecto (sin incluir el tax-shield).

Año Real	2021	2022	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Año Financiero	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
PRÉSTAMO	100										
SALDO DEUDA	100,0	90,0	80,0	70,0	60,0	50,0	40,0	30,0	20,0	10,0	0,0
PAGO AMORTIZACIÓN		(10,0)	(10,0)	(10,0)	(10,0)	(10,0)	(10,0)	(10,0)	(10,0)	(10,0)	(10,0)
PAGO INTERÉS		(1,5)	(1,3)	(1,2)	(1,0)	(0,9)	(0,7)	(0,6)	(0,4)	(0,3)	(0,1)
Exposure Fee	(16,3)										
FF PRÉSTAMO	83,7	(11,5)	(11,3)	(11,2)	(11,0)	(10,9)	(10,7)	(10,6)	(10,4)	(10,3)	(10,1)

Tabla 4.5.8: Flujo de fondos del préstamo a tomar (todos los montos se encuentran en MU$D).

Calculando la TIR de dicho préstamo se obtiene que k_d tendrá un valor de 5,05%.
Es importante destacar que todas las demás inversiones (desarrollo de factibilidad, inversión en obra civil y puesta en marcha, IVA, capital de trabajo, y hasta el propio Exposure Fee) serán financiadas con capital propio. No se tomarán otros préstamos a lo largo de la vida del proyecto.

4.5.5. Comentarios finales de estructura de capital.

A lo largo de esta sección se determinó el préstamo a largo plazo que contraerá el proyecto para poder minimizar el costo promedio ponderado del capital. Dicho préstamo definirá la estructura de capital, que se irá modificando año a año, principalmente en función de las utilidades acumuladas que tendrá el proyecto (que hará aumentar el % de Equity de la estructura de capital notoriamente), y también debido a que el préstamo es alemán, y dado esto se devuelve capital período a período, disminuyendo el % de Deuda en la estructura de capital.

En la próxima sección se estudiarán bien en detalle los estados contables del proyecto (Cuadro de Resultados, Balance, Estado de Orígenes y Aplicaciones de fondos, y Cash Flows) y sus evoluciones en el tiempo. Allí se detallarán bien las evoluciones tanto de la estructura de capital, como del WACC, a lo largo del tiempo.

4.6. ESTADOS CONTABLES Y FINANCIEROS DEL PROYECTO

A continuación, se presentarán los estados contables del proyecto. Cabe destacar que el horizonte de planeación del proyecto se determinó en 20 años, dado que se trata de un proyecto industrial muy capital-intensivo. El proyecto comenzará a inicios de 2021, y culminará en 2040.

4.6.1. Cuadro de Resultados

En la *figura 4.6.1.* que se presenta a continuación, puede observarse el cuadro de resultados del proyecto (en millones de pesos) y su evolución año a año.

En primer lugar, puede observarse la evolución de las ventas, ya estudiadas y analizadas en secciones anteriores. Luego se encuentran todos los costos: variables, fijos (tanto de producción como de administración) y gastos de comercialización. Estos últimos se componen de los impuestos a los ingresos brutos y los derechos de exportación.

Posteriormente puede observarse el EBITDA, también estudiado en secciones anteriores. Luego están las amortizaciones, que se activan en 2023. Se puede apreciar como la planta queda completamente amortizada para 2032. En el siguiente renglón se encuentra el EBIT, el resultado operativo del proyecto período a período.

A continuación se encuentran los resultados financieros y otras utilidades no operativas. Con respecto a los resultados financieros, en primer lugar, se destacan los intereses del préstamo. Dichos intereses comprenden tanto los intereses propiamente dichos, así como también el exposure fee que es necesario pagar en el momento de contraer el préstamo. En segundo lugar, cabe destacar que el préstamo es dolarizado, y esto genera una pérdida por diferencia de tipo de cambio que debe reflejarse en el cuadro de resultados.

Con respecto a otras utilidades no operativas, se destacan la utilidad por venta de bien de uso, y la utilidad por venta del terreno. Con respecto a la primera, cabe destacar que el valor residual contable de la planta es nulo. Por otro lado, se decidió tomar como valor de mercado residual de la planta para 2040 el valor residual contable mencionado. Este criterio corresponde a dos razones principales: en primer lugar, resulta muy inverosímil pronosticar el valor de mercado de un activo completamente amortizado dentro de 20 años[93] y la segunda, es que se decidió tomar una postura conservadora. De esta manera, la utilidad por venta de bien de uso resulta ser de 0 $.

Con respecto a la utilidad por venta de terreno, dicho activo no se amortiza, y se asumió que su valor en dólares se mantendrá a lo largo del tiempo, por lo que en 2040 el terreno será vendido al mismo valor en dólares al que se lo compró, pero con el tipo de cambio de 2040. Dicho esto, la utilidad por venta de terreno corresponderá a una ganancia en pesos meramente cambiaria, que debe reflejarse en el cuadro de resultados.

[93] En Argentina, por cuestiones político-económicas, es aún menos precisa la valuación.

Posteriormente se encuentra la utilidad antes del impuesto a las ganancias. Sobre esta utilidad se aplicará, obviamente, el impuesto a las ganancias. Sin embargo, cabe destacar que los primeros años en que la utilidad antes del impuesto a las ganancias es negativa, no se paga impuesto a las ganancias, y dicha utilidad negativa se va acumulando como quebranto (ver sección 4.2.4.2. Impuesto a las Ganancias). De esta manera, puede observarse como en los primeros años (2021 y 2022) la utilidad antes de impuesto a las ganancias es negativa y, por ende, no se paga dicho impuesto.

En 2023 la utilidad antes del impuesto mencionado ya es positiva, pero el quebranto acumulado de años anteriores hace que no haya que pagar impuesto a las ganancias en dicho año. A partir de 2024, el proyecto ya empieza a generar utilidades positivas, y se empieza a pagar impuesto a las ganancias normalmente.

El último renglón del cuadro de resultados corresponde a la utilidad neta del proyecto.

Año	2021 (inicio)	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Año Financiero	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Ventas	**0**	**0**	**0**	**23.106**	**29.651**	**37.675**	**47.516**	**59.615**	**74.498**	**92.949**	**115.643**	**143.398**	**177.813**	**220.488**	**273.406**	**339.023**	**420.388**	**521.282**	**646.389**	**801.523**	**993.888**
Costos Variables de Producción	0	0	0	(13.284)	(16.693)	(20.902)	(26.104)	(32.540)	(40.507)	(50.373)	(62.463)	(77.454)	(96.043)	(119.093)	(147.675)	(183.117)	(227.065)	(281.561)	(349.135)	(432.928)	(536.830)
Costos Fijos de Producción	0	0	0	(731)	(906)	(1.124)	(1.393)	(1.728)	(2.143)	(2.657)	(3.295)	(4.085)	(5.066)	(6.281)	(7.789)	(9.658)	(11.976)	(14.851)	(18.415)	(22.834)	(51.231)
Costos Fijos de Administración	0	0	0	(88)	(109)	(135)	(167)	(207)	(257)	(319)	(395)	(490)	(607)	(753)	(934)	(1.158)	(1.436)	(1.781)	(2.208)	(2.738)	(8.619)
Costo de Comercialización	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	(551)	(684)	(848)	(1.051)	(1.303)	(1.616)	(2.004)	(2.485)
EBITDA	**0**	**0**	**0**	**9.004**	**11.944**	**15.515**	**19.851**	**25.139**	**31.591**	**39.600**	**49.491**	**61.369**	**76.098**	**93.810**	**116.324**	**144.242**	**178.860**	**221.786**	**275.015**	**341.018**	**394.722**
Amortizaciones de Producción	0	0	0	**(1.265)**	**(1.265)**	**(1.265)**	**(1.265)**	**(1.265)**	**(1.265)**	**(1.265)**	**(1.265)**	**(1.265)**	**(1.265)**	0	0	0	0	0	0	0	0
EBIT	**0**	**0**	**0**	**7.739**	**10.679**	**14.250**	**18.586**	**23.874**	**30.326**	**38.335**	**48.226**	**60.104**	**74.832**	**93.810**	**116.324**	**144.242**	**178.860**	**221.786**	**275.015**	**341.018**	**394.722**
Intereses	0	(1.517)	(168)	(188)	(207)	(225)	(239)	(247)	(245)	(228)	(188)	(117)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pérdida por Diferencia de Cambio	0	0	(2.232)	(2.491)	(2.746)	(2.979)	(3.166)	(3.272)	(3.246)	(3.018)	(2.495)	(1.547)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Utilidad por venta de BU	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Utilidad por venta de Terreno	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	846
EBT	**0**	**(1.517)**	**(2.400)**	**5.060**	**7.726**	**11.047**	**15.181**	**20.356**	**26.836**	**35.089**	**45.543**	**58.440**	**74.832**	**93.810**	**116.324**	**144.242**	**178.860**	**221.786**	**275.015**	**341.018**	**394.722**
Utilidad antes del IG	**0**	**(1.517)**	**(2.400)**	**5.060**	**7.726**	**11.047**	**15.181**	**20.356**	**26.836**	**35.089**	**45.543**	**58.440**	**74.832**	**93.810**	**116.324**	**144.242**	**178.860**	**221.786**	**275.015**	**341.018**	**395.569**
IG	**0**	**0**	**0**	**(343)**	**(2.318)**	**(3.314)**	**(4.554)**	**(6.107)**	**(8.051)**	**(10.527)**	**(13.663)**	**(17.532)**	**(22.450)**	**(28.143)**	**(34.897)**	**(43.273)**	**(53.658)**	**(66.536)**	**(82.504)**	**(102.306)**	**(118.671)**
UTILIDAD NETA	**0**	**(1.517)**	**(2.400)**	**4.717**	**5.408**	**7.733**	**10.627**	**14.249**	**18.785**	**24.562**	**31.880**	**40.908**	**52.383**	**65.667**	**81.427**	**100.969**	**125.202**	**155.250**	**192.510**	**238.713**	**276.898**

Figura 4.6.1: Cuadro de Resultados del proyecto en M$.

4.6.2. Balance

El balance general es un estado contable que informa los activos, pasivos y capital contable de una empresa en un momento específico y proporciona una base para calcular las tasas de rendimiento y evaluar su estructura de capital. Este estado contable proporciona una situación instantánea de lo que una empresa posee y debe, así como el monto invertido por los accionistas. El balance, tal como se muestra en la *figura 4.6.2*, se estructura a grandes rasgos con el Activo, Pasivo y el Patrimonio Neto.

4.6.2.1 Activo

El activo corresponde a todos los bienes y derechos que posee una empresa (en este caso el proyecto en cuestión). El mismo está compuesto por el *activo corriente* (bienes que pueden ser convertibles a caja en un término de menos de un ejercicio contable de un año) y *activo no corriente* (no pueden ser convertibles a caja en un término de menos de un ejercicio contable).

Dentro del *activo corriente* se encuentran:

- Activo corriente no operativo:
    - Caja
- Activo corriente operativo:
    - Caja operativa
    - Créditos por ventas
    - Créditos IVA
    - Bienes de cambio

El activo no operativo está compuesto por la caja destinada acumular utilidades pero que no es necesaria para las operaciones del proyecto. Por otro lado, el activo operativo corresponde a los bienes y derechos necesarios para llevar a cabo la operativa del negocio. Cabe destacar, que tanto la caja operativa como los créditos por ventas y bienes de cambio se determinan en función de las ventas. La caja operativa corresponde al nivel de caja mínimo para operar, justificado en secciones anteriores (3% de las ventas). Los créditos por ventas se determinan como 60 días de ventas del proyecto. Los bienes de cambio incluyen tanto producto final como materia prima, y cada uno requiere un nivel de stock distinto, según requerimientos de la planta (para más detalles ver sección 4.3.2.1.3). Por último se encuentran los créditos IVA, que surgen del flujo de fondos de IVA del proyecto que se estudiará más adelante.
Dentro del *activo no corriente* se encuentran:

- Terreno
- Bienes de uso

Estos activos son bienes necesarios para el desarrollo del proyecto y se activan en el momento de la compra. Por un lado, el terreno no se amortiza y mantiene su valor contable

año a año, y por otro lado los bienes de uso (mencionados en la sección 4.3.1.1) se amortizan como fue mencionado en secciones anteriores. Estos conceptos, se computan año a año como el valor original del bien menos las amortizaciones acumuladas. En la *figura 4.6.2* puede apreciarse cómo a partir del 2032 la planta se amortiza completamente y esta línea de bienes de uso se hace nula.

4.6.2.2. Pasivo

El pasivo corresponde a todas las obligaciones o deudas de una empresa. El mismo está compuesto por el *pasivo corriente* (obligaciones que pueden cancelarse en un término de menos de un ejercicio contable de un año) y *pasivo no corriente* (obligaciones que no pueden cancelarse en un término de menos de un ejercicio contable de un año).

El *pasivo corriente* se compone del pasivo corriente *operativo* y *no operativo*. En el primero, se encuentran las deudas comerciales que corresponden a las obligaciones de deuda con proveedores y por ello son proporcionales a las compras de materias primas e insumos que a su vez dependen de las ventas. Las mismas son no onerosas dado que son propias del ejercicio del negocio (para más detalle ver la sección 4.3.2.2.1.). En lo que respecta al pasivo no operativo, se encuentran principalmente deudas onerosas a corto plazo (principalmente deudas bancarias). En el caso del proyecto en cuestión, no se consideró ninguna deuda bancaria a corto plazo.

Respecto al *pasivo no corriente* se encuentra la deuda onerosa a largo plazo. La misma, corresponde a los saldos año a año del préstamo tomado y explicado en la sección 4.5.4.
Este concepto surge del préstamo con el EximBank y se computa como el saldo de la deuda en dólares ajustado por tipo de cambio.

4.6.2.3. Patrimonio neto

El patrimonio neto corresponde a todos aquellos elementos que constituyen la financiación propia de la empresa. Está compuesto por los aportes de capital y las utilidades acumuladas. El concepto de aportes de capital corresponde a todos los aportes que deben realizar los accionistas para llevar a cabo el proyecto. Los principales aportes de capital corresponden al terreno, obras civiles, puesta en marcha, desarrollo y estudio de factibilidad, IVA inversiones, capital de trabajo, IVA capital de trabajo, etc. (cabe destacar que la inversión en maquinaria se hace con el financiamiento del préstamo). En la *figura 4.6.2* puede observarse cómo dichos aportes de capital se hacen principalmente en los primeros años ya que a partir de 2023 el proyecto se sustenta con fondos autogenerados.
Por otro lado, las utilidades acumuladas son las utilidades netas generadas por el proyecto que se acumulan.

Año	2021 (inicio)	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Año Financiero	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Caja	0	0	0	3.533	9.786	17.856	28.092	40.919	56.850	76.564	100.924	130.731	177.039	233.603	303.743	390.717	498.564	632.295	798.121	1.003.745	0
Caja Operativa	0	0	0	693	890	1.130	1.425	1.788	2.235	2.788	3.469	4.302	5.334	6.615	8.202	10.171	12.612	15.638	19.392	24.046	0
Creditos por ventas	0	0	0	3.798	4.874	6.193	7.811	9.800	12.246	15.279	19.010	23.572	29.230	36.245	44.943	55.730	69.105	85.690	106.256	131.757	0
Creditos IVA	32	1.247	1.441	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bienes de Cambio	0	0	0	1.550	1.952	2.448	3.060	3.818	4.755	5.915	7.335	9.095	11.278	13.985	17.342	21.504	26.665	33.064	40.999	50.839	0
ACTIVO CORRIENTE	**32**	**1.247**	**1.441**	**9.575**	**17.502**	**27.627**	**40.389**	**56.325**	**76.086**	**100.547**	**130.738**	**167.701**	**222.881**	**290.448**	**374.230**	**478.121**	**606.945**	**766.687**	**964.768**	**1.210.387**	**0**
Terreno	0	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	0
Bienes de Uso (V.O. - A.A)	150	11.728	12.650	11.385	10.120	8.855	7.590	6.325	5.060	3.795	2.530	1.265	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ACTIVO NO CORRIENTE	**150**	**11.742**	**12.665**	**11.400**	**10.135**	**8.870**	**7.605**	**6.340**	**5.075**	**3.810**	**2.545**	**1.279**	**14**	**14**	**14**	**14**	**14**	**14**	**14**	**14**	**0**
ACTIVO	**182**	**12.989**	**14.106**	**20.974**	**27.637**	**36.497**	**47.993**	**62.664**	**81.160**	**104.357**	**133.283**	**168.981**	**222.895**	**290.462**	**374.245**	**478.135**	**606.960**	**766.702**	**964.782**	**1.210.402**	**0**
Deudas Comerciales	0	0	0	1.091	1.372	1.720	2.149	2.681	3.338	4.152	5.148	6.384	7.916	9.816	12.172	15.093	18.716	23.207	28.777	35.684	0
PASIVO CORRIENTE	**0**	**0**	**0**	**1.091**	**1.372**	**1.720**	**2.149**	**2.681**	**3.338**	**4.152**	**5.148**	**6.384**	**7.916**	**9.816**	**12.172**	**15.093**	**18.716**	**23.207**	**28.777**	**35.684**	**0**
Deuda Onerosa Largo Plazo	0	9.300	10.379	11.440	12.412	13.192	13.632	13.523	12.576	10.396	6.446	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PASIVO NO CORRIENTE	**0**	**9.300**	**10.379**	**11.440**	**12.412**	**13.192**	**13.632**	**13.523**	**12.576**	**10.396**	**6.446**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
PASIVO	**0**	**9.300**	**10.379**	**12.531**	**13.785**	**14.912**	**15.781**	**16.204**	**15.914**	**14.548**	**11.594**	**6.384**	**7.916**	**9.816**	**12.172**	**15.093**	**18.716**	**23.207**	**28.777**	**35.684**	**0**
Capital	182	5.206	7.644	7.644	7.644	7.644	7.644	7.644	7.644	7.644	7.644	7.644	7.644	7.644	7.644	7.644	7.644	7.644	7.644	7.644	0
Utilidades Acumuladas	0	(1.517)	(3.917)	800	6.208	13.941	24.568	38.817	57.602	82.164	114.044	154.952	207.335	273.002	354.429	455.398	580.600	735.850	928.361	1.167.074	0
PATRIMONIO NETO	**182**	**3.689**	**3.727**	**8.444**	**13.852**	**21.585**	**32.212**	**46.461**	**65.246**	**89.808**	**121.688**	**162.596**	**214.979**	**280.646**	**362.073**	**463.042**	**588.244**	**743.494**	**936.005**	**1.174.718**	**0**
PASIVO + PATRIMONIO NETO	**182**	**12.989**	**14.106**	**20.974**	**27.637**	**36.497**	**47.993**	**62.664**	**81.160**	**104.357**	**133.283**	**168.981**	**222.895**	**290.462**	**374.245**	**478.135**	**606.960**	**766.702**	**964.782**	**1.210.402**	**0**

Figura 4.6.2: Balance del proyecto en M$.

4.6.3. Estado de Orígenes y Aplicaciones de Fondos (E.O.A.F.)

En esta sección se presentan los *Orígenes (o Fuentes)* y *Aplicaciones (o Usos)* de los fondos del proyecto. A través de dicho análisis, se obtendrán las variaciones en las masas patrimoniales entre dos estados contables continuos con el fín de determinar cuáles fueron las *fuentes* que se generaron y sus correspondientes contrapartidas que se realizaron en una o más *aplicaciones.* De esta forma, al sumar la Caja Inicial con la diferencia entre el total de Fuentes y las Aplicaciones se obtiene el saldo acumulado (caja final) de cada ejercicio financiero.
El E.O.A.F. se compone de tres flujos determinantes: el Flujo Operativo, el Flujo de Inversión y el Flujo de Financiamiento tal como se muestra en la *figura 4.6.3*.

4.6.3.1. Flujo Operativo

El flujo operativo del proyecto será el efectivo que se generará a través de las operaciones propiamente dichas. En este flujo no se tendrán en cuenta las inversiones necesarias ni los efectos financieros como podrían ser los intereses a pagar y/o los aportes de capital necesarios
Dentro del flujo operativo se lo subdivirá en tres partes: Los fondos autogenerados, el Flujo por delta de capital de trabajo y el Delta generado por los créditos IVA.

1. *Fondos autogenerados:*
   Los fondos autogenerados serán una *fuente* de fondos. Éstos se calculan como la suma de la utilidad neta desapalancada (sin tener en cuenta efectos de la deuda) con las amortizaciones del ejercicio. Como dicha utilidad es desapalancada, ésta se calcula sin tener en cuenta los intereses del préstamo, la pérdida por depreciación del tipo de cambio (al tener un préstamo en dólares) y sin el "tax shield" que dichos rubros generarían.

2. *Flujo por la diferencia de capital de trabajo entre ejercicios:*
   El flujo en cuestión está compuesto por tres *aplicaciones* y una *fuente* que corresponden a la inversión en capital de trabajo que debe realizarse en dicho período. Respecto a las aplicaciones se tiene, en primer lugar, el delta caja operativa, en segundo el delta créditos por ventas y finalmente el delta de los bienes de cambio. En cuanto a la *fuente*: el delta deudas comerciales. Es importante aclarar que en el último período (en el año 2040), el capital de trabajo se liquida y es recuperable al 100%.

3. *Diferencia de los créditos IVA entre ejercicios:*
   Por último, el delta crédito IVA será una *aplicación* y estará presente en los primeros años de ejercicio ya que se deben realizar inversiones sin tener ingresos por ventas por lo que el IVA será totalmente crédito y generará un saldo en aquellos períodos negativos. Sin embargo, una vez que el proyecto comienza con sus ventas, se empieza a generar un flujo de IVA positivo que cancela los créditos IVA período a período. A

partir de 2024, el proyecto entra en régimen en lo que respecta a este impuesto por lo que no tendrá más créditos IVA. Cabe destacar que el flujo de fondos de IVA se estudiará posteriormente en el informe.

4.6.3.2. Flujo de Inversión

Con lo que respecta al *flujo de inversión*, dicho flujo, en este caso, se compone de inversiones en bienes de uso, y en la inversión en el terreno, dos *aplicaciones* de fondos. Cabe aclarar que la inversión en terreno será "positiva" (*fuente*) en el último período contable (2040) pues corresponde a la venta del mismo (que al no amortizarse mantiene su valor) y recordar que los activos fijos en el año 2040 no tendrá ningún valor residual de mercado, por lo que no generará ningún flujo en dicho año. A continuación, se listan estos dos grupos:

1) Inversiones
2) Inversión en Terreno

En primer lugar, el ítem (1) representa los desembolsos del rubro de *activos fijos* (CAPEX) que incluye lo siguiente:

a. Bienes de Uso de Planta
    i. Recepción y Molienda
    ii. Cocción y Licuefacción
    iii. Sacarificación y Fermentación
    iv. Destilación y Deshidratación
    v. Unidad de DDGS
    vi. Tratamiento de Efluentes
    vii. Auxiliares
b. Construcción y Puesta en Marcha
c. Estudio de Factibilidad

Todos ellos son *aplicaciones* y a fines del cálculo se pueden obtener en términos de valor original (V.O.) de los activos ya que las amortizaciones corresponden a los *fondos autogenerados* (**inciso 4.6.3.1.**).

4.6.3.3. Flujo de Financiamiento

El Flujo de Financiamiento contemplará todos los impactos financieros pertinentes al proyecto, sin tener en cuenta los resultados operativos ni las inversiones. Dicho flujo estará formado por 3 *fuentes*: el préstamo recibido, el ahorro del IG financiero (debido al Tax Shield) y el Aporte de capital; y por 3 *aplicaciones*: los intereses, el retiro de capital y los dividendos a pagar.

1) Flujo de capital prestado (desembolso de préstamo y amortización de capital):
    a) En el período inicial, el monto recibido por el *préstamo* representa un *origen* y es único (el proyecto no volverá a tomar ningún otro préstamo).

   b) En los ejercicios posteriores, el préstamo recibido se irá pagando a través de las *amortizaciones*, que serán constantes (en dólares) por tratarse de un préstamo alemán, pero se ajustan período a período por el tipo de cambio en cuestión, siendo una aplicación de fondos.

2) Intereses:
   Los intereses a pagar son una clara *aplicación* de fondos. Al ser un préstamo alemán los intereses serán pagados sobre el saldo, comenzando el pago en 2022 y finalizando en 2031. A su vez, el préstamo poseé un *exposure fee* del 23,51% por lo que se debe pagar en el año 2021 dicho interés.

3) Ahorro I.G. Financiero:
   El ahorro I.G. Financiero, también conocido como "tax shield", es una *fuente* de fondos. Dicho ahorro ocurre ya que al incurrir en un préstamo oneroso en dólares habrán pérdidas por intereses y por diferencia del tipo de cambio que disminuirán el EBT, generando así un ahorro en el I.G. a pagar frente al caso de no incurrir en dicho préstamo.

4) Aporte de Capital:
   a) Los aportes de capital serán una *fuente* y estarán presentes siempre que la suma del Flujo Operativo, el Flujo de Inversión y los ítems (1), (2) y (3) previos sea negativa por lo que habrá que financiar con capital. En tal caso, el aporte tendrá una suma equivalente para que el saldo de Caja Final (fuentes menos aplicaciones) sea nulo. Es por esto que únicamente en los primeros tres períodos toma un valor positivo.

5) Dividendos:
   Los dividendos serán una *aplicación* de fondos. Se pagan dividendos el año de cierre del proyecto equivalentes a toda la caja acumulada que generó el negocio a lo largo de su vida.

Año	2021 (inicio)	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Año Financiero	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Caja Inicial	**0**	**0**	**0**	**0**	**3.533**	**9.786**	**17.856**	**28.092**	**40.919**	**56.850**	**76.564**	**100.924**	**130.731**	**177.039**	**233.603**	**303.743**	**390.717**	**498.564**	**632.295**	**798.121**	**1.003.745**
FLUJO OPERATIVO	**(32)**	**(1.216)**	**(194)**	**4.347**	**7.348**	**9.532**	**12.180**	**15.399**	**19.320**	**24.167**	**30.189**	**37.418**	**46.307**	**56.565**	**70.140**	**86.974**	**107.847**	**133.731**	**165.826**	**205.624**	**447.856**
Utilidad Neta Sin Deuda (Sin Intereses ni Tax Shield)	0	0	0	6.592	7.475	9.975	13.010	16.712	21.228	26.835	33.758	42.073	52.383	65.667	81.427	100.969	125.202	155.250	192.510	238.713	276.898
Amortizaciones del ejercicio	0	0	0	1.265	1.265	1.265	1.265	1.265	1265,0316	1265,0316	1265,0316	1265,0316	1265,0316	0	0	0	0	0	0	0	0
Fondos Autogenerados	**0**	**0**	**0**	**7.857**	**8.740**	**11.240**	**14.275**	**17.977**	**22.493**	**28.100**	**35.023**	**43.338**	**53.648**	**65.667**	**81.427**	**100.969**	**125.202**	**155.250**	**192.510**	**238.713**	**276.898**
-Delta Caja Operativa	**0**	**0**	**0**	**(693)**	**(196)**	**(241)**	**(295)**	**(363)**	**(447)**	**(554)**	**(681)**	**(833)**	**(1.032)**	**(1.280)**	**(1.588)**	**(1.969)**	**(2.441)**	**(3.027)**	**(3.753)**	**(4.654)**	**24.046**
- Delta Creditos	0	0	0	(3.798)	(1.076)	(1.319)	(1.618)	(1.989)	(2.447)	(3.033)	(3.731)	(4.562)	(5.657)	(7.015)	(8.699)	(10.786)	(13.375)	(16.585)	(20.566)	(25.501)	131.757
- Delta Creditos IVA	(32)	(1.216)	(194)	1.441	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Delta BC	0	0	0	(1.550)	(402)	(496)	(612)	(757)	(937)	(1.161)	(1.420)	(1.760)	(2.183)	(2.707)	(3.356)	(4.162)	(5.161)	(6.399)	(7.935)	(9.840)	50.839
+ Delta Deudas Comerciales	0	0	0	1.091	282	348	429	531	657	814	996	1.236	1.532	1.900	2.356	2.921	3.622	4.492	5.570	6.907	(35.684)
FLUJO DE INVERSION	**(150)**	**(11.592)**	**(923)**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**14**
-Inversiones	(150)	(11.578)	(923)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-Inversion en terreno	0	(14)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14
FLUJO DE FINANCIAMIENTO	**182**	**12.808**	**1.116**	**(814)**	**(1.094)**	**(1.462)**	**(1.944)**	**(2.572)**	**(3.390)**	**(4.452)**	**(5.829)**	**(7.610)**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**(1.451.616)**
+ Flujo de Capital Prestado	0	9.300	(1.153)	(1.430)	(1.773)	(2.199)	(2.726)	(3.381)	(4.192)	(5.198)	(6.446)	(7.993)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-Intereses	0	(1.517)	(168)	(188)	(207)	(225)	(239)	(247)	(245)	(228)	(188)	(117)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ahorro IG Financiero	0	0	0	804	886	961	1.021	1.056	1.047	974	805	499	0	0	0	0	0	0	0	0	0
+ Aporte	181,5	5024,7026	2437,8648	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-Dividendos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	(1.451.616)
Caja final	**0**	**0**	**0**	**3.533**	**9.786**	**17.856**	**28.092**	**40.919**	**56.850**	**76.564**	**100.924**	**130.731**	**177.039**	**233.603**	**303.743**	**390.717**	**498.564**	**632.295**	**798.121**	**1.003.745**	**0**

Figura 4.6.3: Estado de Origenes y Aplicaciones de Fondos del proyecto en M$.

4.7. FLUJOS DE FONDOS Y TASAS DE DESCUENTO

4.7.1. Flujo de Fondos del Proyecto (F.C.F.F.)

El Free Cash Flow to the Firm se define como la caja operativa que genera el proyecto periodo a periodo antes de considerar las entradas o salidas por financiación externa bancaria o las salidas por dividendos pagados por accionistas. Por caja operativa se consideran las entradas y salidas de las operaciones corrientes y se descuenta la inversión operativa tanto en activos fijos como en capital de trabajo.

Dicho flujo de fondos se puede calcular de distintas maneras. En primer lugar, puede calcularse del E.O.A.F. como la suma del flujo operativo (ver sección 4.6.3.1) con el flujo de inversión del proyecto (ver sección 4.6.3.2). La otra forma es obtenerlo directamente como se presenta a continuación en la *figura 4.7.1*.

Como se puede observar, en primer lugar se consideran las ventas y los costos. En el rubro CAPEX, se encuentran comprimidas tanto las inversiones en capital de trabajo, como también las inversiones en bienes de uso (obviamente no se incluyen amortizaciones, dado que las mismas no son flujos de caja). Luego, se encuentra el impuesto a las ganancias "*unlevered*": dicho impuesto a las ganancias no tiene en cuenta el "tax shield" de los intereses de la deuda, así como tampoco el "tax shield" de la pérdida por ajuste de tipo de cambio del préstamo. Esto es debido a que el F.C.F.F. es un flujo totalmente operativo independiente de la estructura de capital. Cabe destacar que justamente debido a esto, tampoco se incluyen los intereses en dicho flujo de fondos.

