



COLEGIO DE POSTGRADUADOS

INSTITUCIÓN DE ENSEÑANZA E INVESTIGACIÓN EN CIENCIAS AGRÍCOLAS

CAMPUS MONTECILLO

**POSTGRADO DE SOCIOECONOMÍA, ESTADÍSTICA E INFORMÁTICA
ECONOMÍA**

“EVALUACIÓN ECONÓMICA CON OPCIONES REALES: BIOREFINERÍA DE ETANOL COMBUSTIBLE DE SEGUNDA GENERACIÓN EN VERACRUZ, MÉXICO”

MIGUEL ANGEL CISNEROS LÓPEZ

T E S I S

PRESENTADA COMO REQUISITO PARCIAL

PARA OBTENER EL GRADO DE:

DOCTOR EN CIENCIAS

MONTECILLO, TEXCOCO, EDO. DE MÉXICO

2016

La presente tesis titulada: “*Evaluación económica con opciones reales: biorefinería de etanol combustible de segunda generación en Veracruz, México*”, realizada por el alumno: **Miguel Angel Cisneros López** bajo la dirección del Consejo Particular indicado, ha sido aprobada por el mismo y aceptada como requisito parcial para obtener el grado de:

**DOCTOR EN CIENCIAS
SOCIOECONOMÍA ESTADÍSTICA E INFORMÁTICA
ECONOMÍA**

CONSEJERO

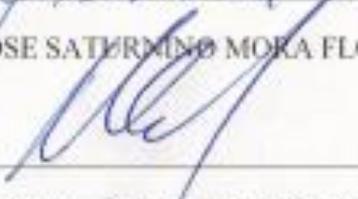
CONSEJO PARTICULAR


DR. JOSÉ ALBERTO GARCÍA SALAZAR

ASESOR


DR. JOSÉ SATURNINO MORA FLORES

ASESOR


DR. MIGUEL ÁNGEL MARTÍNEZ DAMIÁN

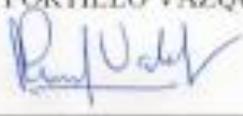
ASESOR


DR. ROBERTO CARLOS GARCÍA SÁNCHEZ

ASESOR


DR. MARCOS PORTILLO VÁZQUEZ

ASESOR


DR. JOSÉ RENÉ VALDEZ LAZALDE

Montecillo, Texcoco, Estado de México, noviembre de 2016

RESUMEN

“EVALUACIÓN ECONÓMICA CON OPCIONES REALES: BIOREFINERÍA DE ETANOL COMBUSTIBLE DE SEGUNDA GENERACION EN VERACRUZ, MÉXICO”

La producción de etanol combustible de primera generación en México podría traer inconvenientes, pues algunas materias primas provendrían de cultivos alimenticios como maíz (*Zea mays*) y caña de azúcar (*Saccharum officinarum L.*), lo que provocaría inestabilidad de precios y desabasto en el mercado. El etanol combustible de segunda generación, que se puede fabricar de desperdicios agrícolas, sería una buena solución para tener combustibles menos contaminantes de manera sustentable. El objetivo de este estudio fue evaluar la factibilidad económica, con opciones reales, de una biorefinería que se supone estaría ubicada junto al Ingenio San Cristóbal en Veracruz, para producir etanol combustible de segunda generación a partir de desperdicios de caña de azúcar. Se estimó que la biorefinería tendría una capacidad anual de producción de 143 millones de litros y una inversión total del proyecto en el orden de 307 millones de dólares. Se empleó la opción real de abandono del proyecto, para 5,10, 15, 20 y 25 años y se hizo la evaluación tradicional para 30 años. Los resultados indican que hasta el año 20 la biorefinería tendría un VAN positivo de 9.253 millones de dólares, y para el año 30 un VAN de 55.486 millones de dólares. Además, se pudo observar que un cambio en el precio del etanol sería la variable que más afectaría la rentabilidad de una biorefinería de este tipo.

Palabras clave: bioetanol combustible de segunda generación, biorefinería, desperdicios de caña de azúcar, evaluación económica, opciones reales.

ABSTRACT

ECONOMIC EVALUATION WITH REAL OPTIONS: SECOND GENERATION FUEL ETHANOL BIOREFINERY IN VERACRUZ, MEXICO

The production of first-generation fuel ethanol in Mexico could bring problems, because some raw materials come from food crops such as corn (*Zea mays*) and sugar cane (*Saccharum officinarum L.*), causing shortages and price volatility in the market. The second-generation fuel ethanol, produced from agricultural wastes, would be a good solution to have cleaner fuels sustainably. The aim of this study was to evaluate the economic feasibility, with real options, a biorefinery that is supposed to be located next to the San Cristóbal Sugar Mill in Veracruz, to produce second-generation fuel ethanol from waste sugar cane. It is estimated that the refinery would have an annual production capacity of 143 million liters and a total investment in the order of US\$ 307 million. The real option of abandoning the project was used for 5,10, 15, 20 and 25 years and became the traditional valuation for 30 years. The results indicate that until 20 years the biorefinery would have a positive NPV, US\$ 9.253 million, and for the year 30 a NPV of US\$ 55.486 million. In addition, it was observed that a change in the price of ethanol would be the variable that most affect the profitability of a biorefinery of this type.