A continuación, se puede observar en la *figura 4.7.1* el efecto del impuesto IVA. Los porcentajes de IVA para cada rubro se definieron en la sección 4.2.4.3. A su vez, el flujo de fondos del IVA se presenta más en detalle en la *tabla 4.7.1*. Cabe destacar que en el caso particular de este proyecto, y debido al tipo de préstamo tomado, no se consideraron IVA de intereses de la deuda. Una vez determinado dicho flujo (IVA), éste es adicionado a los otros flujos mencionados al inicio de esta sección; obteniendo así el F.C.F.F del proyecto (*figura 4.7.2*).

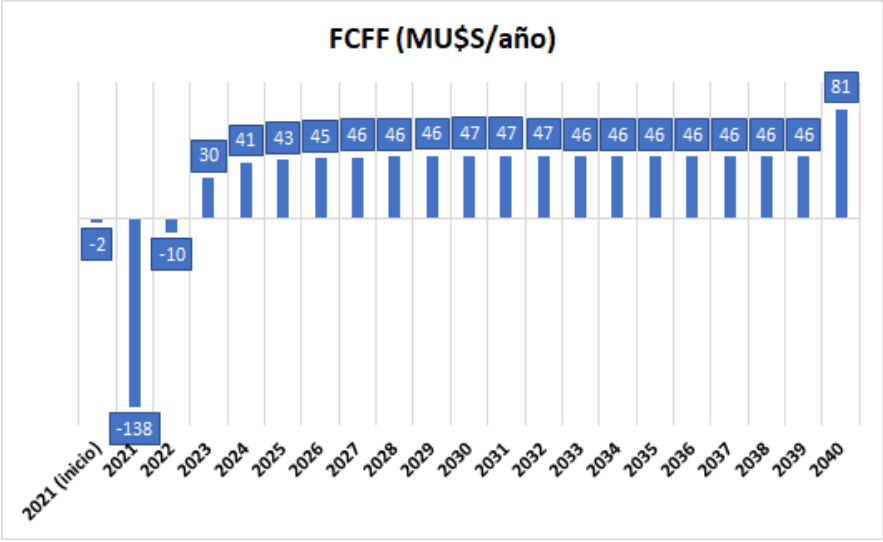


Figura 4.7.2: Evolución del F.C.F.F. del proyecto a lo largo de los años.

A continuación, en la *tabla 4.7.1* se presenta el Flujo de fondos del IVA que posee el proyecto. Se puede observar que hasta el año 2023, existe un crédito IVA que hace que el flujo neto sea diferente a cero, y ya a partir de dicho año todos los flujos son iguales a cero debido a que el saldo y lo que corresponde pagar son equivalentes.

Año	Flujo de Fondos del IVA (M$)
2021 (inicio)	(31,50)
2021	(1.215,66)
2022	(193,74)
2023	1.440,90
2024	0,00
2025	0,00
2026	0,00
2027	0,00
2028	0,00
2029	0,00
2030	0,00
2031	0,00
2032	0,00
2033	0,00
2034	0,00
2035	0,00
2036	0,00
2037	0,00
2038	0,00
2039	0,00
2040	0,00

Tabla 4.7.1: Tabla de flujo neto de caja IVA a lo largo de la evolución del proyecto.

Año	2021 (inicio)	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Año Financiero	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Ventas	**0**	**0**	**0**	**23.106**	**29.651**	**37.675**	**47.516**	**59.615**	**74.498**	**92.949**	**115.643**	**143.398**	**177.813**	**220.488**	**273.406**	**339.023**	**420.388**	**521.282**	**646.389**	**801.523**	**993.888**
Costos Variables de Producción	**0**	**0**	**0**	**(13.284)**	**(16.693)**	**(20.902)**	**(26.104)**	**(32.540)**	**(40.507)**	**(50.373)**	**(62.463)**	**(77.454)**	**(96.043)**	**(119.093)**	**(147.675)**	**(183.117)**	**(227.065)**	**(281.561)**	**(349.135)**	**(432.928)**	**(536.830)**
Costos Fijos de Producción	**0**	**0**	**0**	**(731)**	**(906)**	**(1.124)**	**(1.393)**	**(1.728)**	**(2.143)**	**(2.657)**	**(3.295)**	**(4.085)**	**(5.066)**	**(6.281)**	**(7.789)**	**(9.658)**	**(11.976)**	**(14.851)**	**(18.415)**	**(22.834)**	**(51.231)**
Costos Fijos de Administración	**0**	**0**	**0**	**(88)**	**(109)**	**(135)**	**(167)**	**(207)**	**(257)**	**(319)**	**(395)**	**(490)**	**(607)**	**(753)**	**(934)**	**(1.158)**	**(1.436)**	**(1.781)**	**(2.208)**	**(2.738)**	**(8.619)**
Costo de Comercialización	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**(551)**	**(684)**	**(848)**	**(1.051)**	**(1.303)**	**(1.616)**	**(2.004)**	**(2.485)**
CAPEX	**(150)**	**(11.592)**	**(923)**	**(4.951)**	**(1.392)**	**(1.708)**	**(2.096)**	**(2.578)**	**(3.173)**	**(3.933)**	**(4.835)**	**(5.920)**	**(7.341)**	**(9.102)**	**(11.287)**	**(13.996)**	**(17.355)**	**(21.520)**	**(26.684)**	**(33.089)**	**171.819**
IG Unlevered	**0**	**0**	**0**	**(1.146)**	**(3.204)**	**(4.275)**	**(5.576)**	**(7.162)**	**(9.098)**	**(11.501)**	**(14.468)**	**(18.031)**	**(22.450)**	**(28.143)**	**(34.897)**	**(43.273)**	**(53.658)**	**(66.536)**	**(82.504)**	**(102.306)**	**(118.671)**
Flujo de Fondos Sin IVA	**(150)**	**(11.592)**	**(923)**	**2.906**	**7.348**	**9.532**	**12.180**	**15.399**	**19.320**	**24.167**	**30.189**	**37.418**	**46.307**	**56.565**	**70.140**	**86.974**	**107.847**	**133.731**	**165.826**	**205.624**	**447.871**
Flujo de Fondos IVA (M$)	**(32)**	**(1.216)**	**(194)**	**1.441**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Flujo de Fondos IVA (MU$S)	**(0)**	**(13)**	**(2)**	**10**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
FCFF (M$)	**(182)**	**(12.808)**	**(1.116)**	**4.347**	**7.348**	**9.532**	**12.180**	**15.399**	**19.320**	**24.167**	**30.189**	**37.418**	**46.307**	**56.565**	**70.140**	**86.974**	**107.847**	**133.731**	**165.826**	**205.624**	**447.871**
FCFF (MU$S)	**(2)**	**(138)**	**(10)**	**30**	**41**	**43**	**45**	**46**	**46**	**46**	**47**	**47**	**47**	**46**	**46**	**46**	**46**	**46**	**46**	**46**	**81**

Figura 4.7.1: Flujo de Fondos del proyecto en MS.

4.7.2. Flujo de Fondos del Inversor (F.C.F.E.)

Este flujo de fondos, a diferencia del anterior, considera que el inversor financia parte de sus inversiones con préstamos de terceros. Así, el capital propio que invertirá en el proyecto será menor al considerado al armar el flujo de fondos del proyecto. Este flujo de fondos permite medir la rentabilidad del capital propio la cual dependerá del proyecto en sí mismo y del monto y costo de la financiación que se pueda obtener.
Para el cálculo del F.C.F.E. desde el punto de vista del inversor, lo que se recibe son dividendos a cambio de aportes de capital. A esto se le suma la caja que acumula el negocio. Así, el F.C.F.E. de cada año se calcula como se muestra en la *ecuación 4.7.1*:

$$F.C.F.E. = Dividendos - Aportes + \Delta Caja \qquad [Ecuación\ 4.7.1]$$

Cabe destacar que se cumple la condición de que si al flujo de fondos del proyecto se le resta el flujo de fondos de la deuda, se obtiene como resultante el flujo de fondos del inversor. En *figura 4.7.3.* se puede observar el FCFE.

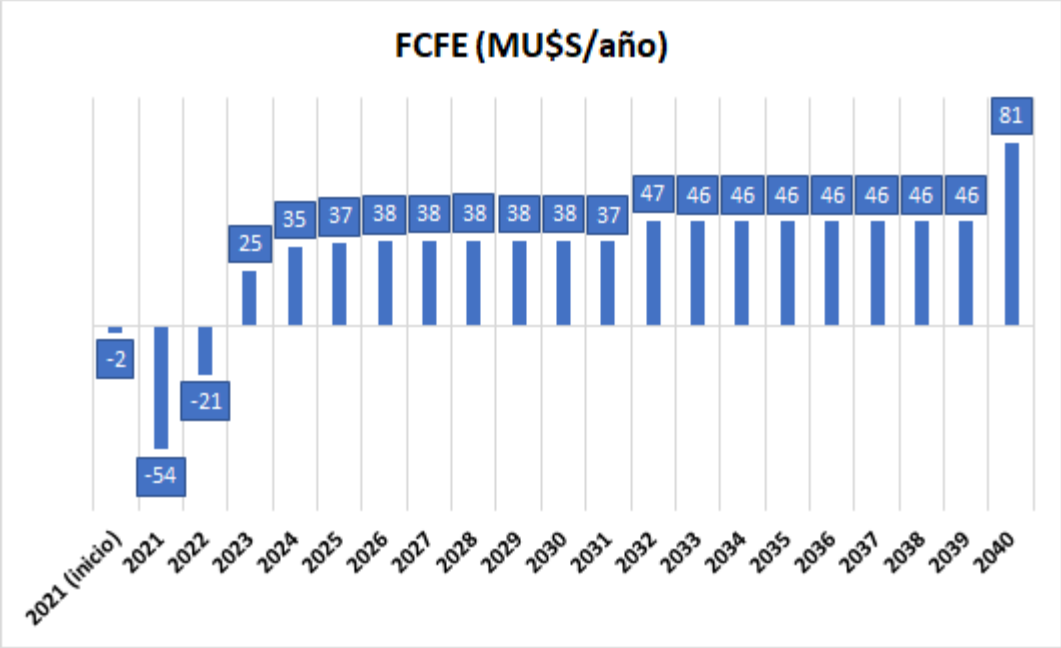


Figura 4.7.3: Evolución del F.C.F.E. del proyecto a lo largo de los años

4.7.3. Resumen de F.C.F.F., F.C.F.E., y F.C.F.D.

A continuación, y a modo de resumen, se presenta la evolución año a año, y desglosados, los flujos de fondos de la firma, del inversor, y de la deuda. Puede observarse cómo se cumple año a año la *ecuación 4.7.2*:

$$F.C.F.F. = F.C.F.E + F.C.F.D. \qquad [Ecuación\ 4.7.2]$$

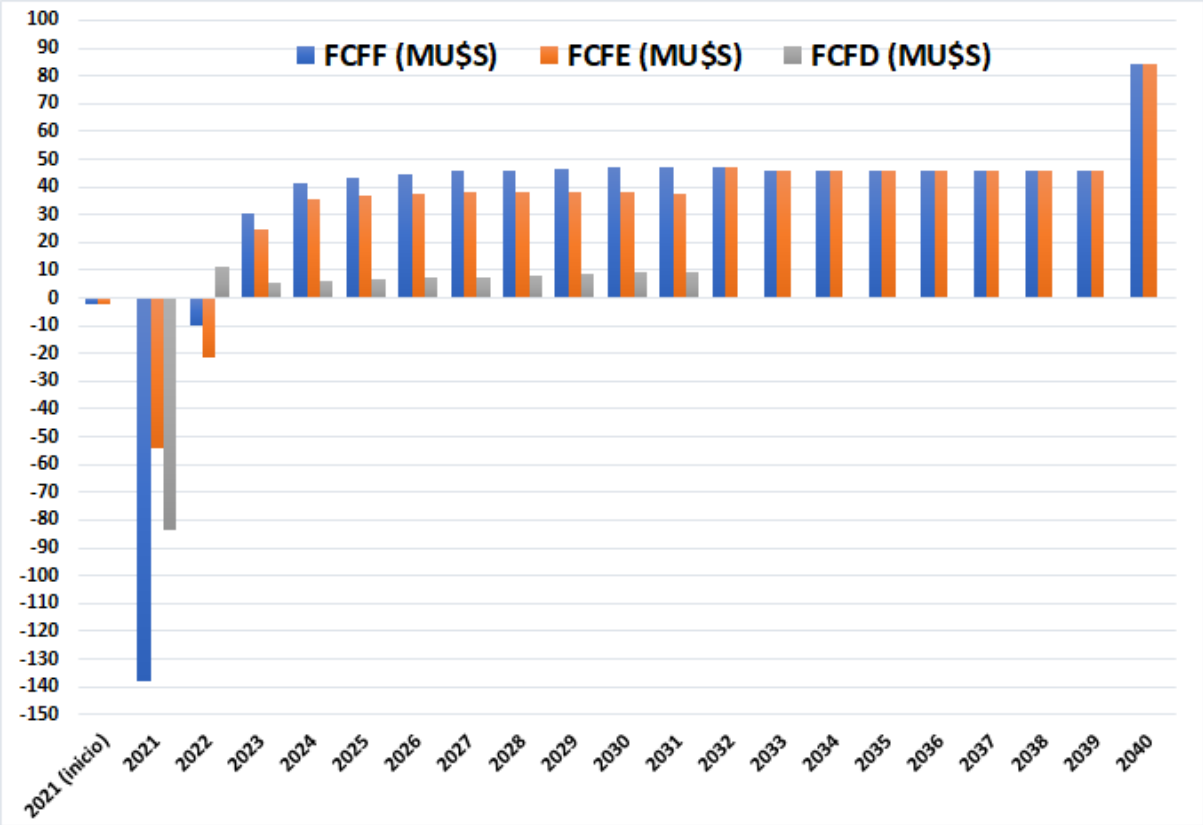


Figura 4.7.4: Evolución de los flujos de la firma, de la deuda y del equity a lo largo de los años.

Cabe destacar cómo a partir de 2032, cuando el préstamo fue devuelto por completo, el F.C.F.F se iguala al F.C.F.E.

4.7.4. Tasas de descuento.

A continuación, y en línea con la sección 4.5, se detallarán bien las evoluciones tanto de la estructura de capital, como del WACC, a lo largo del tiempo.

En base a lo previamente analizado en la sección 4.5 y como se puede observar en la *figura 4.7.5* el cálculo de la WACC se llevó a cabo para cada año a partir de la fórmula :

$$WACC = \frac{E}{E+D} * k_L + \frac{D}{E+D} * k_d * (1 - \alpha) \qquad [Ecuación\ 4.7.3]$$

Siendo:

- E: Equity. El monto del proyecto financiado por capital propio para cada año.
- D: Debt. El monto del proyecto financiado por capital ajeno para cada año.
- k_L : costo del capital propio apalancado para cada año.
- k_d : costo del capital ajeno.
- α : tasa de impuesto a las ganancias.

El k_L se calcula para cada año como $k_L = r_f + \beta_L * (r_m - r_f) + Riesgo\ País$, donde tanto la risk free rate (r_f) como el riesgo país varía año a año según las proyecciones calculadas en la sección 4.5.1.

Respecto al β_L el mismo también varía año a año ya que el grado de apalancamiento del proyecto varía conforme los años. Para calcularlo (*ecuación 4.7.2*) se toma el valor calculado para β_U (desapalancado) en la sección 4.5.1. y para cada año se calcula β_L como:

$$\beta_L = \beta_U * (1 + (1 - \alpha) * \frac{D}{E}) \qquad [Ecuación\ 4.7.4]$$

De esta manera, queda determinada k_L para el cálculo del WACC. Cabe destacar que "D" corresponde al nivel de pasivo oneroso que posee el proyecto en un año determinado, mientras que "E" corresponde al patrimonio neto del proyecto, en un período determinado. Una vez seleccionado el préstamo, la k_d queda establecida con un valor de 5,05% conforme a lo calculado en la sección 4.5.4. y considerando que el I.G. es del 30% queda establecido $k_d * (1 - \alpha)$ para cada año.

Finalmente, el grado de apalancamiento $\frac{D}{E+D}$ se calcula para cada año.

Con todo esto, se calcula la WACC para cada uno de los años del proyecto como se puede apreciar en la *figura 4.7.5.* Dicha tasa, será utilizada para descontar el flujo de fondos de la firma.

Año	Free Rate	Rendimiento Mercado	Riesgo país	bL	kL	kd*(1-alfa)	D/(D+E)	E/(D+E)	WACC
2021 (inicio)	2,06%	11,20%	10,62%	0,765	19,67%	3,54%	0%	100%	19,67%
2021	2,27%	11,20%	9,48%	2,11486367	30,64%	3,54%	72%	28%	11,23%
2022	2,35%	11,20%	8,44%	2,25629085	30,76%	3,54%	74%	26%	10,72%
2023	2,38%	11,20%	7,96%	1,49049102	23,49%	3,54%	58%	42%	12,01%
2024	2,40%	11,20%	7,74%	1,2448301	21,10%	3,54%	47%	53%	12,80%
2025	2,40%	11,20%	7,64%	1,0922896	19,66%	3,54%	38%	62%	13,54%
2026	2,40%	11,20%	7,60%	0,99162421	18,72%	3,54%	30%	70%	14,21%
2027	2,40%	11,20%	7,58%	0,92086418	18,08%	3,54%	23%	77%	14,80%
2028	2,41%	11,20%	7,57%	0,86821955	17,61%	3,54%	16%	84%	15,33%
2029	2,41%	11,20%	7,56%	0,82699104	17,24%	3,54%	10%	90%	15,82%
2030	2,41%	11,20%	7,56%	0,79336539	16,94%	3,54%	5%	95%	16,27%
2031	2,41%	11,20%	7,56%	0,765	16,69%	3,54%	0%	100%	16,69%
2032	2,41%	11,20%	7,56%	0,765	16,69%	3,54%	0%	100%	16,69%
2033	2,41%	11,20%	7,56%	0,765	16,69%	3,54%	0%	100%	16,69%
2034	2,41%	11,20%	7,56%	0,765	16,69%	3,54%	0%	100%	16,69%
2035	2,41%	11,20%	7,56%	0,765	16,69%	3,54%	0%	100%	16,69%
2036	2,41%	11,20%	7,56%	0,765	16,69%	3,54%	0%	100%	16,69%
2037	2,41%	11,20%	7,56%	0,765	16,69%	3,54%	0%	100%	16,69%
2038	2,41%	11,20%	7,56%	0,765	16,69%	3,54%	0%	100%	16,69%
2039	2,41%	11,20%	7,56%	0,765	16,69%	3,54%	0%	100%	16,69%
2040	2,41%	11,20%	7,56%	0,765	16,69%	3,54%	0%	100%	16,69%

Figura 4.7.5: Evolución de las distintas tasas a lo largo del tiempo, y de la estructura de capital.

Se puede apreciar que la WACC conforme pasan los años tiende a una constante dado que el préstamo termina, el proyecto queda financiado completamente con capital propio y tanto el riesgo país, como la risk free rate se estabilizan.

4.8. RENTABILIDAD

En base al concepto de las matemáticas financieras, conocido como "valor tiempo del dinero", o sea que el dinero, sólo porque transcurre el tiempo, debe ser remunerado con una rentabilidad que el inversionista le exigirá por no hacer un uso de él hoy, surgen una serie de indicadores que permiten tomar decisiones sobre los proyectos. A continuación, se analizarán los principales indicadores de rentabilidad del proyecto, a partir de los cuales se evaluará la implementación del mismo.

4.8.1. Valor Actual Neto (VAN)

El valor actual neto o "VAN" de una inversión, es la remuneración que tiene dicha inversión por sobre el valor tiempo de su monto. Se calcula a partir del descuento del flujo de fondos en dólares a una tasa (la WACC anual en dólares) tal que el monto de cada período sea llevado a plata del año 0. Si el VAN es positivo, el proyecto genera valor y tiene sentido llevarlo a cabo, de lo contrario se descarta su desarrollo. El proyecto en cuestión posee un VAN de 88,9 MU$S, por lo que se puede concluir que el proyecto por sí mismo genera valor por el monto mencionado. Si bien en la etapa de riesgos se analizarán otros escenarios, se puede concluir que bajo este escenario base es conveniente llevar a cabo el proyecto.

VAN	**88.891.824 U$S**

Tabla 4.8.1.: VAN del proyecto en el escenario base.

4.8.2. Tasa interna de Retorno (TIR)

Por otro lado, la tasa interna de retorno o "TIR", es la media geométrica de los rendimientos futuros esperados de dicha inversión. Es una tasa única de rendimiento por período con la cual la totalidad de los beneficios actualizados son exactamente iguales a los desembolsos expresados en moneda actual. Es decir, es la tasa a la que se deberían descontar los F.C.F.F. (en dólares) para generar un VAN de 0. Esta métrica generalmente se compara con la WACC para decidir sobre la aprobación del proyecto. En este caso, dicha comparación carece de sentido dado que la WACC es una tasa que va cambiando año a año. El proyecto tiene una TIR de 22.6% anual en dólares.

TIR	**22,6% anual**

Tabla 4.8.2.: TIR del proyecto anual en dólares del escenario base.

4.8.3. Período de repago simple

El período de repago simple mide la cantidad de períodos necesarios para que los beneficios netos, no descontados, recuperen la inversión. Se calcula determinando el número de años, por suma acumulada, que se requiere para recuperar la inversión. Acumulando F.C.F.F. a lo largo de los años, se obtiene el siguiente gráfico.

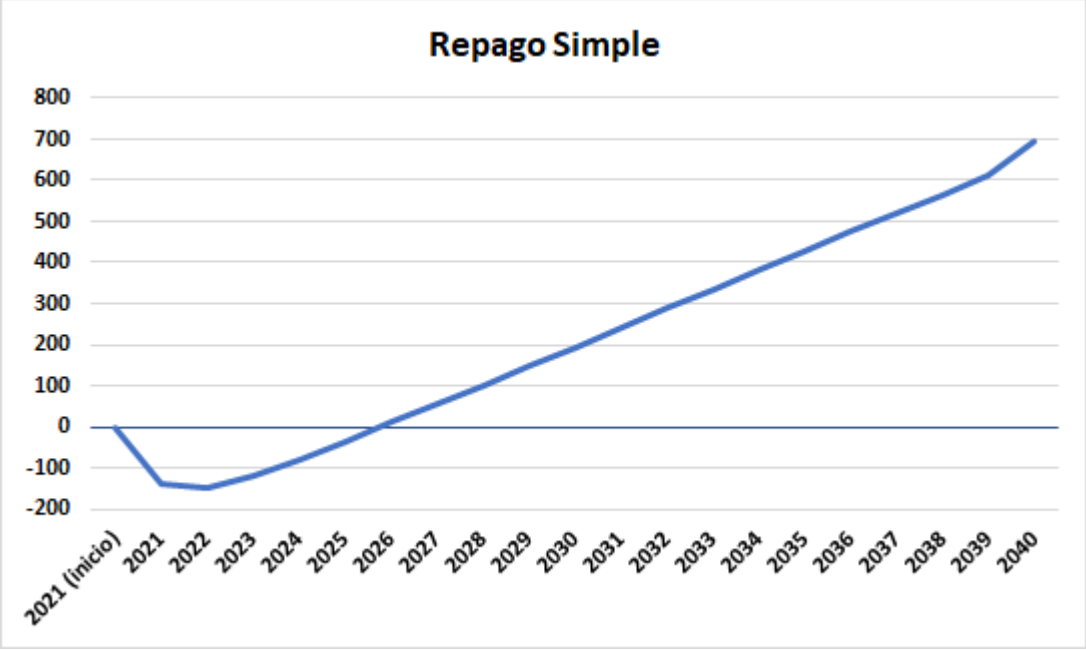


Figura 4.8.1: Evolución del acumulado de F.C.F.F. en dólares en el tiempo.

Repago simple	Año 6 (2026)

Tabla 4.8.3.: Año de repago simple del proyecto en el escenario base.

4.8.4. Período de repago descontado

El período de repago descontado, a diferencia del anterior, considera el valor tiempo del dinero. Su cálculo se realiza sobre la base de la suma acumulada de los beneficios netos actualizados al momento cero. Acumulando F.C.F.F. descontados a la WACC a lo largo de los años, se obtiene el siguiente gráfico.

Repago descontado	Año 9 (2029)

Tabla 4.8.4.: Año de repago descontado del proyecto en el escenario base.

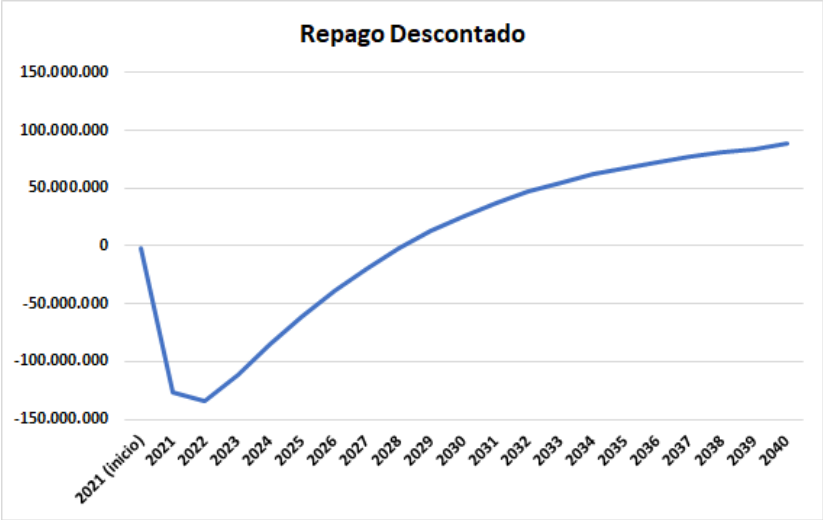


Figura 4.8.2: Evolución del acumulado de F.C.F.F. descontados a la WACC en dólares en el tiempo.

4.8.5. Rentabilidad del capital propio (TOR)

La tasa de rendimiento del inversor o "TOR" mide la rentabilidad del capital propio y se obtiene a partir del flujo de fondos del inversor (F.C.F.E) en dólares. Se calcula, al igual que la TIR, como aquella tasa anual en dólares que anula el VAN del inversor. Para el proyecto la TOR es de 34,8%.

TOR	**34,8% anual**

Tabla 4.8.3.: TOR del proyecto anual en dólares.

4.8.6. Efecto palanca

Teniendo en cuenta que la TIR es aquella tasa que aplicada al flujo de fondos del proyecto anula el VAN del mismo, que la TOR es la tasa de Capital Propio que anula el VAN del flujo de fondos de los inversores, y que la diferencia entre las dos está dada fundamentalmente por la financiación, el efecto palanca muestra que si se financia un proyecto con una tasa de interés menor que la TIR, el proyecto se verá palanqueado positivamente. Esto se debe a que cada peso invertido en el proyecto rinde la TIR pero, si se financia, cuesta la tasa de interés. El efecto de la financiación en el rendimiento del proyecto se denomina "Efecto Palanca" o "Leverage" (denominado con la letra "I") y se evidencia a través de la fórmula:

$$I = \frac{TOR}{TIR} \qquad [Ecuación\ 4.8.1]$$

I	**1,54**

Tabla 4.8.3.: TOR del proyecto anual en dólares.

Se observa que el efecto palanca es de 1,53 > 1, por ende se concluye que se ha apalancado positivamente el proyecto con la toma del préstamo.

4.9. CONCLUSIÓN

Una vez analizados los *economics* del proyecto, se puede apreciar que para el escenario base el VAN del F.C.F.F. es positivo con un valor de 88,9 MU$D por lo que el proyecto se aprueba y es rentable en el escenario base.
Por otro lado, la TIR del proyecto es 22,6% anual en dólares, sin duda un número atractivo teniendo en cuenta los rendimientos actuales de mercado.
Asimismo, la TOR del 34,8% anual en dólares es mayor a la TIR por lo que se concluye, a su vez, que el proyecto está bien apalancado.
Como contracara, cabe destacar que el periodo de repago descontado resultó ser de 9 años, y, al ser Argentina un país de mucha incertidumbre, resulta muy elevado.
De todas formas, como el VAN es sumamente positivo, el proyecto se acepta en esta instancia del análisis.

5. ESTUDIO DE RIESGOS

En esta unidad se hará el estudio de riesgos del proyecto de inversión en cuestión. Cabe destacar que a lo largo de todas las secciones anteriores, se estuvo trabajando con el escenario base del proyecto, es decir, el escenario esperado. Dicho escenario consideraba ciertas proyecciones de precios y volúmenes, variables macroeconómicas como la inflación y devaluación, entre otras. Cada una de esas proyecciones tienen desvíos y variabilidades que impactan, dependiendo de cómo cambian dichos precios, volúmenes, y otras variables, en los principales indicadores de rentabilidad del proyecto de inversión (VAN, TIR, etc.). Lo que se buscará entonces en esta sección, es medir el riesgo del proyecto, y tomar acciones para mitigarlo.

En primer lugar es importante destacar los dos tipos de riesgo existentes: el riesgo sistemático (o no diversificable) y el riesgo único (no sistemático, diversificable).

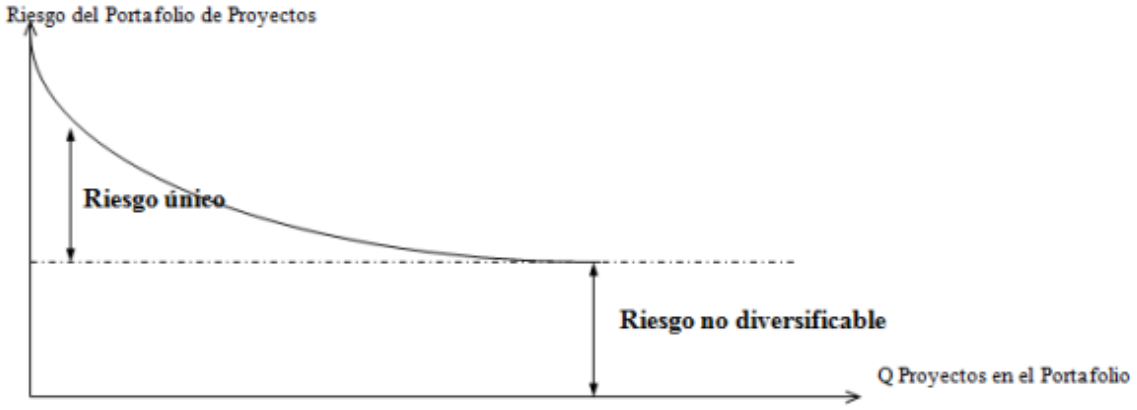


Figura 5.1: Riesgo único y riesgo sistémico. Fuente: libro de la cátedra[94].

El riesgo sistemático es aquel riesgo presente por el mero hecho de ingresar al proyecto. Este, incluye tanto al riesgo de mercado como al riesgo propio de hacer un proyecto en Argentina.

En el caso del riesgo de mercado, dicho riesgo se cuantifica con la β_L. Ésta mide la correlación de la variabilidad del retorno de un proyecto con respecto al del mercado. Puede interpretarse como el factor de "amplificación" del riesgo del proyecto, respecto al del mercado.

Por otro lado, con respecto al riesgo Argentino, dicho riesgo se cuantifica en el riesgo país. Éste representa la posibilidad de expropiación del proyecto o de parte de sus flujos de fondos, la imposibilidad de convertir moneda y/o la imposibilidad de repatriar utilidades para inversores extranjeros.

Ahora bien, tanto β_L como el riesgo país están presente en la fórmula de k_L, y, a su vez, k_L está presente en la fórmula del WACC. Cabe recordar dichas fórmulas a continuación.

[94] Capítulo 7: Riesgos

$$k_L = r_f + \beta_L * (r_m - r_f) + Riesgo\ País$$

$$WACC = \frac{E}{E+D} * k_L + \frac{D}{E+D} * k_d * (1 - \alpha)$$

[*Ecuaciones 5.1*]

Por lo tanto, el riesgo sistémico ya fue medido y estudiado implícitamente en la sección anterior (estudio económico financiero) al descontar los flujos de fondos del proyecto a la WACC.

Esta sección del informe se enfoca principalmente en el estudio del riesgo único del proyecto. Así como el riesgo sistémico se ve cuantificado en el k_L del proyecto, el riesgo único está presente en los F.C.F.F. del proyecto, más específicamente, en sus variabilidades.

Variables como precios, volúmenes, inflación, devaluación, etc. influyen en los F.C.F.F. y por ende, en la próxima sección, se identificarán estas variables, críticas para medir el riesgo único del proyecto.

5.1. VARIABLES DE RIESGO

Se procede a identificar las variables de riesgo más relevantes que generan variabilidad en los F.C.F.F. Dichas variables se determinaron a partir del conocimiento adquirido en el estudio económico-financiero, conociendo el peso de distintos factores (precios, volúmenes, etc.) en el armado del F.C.F.F. y teniendo en cuenta también el conocimiento adquirido en las otras secciones anteriores (estudio de mercado, estudio de ingeniería).
A continuación, se profundizará en las variables de riesgo que se consideraron relevantes.

5.1.1. Precio del bioetanol local

El precio del bioetanol local es de las variables más importantes en lo que refiere a la rentabilidad del proyecto. Corresponde no solo al precio del producto principal que el proyecto vende, sino que además, el escenario base del proyecto sólo considera ventas en el mercado local. Cambios en las proyecciones de dicho precio tendría impactos muy significativos en los F.C.F.F. del proyecto, por lo que es obligatoriamente necesario tenerla en cuenta. Obviamente, el proyecto posee una posición *larga* respecto a esta variable.
El precio del bioetanol local fue proyectado a partir de la herramienta Mean Reversion, en el estudio de mercado. A partir de esto, se obtuvo una media y sus desvíos que son fluctuantes en el tiempo. Dicha variabilidad será tenida en cuenta en este estudio.
En dicho entonces, se predijo que el precio del bioetanol local convergerá en 780 USD/m^3 para 2029, con 68% de probabilidad de que se ubique entre 625 USD/m^3 y 935 USD/m^3.
A continuación, en la *figura 5.1.1.* puede observarse la proyección del precio del bioetanol local obtenida en el estudio de mercado.

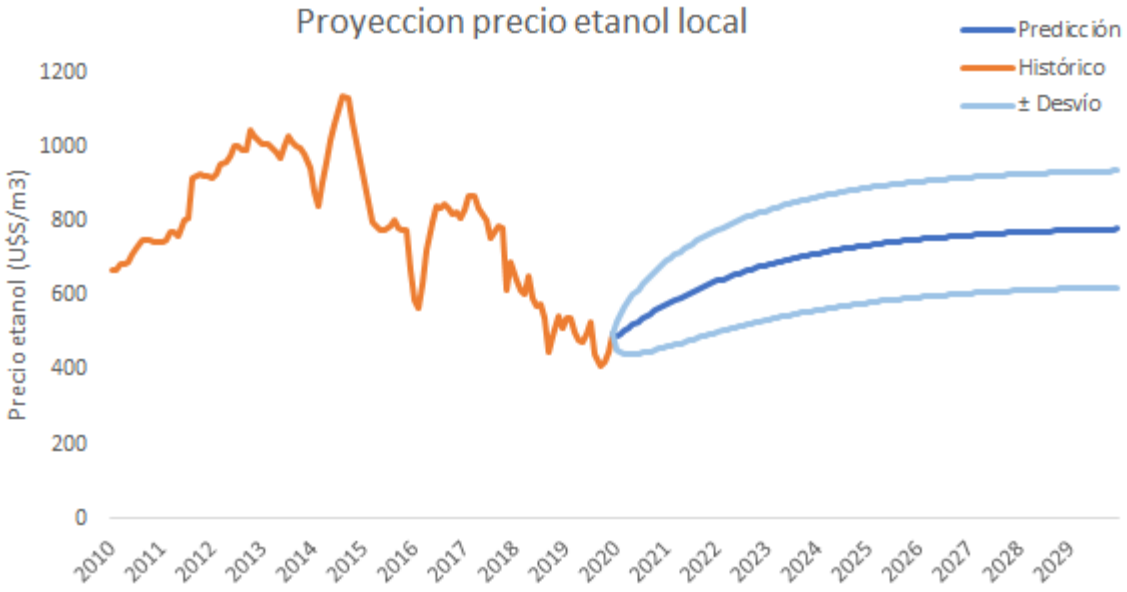


Figura 5.1.1. Predicción del precio de etanol en Argentina mediante Mean Reversion.

5.1.2. Precio del bioetanol internacional

Si bien el escenario base del proyecto no considera exportaciones de bioetanol, en esta sección de riesgos el volumen vendido al mercado local variará y por ende en los casos en los que el proyecto no pueda ubicar la totalidad de su volumen en el mercado local, el proyecto comenzará a exportar bioetanol al *export parity price*. De esta manera, dicha variable también tendrá un impacto significativo en los F.C.F.F. El proyecto posee una posición *larga* en cuanto al precio del bioetanol internacional.
Dicho precio internacional fue proyectado en el estudio de mercado mediante la herramienta Mean Reversion.

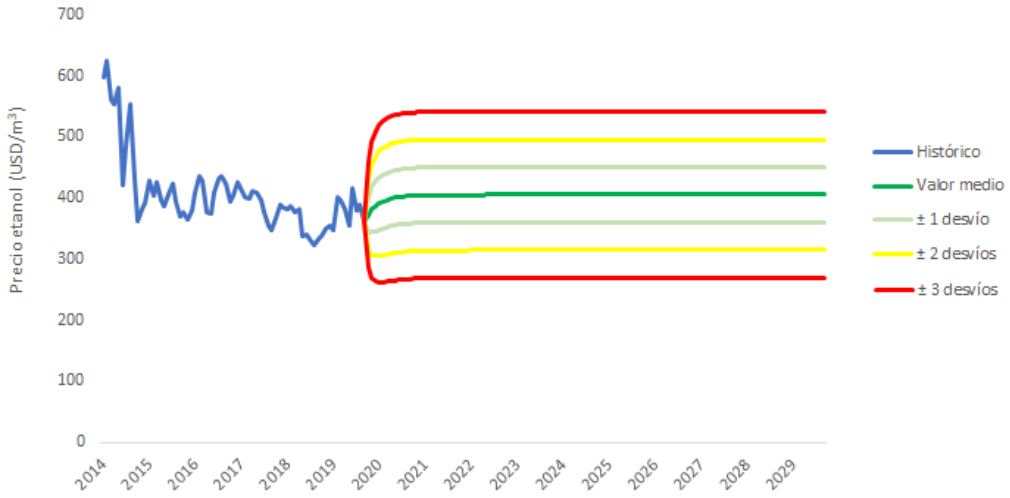


Figura 5.1.2. Mean reversion para precio del etanol internacional.

En el estudio de mercado se concluyó que el precio tenderá a la media en el período seleccionado, y ésta será de 405 USD/m^3. Sin embargo, en esta sección entran en juego los desvíos que se encuentran presentes en la *figura 5.1.2*.
Es importante destacar que dicho precio corresponde a la paridad de exportación (FOB), puesto en el puerto de Rosario. La planta de bioetanol, en caso de exportar, lo hará mediante la modalidad *Ex-Works*, vendiendo el producto a un gran agregador de oferta como puede ser Cargill, Bunge, o Louis Dreyfus. Dicho agregador compra bioetanol a plantas locales, para acumular volumen y luego poder exportar en grandes cantidades.
Como la planta de bioetanol exportará a partir de la modalidad *Ex-Works*, a la hora de calcular el precio neto que recibirá la planta por exportar bioetanol, es necesario restar el flete de bioetanol Morrison-Rosario. Considerando que la distancia entre Morrison y Rosario es de 200 km, y que el costo de transporte de bioetanol es de 0,1536 U$S/(m3*km), entonces al precio export parity proyectado se le restará el valor de 0,1536*200 = 31 U$S/m3, y dicho precio será el precio neto de exportación que recibe el proyecto.
Por otro lado, debido al bajo volumen de exportación de bioetanol en la Argentina, no existe ni se tiene registro histórico de ninguna retención o derecho de exportación al bioetanol. Debido a esto, se decidió tomar una postura simplificadora en cuanto a este aspecto, asumiendo retenciones al bioetanol con un nivel de 0%.

5.1.3. Precio del maíz FOB Rosario

Como bien se estudió en el estudio económico-financiero, el maíz es el principal costo de la planta de bioetanol, representando más del 60% de la estructura de costos del proyecto. El precio del maíz es clave y determinante en los indicadores de rentabilidad, y el proyecto posee una posición *corta* respecto al maíz. Al igual que los precios del bioetanol, al tratarse de un commodity, el precio FOB del maíz en Rosario fue proyectado por la herramienta Mean Reversion en el estudio de mercado.

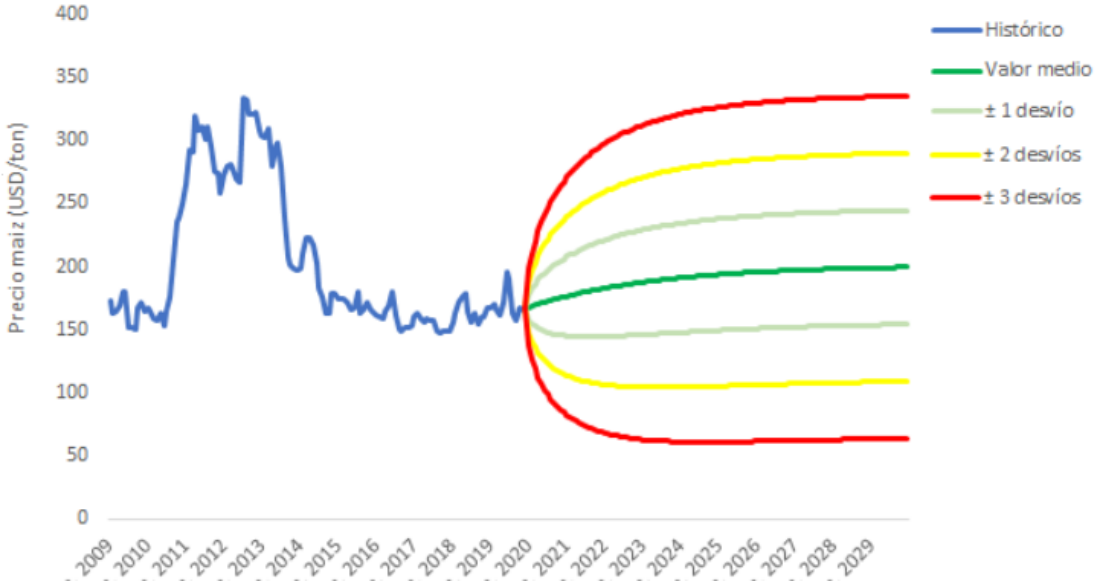


Figura 5.1.3.: Mean reversion para precio del maíz (FOB).

En esta etapa se deberán considerar los desvíos estándar del precio del maíz FOB Rosario que se presentan en la *figura 5.1.3.* con distintos colores.
Es muy importante destacar que el precio al que el proyecto compra el maíz es al precio FAS Rosario (a éste último restandole además el flete Morrison-Rosario) que se define como:

$$FAS = FOB - retenciones \qquad [Ecuación\ 5.1.1.]$$

Debido a esto, a continuación se define la próxima variable de riesgo: retenciones al maíz.

5.1.4. Retenciones al maíz

Las retenciones al maíz son una variable fundamental dado que son determinantes en el precio FAS del maíz, el precio local al que el proyecto lo compra. En el estudio de mercado, se determinaron las retenciones como el promedio histórico, debido a la componente política totalmente impredecible acerca de esta variable.

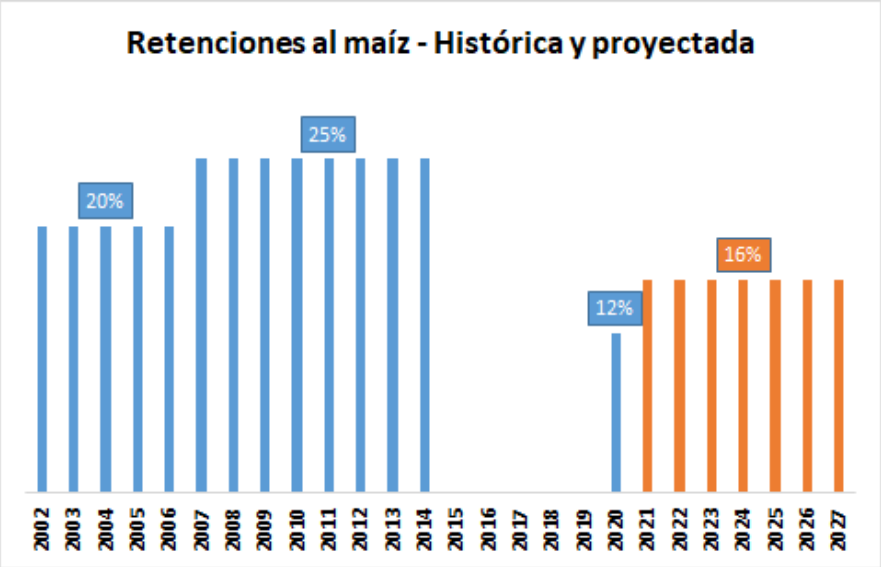


Figura 5.1.4.. Proyección de las retenciones al maíz a lo largo de los años.

Ahora bien, observando la *figura 5.1.4.* puede notarse que a lo largo de los años, las retenciones al maíz tuvieron un máximo valor de 25%, y un mínimo valor de 0% durante la presidencia de Mauricio Macri.
Como las retenciones son decisiones muy políticas y el pasado no debería influir ni marcar el nivel de las retenciones futuras, se decidió modelar las retenciones al maíz como se muestra a continuación.

$$Retenciones\ al\ Maiz = Triangular\ (0\%; 16\%, 25\%) \qquad [Ecuación\ 5.1.2.]$$

De esta manera, se le asignó una componente de riesgo a las retenciones a las exportaciones al maíz.

5.1.5. Precio del maíz FAS Rosario

El proyecto compra maíz al precio del maíz puesto en Morrison, calculado como el precio FAS Rosario menos el flete Morrison-Rosario de 25,7 U$S/ton, definido en el estudio económico-financiero. Esta variable ($Precio\ Maíz_{Morrison}$) queda definida entonces a partir de las dos variables previamente mencionadas mediante las siguientes ecuaciones:

$$FAS_{Rosario} = FOB * (1 - retenciones)$$

$$Precio\ Maíz_{Morrison} = FAS_{Rosario} - 25,7\ U\$S/ton$$

[Ecuaciones 5.1.3.]

De esta manera queda definida junto con su volatilidad, la variable más influyente en los costos del proyecto.

5.1.6. Precio del DDGS

El DDGS corresponde al 13% de las ventas del proyecto aproximadamente, y por ende es una variable de riesgo importante para tener en cuenta en esta sección. Al tratarse de una venta, el proyecto posee una posición *larga* respecto al precio del DDGS. Éste tiene su precio muy atado al maíz, al ser un subproducto como se determinó en el estudio de mercado. Dicha correlación puede observarse en la *figura 5.1.5.*, a continuación:



Figura 5.1.5. Evolución de los precios del maíz y el DDGS.

La modelización del precio del DDGS se realizó en el estudio de mercado a partir de una regresión lineal simple en función al precio FAS del maíz, la cual posee las siguientes características:

R Square	0.81030079

	Coefficients	*P-value*
Intercept	-8.336624891	0.289778
MAIZ	1.080283938	9.19E-49

Figura 5.1.6. Resultados de la regresión que explica el precio del DDGS en función del precio del maíz.

De esta manera, el error de dicha regresión será el factor variable de riesgo que hará fluctuar el precio del DDGS con respecto al precio del maíz FAS. A continuación, se presenta la expresión generadora del precio del DDGS producto de la regresión lineal (definida en el estudio de mercado).

$$Precio\ DDGS\ FAS = 1,08 * Precio\ Maíz\ FAS - 8,33 + Error \quad [Ecuación\ 5.1.4.]$$

Para calcular la expresión generadora de dicho error, se utilizó la herramienta Input Analyzer, obteniendo la distribución que se observa a continuación.

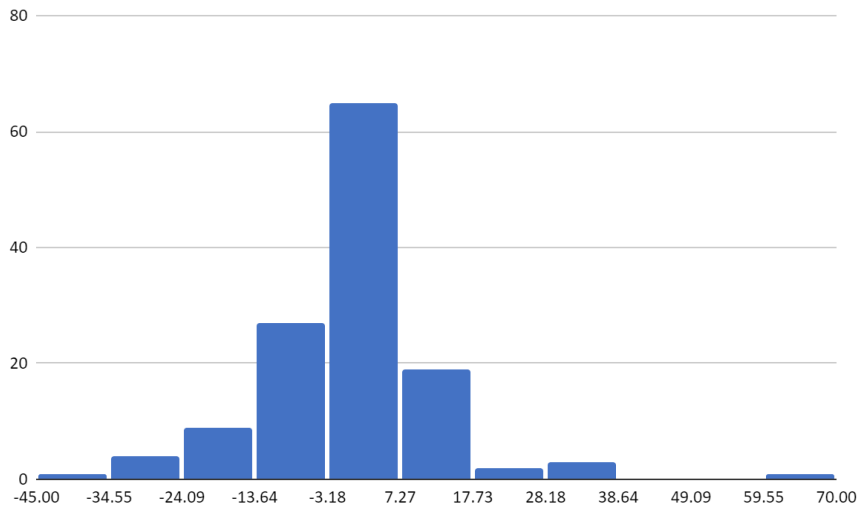


Figura 5.1.7. Histograma de errores de la regresión del precio del DDGS FAS en función del Precio FAS del maíz.

Se obtiene que el error es una distribución normal de *media = 0* y *desvío* = 18,26 USD/tn. Y mediante el Test de Kolmogorov-Smirnov, al no rechazar la Ho (p-value =0,2 > 0,05), no hay evidencia estadísticamente significativa que diga que la distribución no sigue una normal.
De esta manera, la expresión generadora del error de la regresión que predice el precio del DDGS:

$$Error = N(0; 18,26)\ ^{95} \quad [Ecuación\ 5.1.5.]$$

Cabe destacar que, al igual que el maíz, a dicho precio se le restará 25,7 U$S/ton relativos al flete Morrison-Rosario, para obtener el precio de venta neto del proyecto.

[95] Se utiliza la nomenclatura de estadística clásica, en la cual una Normal con desvío **σ** y media **μ** se representa como *N(**μ** ; **σ**)*.

5.1.7. Demanda agregada de gasolina en Argentina

Esta variable es muy importante e influyente en el desempeño del proyecto. Esto se debe a que es junto con el corte obligatorio de bioetanol, uno de los drivers más importantes de la demanda de bioetanol en Argentina, y por ende influye directamente en las ventas en el mercado local.
En el estudio de mercado, se llegó a un modelo lineal generador de demanda de gasolina en Argentina, la cual puede observarse a continuación.

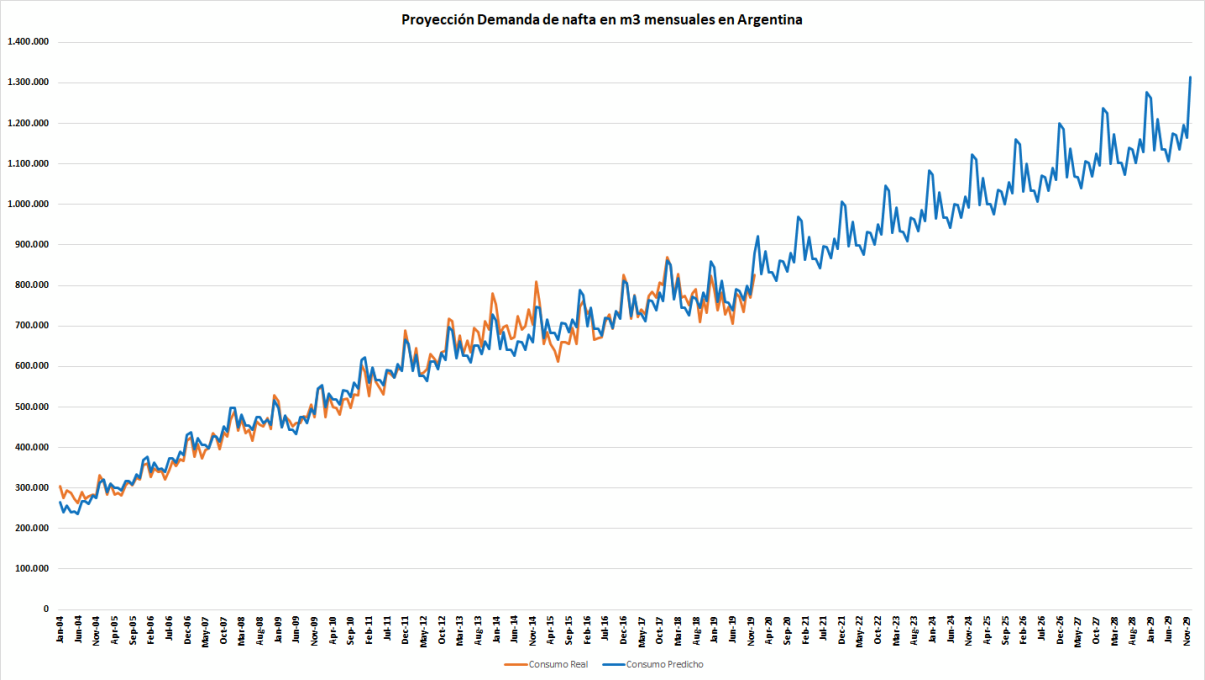


Figura 5.1.8. Comparación del consumo real de nafta en Argentina (línea naranja) y el consumo predicho por el modelo final (línea azul).

A su vez, a continuación puede observarse la distribución de los errores de dicha regresión.

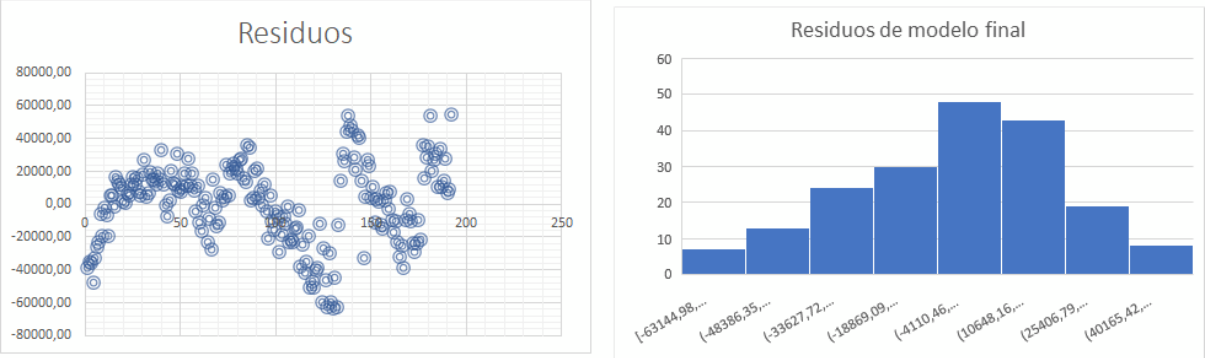


Figura 5.1.9. Análisis de los residuos del modelo predictor de la nafta mensual Argentina.

Ahora bien, dichas demandas fueron proyectadas de manera mensual, por lo que se tuvieron que convertir a demandas anuales para que sean coherentes con el flujo de fondos del proyecto, los cuales están medidos en U$D/año. Una vez efectuado el cambio, se obtuvo una

expresión generadora de la demanda de nafta anual en Argentina. La distribución de errores de dicha regresión se observa a continuación. A su vez, con la herramienta Input Analyzer, se encontró la mejor distribución de probabilidad que ajustaba a este tipo de error, para obtener así su expresión generadora.

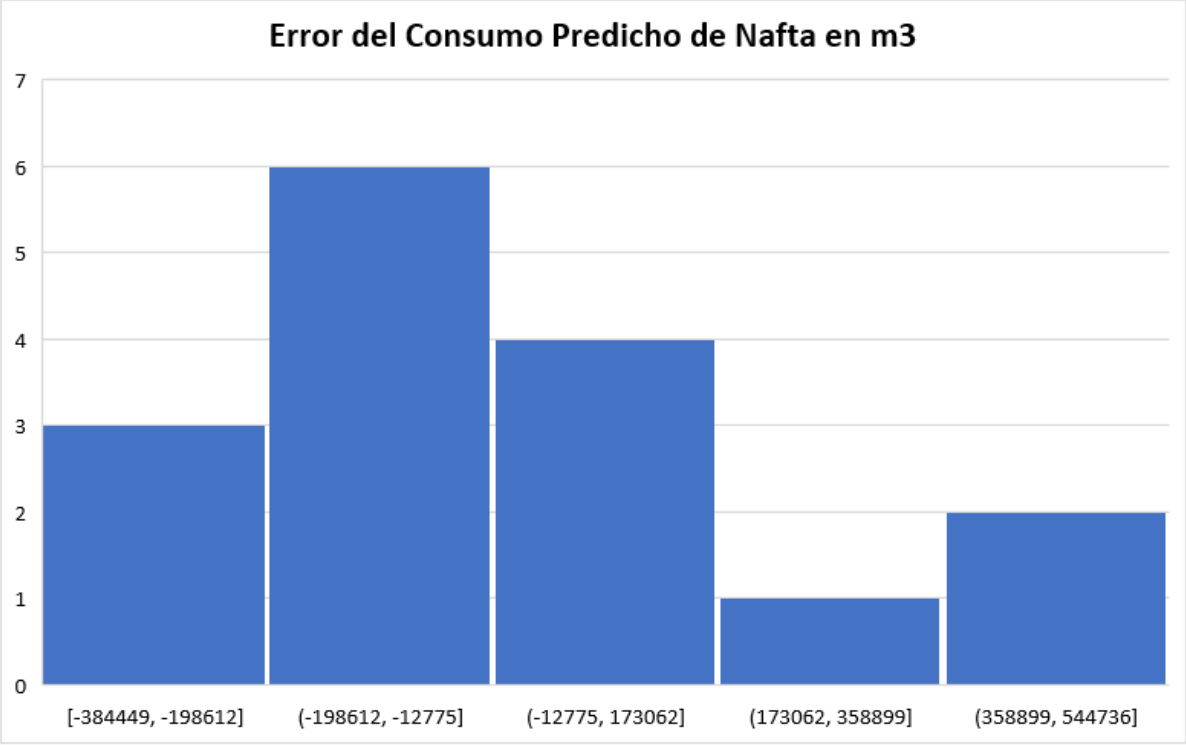


Figura 5.1.10. Distribución de errores del modelo predictor de la demanda anual de nafta en Argentina.

Se obtiene que el error es una distribución normal de *media = 0* y *desvío* = 250.634 m^3. Y mediante el Test de Kolmogorov-Smirnov, al no rechazar la Ho (p-value =0,15> 0,05), no hay evidencia estadísticamente significativa que diga que la distribución no sigue una normal.
De esta manera, la expresión generadora del error de la regresión que predice la demanda de gasolina en Argentina es:

$$Error = N(0\ ;\ 250.634\ m^3)$$

[Ecuación 5.1.6.]

5.1.8. Corte Obligatorio de bioetanol

Como se mencionó previamente, el corte obligatorio de bioetanol es el segundo gran driver de la demanda agregada de bioetanol en Argentina, y por ende resulta ser también una variable crítica en la determinación del volumen que será vendido por el proyecto en el mercado local.
El corte de bioetanol resulta ser una variable muy difícil de predecir, dado que corresponde a una decisión completamente política. De todas formas, con el conocimiento adquirido hasta ahora y con las perspectivas que tiene el mercado, es posible generar cualitativamente distintos escenarios de corte, cada uno con su probabilidad asociada. A continuación, se presentan dichos escenarios y sus respectivas probabilidades.

Escenario de Corte	Probabilidad
5%	10%
12%	60%
15%	20%
20%	10%

Tabla 5.1.1.: Escenarios de distintos cortes obligatorios de bioetanol y su probabilidad de ocurrencia.

El escenario más probable es aquel en el cual el corte obligatorio se mantenga en 12%, y por ende se le asignó a dicho escenario una probabilidad del 60%. Por otro lado, el aumento de corte hacia valores del 15% o hasta el 20% son escenarios que la industria ve posible, debido no solo a las tendencias medioambientales mundiales (como se discutió en el estudio de mercado), sino que también debido a que la industria de bioetanol en Argentina agrega mucho valor a la cadena agro del país. Debido a esto se decidió asignarle a dichos escenarios probabilidades de 20% y 10% respectivamente.
Finalmente, se presenta el escenario pesimista, en donde hay una reducción del corte de bioetanol a 5%. Dicho número se debe a lo siguiente: la Ley 26.093 aprobada en 2006, la cual estableció el régimen de promoción de biocombustibles, fijó un corte obligatorio de bioetanol de 5% en aquel entonces. Posteriormente, a lo largo de los años, el corte obligatorio de bioetanol fue aumentando por distintos decretos como puede observarse en la *figura 5.1.11*.
Ahora bien, la Ley 26.093 vence en 2021 como se discutió en el estudio de mercado. Fuentes del sector afirman que, en el improbable escenario que el gobierno decida retirar el incentivo de la industria de biocombustibles, la nueva ley fijaría como corte obligatorio aquel nivel de corte inicial que promovía la ley anterior, es decir 5%. Esto generaría que muchas plantas de bioetanol actuales se vean forzadas a migrar del mercado local al mercado exportador.
Sin embargo, este escenario se considera muy poco probable (principalmente por las controversias políticas y medioambientales), por lo que se le asignó una probabilidad de ocurrencia del 10%.