Keywords: second-generation fuel ethanol, biorefinery, sugar cane waste, economic evaluation, real options.

DEDICATORIA

A mis Padres, Juan Cisneros Díaz (†) y María del Refugio López López. Por ser yo fruto de su amor y brindarme la oportunidad de vivir.

A mi Papa, ex alumno de esta institución de enseñanza e investigación, pues su fe y trabajo incansable están rindiendo frutos, pues gracias a ello estoy llegando a donde alguna vez quiso que llegara, yo soy parte de esos sueños que alguna vez tuvo.

A mi Mama, una mención especial, pues sin duda, por su apoyo y cariño incondicional me han ayudado a lograr tan deseada meta.

A mi esposa Norma, que con su apoyo, aliento y motivación me ha acompañado desde el inicio de mi vida profesional y educación de postgrado, en las buenas y en las malas.

A mi hijas, Julieta y Viviana, que son el motor de mi vida, y una razón muy poderosa para superarme y alcanzar logros trascendentes.

A mi hermana, María Eugenia Cisneros López, por su apoyo incondicional, sabios consejos y palabras de aliento me han ayudado a terminar el doctorado.

A mi suegra, Silvia, que para mí ha sido como una segunda madre, por su apoyo incondicional, contribuyendo de manera importante a que alcance el grado de doctor.

AGRADECIMIENTOS

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT), por el apoyo económico brindado para la realización de mis estudios de Postgrado.

Al Colegio de Postgraduados, por darme la oportunidad de continuar con mi formación académica, con ello ayudarme a mi superación profesional.

Al Dr. José Alberto García Salazar, quien desde un inicio brindo total confianza y apoyo en mi proceso de formación y desarrollo del proyecto de investigación, dando la mejor guía que pudiera tener, reflejada en la culminación del presente trabajo.

Al Dr. José Saturnino Mora Flores, por sus atinados comentarios y orientación con el presente trabajo y por el conocimiento adquirido en sus cursos.

Al Dr. Miguel Ángel Martínez Damián, por sus comentarios muy puntuales y destacados desde el inicio de la investigación hasta su culminación.

Al Dr. Roberto Carlos García Sánchez, por contribuir en su valiosa revisión del presente y sus atinados comentarios.

Al Dr. Marcos Portillo Vázquez, por sus comentarios y entusiasmo al revisar y recomendar cambios durante el desarrollo de la investigación.

Al Dr. José René Valdez Lazalde, por sus atinados comentarios que sin duda contribuyeron de manera importante al término de la investigación.

ÍNDICE	Página
CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN	1
1.1 Antecedentes	1
1.2 Planteamiento del problema	2
1.3 Objetivo general	3
1.3.1 Objetivos específicos	4
1.4 Hipótesis	4
1.5. Metodología	4
1.6 Revisión de literatura	5
1.6.1 Biocombustibles	5
1.6.2 Etanol de primera generación (1G)	6
1.6.3 Etanol de segunda generación (2G)	7
1.6.3.1 Programas de apoyo	8
1.6.3.1.1 Otros países	8
1.6.3.1.2 México	10
1.6.3.2 Estudios de proyectos de inversión	10
1.6.3.3 Potencial de desperdicios agrícolas en México	15
 CAPÍTULO II. SITUACIÓN DE MERCADO DE CAÑA DE AZÚCAR Y ETANOL	 17
2.1 Caña de Azúcar	17
2.1.1 Mercado internacional	17
2.1.2 Mercado nacional, estatal y área de estudio	21
2.2 Etanol combustible	24
2.2.1 Mercado internacional	24
2.2.2 Mercado nacional	26
 CAPÍTULO III. METODOLOGÍA	 29
3.1 Marco teórico	29
3.1.2 Evaluación tradicional	29
3.1.3 Evaluación con opciones reales	32
3.2 Metodología empleada en la investigación	37

3.2.1 Evaluación tradicional	37
3.2.2 Evaluación con opciones reales	42
CAPÍTULO IV. ASPECTOS DEL PROYECTO	44
4.1 Aspectos organizativos	44
4.1.1 Estructura orgánica	44
4.1.2 Figura asociativa propuesta	44
4.2 Estudio de mercado del etanol	45
4.2.1 Producción de etanol	45
4.2.2 Demanda de etanol	45
4.2.3 Precios del etanol	45
4.2.4 Beneficios de usar etanol	45
4.2.5 Productos sustitutos	47
4.2.6 Normas de calidad	47
4.3 Prácticas comerciales	47
4.3.1 Contratos de compra	47
4.3.2 Formas de pago	49
4.3.3 Tiempos de entrega	49
4.3.4 Transporte para la distribución de etanol	49
4.3.5 Seguros y garantías	49
4.4 Estudió técnico	50
4.4.1 Localización de la biorefinería	50
4.4.2 Tamaño de la biorefinería	51
4.4.3 Proceso productivo de la biorefinería	51
4.4.4 Condiciones de operación de la biorefinería	51
4.4.5 Programa de abasto de materia prima	53
4.4.6 Subproductos del etanol 2G	53
4.4.7 Rendimiento biomasa-etanol	53
4.4.8 Programa de producción	53

CAPÍTULO V. ESTUDIO FINANCIERO	56
5.1 Inversión total del proyecto	56
5.2. Depreciación	56
5.3 Fuentes de financiamiento	56
5.4 Ingresos	56
5.5 Egresos	58
5.5.1 Costo de materia prima	58
5.5.2 Costo variable unitario de producción	59
5.5.3 Costo fijo unitario de producción	59
5.6 Flujos de efectivo descontado	60
 CAPÍTULO VI. EVALUACIÓN ECONÓMICA	 62
6.1 Evaluación tradicional	62
6.1.1 VAN, TIR, B/C	62
6.1.2 Análisis de sensibilidad	63
6.2 Evaluación con opciones reales	66
 CAPÍTULO VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	 73
7.1 Conclusiones	73
7.2 Recomendaciones	75
 LITERTURA CITADA	 76
 ANEXOS	 82
Anexo 1. Producción de caña de azúcar por ingenio en zafra 2013-2014	82
Anexo 2. Potencial etanol combustible 2G de biomasa cañera en México	84
Anexo 3. Inversión de maquinaria para proceso y de soporte en biorefinería	85
Anexo 4. Precio etanol combustible en Nebraska, 2014	86
Anexo 5. Costo variable unitario de producción detallado la biorefinería	87
Anexo 6. Costo fijo unitario de producción detallado de la biorefinería	88
Anexo 7. Corrida financiera de la biorefinería	89

INDÍCE DE CUADROS

Página

Cuadro 1. Incentivos para los biocombustibles en México, 2015	10
Cuadro 2. Condiciones de operación de biorefinería reportada en NREL (2011)	12
Cuadro 3. Condiciones de operación de biorefinería reportada en Seabra <i>et al.</i> (2013)	13
Cuadro 4. Parámetros de evaluación en biorefinería de etanol en México, 2006	14
Cuadro 5. Costos estimados de etanol 2G en México, 2010	15
Cuadro 6. Potencial de desperdicios agrícolas importantes en México, 2012	16
Cuadro 7. Producción de caña de azúcar zafra 2013-2014 en México	21
Cuadro 8. Principales ingenios azucareros zafra 2013-2014 en México,	22
Cuadro 9. Municipios que abastecieron de caña al Ingenio San Cristóbal, 2013-2014	23
Cuadro 10. Importaciones de etanol combustible por PEMEX	27
Cuadro 11. Factores de escala de maquinaria de proceso de biorefinería 2G	37
Cuadro 12. Normas de calidad de etanol combustible en PEMEX	48
Cuadro 13. Biomasa potencial de ser aprovechada en la biorefinería	51
Cuadro 14. Parámetros de operación de la biorefinería	52
Cuadro 15. Programa de abasto de biomasa cañera a la biorefinería	54
Cuadro. 16. Programa producción de la biorefinería	55
Cuadro 17. Inversión total del proyecto (ITP)	57
Cuadro 18. Precio de etanol combustible de referencia	58
Cuadro 19. Costo de biomasa cañera en Ingenio San Cristóbal	58
Cuadro 20. Costo variable unitario de la biorefinería	59
Cuadro 21. Costo fijo unitario de la biorefinería	60
Cuadro 22. Parámetros empleados en cálculo de flujo de efectivo descontado	61
Cuadro 23. Primer análisis de sensibilidad de la biorefinería	64
Cuadro 24. Segundo análisis de sensibilidad de la biorefinería	65
Cuadro 25. Desviación estándar de tasa movimiento precio etanol combustible	66
Cuadro 26. Árboles de activo subyacente para las opciones de abandono	70
Cuadro 27. Árboles de valor presente de opción real	71
Cuadro 28. Resumen de la evaluación económica de biorefinería	72

ÍNDICE DE FIGURAS

Página

Figura 1. Evolución de la temperatura y concentración de CO ₂ en la tierra	1
Figura 2. Principales países generadores de CO ₂ en 2012	2
Figura 3. Rutas de conversión de biocombustibles de 2da. Generación	6
Figura 4. Producción mundial de caña de azúcar en 2014, cifras en Mton	17
Figura 5. Principales países exportadores de azúcar en 2014	18
Figura 6. Principales países importadores de azúcar en 2014	18
Figura 7. Tendencia de precios internacionales del azúcar, spot de New York	19
Figura 8. Tendencia Precios Medios Rurales de la Caña de Azúcar	23
Figura 9. Producción mundial de etanol combustible en 2015, cifras Mlt	24
Figura 10. Exportaciones de etanol combustible de Estados Unidos, 2014	25
Figura 11. Exportaciones de Etanol combustible de Brasil, 2014	25
Figura 12. Estimaciones de los precios de referencia de bioetanol combustible	26
Figura 13. Tendencia de demanda y oferta de gasolina en México	28
Figura 14. Árbol del activo subyacente	33
Figura 15. Árbol para obtener valor de opción real	33
Figura 16. Organigrama de biorefinería	44
Figura 17. Precios de etanol importado puestos en Veracruz, México	46
Figura 18. Ubicación de Ingenio San Cristóbal en Estado de Veracruz	49
Figura 19. Distribución de áreas productivas y de soporte en la biorefinería	52
Figura 20. Variación del VAN antes cambios de variables críticas	64
Figura 21. Variación del VAN antes cambios de los precios del etanol	65

CAPÍTULO I.