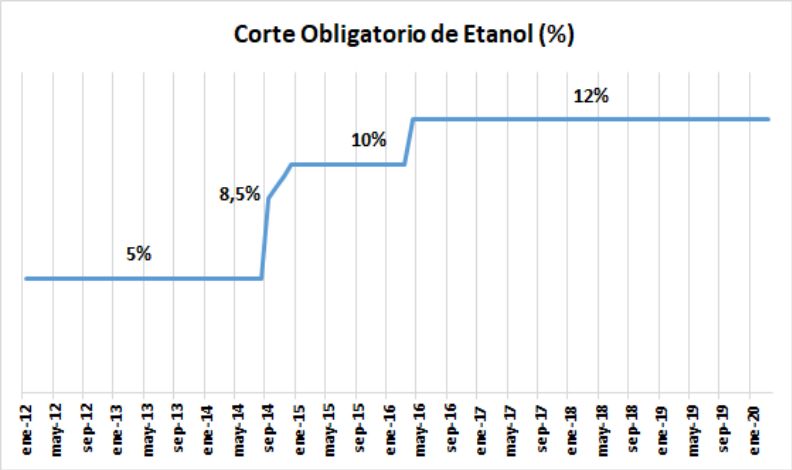


Figura 5.1.11. Evolución del corte obligatorio de bioetanol en Argentina.

Finalmente, cabe aclarar que fuentes afirman que la eliminación por completo del corte a un nivel de 0% destruiría por completo la industria, provocando el cierre de muchas plantas y destruyendo miles de puestos de trabajo. Es por ello que se considera a dicho escenario inconsistente en el sentido económico y político, por lo que se decidió no tenerlo en cuenta en el análisis.

5.1.9. Demanda agregada de bioetanol en Argentina

Una vez identificadas las fluctuaciones de las dos variables previamente definidas (demanda agregada de gasolina en Argentina y corte obligatorio), queda automáticamente determinada la variabilidad de la demanda agregada de bioetanol en Argentina, dado que ésta se define como el producto de las dos anteriores como puede observarse a continuación.

$$Demanda\ Bioetanol\ anual\ (m3) = Corte\ obligatorio * Demanda\ de\ gasolina\ anual\ (m3)$$

[Ecuación 5.1.7]

5.1.10. Volumen de etanol anual vendido por el proyecto en el mercado local

Los tres incisos anteriores (demanda de gasolina, corte obligatorio, y demanda de bioetanol) fueron modelados con el objetivo de determinar la variabilidad en esta variable. El volumen de bioetanol anual vendido por el proyecto en el mercado local es sin duda la variable más crítica de este análisis.

La razón de éxito de este proyecto (VAN > 0 en el escenario base) se debe principalmente a que las ventas del proyecto son en el mercado local, y no en el mercado exportador. Esto subyace en la gran diferencia existente en los precios del mercado local y el mercado exportador, debido al régimen de fijación de precios altos al bioetanol local por parte del Estado para proteger e incentivar al productor de bioetanol.

De esta manera, al agregar variabilidad al volumen de bioetanol anual vendido por el proyecto en el mercado local, se analizarán casos en los cuales el proyecto no venderá la totalidad de su volumen en este mercado, sino que tendrá que exportar una pequeña o una gran parte de su producción al precio paridad de exportación, enriqueciendo mucho el análisis.
Para determinar la variabilidad en el volumen de bioetanol vendido en el mercado local, cabe recordar cómo se determinó dicha variable en el estudio de mercado.
El volumen de bioetanol vendido por el proyecto en el mercado local se determinó mediante la siguiente ecuación:

$$Q\ Local\ Etanol\ (m3/año)\ =\ Fi * [Demanda\ de\ etanol\ (m3/año) - Oferta\ de\ etanol\ (m3/año)]$$

[Ecuación 5.1.8]

Siendo:

- Demanda de etanol: la demanda agregada de bioetanol local anual, mencionada recientemente en el inciso 5.1.9.
- Oferta de etanol: la capacidad instalada de bioetanol en Argentina, que actualmente está posicionada y satisface el mercado local. Dicho número fue determinado en el estudio de mercado y corresponde a 1.260.000 m^3/año de bioetanol.
- Fi: factor de captación de volumen del proyecto ($0 < Fi < 1$). Al multiplicar Fi por el futuro exceso de demanda de bioetanol en la economía (definiendo exceso de demanda como *Exceso de Demanda = Demanda - Oferta*), se obtiene el volumen de bioetanol que el proyecto puede vender en el mercado local. Dicha variable esconde implícitamente el hecho de que otras plantas de bioetanol puedan entrar al mercado y tomar ese volumen excedente. En el escenario base del proyecto, Fi tomó un valor de 1. Sin embargo, en esta sección, se le dará variabilidad a dicha variable.

Debido a que el valor esperado de Fi es 1 (y esto fue justificado en el estudio de mercado), y considerando que $0 < Fi < 1$, se decidió modelar el factor de captación de volumen del proyecto como una triangular de las siguientes características:

$$Fi\ =\ Triangular\ (0; 1; 1)$$

[Ecuación 5.1.9]

De esta manera, la distribución de probabilidad de Fi tiene forma de pendiente positiva, haciendo crecer linealmente las probabilidades de ocurrencia desde $Fi = 0$ (valor menos probable) hasta $Fi = 1$ (valor más probable).
Teniendo en cuenta todas estas consideraciones, se logró definir un rango de variabilidad al volumen de bioetanol anual vendido por el proyecto en el mercado local.
Cabe destacar de la *ecuación 5.1.8* que *Q Local Etanol* está acotada entre 0 y 200.000 m^3/año, debido a que la capacidad de producción de la planta de bioetanol es de 200.000 m^3/año.

$$Q\ Local\ Etanol\ (m3/año) = Mín[Fi * [Demanda\ de\ etanol - Oferta\ de\ etanol]; 200.000]$$

[Ecuación 5.1.10]

Dado que el bioetanol es un commodity muy líquido en el mundo, todo el volumen que no se venda en el mercado local será exportado al export parity price menos el flete Morrison-Rosario.

$$Q\ Expo\ Etanol = 200.000 - Q\ Local\ Etanol\ (m3/año)$$ *[Ecuación 5.1.11]*

5.1.11. Inflación

La inflación es otra variable de mucho impacto en los flujos de fondos del proyecto, y que vale la pena estudiarla en la sección de riesgos. Variables como salarios, ciertos costos (gas, electricidad, y agua), y hasta la devaluación del peso frente al dólar, están atadas y dependen de la inflación.
La variación de esta variable afectará principalmente a: la licuefacción de las amortizaciones (debido a la devaluación), el flujo de fondos del IVA (debido a que el crédito fiscal también es erosionado por la inflación), y la pérdida por tipo de cambio relativa al préstamo en dólares que contrae el proyecto.
La inflación es un problema no sólo histórico sino estructural en la Argentina que se viene repitiendo hace más de 50 años. Para evitar escenarios macroeconómicos divergentes, se decidió acotar la inflación entre un mínimo, una moda, y un máximo, como puede verse a continuación.

$$Inflación\ (\%/año) = Triangular\ (15\%,\ 24\%,\ 35\%)$$

[Ecuación 5.1.12]

Es importante destacar cómo la inflación de 24% corresponde con aquella del escenario base. Esta distribución se da por válida para la inflación ya que es una variable que sobre todo en Argentina tiene una aleatoriedad muy difícil de predecir y depende de múltiples factores. Asimismo, esta distribución es sólida desde el punto de vista teórico dado que sus parámetros son el valor más probable, con un máximo y un mínimo alcanzable.

Es muy importante recordar que en el análisis siempre se mantiene la hipótesis (validada en el estudio de mercado) que Inflación = Devaluación, para así evitar escenarios macroeconómicos divergentes.

5.1.12. Préstamo

El préstamo que contrajo el proyecto en el escenario base también es una variable a la cual se le puede agregar variabilidad, teniendo en cuenta que en Argentina es difícil conseguir préstamos de semejante envergadura. De esta manera, se propone incluir la variabilidad a las siguientes variables.

5.1.12.1. Monto del préstamo

Si bien el préstamo contraído por el proyecto corresponde a 100 MU$D en el escenario base, existe la posibilidad que el banco no acceda a financiar la totalidad de dicho monto, sino que acceda a un número menor. Se decidió plantear 50 MU$D como monto mínimo a financiar, y como escenario menos probable. A su vez, 100 MU$D se considera la cota máxima, y el escenario más probable, debido a que corresponde al escenario base. Así, se modeló el monto del préstamo a recibir de la siguiente manera:

$$Monto\ (en\ MU\$D) = Triangular(50, 100, 100) \quad [Ecuación\ 5.1.13]$$

Cabe destacar que el Exposure Fee variará, a su vez, en función del monto.

5.1.12.2. Spread respecto a la tasa de interés CIRR

La tasa de interés que contrajo el préstamo corresponde a la CIRR, como bien se estudió en el estudio económico financiero. Dicha tasa corresponde a 1,46% anual en dólares. Sin embargo, luego de investigar préstamos de similares características, se llegó a la conclusión de que existe la posibilidad que a la tasa de interés del préstamo se le sume un spread, debido al riesgo Argentino, adicional al efecto penalizador del Exposure Fee. Se decidió tener en cuenta esto en el estudio de riesgos de la siguiente manera:

$$Tasa\ de\ Interés\ (\%\ anual\ en\ U\$D) = CIRR + Spread \quad [Ecuación\ 5.1.14]$$

Siendo:

- CIRR = 1,46%
- Spread = Triangular(0%, 0%, 2%)

De esta manera, el Spread varía entre 0 y 2%, agregando así otra componente de variabilidad al préstamo.

5.1.13. Correlaciones entre variables.

Una vez definidas las variables de riesgo y sus respectivas volatilidades, es necesario definir la correlación que existe entre ellas, dado que la mayoría de estas no pueden variar independientemente una de la otra. A continuación, se presentan las correlaciones entre distintas variables definidas previamente y sus correspondientes coeficientes de correlación.

Las primeras variables a correlacionar son el precio del bioetanol internacional y el precio del bioetanol local. A continuación, en la *figura 5.1.12* se relacionan dichas variables.

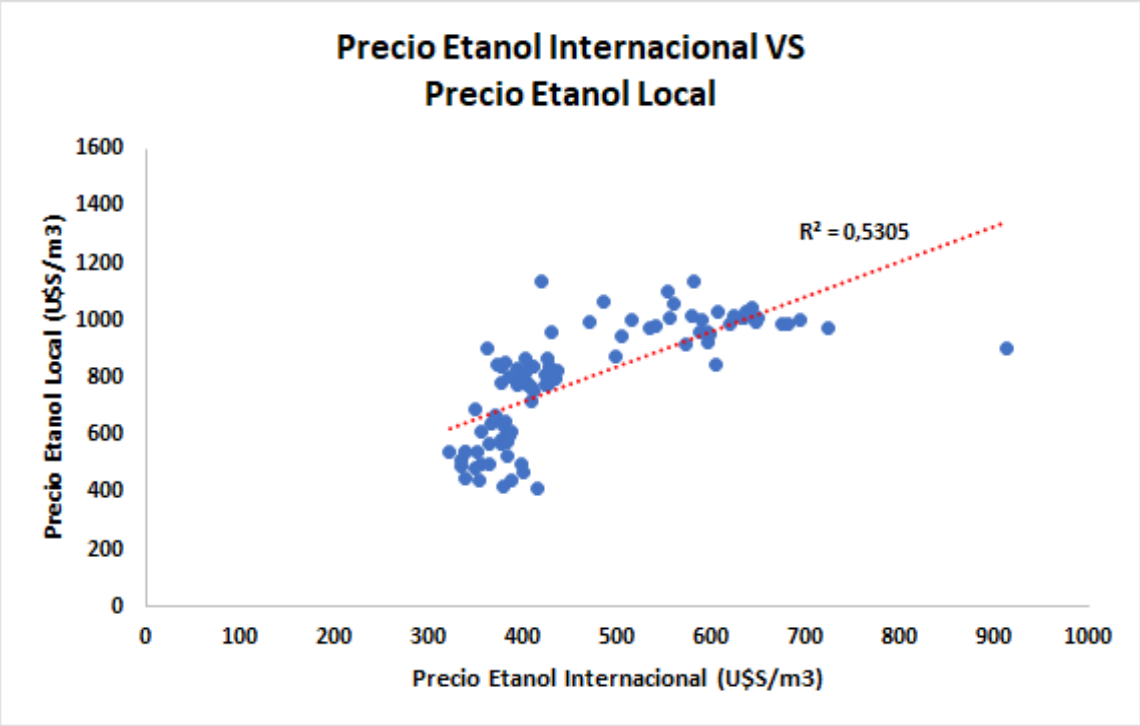


Figura 5.1.12: Correlación histórica (a 10 años) entre los precios del etanol local e internacional.

Como puede observarse, dichas variables tienen una correlación positiva significativa y el coeficiente de correlación de dichas variables es de 0,73.

Las siguientes dos variables a correlacionar son el precio del etanol internacional, y el precio del maíz FOB Rosario.

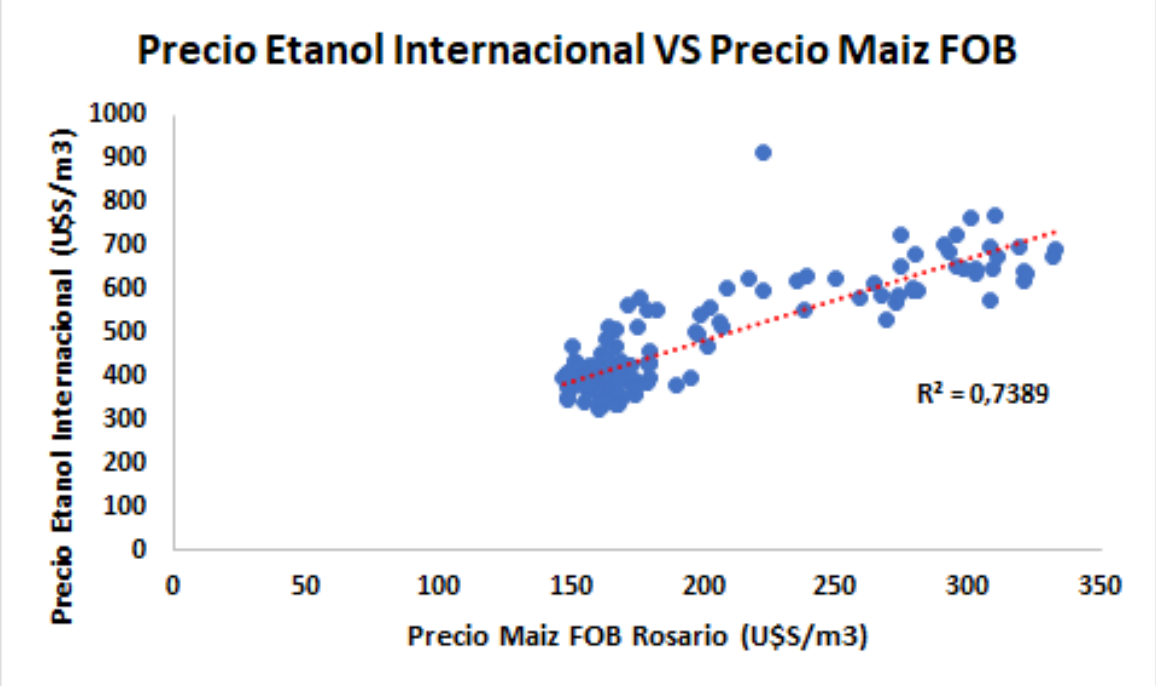


Figura 5.1.13: Correlación histórica (a 10 años) entre los precios del etanol internacional y el maíz FOB.

Como puede observarse, dichas variables también tienen una correlación positiva significativa y el coeficiente de correlación de dichas variables es de 0,86.

Se correlacionó a su vez, el precio del bioetanol local con la demanda de bioetanol local resultando el coeficiente de correlación no significativo para el análisis. Este análisis cuantitativo, se apoya en un análisis cualitativo propio de las características del mercado de bioetanol local que, al estar regulado por el Estado, no se rige por las leyes del mercado competitivo.

Estas fueron las variables que se decidió por correlacionar. Cabe destacar que, al correlacionar el precio del etanol internacional con el del etanol local, y el precio del etanol internacional con el precio del maíz FOB, quedan automáticamente correlacionados el precio del etanol local y el del maíz FOB.

En la próxima sección se hará una simulación Montecarlo en donde entrarán en juego todas estas variabilidades y correlaciones.

5.2. SIMULACIÓN DE MONTECARLO

En esta sección se pondrán en juego todas las variabilidades definidas previamente para así poder medir el riesgo único que posee el proyecto. Se utilizará el software denominado "Crystal Ball".

5.2.1. Variables "input" del modelo.

En primer lugar, se definirán las distribuciones que tomará cada una de las variables "input" definidas en la sección anterior.

5.2.1.1. Precios del etanol local, internacional, y precio del maíz FOB.

En primer lugar, se definieron en "Crystal Ball" las expresiones generadoras de estas tres variables, que tienen la particularidad de haber sido proyectadas mediante la herramienta Mean Reversion. El programa generará en diferentes corridas, distintos valores del precio del bioetanol local, internacional y precio del maíz FOB que seguirán las siguientes fórmulas:

$$Precio\ Bioetanol\ local = Media\ +\ Desvío * N(0,1)$$

$$Precio\ Bioetanol\ internacional = Media\ +\ Desvío * N(0,1)$$

$$Precio\ Maíz\ FOB = Media\ +\ Desvío * N(0,1)$$

[Ecuaciones 5.2.1]

La media y el desvío de cada variable son valores que cambian en el tiempo, y fueron determinados mediante la herramienta Mean Reversion. Cada precio posee una distribución normal de media 0 y desvío 1 que afecta el desvío standard en cada corrida, que tiene las siguientes características:

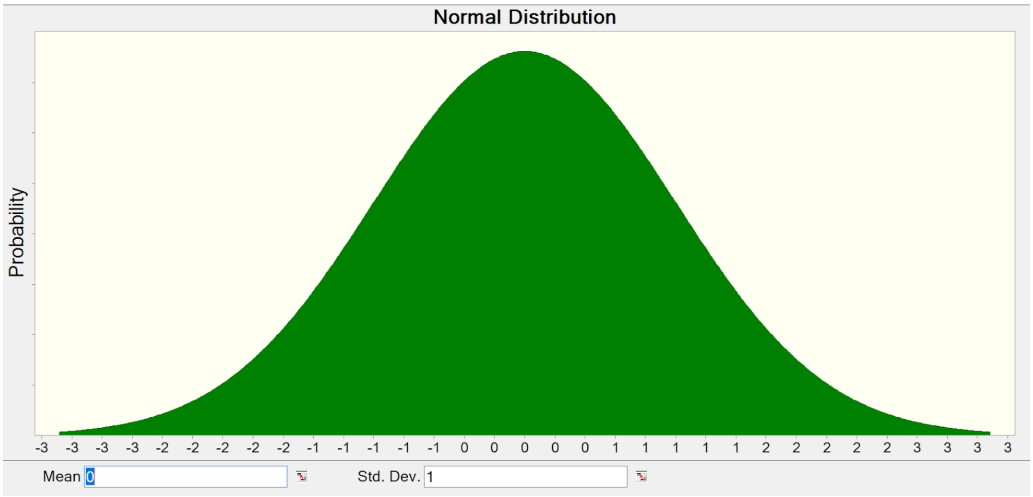


Figura 5.2.1: Distribución Normal de media 0 y desvío 1 definida en el Crystal ball.

5.2.1.2. Retenciones al maíz.

Como bien se mencionó en la sección anterior, esta variable será crucial para determinar el precio FAS del maíz según:

$$FAS = FOB - retenciones \qquad [Ecuación\ 5.2.2]$$

Dicha variable tomará una distribución triangular de las siguientes características:

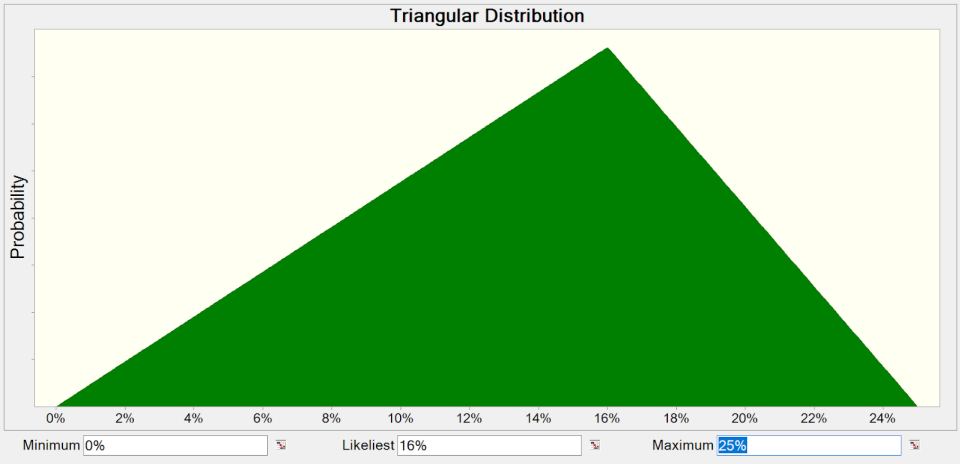


Figura 5.2.2: Retenciones al maíz definidas en el Crystal ball

5.2.1.3. Error del precio del DDGS.

Vale la pena recordar que el precio del DDGS responde a la siguiente fórmula:

$$Precio\ DDGS\ FAS = 1,08 * Precio\ Maíz\ FAS - 8,33 + N(0; 18,26) \quad [Ecuación\ 5.2.3]$$

El error de dicho precio se genera mediante la siguiente distribución en Crystal Ball.

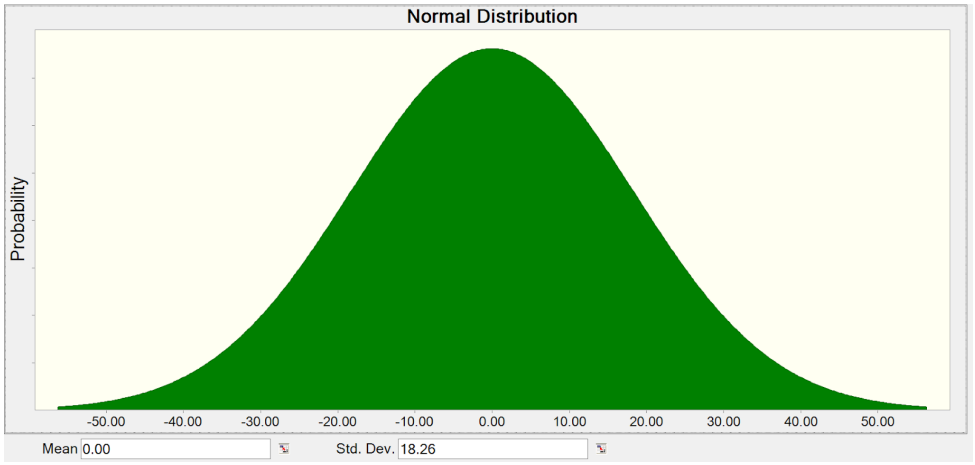


Figura 5.2.3: Error del precio del DDGS definido en Crystal Ball.

5.2.1.4. Error de la demanda de nafta.

La demanda de gasolina (fundamental para determinar la demanda local de bioetanol en Argentina) se determina mediante una regresión lineal (determinada en el estudio de mercado), como se mencionó previamente. Dicha regresión posee un error de distribución normal, con media y desvío que se presenta a continuación.

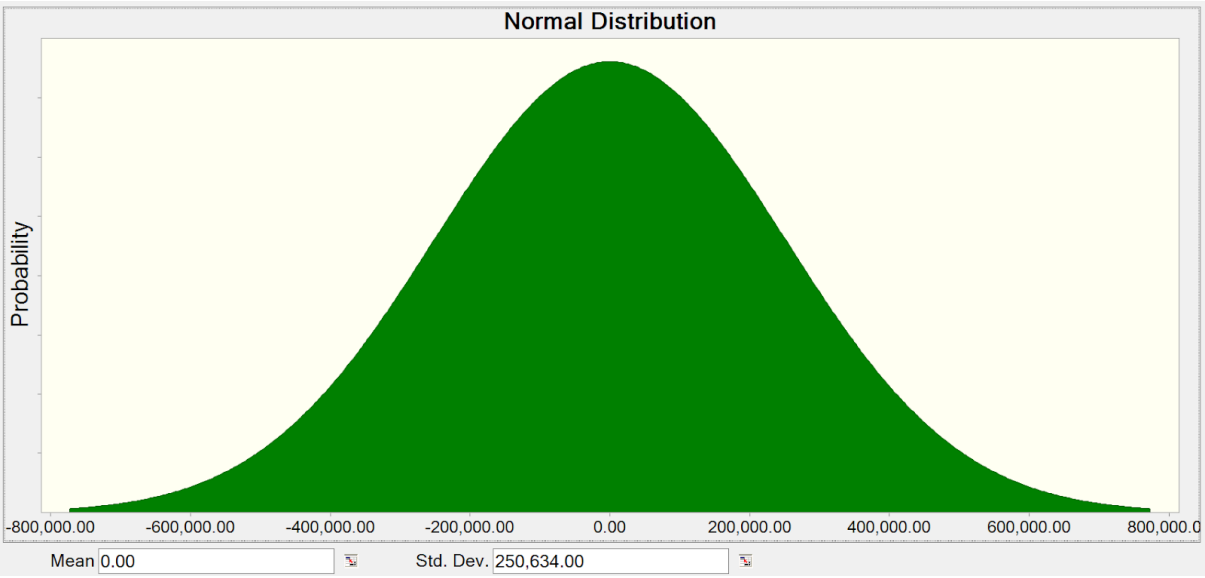


Figura 5.2.4: Error en la proyección de la demanda de nafta, definido en Crystal Ball.

5.2.1.5. Corte Obligatorio de bioetanol

El corte de bioetanol local variará según los cuatro escenarios de corte definidos previamente, cada uno con su respectiva probabilidad como se observa a continuación.

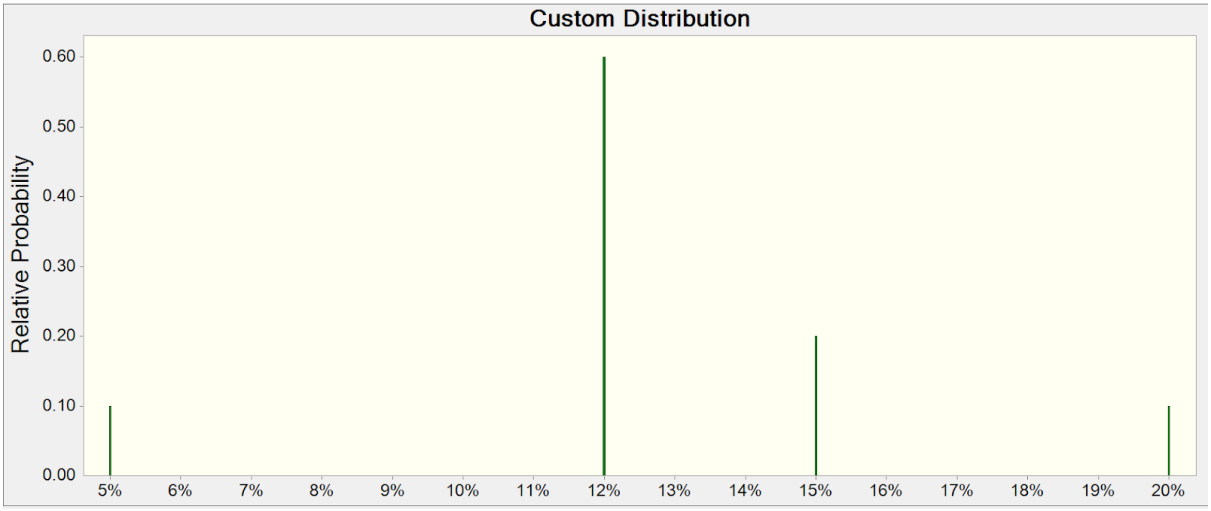


Figura 5.2.5: Escenarios de corte, cada uno con su respectiva probabilidad, definidos en el Crystal ball.

5.2.1.6. Factor de captación de volúmen del proyecto (F_i)

Al multiplicar Fi por el futuro exceso de demanda de bioetanol en la economía (definiendo exceso de demanda como *Exceso de Demanda = Demanda - Oferta*), se obtiene el volumen de bioetanol que el proyecto puede vender en el mercado local. Como bien se definió en la sección anterior, dicha variable será una distribución triangular de las siguientes características:

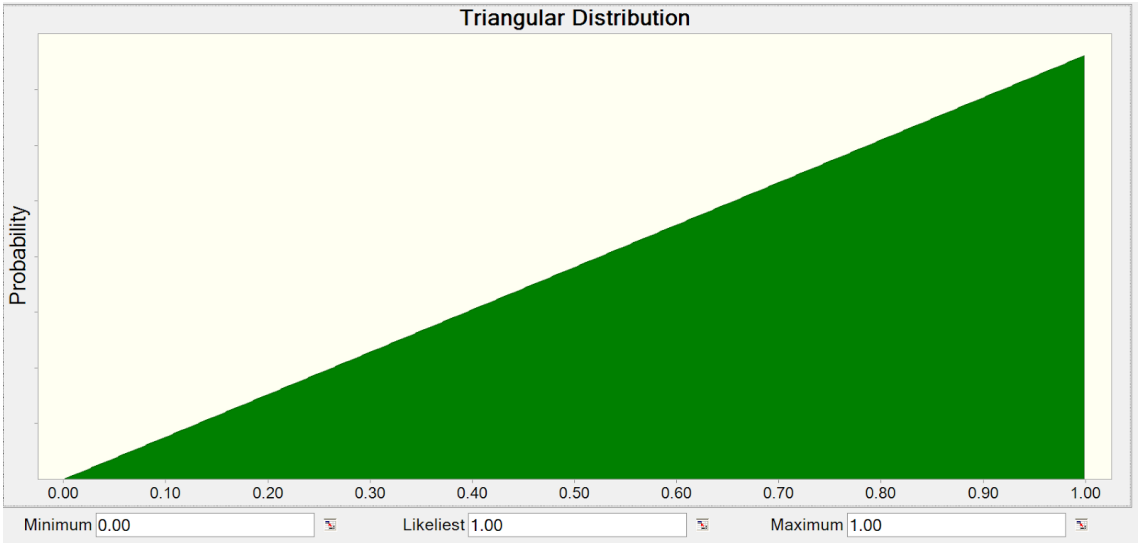


Figura 5.2.6: Factor de captación de volumen local del proyecto, definido en el Crystal ball.

5.2.1.7. Inflación.

La inflación se determinó mediante la siguiente distribución triangular.