INTRODUCCIÓN

1.1 Antecedentes

Durante el último siglo la temperatura anual promedio mundial aumentó en 0.7 °C, y se espera que aumente aún más, en el rango de 0.8 a 2.6 °C para el año 2050. Se ha observado una disminución de los glaciares y hielo marino. Los huracanes son de mayor magnitud y frecuencia. Estos fenómenos son asociados al calentamiento global y pueden llegar a tener serias implicaciones en los ecosistemas de la Tierra. Esto se debe en gran medida a las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) (Leduc, 2009).

Los principales GEI son el dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), hidrofluorocarbonos (HFC), perfluorocarbonos (PFC) y hexafluoruro de azufre (SF₆). De todos los GEI el CO₂ representaron el 83 % de las emisiones de gases de efecto invernadero (EEA, 2008).

La concentración de CO₂ en la atmósfera se ha incrementado drásticamente en las últimas décadas; por ejemplo, al comienzo de la revolución industrial (1790), los niveles que se tenían eran de 290 partes por millón (ppm) y en la actualidad tenemos que los niveles andan cercanos a los 400 ppm de acuerdo a Leduc (2009), y con una tendencia creciente (Figura 1).

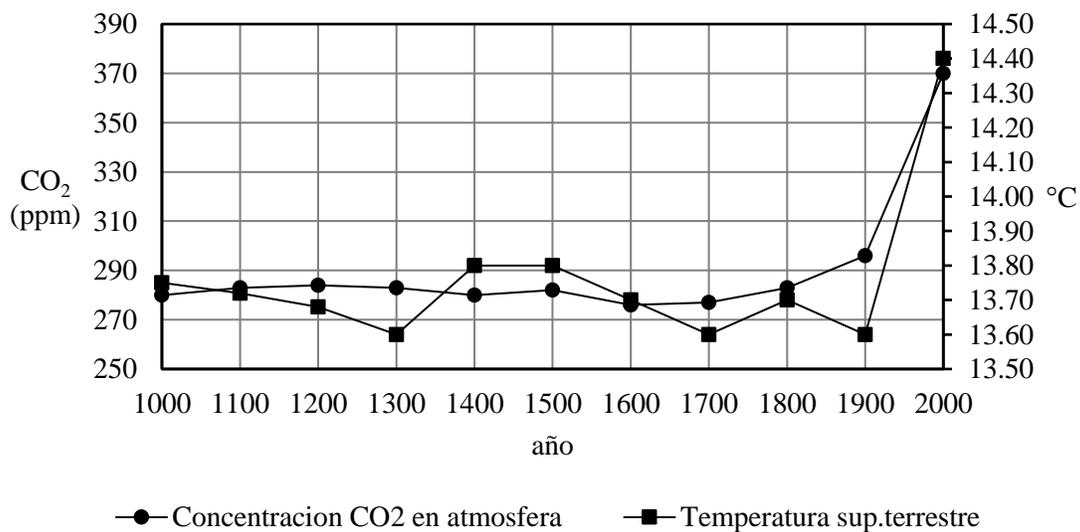


Figura 1. Evolución de la temperatura y concentración de CO₂ en la tierra.

Fuente: Elaboración propia con datos de Johnston (2013).

En 2012 las emisiones totales anuales de CO₂ a nivel mundial las encabezó China, seguido de Estados Unidos y en tercer lugar la India. México se encuentra también dentro de los países más contaminantes de acuerdo a IEA (2014), ver Figura 2.