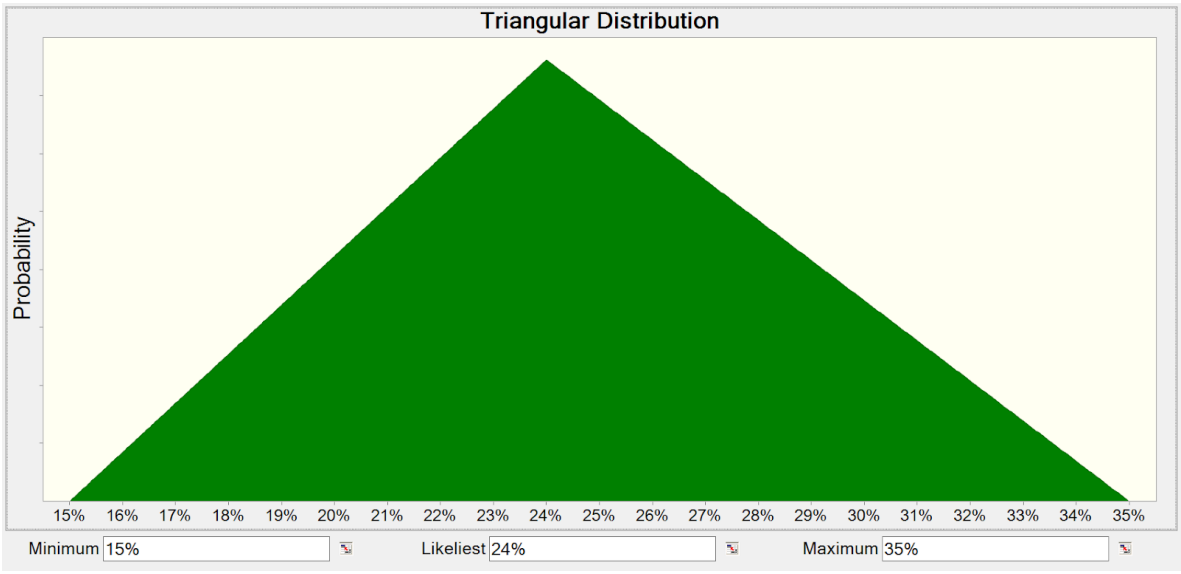


Figura 5.2.7: Distribución generadora de la inflación, definido en el Crystal ball.

5.2.1.8. Monto del préstamo.

El monto que el proyecto recibe como préstamo varía según la siguiente distribución triangular, como bien se mencionó previamente.

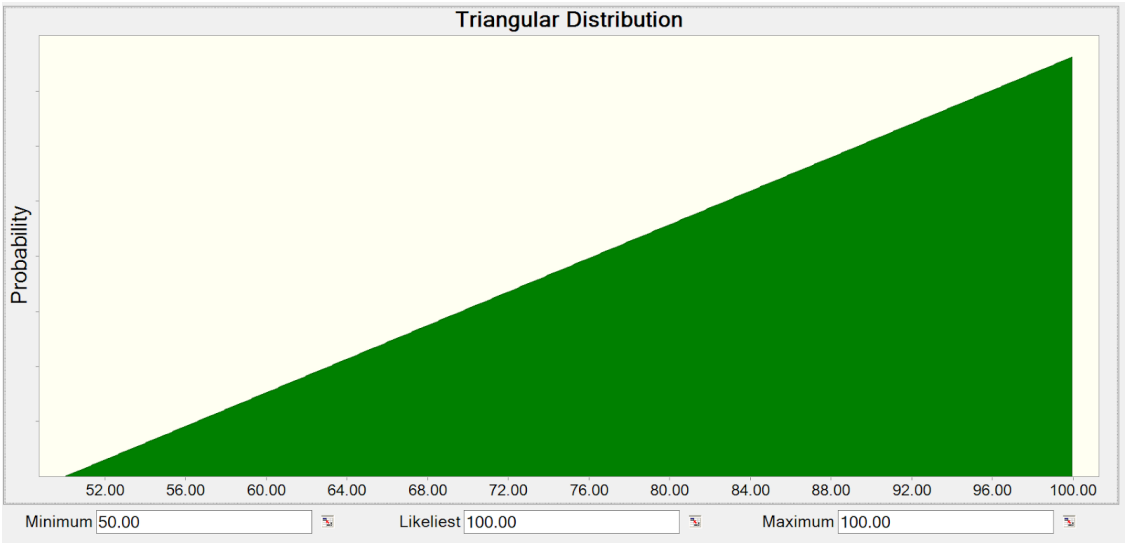


Figura 5.2.8: Distribución generadora del monto del préstamo recibido, definido en el Crystal ball.

5.2.1.9. Spread de la tasa del préstamo

El spread adicional a la CIRR que el proyecto tiene como tasa de interés en su préstamo varía según la siguiente distribución triangular, como bien se mencionó previamente.

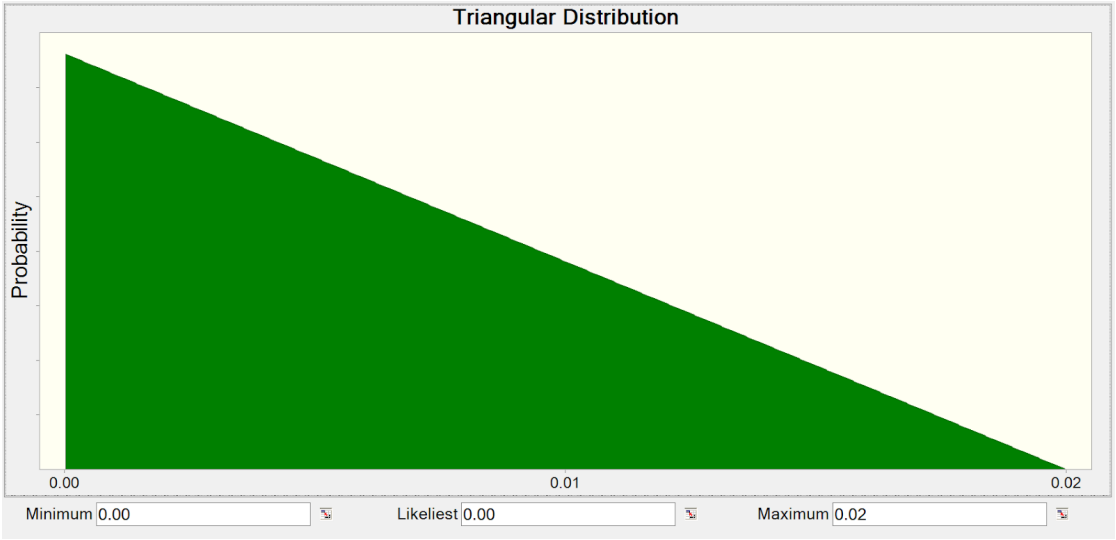


Figura 5.2.9: Distribución generadora del spread frente a la CIRR de la tasa de interés, definido en el Crystal ball.

5.2.1.10. Correlaciones entre variables en Crystal Ball.

En el Crystal Ball es necesario correlacionar las variables previamente definidas, dado que las mismas no son independientes una de la otra.
En primer lugar, se correlacionó el precio del etanol local y el internacional, como se mencionó previamente, con un coeficiente de correlación de 0,73.

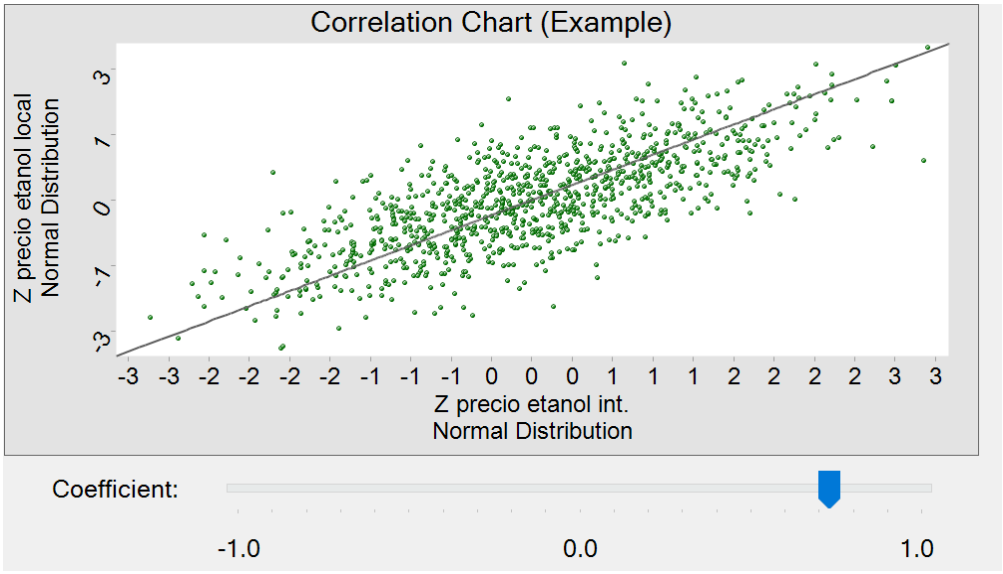


Figura 5.2.10: Correlación entre el precio del etanol local, y el internacional, definido en el Crystal ball.

A su vez, se correlacionó el precio del etanol internacional y el precio del maíz FOB, como se mencionó previamente, con un coeficiente de correlación de 0,86.

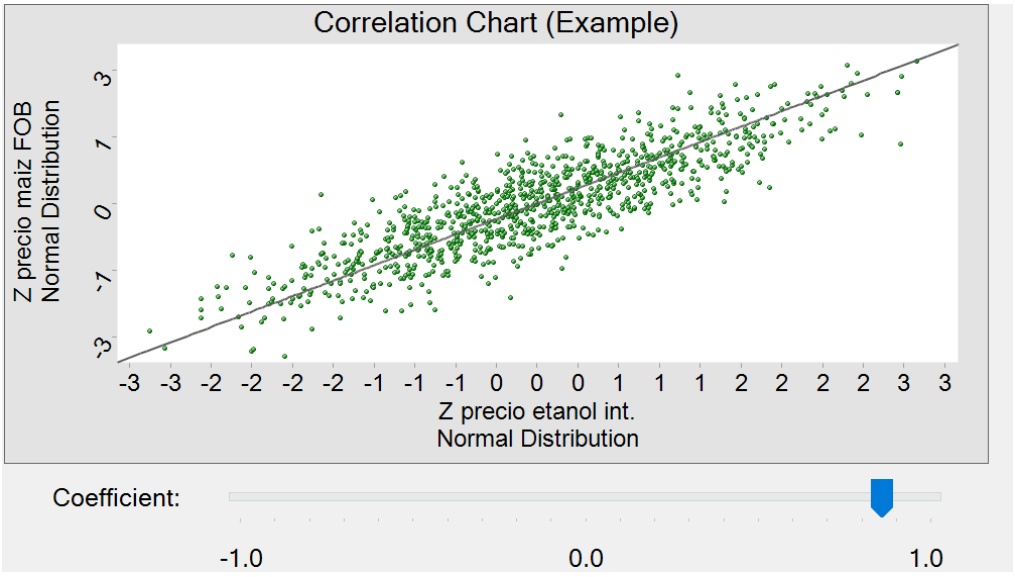


Figura 5.2.11: Correlación entre el precio del etanol internacional, y el precio del maíz FOB, definido en el Crystal ball.

5.2.2. Variables "*output*" del modelo.

Las variables "output" o de salida que generará el Crystal Ball son aquellas variables sobre las que se interpretarán los resultados, se medirán los riesgos y se tomarán decisiones. Las variables "output" a medir corresponden a los indicadores de rentabilidad del proyecto definidos en el estudio económico financiero, y se presentan a continuación.

- VAN
- TIR
- TOR
- Período de repago simple
- Período de repago descontado

5.2.3. Resultados de la simulación Montecarlo.

Con el objetivo de poder extraer resultados estadísticamente significativos, se realizaron 200.000 iteraciones. Es decir, se corrieron 200.000 escenarios diferentes con los cuales se pudieron armar los histogramas que muestran la probabilidad de ocurrencia de los diferentes valores que puede tomar cada una de las variables "*Output"*. Dicha cantidad de iteraciones fue suficiente para que las curvas tuvieran la suavidad deseada. A su vez, se realizó un estudio de sensibilidad, un Tornado Chart y un Spider Chart, los cuales se explicarán y profundizarán más adelante.

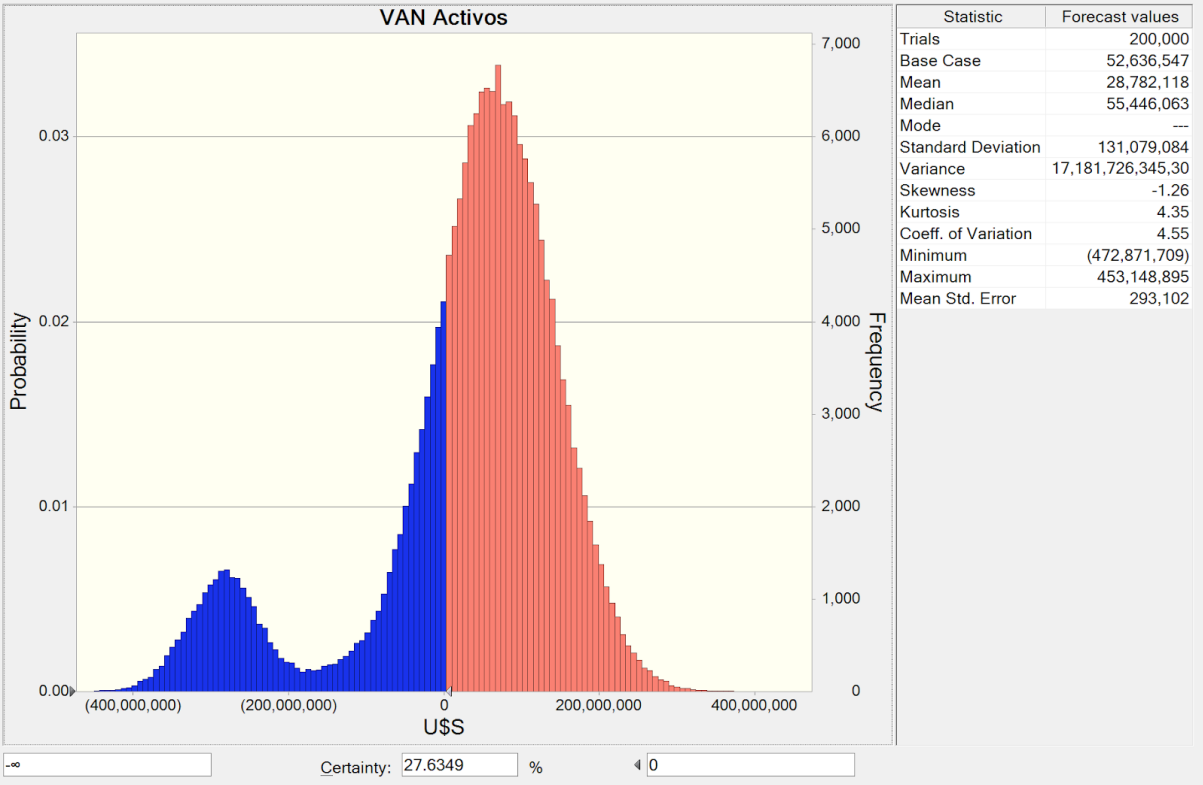
5.2.3.1. VAN

Como ya se explicó, el VAN es la variable de decisión más importante del proyecto. Es determinante que el proyecto posea, como mínimo, un VAN mayor a cero para poder ser considerado un proyecto viable. Cabe destacar del estudio económico financiero el VAN obtenido del escenario base, el cual posee un valor de 88,9 MU$D.

VAN	**88.891.824 U$S**

Tabla 5.2.1: VAN del proyecto en el escenario base.

El proyecto fue aceptado en el escenario base. Sin embargo, luego de correr la simulación de Montecarlo, se estudiará su variabilidad y las probabilidades que el proyecto tiene de fracasar. A continuación, en la *figura 5.2.12*, se presenta el histograma del VAN del proyecto.



Statistic	Forecast values
Trials	200,000
Base Case	52,636,547
Mean	28,782,118
Median	55,446,063
Mode	---
Standard Deviation	131,079,084
Variance	17,181,726,345,30
Skewness	-1.26
Kurtosis	4.35
Coeff. of Variation	4.55
Minimum	(472,871,709)
Maximum	453,148,895
Mean Std. Error	293,102

Figura 5.2.12: Histograma de probabilidad de ocurrencia del VAN en los diferentes escenarios simulados.

Se puede observar que el 72,4% de las iteraciones arrojaron un VAN positivo, pudiéndose determinar así que en el 27,6% restante de los escenarios, el proyecto no sería rentable. De esta manera, queda definida la probabilidad de retorno negativo.

Probabilidad de Retorno Negativo	**27,6%**

Tabla 5.2.2: Probabilidad que el VAN del proyecto sea negativo.

De este modo, considerando que el proyecto tiene una probabilidad de 27,6% (relativamente alta) de que el VAN sea negativo, el proyecto puede considerarse como *riesgoso*.

A su vez, entre sus estadísticos más relevantes se observa que la mediana es de 55,7 millones de dólares, pudiéndose afirmar que en el 50% de los escenarios simulados se obtuvo un VAN mayor a esa cifra. Asimismo, la media fue un poco menor, obteniéndose un valor de 29,2 millones de dólares.

Por otro lado, se obtuvo un alto desvío standard de 130,6 millones de dólares. Dicho desvío implica una alta volatilidad del VAN respecto a los escenarios, por lo que refuerza aún más la conclusión de que el proyecto, si bien ofrece atractivos rendimientos, es riesgoso.

Lo que resulta quizás llamativo del histograma, es la doble campana de datos que se puede observar. La campana más pequeña que se aprecia en la parte izquierda de la *figura 5.2.12* se debe principalmente a aquellos escenarios en los cuales el corte de etanol local toma un valor de 5%. En dicho escenario el proyecto no podrá posicionarse de ninguna manera en el

mercado local y por ende se verá forzado a exportar la totalidad de la producción a un precio paridad de exportación que no repaga al proyecto de ninguna manera.
Cabe recordar que la probabilidad de ocurrencia de dicho escenario es del 10%. Se puede observar en la *figura 5.2.13* que la campana más pequeña contiene justamente el 10,3% del total de escenarios, encontrándose así una estrecha relación entre esta campana y el escenario en el cual el corte es del 5%. Para complementar este análisis, se analizó en detalle los escenarios pertenecientes a dicha campana pequeña, pudiendo afirmar esta correlación.

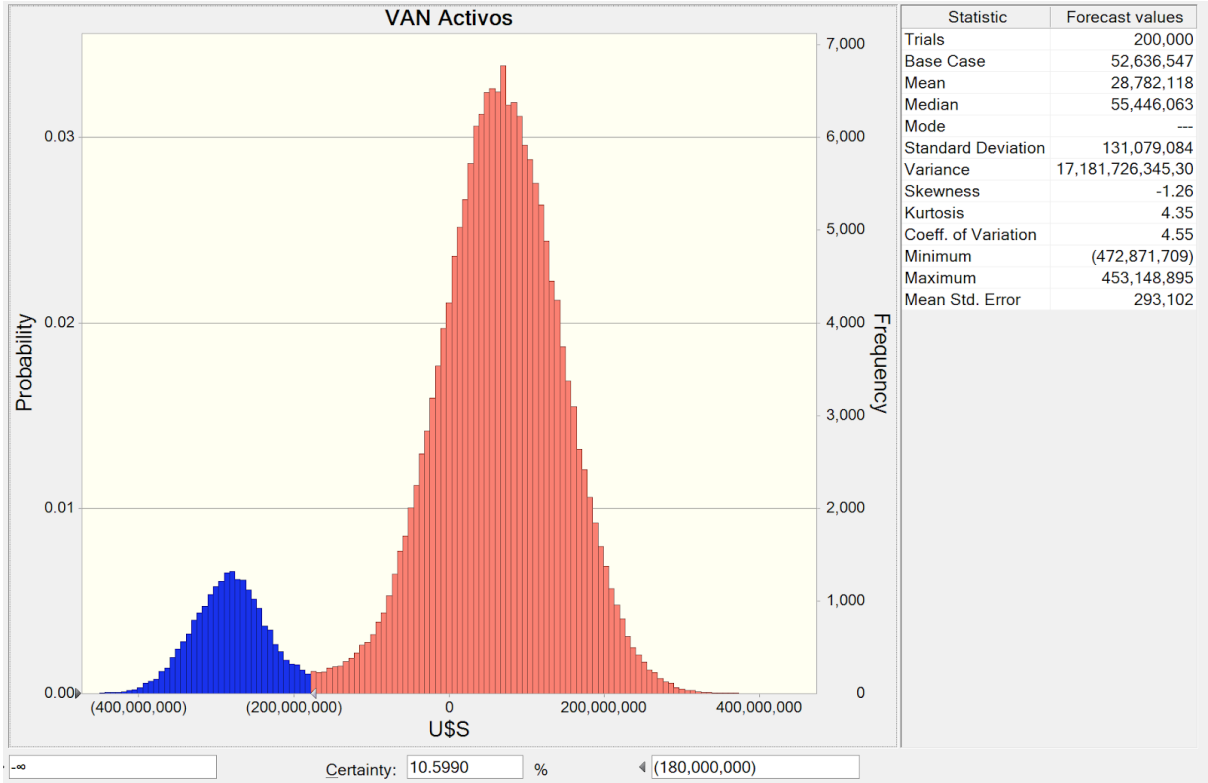


Figura 5.2.13: Histograma del VAN en el cual se muestra el percentil de la curva pequeña.

5.2.3.2. TIR

La TIR es otro indicador importante que explica el rendimiento de los flujos de fondos del proyecto. En el escenario base planteado en el estudio económico financiero, la TIR tuvo un valor de 22,6% anual.

TIR	**22,6% anual**

Tabla 5.2.3: TIR del proyecto anual en dólares del escenario base.

En cuanto a los resultados de la simulación que se obtuvieron de la TIR, la forma de las campanas son muy similares a las que se obtuvieron en la sección 5.2.3.1. El proyecto presenta una TIR negativa en el 12% de los escenarios planteados como se puede observar en

la *figura 5.2.14*. Una TIR negativa implica que la suma de los flujos de fondos (sin descontar a ninguna tasa) no llegan a cubrir la inversión inicial. Se obtuvo una TIR media de 15,89%, una mediana de 20,03%, y un desvío estándar del 16,08%.

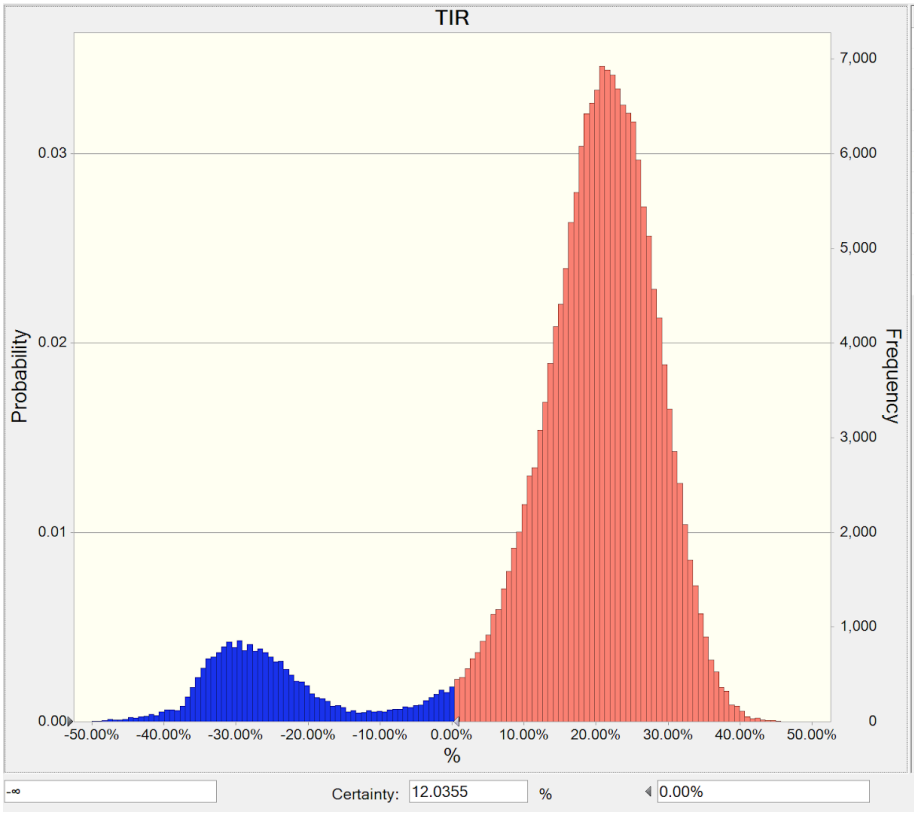


Figura 5.2.14: Histograma de probabilidad de ocurrencia de la TIR en los diferentes escenarios simulados.

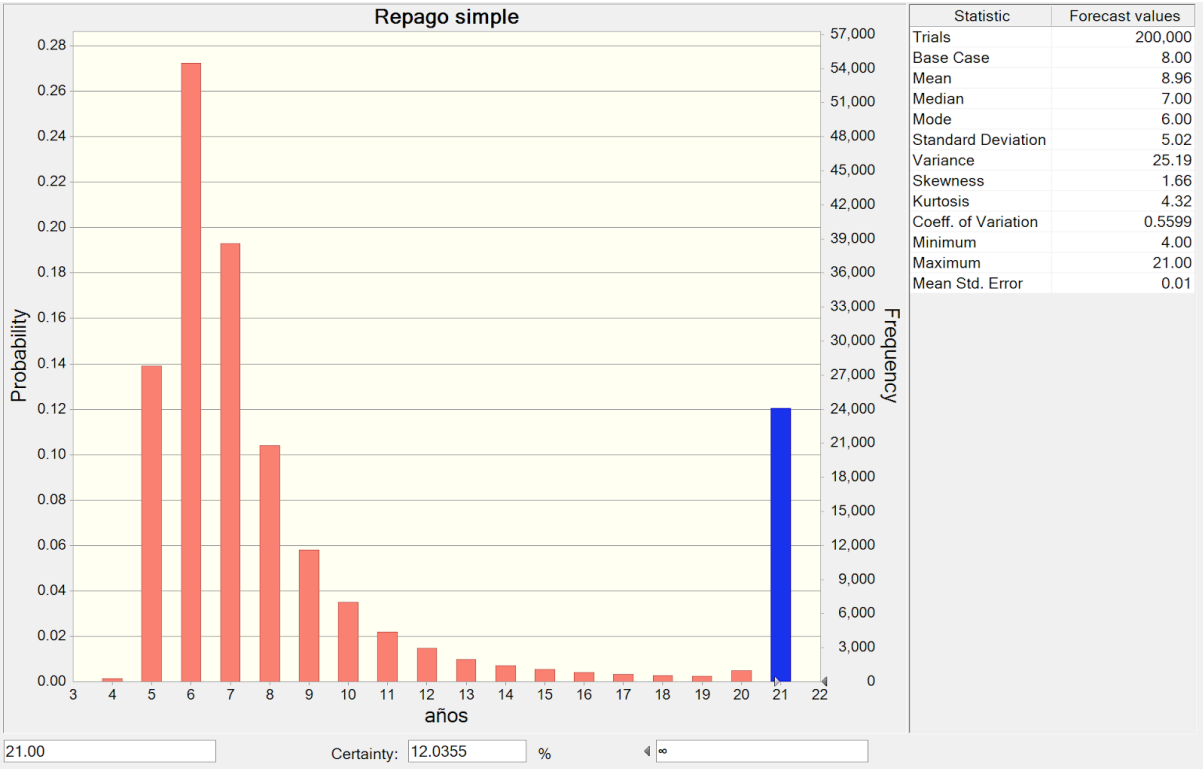
5.2.3.3. Período de repago simple

El repago simple representa los años necesarios para recuperar la inversión sin considerar el valor del dinero en el tiempo. En el escenario base, el repago simple era de 6 años.

Repago simple	Año 6 (2026)

Tabla 5.2.4.: Año de repago simple del proyecto en el escenario base.

Luego de correr el simulador, se encontró que para el 12% de los escenarios que se realizaron no se logra recuperar el valor de la inversión al término de los 20 años del proyecto. A modo de verificación, cabe destacar que dicha probabilidad coincide con la probabilidad que la TIR sea negativa, debido a que en ambos casos, la suma de los F.C.F.F. no logra cubrir la inversión inicial. En cuanto a los estadísticos más importantes, se observa que la moda es de 6 años y que en el 50% de los escenarios el repago simple será igual o menor a 7 años.



Statistic	Forecast values
Trials	200,000
Base Case	8.00
Mean	8.96
Median	7.00
Mode	6.00
Standard Deviation	5.02
Variance	25.19
Skewness	1.66
Kurtosis	4.32
Coeff. of Variation	0.5599
Minimum	4.00
Maximum	21.00
Mean Std. Error	0.01

Figura 5.2.15: Histograma de probabilidades de ocurrencia de los años de repago simple.

Cabe destacar que en el histograma de la *figura 5.2.15* donde dice "21" años como repago simple, se refiere a que el proyecto no logró repagarse en sus 20 años de vida.

5.2.3.4. Período de repago descontado

El repago descontado representa los años necesarios para que se recupere la inversión, considerándose el valor del dinero en el tiempo y por lo tanto, descontando los flujos a la WACC. En el escenario base, el período de repago descontado era de 9 años.

Repago descontado	**Año 9 (2029)**

Tabla 5.2.5.: Año de repago descontado del proyecto en el escenario base.

Del total de escenarios simulados, en el 27,6% no se consigue recuperar la inversión inicial. Este número tiene sentido ya que corresponde a la misma probabilidad de que el VAN del proyecto sea negativo, tal y como se mostró en la sección 5.2.3.1. De esta forma, al igual que la probabilidad de que la TIR sea negativa coincide con la probabilidad de que el período de repago simple sea infinito, en este caso, la probabilidad de que el VAN sea negativo coincide con la probabilidad de que el repago descontado sea infinito.
En cuanto a los estadísticos más relevantes, en el 50% de los escenarios el proyecto se repaga en 10 años o menos, siendo la moda de 7 años (sin considerar a la barra de los 21 años la cual representa que el proyecto no llega a repagarse).

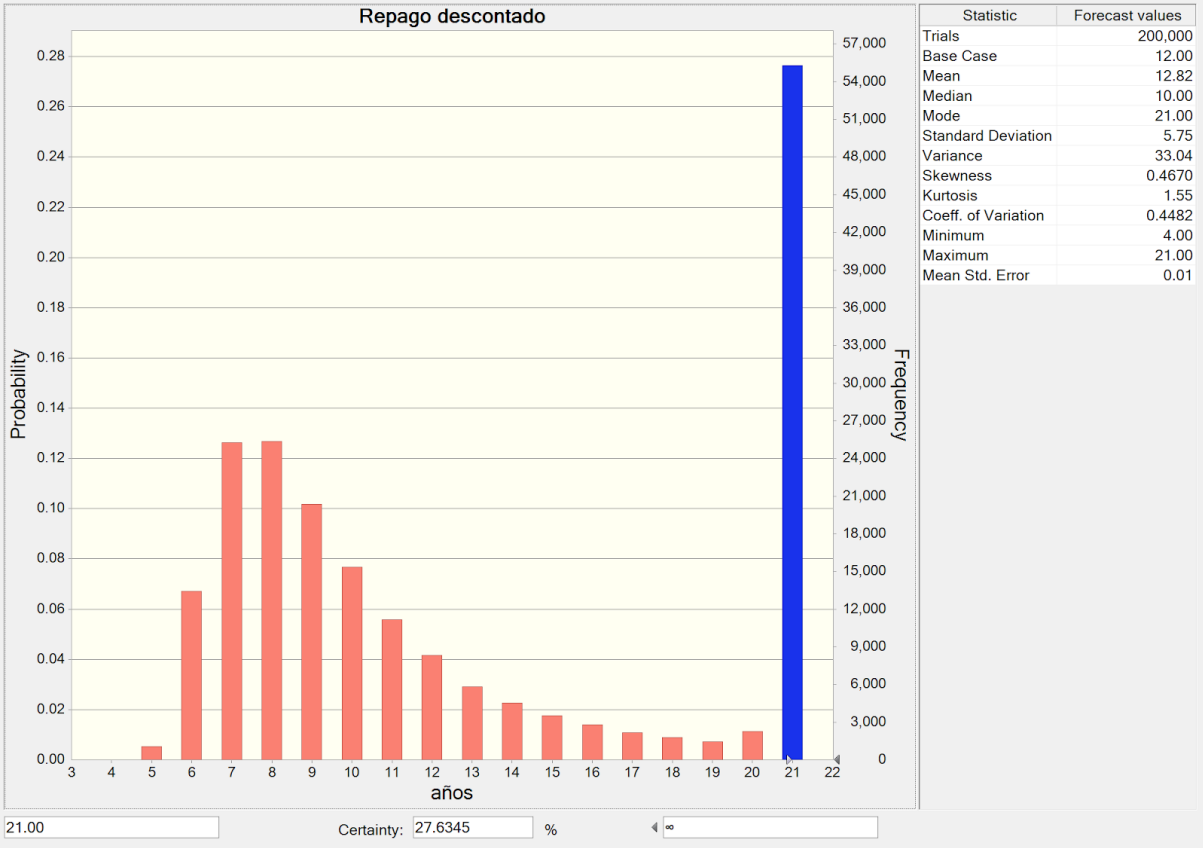


Figura 5.2.16: Histograma de probabilidades de ocurrencia de los años de repago descontado.

5.2.3.5. TOR

La tasa de rendimiento del inversor o "TOR" mide la rentabilidad del capital propio y se obtiene a partir del flujo de fondos del inversor (F.C.F.E) en dólares. En el escenario base del proyecto, la TOR obtenida fue de 34,8%.

TOR	**34,8% anual**

Tabla 5.2.6: TOR del proyecto anual en dólares en el escenario base.

A continuación se presentan los resultados que arrojó el simulador con respecto a la TOR. La probabilidad de que dicha tasa tome un valor negativo es de 12,27%.
Analizando brevemente los indicadores estadísticos más importantes, la media corresponde a 23,1%, la mediana a 27,64%, mientras que el desvío estándar es de 20,16%.

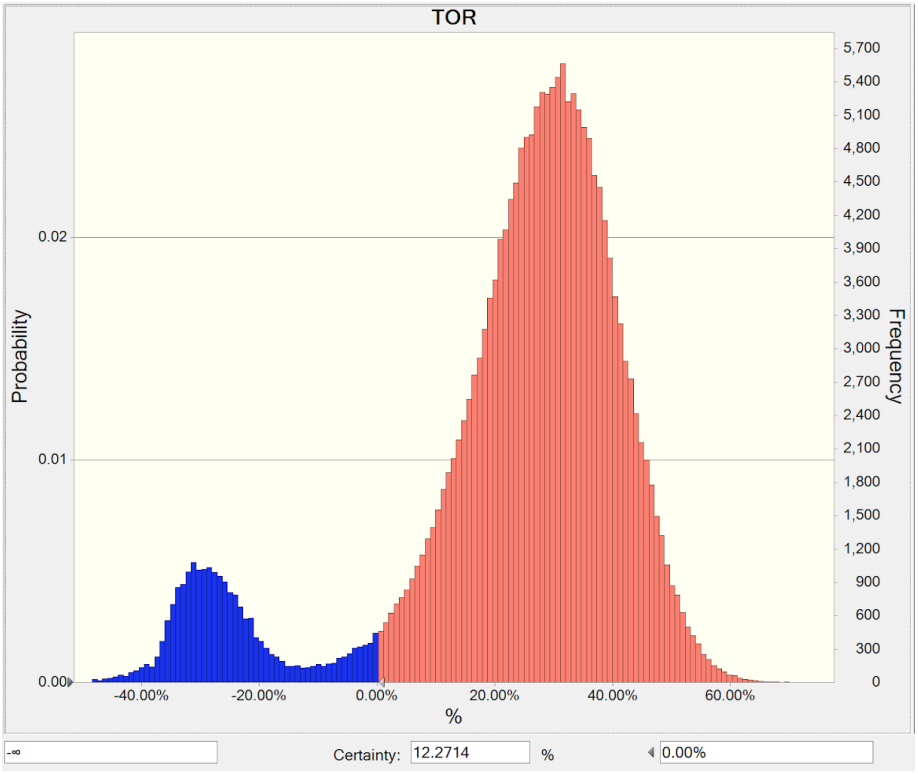


Figura 5.2.17: Histograma de probabilidad de ocurrencia de la TOR en los diferentes escenarios simulados.

5.2.3.6. Análisis de Sensibilidad

El análisis de sensibilidad explica cuál es la correlación entre los distintos valores que tomaron cada una de las distintas variables analizadas con respecto a los diversos valores que tomó el VAN a lo largo de todas las corridas.

El análisis en cuestión es muy importante ya que logra determinar el riesgo real que tiene cada una de estas variables sobre la variable objetivo (en este caso el VAN). Esto se debe a que dicho análisis, y a diferencia de los análisis de sensibilidad habituales de la estadística clásica, tiene en cuenta la correlación entre todas las variables y a su vez tiene en cuenta que éstas varían (sin realizar el análisis en *Ceteris-Paribus*).

Se puede observar en la *figura 5.2.18* como el VAN es sensible principalmente al precio del etanol local, contribuyendo al 57,6% de la volatilidad del VAN. Le sigue el precio del etanol internacional, con una contribución del 15,5% de la volatilidad del VAN y el corte de etanol local con otro 15,5%. A su vez, el precio del maíz contribuye a la volatilidad en un 5,6%. El resto de las variables tienen una contribución menor o cercana a cero en el VAN del proyecto.

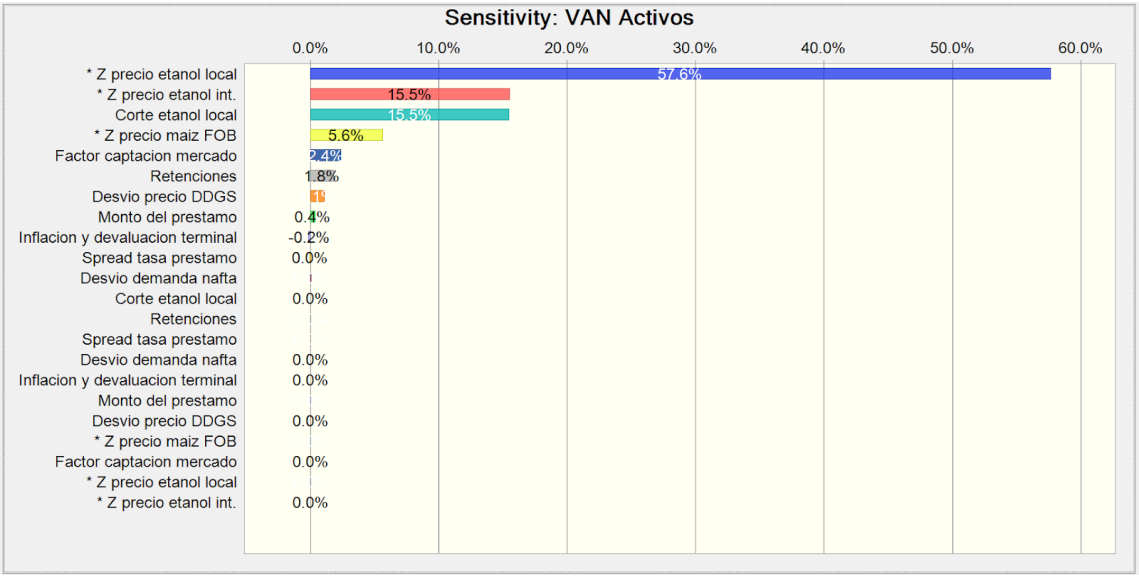


Figura 5.2.18: Porcentaje de efectos (sensibilidad) de las variables al VAN del proyecto.

5.2.3.7. Tornado Chart y Spider Chart

A continuación, se procede a analizar el impacto de las variables en el VAN a través del Tornado y Spider Chart.

El Tornado Chart se utiliza para visualizar el efecto o sensibilidad que provoca una determinada variable sobre el VAN del proyecto, dejando al resto de los inputs en *ceteris paribus*. El resultado que se obtiene se grafica en forma de barras, para ambos lados, con la variación respecto al valor nominal o base. A su vez, se ordena de arriba a abajo respecto al impacto que tiene de mayor a menor sobre el VAN, asemejándose así a un tornado.

Como se puede ver en la *figura 5.2.19*, las variables que más afectan al VAN son: el corte reglamentario de etanol local, el valor Z para el precio local de etanol, y el valor Z para el precio del maíz FOB.

El VAN del caso en el que todas las variables de riesgo toman el valor de la mediana se ubicó en U$S 76.068.081. Todas las variaciones del VAN en este análisis se calculan respecto de este valor.

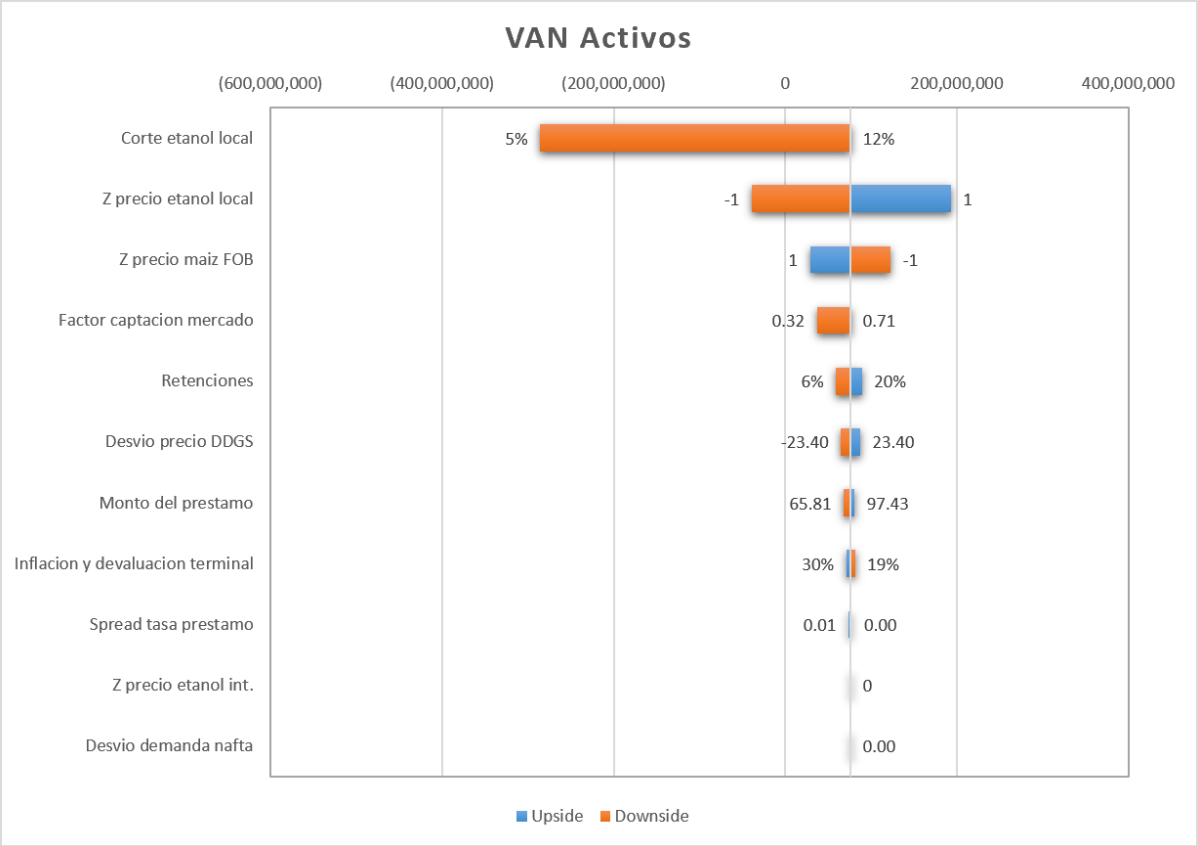


Figura 5.2.19: Tornado Chart del Montecarlo.

En primer lugar, el corte de etanol local es el más significativo en este aspecto. Esto indica que si el corte baja de 12% a 5% (ceteris paribus), el valor del VAN pasa a valer -285.776.514 U$S, mientras que si sube de 12% a 15% o a 20%, el VAN no se vería afectado, dado que ya se cuenta con demanda en el mercado interno suficiente para vender el 100% de la producción localmente (a un precio más elevado que si se exportara).

Siguiendo el orden de relevancia, se destaca el valor de Z del precio de etanol local (cuantos desvíos por encima o debajo de la media se encuentra dicho precio). Esta variable tiene una distribución normal, y por lo tanto afecta simétricamente al VAN. La relación con el VAN es directa, es decir, a medida que aumenta el precio del etanol local, aumenta el VAN del proyecto. Un desvío por encima del precio medio esperado significaría un aumento en el VAN de U$S 116.065.114, y lo mismo pero signo contrario si el precio disminuye un desvío sobre la media.

Por otro lado, el Z del precio de maíz se comporta de manera similar, pero en este caso la relación es inversa: a medida que aumenta el precio del maíz, disminuye el VAN (expresado en el color azul). Además, en este caso el impacto es menor: un aumento o disminución de un desvío sobre la media, afecta el VAN en U$S 47.046.380 en módulo (positivamente cuando disminuye el precio, negativamente cuando aumenta el precio).

Por debajo de estas variables, en nivel secundario, se encuentran el factor de captación de mercado de bioetanol, el porcentaje de retenciones para el maíz, el desvío en el precio de

DDGS, el monto del préstamo y la inflación/devaluación. Todas estas afectan de manera directa excepto por la inflación, que afecta de manera inversa (cuando aumenta, el VAN disminuye). Cabe destacar también que todas estas variables afectan el VAN de manera simétrica, excepto por el factor de captación de mercado, que impacta negativamente si baja de 0.71, pero cuando aumenta no genera cambios en el VAN. Esto se debe a que con esta proporción ya se cuenta con demanda suficiente para vender toda la producción localmente. El resto de las variables prácticamente no tienen impacto en el VAN del proyecto.

A continuación, se procede con el análisis del Spider Chart. Éste se utiliza con el mismo fin que el Tornado Chart (identifica el efecto en el output según la variación individual de cada input) pero muestra la información de otra manera: VAN en el eje de ordenadas y probabilidad de ocurrencia de cada variable "input" en el eje de abscisas. Véase que el caso en el que todas las variables de riesgo toman el valor de la mediana se ubica en el 50%.

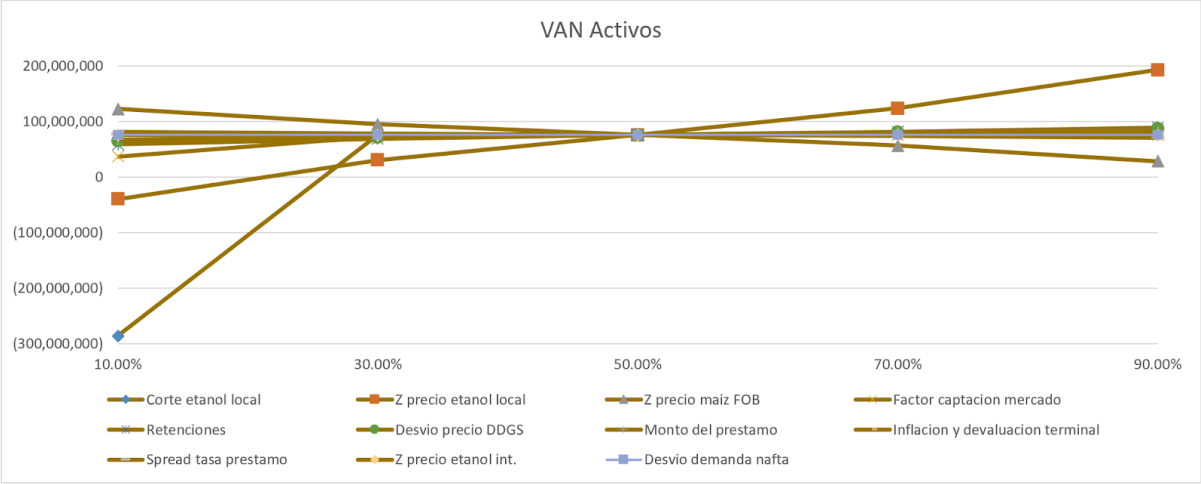


Figura 5.2.20: Spider Chart del Montecarlo.

A partir del Spider Chart se pueden sacar conclusiones similares al gráfico anterior, pero añadiendo un par de aspectos relevantes. En primer lugar, nuevamente, se muestran las variables corte etanol local, Z del precio de etanol local y Z de precio de maíz FOB como las más importantes y que más afectan al VAN. Las últimas dos afectan de manera simétrica, generando un impacto lineal en el VAN para ambos lados del gráfico, pero en la línea del corte de etanol local se puede ver como el VAN se mantiene constante en los percentiles 30 a 90, pero cuando se posiciona en el percentil 10 (correspondiente a un corte de etanol local reglamentario de 5%), el VAN disminuye considerablemente, pasando de valer U$S 76.069.081 a valer U$S -285.776.514, la disminución más grande de todas las generadas en el análisis. Esto se debe, a que al no poder acomodar la producción en el mercado local y tener que exportar, el precio de venta disminuye considerablemente, impidiendo que el proyecto se repague.

5.3. MITIGACIÓN DE RIESGOS

A continuación, una vez analizada la variabilidad del proyecto a través de la simulación Montecarlo, se describirán las medidas a tomar para mitigar el riesgo del proyecto y así, disminuir su variabilidad.

Existen diferentes instrumentos financieros para mitigar el riesgo de las variables de un proyecto. Entre ellos, se destacan los forwards y futuros (que ofrecen una cobertura del riesgo) y las opciones (que proporcionan un seguro contra el riesgo del proyecto a cambio de una prima). También existen swaps, y otros instrumentos en los que no se entra en detalle.

En el caso del proyecto en cuestión, luego de investigar el mercado de derivados de materias primas, se llegó a la conclusión de que el proyecto puede cubrirse del riesgo únicamente mediante el empleo de futuros, principalmente del maíz y del bioetanol internacional. Las otras variables del proyecto no poseen un mercado de derivados lo suficientemente líquido como para que sea relevante su análisis, y tendría que hacerse mediante contratos muy personalizados. Si bien del análisis de sensibilidad se concluyó que el precio del etanol local es la variable que más contribuye a la volatilidad del VAN (en un 57%), resulta imposible tomar algún tipo de cobertura para la mitigación de los riesgos correspondientes a esta variable debido a la componente política y legal de la misma. Por otro lado, se hace inviable y muy irreal pronosticar las primas de opciones de acá a 20 años, y por este motivo se decidió hacer un análisis mucho más real y enriquecedor de cobertura del riesgo mediante el empleo de futuros.

Los futuros son contratos que establecen un compromiso a intercambiar un flujo de fondos/mercancías en una fecha futura entre dos partes. Se utiliza cuando alguna de las partes tiene la certeza de que deberá efectuar un desembolso/entrega en una fecha futura. El objetivo es brindar cobertura contra movimientos adversos de alguna variable. Los futuros son simétricos, esto es, que si uno toma una posición (por ejemplo long) respecto a un activo subyacente y se toma la posición contraria en el derivado (short) la posición neta del proyecto es nula.

5.3.1. Futuros del maíz.

Con respecto a los futuros del maíz, los mercados más líquidos que le ofrecen al proyecto la posibilidad de cubrirse son MATBA y ROFEX. El proyecto operará en dichos mercados con contratos futuros de maíz para su cobertura. Como el proyecto posee una posición física corta respecto al maíz (dado que corresponde a una materia prima del proceso de producción), el proyecto tomará una posición larga en el mercado de futuros, para así poder fijar su precio por un determinado período de tiempo y reducir su volatilidad.

A la hora de cubrirse del precio del maíz, se considerará que:

- El proyecto estará permanentemente (a lo largo de sus 20 años de vida) en una posición larga respecto al maíz en el mercado de futuros. De esta forma se utiliza el

mercado de futuros únicamente con motivos de cobertura, eliminando completamente la componente de especulación.

- Los precios del maíz en el mercado de futuros están en U$D/ton.
- Se comprará una cantidad de contratos equivalentes a la cantidad de maíz que consuma el proyecto a lo largo de la duración del contrato.
- La duración de los contratos de futuros es de 3 años, y por ende el proyecto renovará su posición cada 3 años.
- Los contratos de futuros son sin entrega física (o en su defecto, equivalentemente, el proyecto cerrará posición en el mercado de futuros un día antes del cierre de contrato).
- Se consideran despreciables los costos de transacción, y tampoco se considera el capital de trabajo necesario para dejar en garantía en el mercado de futuros.
- El precio del futuro (F) será siempre igual al Spot (S). Al hacer esta simplificación, se están despreciando:
    - el costo de almacenamiento del maíz del mercado
    - la especulación futura del mercado respecto al maíz
    - el valor tiempo del dinero respecto a esta variable.

Sin embargo, se considera que, teniendo en cuenta el largo horizonte temporal del proyecto, así como también que el proyecto se encuentra en una etapa de estudio de prefactibilidad, esta simplificación es perfectamente válida. Vale la pena observar en el siguiente gráfico (*figura 5.3.1*) la similitud presente en los precios spot y futuros del maíz, que validan también esta simplificación.

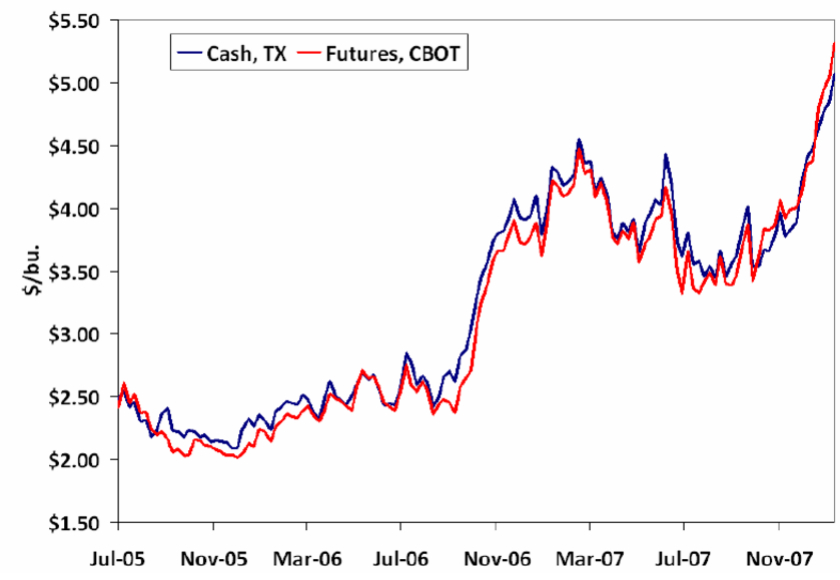


Figura 5.3.1: Comparación entre los precios futuros y spot del maíz en USA.

A continuación se presenta el diagrama de posición correspondiente que tendrá el proyecto durante la duración de un contrato.

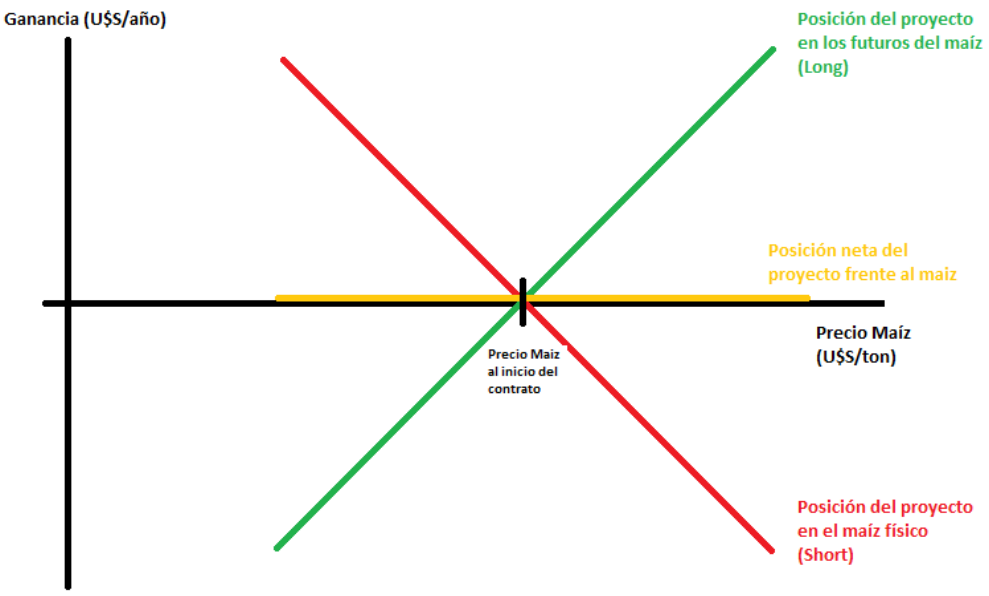


Figura 5.3.2: Posiciones del proyecto frente al maíz, mediante la contratación de futuros.

Como puede observarse, la posición corta que posee el proyecto respecto al maíz físico será contrarrestada con la posición larga que tomará el proyecto en el mercado de futuros, logrando así una cobertura perfecta del riesgo a lo largo de la duración del contrato (3 años).

A continuación, en la *figura 5.3.3* se muestra un ejemplo de cómo sería una cobertura ante cambios en el precio del maíz, con contratos a tres años, como es el caso que se decidió hacer en el proyecto.

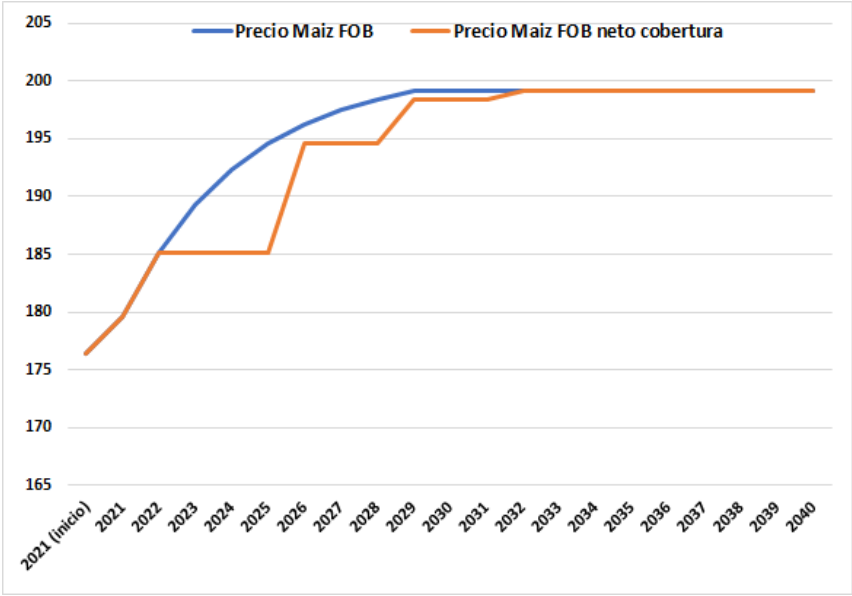


Figura 5.3.3: Comparación de los precios netos a los que el proyecto pagará el maíz, tanto con y sin cobertura.

Como se puede observar en la *figura 5.3.3*, el proyecto recién tomará cobertura en el año 2023, cuando comienza a producir. La línea azul corresponde a una proyección del precio FOB del maíz, y sería el precio al que el proyecto compraría el maíz en caso de que no tome cobertura frente al mismo (a este valor hay que restarle las retenciones y el flete

Morrison-Rosario). En cambio, la línea naranja corresponde al precio neto al que el proyecto comprará el maíz, teniendo en cuenta la cobertura. Como puede observarse, el proyecto logra fijar el precio del maíz durante 3 años (la duración del contrato). Cuando el contrato se vence, el proyecto debe renovar su posición larga en los futuros de maíz, pero al precio que el maíz se encuentra en ese momento.

De esta forma, puede observarse como, en el ejemplo de la *figura 5.3.3*, el proyecto logró cubrirse "positivamente" del riesgo, debido a que, en este caso, la proyección del precio del maíz es creciente. Sin embargo, en el caso que la proyección del precio del maíz sea decreciente, el proyecto se cubrirá "negativamente" del riesgo, dado que el proyecto fijará un precio del maíz por tres años, que cada vez será más decreciente. De todos modos, como bien se mencionó previamente, el objetivo de la cobertura no es la especulación, sino la reducción de la volatilidad de los indicadores de rentabilidad del proyecto, y esto es algo que se logrará al tomar cobertura.

5.3.2. Futuros del bioetanol.

El precio del bioetanol local está regulado y no está muy correlacionado con el precio internacional del mismo. Por ende, el proyecto no podrá cubrirse con el bioetanol en el mercado local, pero sí en el mercado internacional en caso que el proyecto exporte bioetanol. Con respecto a los futuros del bioetanol internacional, el mercado más líquido de este tipo de coberturas es el Chicago Board of Trade (CBOT). El instrumento de cobertura financiera a operar, se denomina Ethanol Futures (1ZEc1). Como el proyecto posee una posición física larga respecto al bioetanol (dado que corresponde al producto terminado vendido), el proyecto tomará una posición corta en el mercado de futuros, para así poder fijar su precio por un período de tiempo y reducir su volatilidad.

A la hora de cubrirse del precio del bioetanol internacional, se considerará que:

- El proyecto estará permanentemente (a lo largo de sus 20 años de vida) en una posición corta respecto al bioetanol en el mercado de futuros. De esta forma se utiliza el mercado de futuros únicamente con motivos de cobertura, eliminando completamente la componente de especulación.
- Los precios del bioetanol en el mercado de futuros están en U$D/m3.
- Se comprará una cantidad de contratos equivalentes a la cantidad de bioetanol que venda el proyecto en el mercado exportador a lo largo de la duración del contrato.
- La duración de los contratos de futuros es de 3 años, y por ende el proyecto renovará su posición cada 3 años.
- Los contratos de futuros son sin entrega física (o en su defecto, equivalentemente, el proyecto cerrará posición en el mercado de futuros un día antes del cierre de contrato).
- Se consideran despreciables los costos de transacción, y tampoco se considera el capital de trabajo necesario para dejar en garantía en el mercado de futuros.
- El precio del futuro (F) será siempre igual al Spot (S). La justificación es la misma que en el caso del maíz.

- El precio del futuro de bioetanol corresponde al precio utilizado por el proyecto como precio de exportación (luego hay que restar el flete Morrison-Rosario).

A continuación se presenta el diagrama de posición correspondiente que tendrá el proyecto durante la duración de un contrato.