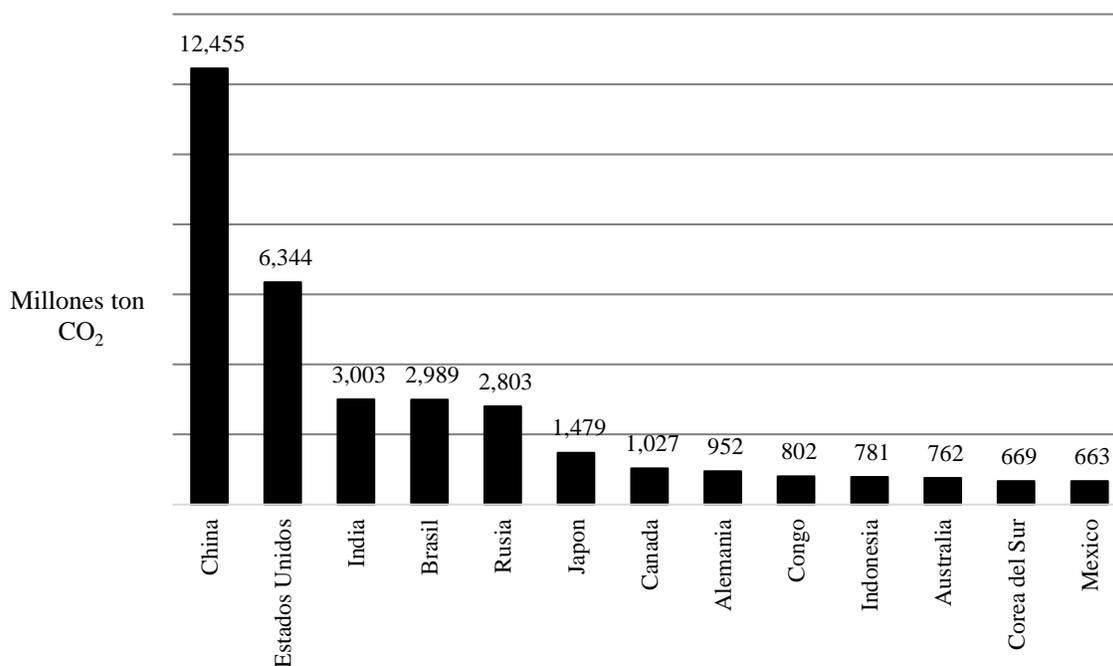


Figura 2. Principales países generadores de CO₂ en 2012.

Fuente: Elaboración propia con datos de IEA (2014).

A nivel mundial dos actividades generadas por el hombre, generación de energía (eléctrica-térmica) y el transporte, produjeron casi dos tercios de las emisiones globales de CO₂. Mientras la generación de energía, proviene de muchas fuentes, el sector del transporte depende casi exclusivamente de combustibles fósiles en un 97 % (IEA, 2014).

1.2 Planteamiento del problema

En México, la caña de azúcar es el cultivo que más se produce en volumen y el país es exportador de azúcar; en la zafra 2013-2014 se produjeron más de 54 millones de toneladas de caña de azúcar (CONADESUCA, 2015). Para su cosecha, en general, se maneja el sistema de caña quemada, corte manual y alce mecanizado, que implica quemar el cañaveral maduro para facilitar la cosecha y semanas después de la primera quema, una segunda (requema) elimina las puntas de caña que se dejaron en campo. Esta práctica impide la reincorporación

de la materia orgánica al suelo y degrada las propiedades físicas y químicas, por lo que este manejo no es sustentable a largo plazo de acuerdo a Salgado *et al.* (2013), además de que se deja de aprovechar un volumen de biomasa importante que pudiera servir como materia prima para producir etanol de segunda generación, como ya se viene aprovechando en Brasil (IEA, 2010).

En México se tiene un problema con la producción nacional de gasolina, pues no se alcanza a cubrir la demanda nacional, que para el año 2014, representaba un volumen de 45 mil millones de litros aproximadamente, esto ocasiona que se tengan que importar un volumen importante de este combustible, que para ese año fue de 25 mil millones de litros, la producción de biocombustibles podría revertir de alguna manera esta situación. Además de favorecer el medio ambiente pues emiten menos GEI que las gasolinas convencionales (SENER, 2014).

Es una realidad, que las actividades económicas se han vuelto cada vez más inciertas y riesgosas, en el caso de la producción de biocombustibles, la cual es una industria que está naciendo, por tanto, cualquier inversión de gran cuantía puede representar un riesgo.

Uno de los instrumentos que pudieran ayudar en la administración del riesgo a la hora de evaluar inversiones serían las opciones reales, cuya metodología está basada en la teoría de opciones financieras, la cual evalúa económicamente las decisiones que pudiera enfrentar un gerente, las cuales podrían ser: diferir o posponer un proyecto, ampliar operaciones, reducir operaciones, abandonar operaciones, seguir operaciones, cambiar de producto, etc., Brambila (2013). En el cálculo del valor de cada opción, se pueden emplear arboles de decisión, ecuaciones diferenciales (Black-Scholes), y Simulación de Montecarlo, Mun (2002).

1.3 Objetivo general

Considerando la importancia del problema anterior, la presente investigación tiene como objetivo realizar una evaluación económica, para el establecimiento de una posible biorefinería de etanol combustible de segunda generación, a partir de desperdicios generados en campo cañero e ingenio azucarero, empleando un enfoque tradicional y otro de opciones reales. Lo cual podría servir de base para generar políticas públicas que fomenten la operación de este tipo de biorefinerías de manera rentable en México.

1.3.1 Objetivos específicos

- a) Estimar la demanda, la oferta y precios de etanol de segunda generación en México.
- b) Definir los aspectos técnicos y organizativos que tendría una biorefinería de etanol que aprovecharía los desperdicios (puntas y hojas) generados en el campo cañero (una vez cosechado), del cual se abastece de caña el ingenio azucarero más grande de México. Así como del bagazo que se genera en dicha factoría y que no se aprovecha.
- c) Cuantificar la inversión total del proyecto requerida, para iniciar operaciones de la biorefinería de etanol planteada en el inciso b), así como los costos unitarios que tendría su operación.
- d) Hacer una evaluación económica de la biorefinería de etanol con las características planteadas en el inciso b), para determinar su viabilidad, empleando un enfoque tradicional y otro de opciones reales.

1.4 Hipótesis

Se tiene como hipótesis que una biorefinería de etanol combustible de segunda generación, que se abastece de los residuos biomásicos generados durante la cosecha en campo cañero y en ingenio azucarero, es factible en México, y que las variables que más podrían afectar su rentabilidad ante algún cambio de condiciones de mercado, operativas o financieras serían el precio de venta del etanol, el tamaño de la biorefinería, el rendimiento de la biomasa para obtener etanol, el monto de inversión con que será financiado el proyecto (%), la tasa de descuento y la tasa de préstamo bancario.