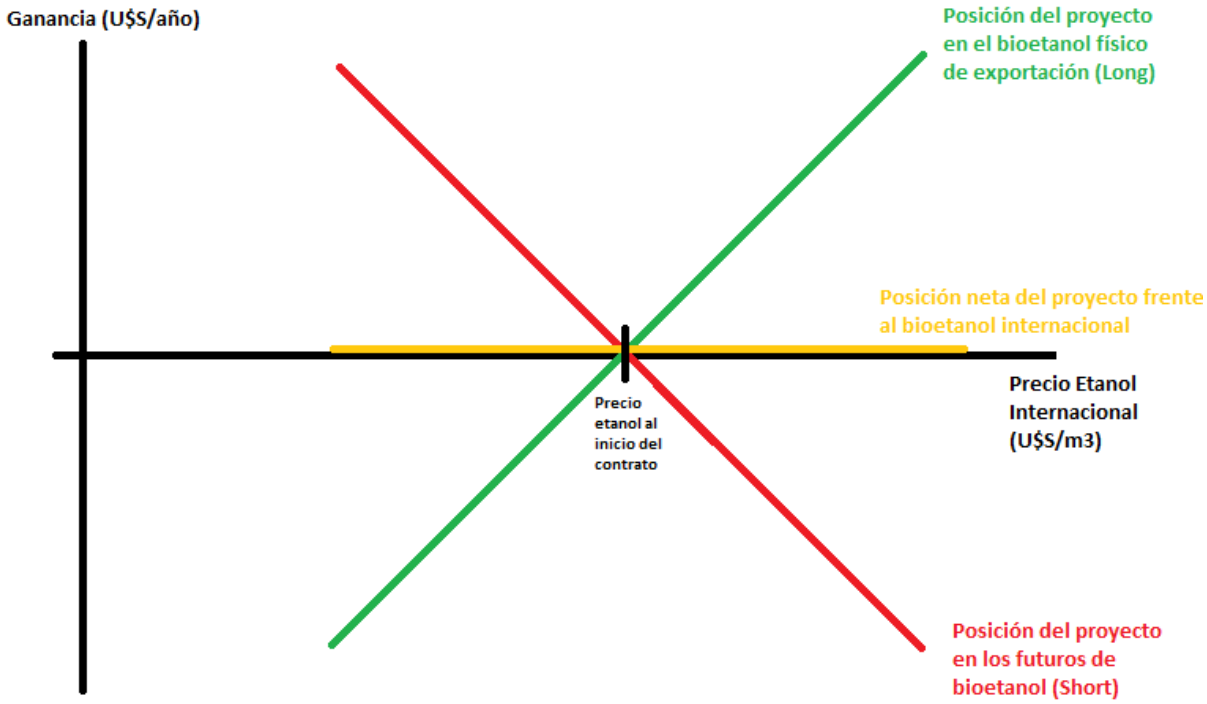


Figura 5.3.4: Posiciones del proyecto frente al bioetanol internacional, mediante la contratación de futuros.

Como puede observarse, la posición larga que posee el proyecto respecto al bioetanol internacional físico será contrarrestada con la posición corta que tomará el proyecto en el mercado de futuros, logrando así una cobertura perfecta del riesgo a lo largo de la duración del contrato (3 años).

5.3.3. Simulación de Montecarlo con la cobertura.

En esta sección, se volvió a correr el simulador, nada más que esta vez se incluyeron ambas coberturas (precio del maíz FOB Rosario y precio del bioetanol internacional) y se estudiaron los resultados. A su vez, se compararon los resultados de la simulación sin la cobertura, y con la cobertura, para poder cuantificar el impacto de la cobertura en los riesgos del proyecto. A continuación se presenta el análisis de cada una de las variables "output".

5.3.3.1. VAN

A continuación, en la *figura 5.3.5* se presenta la curva de VAN del proyecto, teniendo en cuenta las coberturas mencionadas previamente.

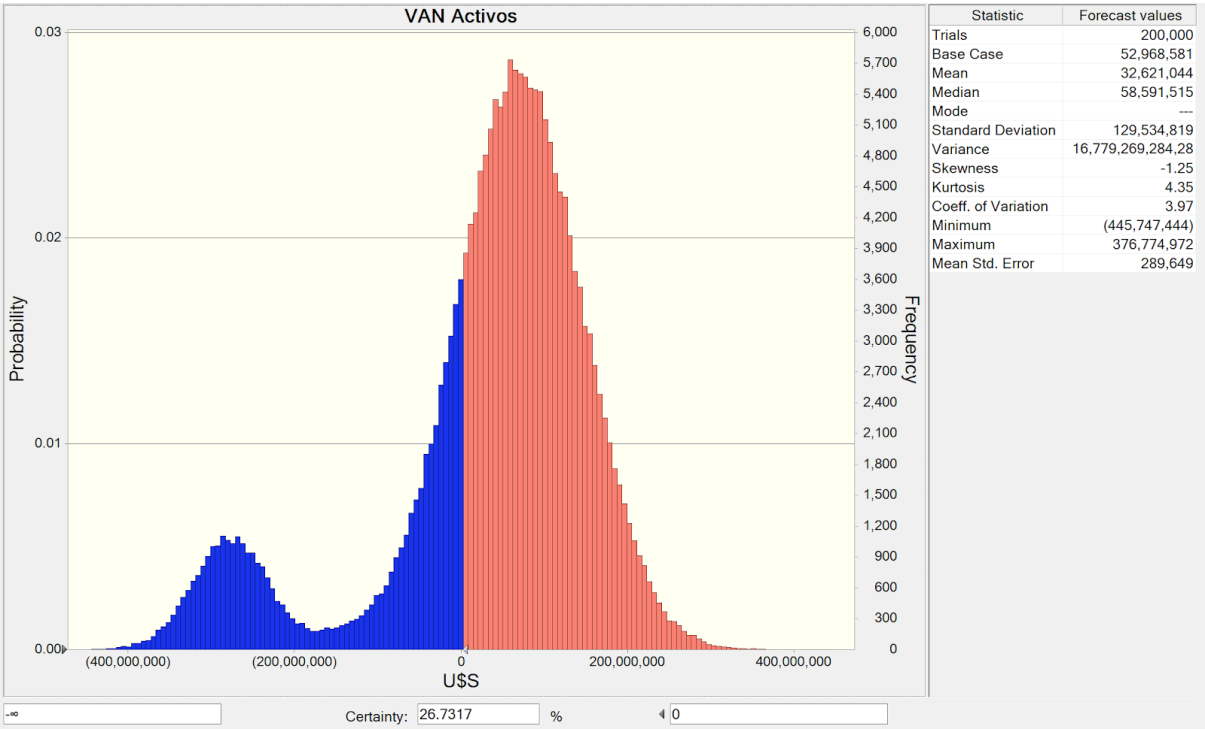


Figura 5.3.5: Histograma de probabilidad de ocurrencia del VAN, teniendo en cuenta la cobertura.

Puede observarse como la probabilidad de retorno negativo ahora es del 26,73%, apenas menor que si no se toma cobertura, cuya probabilidad era de 27,6%. Dicho riesgo no pudo ser mitigado tanto como se esperaba. También puede observarse que la desviación estándar tampoco tuvo cambios significativos (disminuyó en 1%). El hecho de que la cobertura no haya tenido tanto impacto se debe principalmente a que las dos variables sobre las que se tomó cobertura (precio internacional del bioetanol y precio FOB del maíz) fueron proyectadas mediante la herramienta Mean Reversion, y por ende dichos precios ya están acotados en torno a una media y no poseen una gran variabilidad por la cual sea efectiva dicha cobertura. En general dichas proyecciones se consolidan en torno a una media en los

primeros 5 años del proyecto, eliminando fluctuaciones futuras, haciendo así indiferente su cobertura.

Sin embargo, la mediana mejoró, ahora es de 58,59 MU$D, comparándola con el Montecarlo sin cobertura, cuya mediana era de 55,44 MU$D.

Como conclusión puede decirse que la cobertura es conveniente, pero debido a las características de la proyección de precios utilizadas, no se puede cuantificar tan concretamente su verdadero impacto.

5.3.3.2. TIR

En cuanto a los resultados de la simulación para la TIR, se destaca que la forma de las campanas son muy similares a las que se obtuvieron en la sección 5.3.3.1. El proyecto presenta una TIR negativa en el 11,7% de los escenarios que se plantearon, como se puede observar en la *figura 5.3.6*. Esto implica una mejora de apenas del 0,3% con respecto a la simulación sin cobertura. Se obtuvo una TIR media de 16,3%, una mediana de 20,39%, y un desvío estándar del 16,03%, obteniéndose así pequeñas mejoras comparado a la simulación sin cobertura.

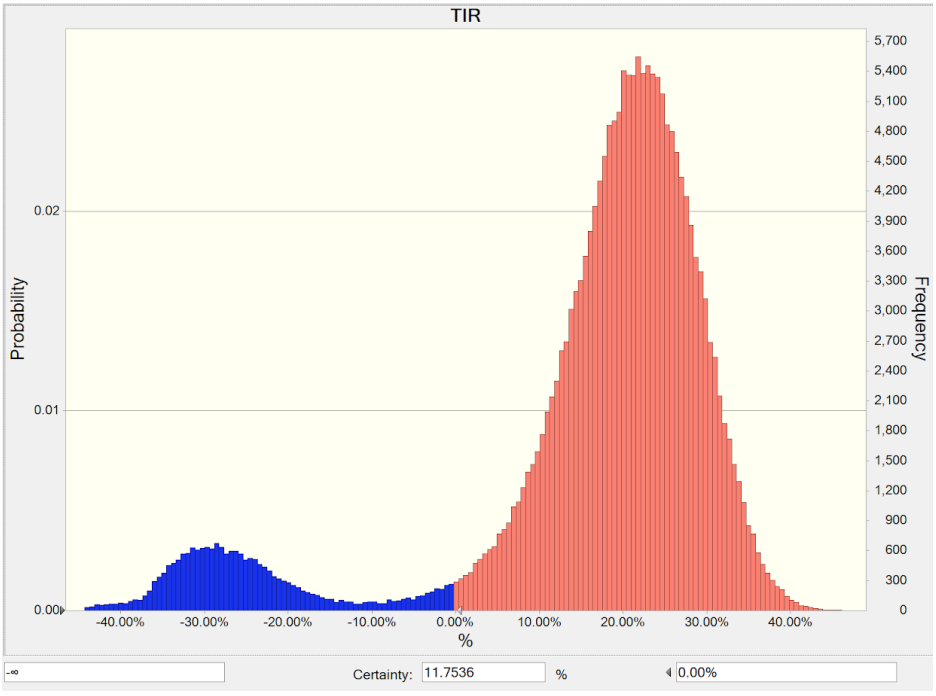
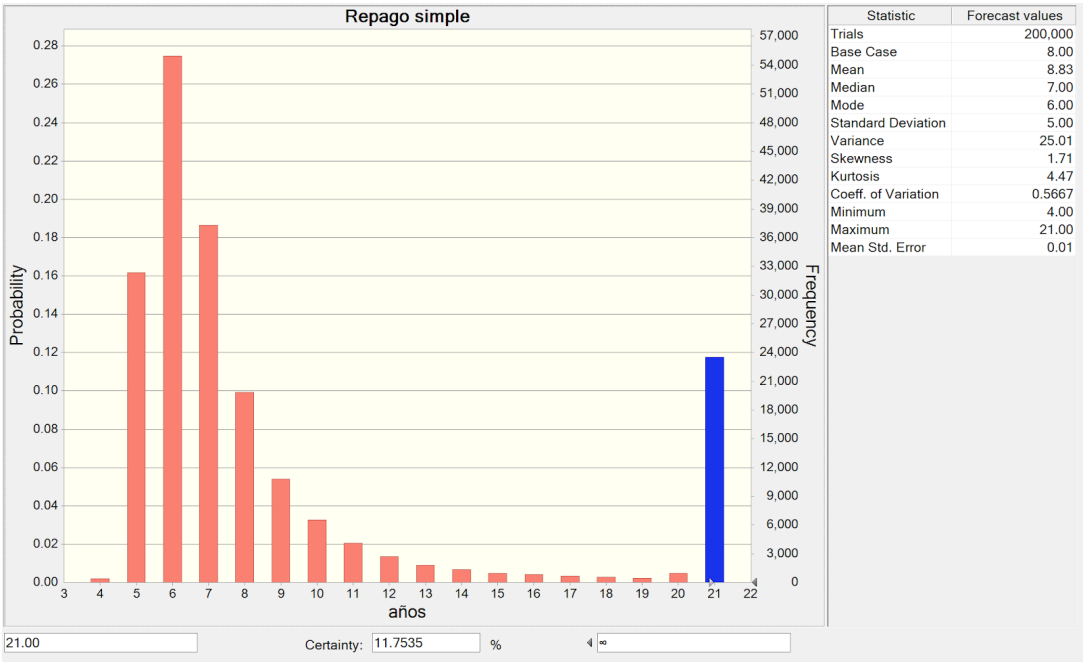


Figura 5.3.6: Histograma de probabilidad de ocurrencia de la TIR en los diferentes escenarios simulados con cobertura.

5.3.3.3. Período de repago simple

Una vez que se corrió el simulador con la consideración de la cobertura, se encontró que para el 11,7% de los escenarios que se realizaron no se logra recuperar el valor de la inversión al término de los 20 años del proyecto. Una vez más, y a modo de verificación, se comprobó que dicha probabilidad coincide con la probabilidad que la TIR sea negativa. En cuanto a los estadísticos más importantes, se observa que la moda es de 6 años y que en el 50% de los escenarios el repago simple será igual o menor a 7 años, siendo estos valores muy similares a la simulación sin cobertura.



Statistic	Forecast values
Trials	200,000
Base Case	8.00
Mean	8.83
Median	7.00
Mode	6.00
Standard Deviation	5.00
Variance	25.01
Skewness	1.71
Kurtosis	4.47
Coeff. of Variation	0.5667
Minimum	4.00
Maximum	21.00
Mean Std. Error	0.01

Figura 5.3.7: Histograma de probabilidades de ocurrencia de los años de repago simple con cobertura.

5.3.3.4. Período de repago descontado

Del total de escenarios que se simularon con cobertura, en el 26,7% de las iteraciones no se consiguió recuperar la inversión inicial. A pesar de que es un valor alto, representa una leve mejora del 1% con respecto a la simulación sin cobertura. En cuanto a los estadísticos más relevantes, en el 50% de los escenarios el proyecto se repaga en 10 años o menos, siendo la moda de 7 años (sin considerar a la barra de los 21 años la cual representa que el proyecto no llega a repagarse). Dichos estadísticos variarion poco respecto a la simulación inicial.

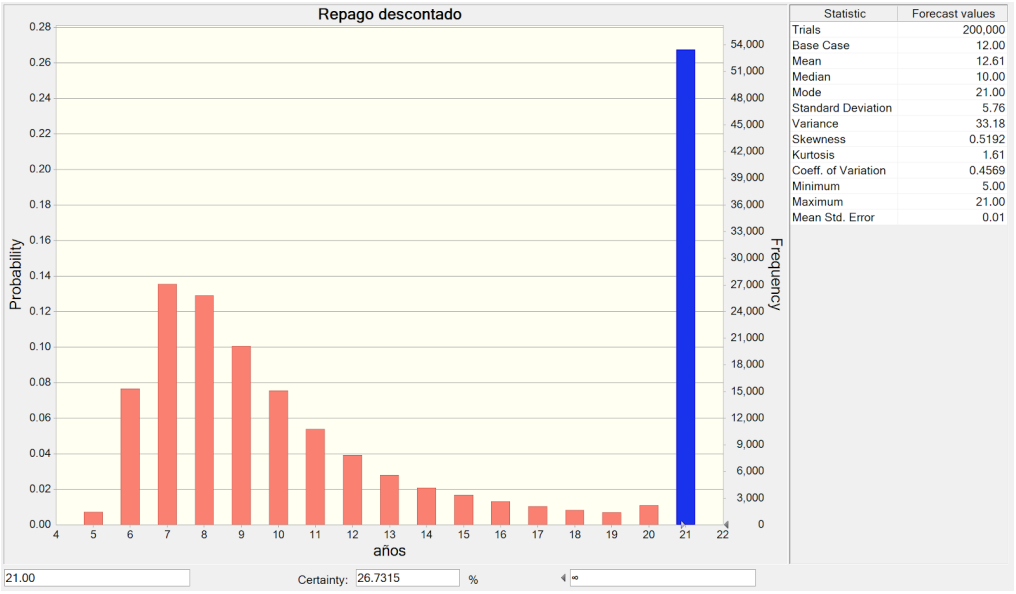


Figura 5.3.8: Histograma de probabilidades de ocurrencia de los años de repago descontado con cobertura.

5.3.3.5. TOR

En cuanto a los resultados con respecto a la TOR al realizarse la simulación con cobertura, se obtuvo que la probabilidad de que dicha tasa tome un valor negativo es de 11,98%, siendo casi igual a la obtenida en la simulación sin cobertura.
Analizando brevemente los indicadores estadísticos más importantes, la media aumentó a 23,74%, la mediana aumentó a 28,29%, mientras que el desvío estándar fue de 20,19%.

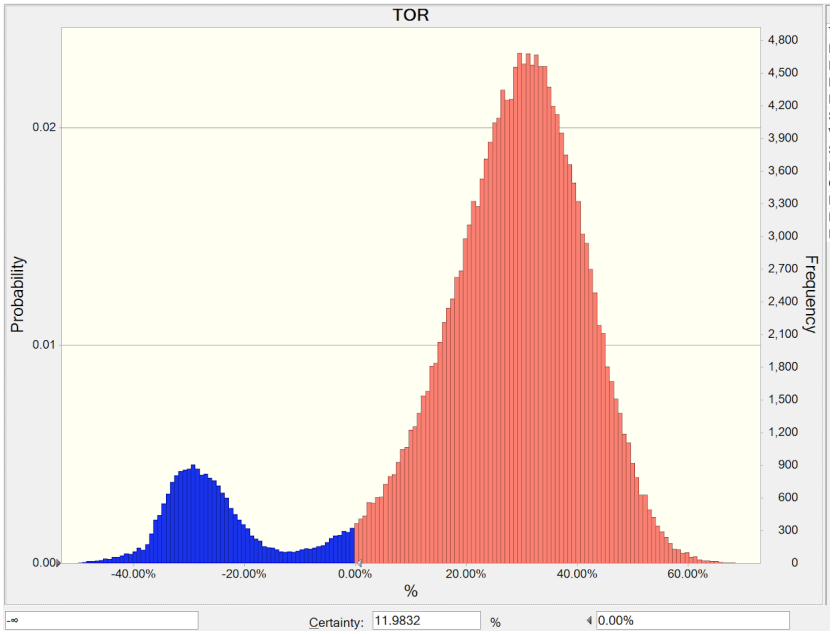


Figura 5.3.9: Histograma de probabilidad de ocurrencia de la TOR en los diferentes escenarios simulados, con cobertura.

5.3.3.6. Análisis de sensibilidad

A continuación se presenta el análisis de sensibilidad de los resultados obtenidos del proyecto con cobertura. Se puede observar en la *figura 5.3.10* como el VAN es sensible principalmente el precio del etanol local sigue siendo la variable que más contribuye a la volatilidad del VAN (57,7%) seguido por el precio del etanol internacional (15,8%) y el corte de etanol local (14,9%). Asimismo, la contribución a la volatilidad del precio del maíz es de 5,9%. El resto de las variables tienen una contribución menor o nula sobre la volatilidad del VAN del proyecto.

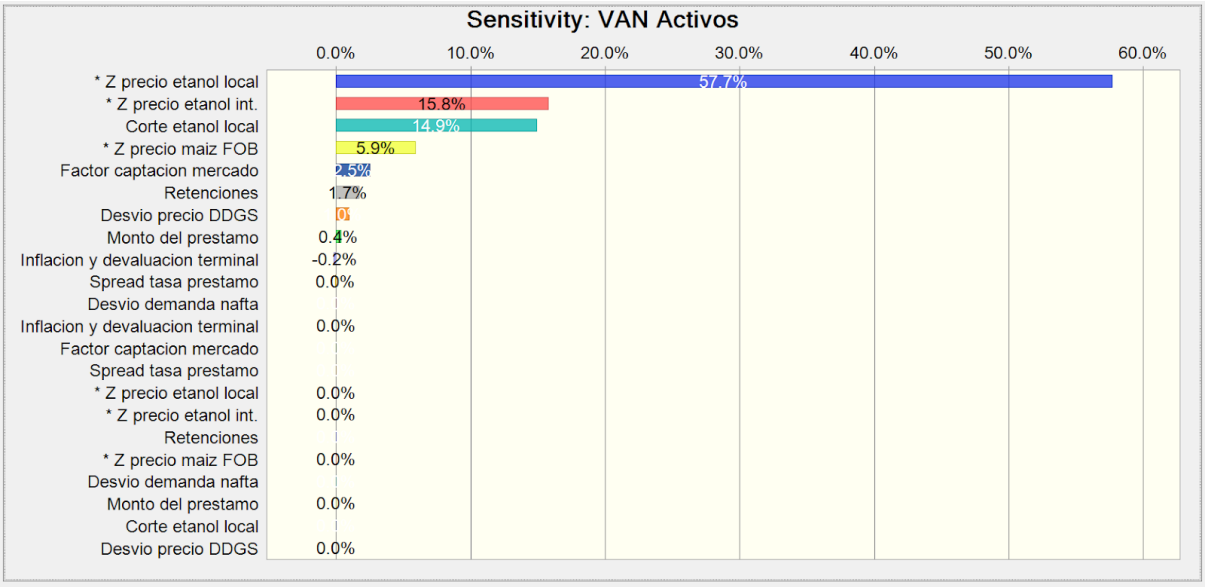


Figura 5.3.10: Diagrama de Sensibilidad para el proyecto con cobertura.

5.2.3.7. Tornado Chart y Spider Chart

A continuación, se procede a analizar el impacto de las variables en el VAN a través del Tornado y Spider Chart, luego de implementar cobertura.

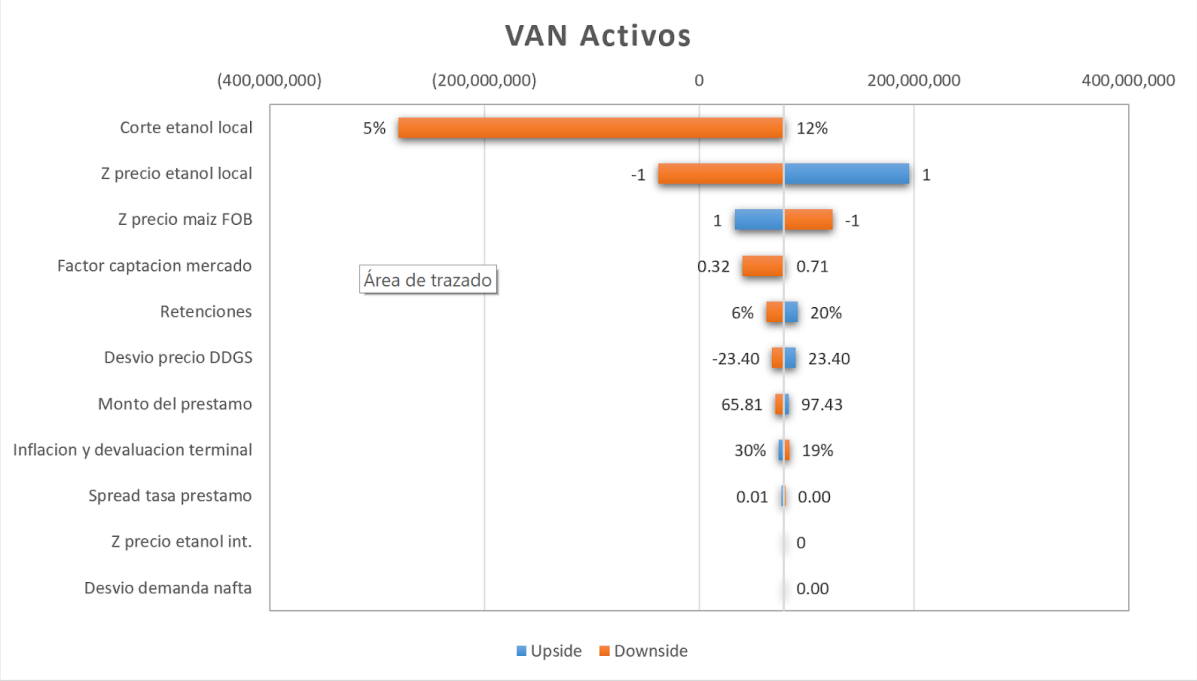


Figura 5.3.11: Tornado Chart del proyecto con cobertura.

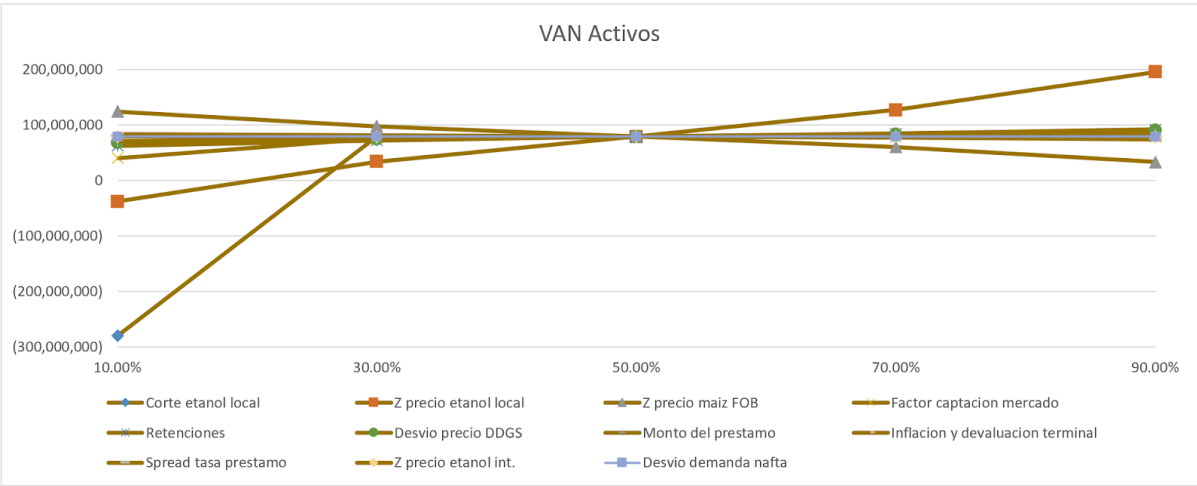


Figura 5.3.12: Spider Chart del proyecto con cobertura.

En estos gráficos se obtienen conclusiones muy similares a las del caso sin cobertura. La principal diferencia es que se puede detectar claramente como se acotó el impacto del precio del maíz FOB, ya que sin cobertura el impacto de un desvío en dicho precio afectaba el VAN en U$S 47.046.380, casi el triple del impacto que tiene esta variable al tomar cobertura (U$S 16.647.919). Esta medida de cobertura limitó considerablemente la variabilidad del VAN, y limitó la dependencia del éxito del proyecto en el valor de este precio. En el caso de la cobertura sobre el precio del etanol internacional, no se generaron cambios significativos, ya que el impacto inicial de esta variable sobre el VAN era pequeña a comparación del maíz.

5.4. OPCIONES REALES

A continuación, se presenta un caso de opciones reales que se le planteó al proyecto. Como bien se determinó en el estudio de ingeniería, el proyecto genera por cada tonelada de maíz procesada, 0,33 toneladas de bioetanol, 0,33 toneladas de DDGS, y 0,33 toneladas de CO_2. El proyecto comercializa el bioetanol y el DDGS, pero el CO_2, luego de ser tratado, es emitido a la atmósfera.

La planta de bioetanol funciona a máxima capacidad en todos los escenarios, debido a que si no vende bioetanol en el mercado local, lo hace a través del mercado exportador. De esta manera, la planta de bioetanol consume 483.693 ton/año de maíz, y por ende genera 159.619 ton/año (el 33% de 483.693) de dióxido de carbono, que son emitidos a la atmósfera y no son comercializados.

Al conversar con los proveedores de la tecnología utilizada para la planta de bioetanol en cuestión, se obtuvo el dato de que es posible instalar una unidad de captación de dióxido de carbono a un precio de 7 MU$D (dicho precio ya incluye tanto los costos de importación como de nacionalización del producto) en fines de 2021, año que se compra el resto de la maquinaria. Sin embargo, en el caso que el proyecto no esté interesado en comprar la unidad de dióxido de carbono a finales de 2021, los proveedores de tecnología le ofrecierían al proyecto la *opción* de poder *diferir* por un año la *decisión* de compra de dicha unidad de captación de dióxido de carbono al mismo precio (7 MU$D). Dicha opción tiene una prima de 1,5 MU$D, que debería pagarse a finales de 2021 junto con el resto de la maquinaria, en caso de comprar la opción. A continuación, se intentará determinar si dicha opción de compra es conveniente para el proyecto o no.

Luego de investigar el mercado de CO_2, se llegó a la conclusión que existe en Argentina un gran comprador de dióxido de carbono: Pepsico. Pepsico estaría dispuesto a comprarle al proyecto la totalidad del dióxido de carbono que éste genera anualmente con un contrato de suministro a 10 años, asegurándose así que el proyecto pueda vender la totalidad de su volumen a dicho comprador, a un *precio fijo*. Ahora bien, la variable incógnita es el precio. Debido a que el proyecto comenzará a producir recién en 2023, se plantearon los siguientes escenarios posibles de precios a los cuales Pepsico podría comprarle el dióxido de carbono al proyecto a partir de dicha fecha.

Escenario	Probabilidad de ocurrencia	Precio
Escenario 1	30%	60 U$D/ton
Escenario 2	40%	50 U$D/ton
Escenario 3	30%	40 U$D/ton

Tabla 5.4.1. Precios a los que Pepsico podría comprarle dióxido de carbono al proyecto a partir de 2023.

De esta manera, a partir de inicios de 2023 (o lo que es equivalente financieramente a fin de 2022), se conocerá con certeza cual de estos tres escenarios planteados será el vigente para los siguientes años. Sin embargo, a finales de 2021 (cuando el proyecto compre toda la

maquinaria) se tendrá incertidumbre acerca de los posibles precios que podrá tener el dióxido de carbono para el contrato de suministro con Pepsico desde 2023 en adelante.
A continuación se presentan los datos del proyecto marginal. El margen EBITDA/Ventas de una unidad de captación de dióxido de carbono corresponde al 25%. Dicho margen incluye los costos operativos de correr la unidad (luz, gas, electricidad), el empaquetamiento, impuesto a ingresos brutos, entre otros costos.
La unidad de captación de dióxido de carbono se instalaría muy rápidamente (puede despreciarse su tiempo de construcción y puesta en marcha), y ese año el proyecto ya podría vender la totalidad de su volumen.
La unidad de captación se amortiza linealmente a 10 años con un valor residual contable nulo. Se considera que luego de estos 10 años (cuando se amortiza linealmente la unidad de captación y se vence el contrato de suministro a largo plazo) la unidad de captación de dióxido de carbono se vende a un valor residual de mercado de 0$ (de esta manera se toma una postura conservadora).
Por otro lado, la inversión en capital de trabajo es nula, y esto se debe principalmente a tres razones:

- *Créditos por ventas:* en este contrato a largo plazo, la modalidad de dicho contrato será de pago inmediato. De esta manera, los créditos por ventas debido a este nuevo segmento son nulos.