1.5 Metodología

Para lograr los objetivos propuestos y probar la hipótesis planteada se utilizó la metodología tradicional de evaluación de proyectos y la conocida como opciones reales.

La evaluación tradicional está basada en la desarrollada por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL) de Estados Unidos, la cual está enfocada en la evaluación económica de biorefinerías de etanol combustible de segunda generación (NREL, 2011) y complementada con Baca (2010). La evaluación consistirá de 4 apartados principales: estudio de mercado, estudio técnico, estudio económico y evaluación económica.

El estudio de mercado consta de la determinación de la demanda y oferta nacional de caña de azúcar y de etanol combustible, aspectos de precios y de comercialización; así como el potencial de biocombustible de etanol 2G a partir de biomasa cañera.

El estudio técnico contempla diferentes actividades, como la determinación del tamaño de la planta, la ubicación de la planta, la distribución de la maquinaria y equipo requeridos para la producción, la materia primara requerida, y aspectos organizativos.

El estudio económico incluye aspectos como la cuantificación de la inversión requerida en maquinaria, el equipo, las instalaciones de producción y obras civiles, el cálculo de la depreciación y amortización de las inversiones, la determinación de los costos, y capital de trabajo.

La evaluación económica utilizó el método de flujo de efectivo descontado y empleó indicadores de rentabilidad tradicionales como el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Rendimiento (TIR) y la relación Beneficio Costo (B/C). Además, se llevó a cabo un análisis de sensibilidad para evaluar cómo se comporta el VAN, ante la variación de algunas variables importantes de mercado (precio de venta), técnicas (tamaño de biorefinería, rendimiento de materia prima) y financieras (tasa de descuento, tasa de interés bancario, nivel de endeudamiento).

Se utilizaron los arboles binomiales y se evaluó la opción real de abandono para: 5, 10, 15, 20 y 25 años.

1.6 Revisión de literatura

1.6.1 Biocombustibles

Los biocombustibles son combustibles líquidos o gaseosos de origen biológico, obtenidos de manera renovable a partir de diferentes fuentes (animal o vegetal). Los más comunes son el bioetanol, el biodiesel y el biogás (Mohrn y Raman, 2013).

Los biocombustibles líquidos generalmente se utilizan en el transporte, mezclados con combustibles fósiles. Los obtenidos a partir de cultivos agrícolas, como el maíz (grano), caña de azúcar (jugo) y sorgo (grano), se suelen denominar biocombustibles de primera generación (1G). Los obtenidos a partir de residuos agrícolas, agroindustriales o forestales, se les denomina biocombustibles de segunda generación (2G) (Mohrn y Raman, 2013). Los

biocombustibles de 2G presentan diferentes rutas en sus procesos de conversión, los más representativos se muestran en Figura 3.

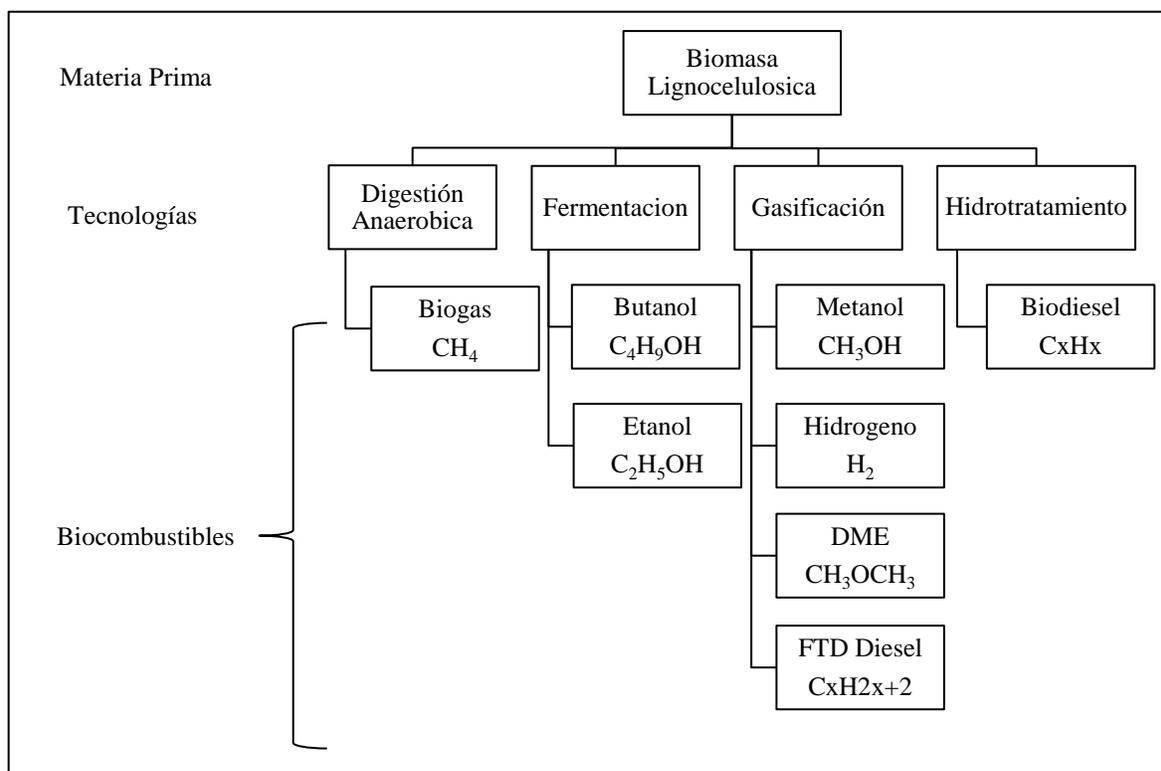


Figura 3. Rutas de conversión de biocombustibles de 2da. Generación.

Fuente: Leduc (2009).

1.6.2 Etanol de primera generación (1G).

Es conocido como etanol o etanol anhidro, uno de los biocombustibles más utilizado para el transporte, el cual es producido a partir de la fermentación de los azúcares que se obtienen del almidón, la sacarosa y la celulosa de cultivos agrícolas (Delgado, 2014). En la producción de etanol de primera generación se utiliza el maíz, la caña de azúcar, la remolacha azucarera, y el sorgo grano (SENER, 2006).

El proceso de producción que se emplea para la obtención de este tipo de etanol consta de las siguientes etapas: pretratamiento de materia prima (acción mecánica y térmica), hidrólisis enzimática, fermentación y destilación (IEA, 2008). Los costos de producción van de 0.40 a 0.80 dólares por litro de etanol y el costo de la materia prima representa de 40 % a 75 % del costo total de producción (IEA, 2008; SENNER, 2006). El monto de inversión de una

biorefinería de etanol 1G va de 20 a 90 millones de dólares, en función de la capacidad de producción, el cultivo a procesar y la tecnología a emplear (SENER, 2006).

Actualmente, el mayor productor de este tipo de etanol es Estados Unidos, con una producción de 56 mil millones de litros al año, seguido por Brasil con 27 mil millones reportados en 2014 (RFA, 2015).

De acuerdo a Delgado (2014) y Leduc (2012), la generación de estos biocombustibles que proviene de la explotación de cultivos agrícolas puede traer algunas inconvenientes como los siguientes:

- a) Aumento de precios en cultivos agrícolas. Actualmente, las materias primas más importantes para producir etanol son los cultivos de maíz y de caña de azúcar, los cuales han venido aumentando sus precios, pues su demanda ha aumentado, pues además de servir a la industria del etanol lo hacen para la industria alimentaria.
- b) Desabasto de alimentos. Al utilizar cultivos agrícolas comestibles (como el maíz, caña de azúcar, remolacha azucarera, trigo), los cuales se requieren en grandes volúmenes, para producir etanol, puede llegar a provocar desabasto en la cadena alimenticia.
- c) Deforestación y biodiversidad. El cambio de uso de suelo en terrenos forestales para establecer cultivos que se dediquen como materia prima para producir etanol puede provocar deforestación y un efecto potencial negativo por la disminución de la biodiversidad.
- d) Compiten por el agua. En algunas regiones con escasas de agua, en donde se tienen cultivos dedicados al 100 % para producir etanol, compiten por el uso del vital líquido.

1.6.3 Etanol de Segunda Generación (2G).

Es conocido como etanol 2G, o etanol celulósico, el cual es producido a partir de materiales biomásicos o lignocelulósicos, principalmente de residuos agrícolas, agroindustriales y forestales; por ejemplo, rastrojos de maíz y bagazo de caña de azúcar (IEA, 2010).

El proceso que más se emplea para la obtención de etanol celulósico, es el bioquímico con hidrólisis acida, el cual sigue las siguientes etapas: pretratamiento de la biomasa

(tratamiento termo-mecánico), hidrólisis acida y enzimática, obtención de solución azucarada fermentable, fermentación y destilación, (NREL, 2011).

El monto de inversión de una biorefinería de etanol 2G de tamaño mediano va 150 millones a 300 millones de dólares, en función de la capacidad de producción, la biomasa a procesar y la tecnología a emplear (IEA, 2008).

El etanol celulósico es un combustible renovable, sustentable y su mercado pronto estará en expansión a nivel mundial, ya que cuenta con numerosas ventajas (IEA, 2010; Delgado, 2014; DOE, 2015). Este presenta las siguientes características:

- a) Sustentabilidad. La biomasa lignocelulósica no compite con el mercado alimentario, y se encuentra presente, en gran cuantía, en las actividades agrícolas y forestales.
- b) Amigables con el ambiente. Comparado con la gasolina puede llegar a reducir más del 80% de los GEI, tomando como referencia el “ciclo de vida” completo del combustible, desde su producción hasta su uso, en el caso de etanol 1G esta reducción es apenas de 20 %.
- c) Buen desempeño. El etanol cuenta con un alto poder de octanaje (114) el cual se puede emplear como aditivo de las gasolinas, las cuales tienen un menor nivel de octanaje (84). Además, supera a los aditivos más comunes que se mezclan con las gasolinas, como el TAME (104) y MTBE (110).