- *Stock de CO_2*: el dióxido de carbono es muy caro de almacenar, y por ende apenas el dióxido de carbono es captado, es vendido y entregado al cliente, tal como lo indica el contrato a largo plazo. De esta manera, el stock de CO_2 también es nulo.

- *Deudas comerciales:* debido a que la materia prima es el maíz, las deudas con los proveedores relativas a dicho producto ya fueron tenidas en cuenta en el estudio del proyecto, por lo que marginalmente la instalación de esta unidad no trae aparejadas nuevas deudas comerciales con proveedores.

Finalmente, la tasa de impuesto a las ganancias corresponde a 30% (la que se utilizó a lo largo de todo el informe). El IVA correspondiente a la inversión de 7 MU$D es de 10,5% mientras que las ventas y los costos poseen un IVA del 21%. Se tuvo en consideración la posición frente al IVA que el proyecto originariamente tiene en su escenario base para este análisis marginal.
Para las proyecciones de la WACC, inflación, tipo de cambio, y otras variables relevantes para el análisis, se utilizaron las proyecciones utilizadas en el escenario base del proyecto, el cual fue analizado en el estudio económico financiero. A modo de simplificación, se consideran que las proyecciones de la WACC utilizadas en el escenario base del proyecto no se verán afectadas por este proyecto marginal, despreciando así el ligero cambio en los porcentajes D/(D+E) y E/(D+E) que provocaría la inversión en esta nueva unidad de captación de dióxido de carbono.

De esta manera, se considera este análisis de opciones reales como una extensión del escenario base del proyecto, haciendo bien coherente su análisis.
En primer lugar, se estudiará como caso base, aquel en el cual el proyecto evalúa comprar la unidad de dióxido de carbono en 2021, junto con la demás maquinaria. En este caso, se posee incertidumbre acerca de cómo serán los precios del dióxido de carbono, y por ende el análisis es el siguiente:

	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Precio CO2 (U$D/ton)	60	50	40
Año	**FCFF (U$D)**	**FCFF (U$D)**	**FCFF (U$D)**
2021	-7.735.000	-7.735.000	-7.735.000
2022	0	0	0
2023	2.290.475	2.011.159	1.731.843
2024	1.786.233	1.506.918	1.227.602
2025	1.764.667	1.485.351	1.206.036
2026	1.747.433	1.468.117	1.188.801
2027	1.733.676	1.454.360	1.175.044
2028	1.722.505	1.443.190	1.163.874
2029	1.713.452	1.434.136	1.154.821
2030	1.706.174	1.426.858	1.147.542
2031	1.700.338	1.421.022	1.141.706
2032	1.695.602	1.416.286	1.136.970
2033	1.691.785	1.412.470	1.133.154
Probabilidad	30%	40%	30%
VAN 2021	1.122.865	-228.994	-1.580.854

VAN Esperado 2021	**-228.994**

Figura 5.4.1. Resultados del proyecto marginal estudiado en el caso base

Como se puede observar, en el caso que el precio del CO_2 fuese 60 U$S/ton, el proyecto convendría hacerse, pero los otros dos escenarios arrojan un VAN negativo. Ponderando los VAN de cada uno de los escenarios junto con sus respectivas probabilidades de ocurrencia, se obtiene un VAN esperado negativo de -228.994 U$D para 2021.
De esta manera, se concluye que el proyecto marginal no debería ejecutarse bajo estas condiciones. Al no ejecutarse el proyecto, el **VAN del caso base de este proyecto marginal sin opción será de 0 U$$** (pues no se invierte en nada).

A continuación se estudiará el caso en el que se hace uso de la opción, y por ende se tiene un año de espera para comprar la unidad de captación, pudiendo decidir en qué escenarios sería conveniente y en cuáles no.

	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Precio CO2 (U$D/ton)	60	50	40
Año	FCFF (U$D)	FCFF (U$D)	FCFF (U$D)
2021	0	0	0
2022	-7.735.000	-7.735.000	-7.735.000
2023	2.437.974	2.158.658	1.879.343
2024	1.812.715	1.533.399	1.254.083
2025	1.785.973	1.506.657	1.227.341
2026	1.764.602	1.485.286	1.205.971
2027	1.747.543	1.468.227	1.188.912
2028	1.733.692	1.454.376	1.175.061
2029	1.722.466	1.443.150	1.163.835
2030	1.713.441	1.434.125	1.154.809
2031	1.706.204	1.426.888	1.147.572
2032	1.700.332	1.421.016	1.141.700
2033	1.695.599	1.416.284	1.136.968
Probabilidad	30%	40%	30%
VAN 2021	2.060.436	708.576	-643.283

VAN Esperado 2021	901.561

Figura 5.4.2. Resultados del proyecto marginal estudiado en el caso con opción.

Puede observarse como en los escenarios 1 y 2 (precios del CO_2 de 60 U$S/ton y 50 U$S/ton respectivamente) el VAN es positivo. Cabe destacar como el escenario 2 se volvió conveniente con el uso de la opción respecto al caso base: ahora el VAN es positivo y vale 708.576 U$S, mientras que antes era negativo y valía -228.994 U$S. Esto se debe principalmente al valor tiempo del dinero que proporciona el hecho de diferir la inversión por un año.

En el escenario 3 sin embargo, el VAN continúa siendo negativo (celda naranja de la *figura 5.4.2*). Sin embargo, ahora el proyecto posee la opción de no invertir en la unidad de captación, conociendo dicho escenario de precios en inicio de 2023 (equivalente a año 2022 en la *figura 5.4.2)*. De esta forma, en el caso que ocurra el escenario 3, el proyecto no invertirá. Así, ponderando los VAN de los distintos escenarios junto con sus respectivas probabilidades (en el caso del escenario 3, se considera VAN = 0, pues **no** se invierte), se obtiene el **VAN esperado del caso con opción**, arrojando un **valor de 901.561 U$S**.

Finalmente, se calcula el valor de la opción real como:

$$Valor\ Opción\ Real\ =\ VAN\ (caso\ con\ opción)\ -\ VAN\ (caso\ base\ sin\ opción)$$

$$Valor\ Opción\ Real\ =\ 901.561\ U\$S\ -\ 0\ U\$S\ =\ 901.561\ U\$S$$

[Ecuación 5.4.1]

Así, el **valor de la opción real** es de **901.561 U$S** en 2021. Como el proveedor ofreció como prima un monto de **1.500.000 U$S** (superior al valor calculado) a pagar en 2021, entonces se concluye que **no** es conveniente hacer uso de la opción, y por ende no hay que invertir de ninguna manera en la unidad de captación de dióxido de carbono bajo estas condiciones.

6. CONCLUSIÓN

En esta sección se desarrollará una conclusión respecto al proyecto de inversión estudiado a lo largo de todo el informe. Luego de estudiar los principales indicadores de rentabilidad y los riesgos asociados que el proyecto trae aparejado, se concluye que el proyecto de inversión en una planta de bioetanol de las características estudiadas ofrece atractivos rendimientos, pero a su vez, es riesgoso y posee un largo y poco atractivo periodo de repago descontado de **9 años**.

El proyecto es atractivo debido a que el **VAN** en el escenario base (calculado en el estudio económico-financiero) tiene un valor de **88,9 MU$S**, y una **TIR** de **22,6%** anual en dólares. Por otro lado, al apalancar bien el proyecto, se logra un buen rendimiento para el inversor: una **TOR** del **34,8%** anual en dólares.

Como contracara, el proyecto es riesgoso dado que la probabilidad de retorno negativo (la probabilidad de que el VAN sea negativo) es de **27,6%**, sin duda un número elevado considerando el alto CAPEX necesario para poner en marcha el proyecto. Por otro lado, los desvíos standard de los principales indicadores de rentabilidad del proyecto también tienen valores elevados.

El proyecto es altamente dependiente de la regulación Argentina, y de sus incentivos al sector. Esto es un arma de doble filo, debido a que si el proyecto logra posicionarse en el mercado local, y la postura política de los próximos gobiernos en Argentina sigue siendo de incentivo al sector, el proyecto triunfará. En cambio, en caso que el gobierno retire su apoyo al sector (como por ejemplo disminuyendo el corte obligatorio, o disminuyendo los precios altos de incentivo), el proyecto tendrá que exportar la mayoría de su volumen al export parity price, y muy probablemente no logrará repagarse. Esto ocurre debido a que los márgenes para un productor que vende en el mercado internacional son muy acotados.

Se recomienda entonces seguir adelante con el cronograma del proyecto definido en el estudio de ingeniería, e invertir en desarrollar un estudio de factibilidad. En dicho estudio, como trabajo futuro, resultará conveniente estudiar los riesgos asociados al crecimiento del mercado de autos eléctricos y las posibles distorsiones en la demanda de gasolinas debido a ello, que afectaría negativamente al proyecto. Asimismo, se sugiere considerar la posibilidad de producir bioetanol no anhidro, para acceder también a otros mercados que no solo sean biocombustibles, como por ejemplo, la industria farmacéutica, de bebidas alcohólicas, etc.

7. BIBLIOGRAFÍA

- Agrofy News. (2019). Bioetanol: la industria apuesta a un corte del 27% con el precio en un mínimo histórico. Buenos Aires, Argentina: Agrofy News. Recuperado de https://news.agrofy.com.ar/noticia/182975/bioetanol-industria-apuesta-corte-27-precio-minimo-historico
- Agrositio. (2015). La logística del transporte de maíz en Argentina. Argentina: agrositio. Recuperado de https://www.agrositio.com.ar/noticia/167898-la-logistica-del-transporte-de-maiz-en-argentina
- Agrovoz. (2018). ¿Cuánto cuesta una hectárea en Córdoba?. Argentina: Agrovoz Actualidad. Recuperado de http://agrovoz.lavoz.com.ar/actualidad/cuanto-cuesta-una-hectarea-en-cordoba
- Agrovoz. (2019). Córdoba se consolida como la principal productora de bioetanol del país. Buenos Aires, Argentina: Agrovoz. Recuperado de http://agrovoz.lavoz.com.ar/actualidad/cordoba-se-consolida-como-principal-productora-de-bioetanol-del-pais
- Aguas Cordobesas. (2020). Valores Vigentes. Córdoba, Argentina: Aguas Cordobesas. Recuperado de https://www.aguascordobesas.com.ar/InfoUtil/ver/34/valores-vigentes
- Alibaba. (2020). 15HP aire compresor de tornillo industrial 500L tanque y secador de aire XLPMTD15A-A1. España: Alibaba. Recuperado de https://spanish.alibaba.com/product-detail/15hp-air-screw-compressor-industrial-500l-tank-and-dryer-xlpmtd15a-a1-60092233677.html?spm=a2700.7735675.normalList.14.37f42940Z2iZtI&s=p&s=p
- Alibaba. (2020). Botella fabricante centrífuga separador de la máquina grasa tratamiento de lodos. España: Alibaba. Recuperado de https://spanish.alibaba.com/product-detail/Decanter-manufacturer-centrifuge-separator-machine-oily-62539404203.html?spm=a2700.7735675.normalList.83.4af7d87531zxZX&s=p&s=p
- Alibaba. (2020). Factory price chain plate apron conveyor manufacturer. Recuperado de https://www.alibaba.com/product-detail/Factory-price-chain-plate-apron-conveyor_62282578246.html?spm=a2700.7724857.normalList.1.238b1e40BAHSx7
- Alibaba. (2020). Planta de tratamiento de aguas residuales de efecto de película delgada evaporador. España: Alibaba. Recuperado de https://spanish.alibaba.com/product-detail/waste-water-treatment-plant-multi-effect-thin-film-evaporator-62319065078.html?spm=a2700.7735675.normalList.8.4a0d3046FA9QB0&s=p&s=p
- Alibaba. (2020). Steel frame bucket elevator conveyor for bulk material ore corn. Recuperado de https://www.alibaba.com/product-detail/Steel-frame-bucket-elevator-conveyor-for_62200855557.html?spm=a2700.7724857.normalList.12.395a64edZqBkht&s=p
- Alternative Fuels Data Center. (2000-2020). Maps and Data. Estados Unidos: U.S. Department of Energy. Recuperado de https://afdc.energy.gov/data/

- Anónimo. (2019). Reclaman que el corte del bioetanol en las naftas no sea menor al 27%. Buenos Aires, Argentina: Infobae Campo. Recuperado de https://www.infobae.com/campo/2019/05/30/reclaman-que-el-corte-del-bioetanol-en-las-naftas-no-sea-menor-al-27/
- Anónimo. (2020). Energía. Argentina: efENERGIA. Recuperado de https://www.efenergia.com/energia/
- Anónimo. (2020). Etanol como combustible. Wikipedia. Recuperado de https://es.wikipedia.org/wiki/Etanol_(combustible)
- Anónimo. (2020). Etanol. Wikipedia. Recuperado de https://es.wikipedia.org/wiki/Etanol
- ANP. (2019). RenovaBio. Rio de Janeiro, Brasil: ANP. Recuperado de http://www.anp.gov.br/producao-de-biocombustiveis/renovabio
- Ariño, N. y Pisani Claro, N. y Miazzo, D. (2019). Maíz 360°: Análisis de Argentina y el mundo. Córdoba, Argentina: Fundación FADA. Recuperado de http://fundacionfada.org/informes/maiz-360-analisis-de-argentina-y-el-mundo/
- AySA. (2020). Conocé Tu Factura. Buenos Aires, Argentina: AySA. Recuperado de https://www.aysa.com.ar/usuarios/Conoce-tu-factura
- BNDES. y CGEE., (2008). Bioetanol de caña de azúcar: energía para el desarrollo sostenible, Río de Janeiro, Brasil: BNDES..
- Bonomi, L. (2003). El derecho ambiental en la Constitución Nacional. Las leyes dictadas en su consecuencia. Argentina: SAIJ. Recuperado de http://www.saij.gob.ar/laura-ester-bernardi-bonomi-derecho-ambiental-constitucion-nacional-leyes-dictadas-su-consecuencia-dacc030053-2003/123456789-0abc-defg3500-30ccanirtcod
- Bragachini, M. (2010). Maíz: Cadena de Valor Agregado. "Alternativas de transformación e industrialización". Córdoba, Argentina: INTA EEA Manfredi. Recuperado de http://www.cosechaypostcosecha.org/data/articulos/agoindustrializacion/MaizCadenaValorAgregado.asp
- Calzada, J. y Di Yenno, F. (2017). Capacidad de producción de etanol de Argentina no llega al 2% de la de EE.UU. Rosario, Argentina: Bolsa de Comercio de Rosario. Recuperado de https://bcr.com.ar/es/mercados/investigacion-y-desarrollo/informativo-semanal/noticias-informativo-semanal/capacidad-de-0
- Calzada, J. y Di Yenno, F. y Ramseyer, F., (2019). Lo que mostró el bioetanol en Argentina en el año 2018. Santa Fe, Argentina: Bolsa de Comercio de Rosario. Recuperado de https://bcr.com.ar/es/mercados/investigacion-y-desarrollo/informativo-semanal/noticias-informativo-semanal/lo-que-1
- Calzada, J. y Sigaudo, D. (2019). Argentina: Producción de gas natural y petróleo en 2018. Santa Fe, Argentina: Bolsa de Comercio de Rosario. Recuperado de https://www.bcr.com.ar/es/mercados/investigacion-y-desarrollo/informativo-semanal/noticias-informativo-semanal/argentina

- Casares, C. A. M. (2019). METODOLOGÍA CÁLCULO PRECIO BIOETANOL DE CAÑA DE AZÚCAR. Buenos Aires, Argentina: Ministerio de Hacienda. Recuperado de http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/320000-324999/323765/disp81.pdf
- Categorías Sindicales. (2019). Intersindical. Argentina. Recuperado de: http://www.intersindical.com/materias/page/contenido/01convenios/textoscompletos/QUIMICOS%20Y%20PETROQUIMICOS.htm#2
- Centro de escritura Javeriano (Ed.). (2013). Normas APA. Cali, Colombia: Pontificia Universidad Javeriana. Recuperado de: http://portales.puj.edu.co/ftpcentroescritura/Recursos/Normasapa.pdf
- CGT. (2020). Operarios de limpieza. Argentina.Recuperado de: http://www.som.org.ar/escalas_2020/JULIO2020JCOMPLETANUEVA.pdf
- Ciani, M. (2019). Informe Biocombustibles Abril 2019, Buenos Aires, Argentina: Dirección de Bioingeniería, Secretaría de Agroindustria.
- Clarín. (2018). Mapa interactivo: localidad por localidad, cómo es el acceso al agua en la Argentina. Argentina: Clarín Sociedad. Recuperado de https://www.clarin.com/sociedad/mapa-interactivo-localidad-localidad-acceso-agua-argentina_0_HJStAag6z.html
- Confederación General de Trabajo. (2019). Federación de Sindicatos de Trabajadores de Industrias Químicas y Petroquímicas de la República Argentina. Argentina: FESTIQyPRA. Recuperado de: http://www.festiqypra.com.ar/wp-content/uploads/FESTIQyPRA-Grilla-Paritarias-2019-2020.pdf
- CONSTRUCCIONES Y ARRENDAMIENTOS INDUSTRIALES S.A. (2020). Obra Electromecánica. México: CAISA. Recuperado de http://www.caisa.net/index.php/es/servicios/obra-electromecanica
- Convenio Colectivo de Trabajo N 77/89. (2020). Federación de Sindicatos de Trabajadores de Industrias Químicas y Petroquímicas de la República Argentina. Argentina: FESTIQyPRA. Recuperado de: https://www.trabajo.gba.gov.ar/documentos/convenios/c77-89.pdf
- Dirección General de Estadísticas y Censos. (2020). Índice de Precios al Consumidor. Córdoba, Argentina: Gobierno de la Provincia de Córdoba. Recuperado de https://datosestadistica.cba.gov.ar/dataset/indic
- Dodson, L. (2019). Recent Trends in GE Adoption. Estados Unidos: USDA. Recuperado de https://www.ers.usda.gov/data-products/adoption-of-genetically-engineered-crops-in-the-us/recent-trends-in-ge-adoption.aspx
- Empresa Provincial de Energía de Córdoba. (2017). Tarifas para Usuarios Finales a aplicar por la EPEC desde el 01 de Noviembre 2017. Córdoba, Argentina: EPEC. Recuperado de https://web.epec.com.ar/docs/cuadro-tarifario/cond_adicionRG45.pdf
- ENARGAS. (2020). Categorías de Usuarios. Buenos Aires, Argentina: ENARGAS. Recuperado de https://www.enargas.gob.ar/secciones/precios-y-tarifas/categorias-de-usuarios.php

- ENARGAS. (2020). Precios y Tarifas. Buenos Aires, Argentina: ENARGAS. Recuperado de https://www.enargas.gob.ar/secciones/precios-y-tarifas/cuadros-tarifarios.php
- Ente Nacional Regulador del Gas. (2020). Atlas Provincial del Gas. CABA, Argentina: ENARGAS. Recuperado de https://www.enargas.gob.ar/secciones/informacion-geografica/atlas-provincial-del-gas.php
- EPEC. (2015). Córdoba - EPEC. Córdoba, Argentina: Secretaría de Energía. Recuperado de http://www.energia.gob.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3168
- EPEC. (2020). Información Comercial: Requisitos Administrativos. Córdoba, Argentina: EPEC. Recuperado de https://epec.com.ar/informacion-comercial/grandes-clientes/tramites-solicitud_de_servicio-requisitos
- ERSeP. (2016). Régimen Tarifario Único de los Prestadores de Agua Potable y Saneamiento de la Provincia de Córdoba, Córdoba, Argentina: ERSeP.
- Ferro, G. (1999). Evolución del Cuadro Tarifario de Aguas Argentinas: financiamiento de las expansiones en Buenos Aires, Buenos Aires, Argentina: CEER.
- Focus Technology Co. (2020). 60 Ton Electronic Weighbridge Truck Weigh Bridge Scale. China: Made-in-China. Recuperado de https://dgkldhq.en.made-in-china.com/product/ysExuLgUvDkT/China-60-Ton-Electronic-Weighbridge-Truck-Weigh-Bridge-Scale.html
- Fraguío, M. (2019). Bioetanol: Nota al Ing. Manual Ron – Presidente de Bioetanol Rio Cuarto S.A (Bio4)-Maizar. Argentina: Cámara Argentina de Energías Renovables. Recuperado de https://www.cader.org.ar/bioetanol/
- Franco, D. A. (2016). Los costos de la energía. Córdoba, Argentina: UCC. Recuperado de https://www.ucc.edu.ar/noticiasucc/los-costos-de-la-energia/
- Gago, A. y Gianatiempo, J. P. y López, M. (2018). La cadena del maíz en la Argentina: Evolución del cultivo durante la últimas campañas, Argentina: Bolsa de Cereales.
- Guangzhou Jiabao Machinery. (2020). Bucket Elevator Cereal. España: Alibaba. Recuperado de https://spanish.alibaba.com/product-detail/Factory-custom-cvertical-bucket-elevator-cereal-60763786757.html
- Hermida, H. (s.f.) Argentina Eólica. Argentina: Energías Sustentables. Recuperado de http://www.energiasustentables.com.ar/energia%20eolica/argentina.html
- Iglesia, M. (2019). Inflación: tras 15 años arriba del 15%, recién en 2023 el IPC anual bajará a un dígito. Buenos Aires, Argentina: El Cronista. Recuperado de https://www.cronista.com/economiapolitica/Inflacion-tras-15-anos-arriba-del-15-recien-en-2023-el-IPC-anual-bajara-a-un-digito-20190722-0035.html
- InfoLeg. (2020). Ley 11.544. Argentina: Información Legislativa. Recuperado de: http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/60000-64999/63368/texact.htm
- Informativo mensual de biocombustibles y productos relacionados con su elaboración (Abril de 2019). Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca. Argentina. Recuperado de https://www.magyp.gob.ar/sitio/areas/bioenergia/informes/_archivos//000003_Informes%20Biocombustibles%202019/190400_Informe%20biocombustibles%20(Abril%202019).pdf

- IRENA. (2013). Advanced biofuels: ethanol and gasoline replacements. Estados Unidos: CleanLeap. Recuperado de https://cleanleap.com/4-bioethanol/43-advanced-biofuels-ethanol-and-gasoline-replacements
- Jacques, K. y Lyons, T. y Kelsall, D. (2003). The Alcohol Textbook. Nottingham, UK: Nottingham University Press.
- Kim, G., (2018). China Biofuels Annual 2018, Beijing, China: Global Agricultural Information Network.
- Legislatura de la Provincia de Córdoba. (2020). Ingresos Brutos. Argentina. Recuperado de: https://cpcecba.org.ar/media/download/noticias/Proyecto%20Ley%20Impositiva%202020.pdf
- Leyva, M. (2013). Ciclones, Filtración y Sedimentación. Operaciones Unitarias. Recuperado de: https://sites.google.com/site/operacionesunitariasijedys/home/manuel-leiva/unidad-lll
- Liu, H. y Chen, W. (2019). China's ethanol push. Estados Unidos: IHS Markit. Recuperado de https://ihsmarkit.com/research-analysis/china-ethanol-push.html
- Macro Trends (2020). EEUU. https://www.macrotrends.net/2016/10-year-treasury-bond-rate-yield-chart
- Maízar. (2020). Estadísticas. Buenos Aires, Argentina: Maízar. Recuperado de http://www.maizar.org.ar/estadisticas.php
- Maízar. (2020). Estadísticas. Buenos Aires, Argentina: Maízar. Recuperado de http://www.maizar.org.ar/estadisticas.php
- Marco Normativo Ambiental [digital]. (s.f.). Argentina. Recuperado de https://sites.google.com/site/marconormativoambiental/argentina
- Massachiodi, J. (2016). Secado: Tipos de Secadores. Entre Química. Recuperado de: http://la-indu-quimica.blogspot.com/2016/10/secado-tipos-de-secadores.html
- MercadoLibre. (2020). Silo Aéreo 9000kg Para Granos Vea Video Envíos Interior. Argentina: mercadolibre. Recuperado de https://articulo.mercadolibre.com.ar/MLA-782713728-silo-aereo-9000kg-para-granos-vea-video-envios-interior-_JM#position=6&type=item&tracking_id=d5a69bd7-ceb3-4746-ba0b-92106f901ad5
- Midwest Bioenergy [Midwest Bioenergy]. (2015, Marzo 19). Day in the life of a Renewable Identification Number (RIN) [Archivo de vídeo]. Recuperado de https://www.youtube.com/watch?v=lZSqR-7J1g0&t=1841s
- Ministerio Agroindustria. (2018). Se amplió el límite de toneladas para el transporte de cargas. Argentina: AgrofyNews. Recuperado de https://news.agrofy.com.ar/noticia/173219/se-amplio-limite-toneladas-transporte-cargas
- Ministerio de Desarrollo Productivo. (2020). Tarifas. Argentina: Argentina.gob.ar. Recuperado de https://www.argentina.gob.ar/enre/tarifas
- Ministerio de Industria, Comercio, y Minería. (2020). Ingresos Brutos. Argentina. Recuperado de: https://cordobaproduce.cba.gov.ar/3812/acabio-invierte-us-53-m-para-aumentar-la-produccion-de-etanol/

- MPC equipos y maquinarias. (2020). Instrumentación y automatización: Wicom Silo. Venezuela: MPC. Recuperado de https://mpc.com.ve/instrumentacion/automatizacion/
- Myers, J. (2018). Typical Cost for Live Bottom Hoppers. NC, USA: JMS. Recuperado de https://www.jmsequipment.com/Typical-Cost-for-Live-Bottom-Hoppers
- Nieto, C. A. B. y Robledo, J. C. (2012). Relación a largo plazo entre consumo de energía y PIB en América Latina: Una evaluación empírica con datos panel, Medellín, Colombia: Ecos de Economía
- Nuñez, J. (2017). Microplanta para la Producción de Bioetanol Combustible a partir de Lignocelulosas, Venezuela: Universidad Rafael Belloso Chacín
- OCDE/FAO. (2017). OCDE-FAO Perspectivas Agrícolas 2017-2026. Paris, Francia: Éditions OCDE. Recuperado de http://dx.doi.org/10.1787/agr_outlook-2017-es
- Plano de carreteras, pistas y caminos en Argentina [digital]. (2020). Argentina: MapaCarreteras.Org. Recuperado de https://www.mapacarreteras.org/p13-argentina/
- PwC Argentina Research & Knowledge Center. (2011). Análisis Sectorial N°2 Biocombustibles. Santa Fe, Argentina: PwC
- Quaizel, G. (2015). Modifican la fórmula de cálculo del precio de bioetanol. Buenos Aires, Argentina: Noticias Agropecuarias. Recuperado de https://www.noticiasagropecuarias.com/2015/04/07/modifican-la-formula-de-calculo-del-precio-del-etanol/
- Ré, F. (2019). Bioetanol: un proyecto de ley para llevar el corte al 27% y duras críticas a Lopetegui. Buenos Aires, Argentina: Agrovoz Actualidad. Recuperado de http://agrovoz.lavoz.com.ar/actualidad/bioetanol-un-proyecto-de-ley-para-llevar-corte-al-27-y-duras-criticas-a-lopetegui
- Renewable Fuels Association. (2019). 2019 Ethanol Industry Outlook, Washington DC, USA: RFA.
- Renewable Fuels Association. (2019). 2019 Ethanol Industry Outlook, Washington DC, USA: RFA.
- Revista Chacra. (2020). Producción y destino del maíz 2019/20 en Argentina. Argentina: Revista Chacra. Recuperado de https://www.revistachacra.com.ar/nota/32944-produccion-y-destino-del-maiz-2019-20-en-argentina/
- Secretaría de Energía. (2008). Energía: Resolución 1295/2008. Buenos Aires, Argentina: InfoLEG. Recuperado de http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/145000-149999/147291/texact.htm
- Senado y Cámara de Diputados de la Nación Argentina. (1992). ENERGÍA Y COMBUSTIBLE: LEY Nº 15.336. Buenos Aires, Argentina: InfoLEG. Recuperado de http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/25000-29999/28195/norma.htm
- Senado y Cámara de Diputados de la Nación Argentina. (1992). LEY Nº 24.065: RÉGIMEN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA. Buenos Aires, Argentina: InfoLEG. Recuperado de http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/0-4999/464/norma.htm
- Senado y Cámara de Diputados de la Nación Argentina. (1992). LEY Nº 24.076: GAS NATURAL. Buenos Aires, Argentina: InfoLEG. Recuperado de http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/0-4999/475/norma.htm

• Senado y Cámara de Diputados de la Nación Argentina. (1998). Ley 12.257: Código de Aguas. Buenos Aires, Argentina. Recuperado de https://normas.gba.gob.ar/documentos/xbROJHGx.html
• Senado y Cámara de Diputados de la Nación Argentina. (2006). Biocombustibles: Ley 26.093. Buenos Aires, Argentina: InfoLEG. Recuperado de http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/115000-119999/116299/norma.htm
• Stolz. (2020). Catálogo. España: Stolz. Recuperado de: http://www.stolzsa.com/catalogos
• Storti, L., (2019). INFORMES DE CADENAS DE VALOR Cereales: Maíz - Febrero 2019, Buenos Aires, Argentina: Ministerio de Hacienda
• Storti, L., (2019). INFORMES DE CADENAS DE VALOR Cereales: Maíz - Febrero 2019, Buenos Aires, Argentina: Ministerio de Hacienda.
• Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles. (2019). Disposición 81/2019. Buenos Aires, Argentina: InfoLEG. Recuperado de http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/320000-324999/323765/norma.htm
• Tambornini, E. (2018). Apenas cinco empresas concentran la mitad del negocio de exportación de maíz pisingallo argentino. Argentina: ValorSoja. Recuperado de https://www.valorsoja.com/2018/09/24/apenas-cinco-empresas-concentran-la-mitad-del-negocio-de-exportacion-de-maiz-pisingallo-argentino/
• Tavieres, R. (2020). Argentina, Corporate - Other taxes. Argentina: PwC. Recuperado de https://taxsummaries.pwc.com/argentina/corporate/other-taxes
• Tecnología de la Información Dir. Nac. de Información Energética. (2020). Información Geográfica: Energía. Argentina: Secretaría de Energía. Recuperado de https://sig.se.gob.ar/visor/visorsig.php
• Unión Europea. (2020). 2020 Climate & Energy Package. EU climate action. Recuperado de https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020_en#tab-0-1
• Velasquéz Gordon, M. (2019). Manual de Prácticas y Guías Pedagógicas para la Unidad de Evaporación de Efecto Simple y de Doble Efecto Instalada en el Salón Q115 de la Escuela de Química de la Unidad Tecnológica de Pereira, Colombia: Universidad Tecnológica de Pereira.
• Vergagni, G. A., (2004). La Industria del Etanol a partir del Maíz. ¿Es Factible su Desarrollo en la Argentina?, Buenos Aires, Argentina: Maizar, y V&A Desarrollos Empresarios.
• Xiong, W. y Chen, L. y Liu, F. y Xu, B. (2014). Multiple Model Identification for a High Purity Distillation Column Process Based on EM Algorithm, China: Hindawi Publishing Corporation.
• Waisman, T. y Cortinovis, B. (2015). *Casebook Trama, Club de Consultoria*, Buenos Aires, Argentina: Trama.