1.6.3.1 Programas de apoyo.

1.6.3.1.1 Otros países.

Estados Unidos

El Departamento de Agricultura de los Estados Unidos (USDA) y el Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE), apoyan con diferentes programas los proyectos relacionados con biocombustibles y bioenergía, incluyendo provisiones específicas para desarrollar la producción de biocombustibles 2G, el monto total oscila los 1,000 millones de dólares. También se incluyen créditos fiscales de 0.27 dólares por litro, garantías de crédito para biorefinerías y fondos para el aprovechamiento de residuos lignocelulósicos (IEA, 2010).

Canadá

Existe un programa (Sustainable Development Technology Canadá, SDTC) el cual aporta un fondo de 430 millones de dólares para investigación y desarrollo de combustibles de nueva generación o celulósicos (IEA, 2010).

Comunidad Económica Europea

Existe un fondo, conocido como Séptimo Programa Marco de Investigación de la Comisión Europea (Seventh Research Framework Programme of the European Commission, FP7), el cual financia la investigación y desarrollo de biocombustibles 2G, el monto se estima en unos 2.5 mil millones de dólares (IEA, 2010).

Brasil

En la década de los setenta se estableció el primer programa a nivel mundial para el desarrollo del etanol combustible, conocido como Programa Nacional de Alcohol (PROALCOOL), el cual estableció apoyos económicos y políticas obligatorias de mezcla de gasolina-etanol, lo cual ayudó a desarrollar el mercado de etanol de 1G, teniendo como materia prima base el jugo de la caña de azúcar (Delgado, 2014).

En 2011 el Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social (BNDES) y la agencia de Innovación Brasileña (FINEP) lanzaron el plan conocido como Innovación Tecnológica e Industrial de las Industrias de Energía y Química basadas en la Caña de Azúcar (PAISS), el cual estaba dirigido hacia organizaciones que desearan invertir en investigación y desarrollo de etanol 2G (UNCTAD, 2016).

El Programa PAISS ha jugado un rol importante en la construcción de una planta piloto y dos plantas comerciales de etanol 2G, una de ellas tiene una capacidad de 140 millones de litros anuales. Dicho programa otorgo US\$ 570 millones en 2015, el cual ha beneficiado a 35 proyectos (UNCTAD, 2016).

China

Este país ha otorgado incentivos a productores de biocombustibles 2G, en forma de subsidios directos, exención de impuestos, préstamos con tasas de interés reducidas, y políticas obligatorias de mezclas de gasolina-etanol para garantizar su demanda. Por ejemplo, en 2006 por concepto de subsidios se otorgaron 155 millones de dólares, en 2010 135 millones de dólares y para el año 2020 se estima un monto de 615 millones de dólares (IISD, 2008).

1.6.3.1.2 México.

No existe un programa específico para etanol 2G, solo uno general para los biocombustibles, la dependencia encargada de establecer dicho programa de apoyo es la Secretaría de Agricultura, Ganadería, Desarrollo Rural, Pesca y Alimentación (SAGARPA), y a través de la Dirección General de Fibras Naturales y Biocombustibles se administran dichos apoyos, dicha dirección público en 2015 las reglas de operación (Cuadro 1).

Las instancias ejecutoras de los apoyos podrán ser: el Fidecomiso de Riesgo Compartido (FIRCO); el Fidecomiso Instituido en Relación con la Agricultura (FIRA) y la Financiera Nacional de Desarrollo Agropecuario, Rural, Forestal y Pesquero (FND) (SAGARPA, 2015).

Cuadro 1. Incentivos para los biocombustibles en México, 2015.

Concepto	Montos máximos
Establecimiento de semilleros y/o cultivos comerciales para la producción de insumos para biocombustibles.	Hasta 30% del costo del paquete tecnológico, y hasta un máximo de \$5,000,000.00 (cinco millones de pesos 00/100 M.N.) por proyecto.
Incentivo a proyectos integrales de bioenergéticos (incluyendo plantas de producción).	Para proyectos integrales, hasta 50% del proyecto, y hasta un máximo de \$20,000,000.00 (veinte millones de pesos 00/100 M.N.) por proyecto.

Fuente: SAGARPA (2015).

1.6.3.2 Estudios de proyectos de inversión

De acuerdo a Behrens y Hawranek (1991), la evaluación de proyectos con inversiones grandes presenta el problema de que es difícil de precisar a detalle los montos de inversión y sus costos; es por esta razón que el nivel de estudios de factibilidad económica, se hacen estimados generales y no detallados de acuerdo a proyectos similares ya evaluados.

En el caso de la evaluación económica de biorefinerías de etanol combustible de 2G, se emplean estimados aproximados para calcular los conceptos unitarios de inversión y de costos, como se pudo observar en estudios extensos, tal es el caso de Leduc (2009), Seabra

et al. (2010) y NREL (2011), y en muchos otros, tan solo se presentan los valores finales sin explicar su cálculo, en montos de inversión, costos unitarios de producción, precios de etanol, e indicadores de rentabilidad. Por ejemplo, Dias *et al.* (2013) realizaron una evaluación técnico-económica de una biorefinería, que se ubicaría en Brasil, la cual se abastecería de biomasa de caña de azúcar para producir etanol 1G y 2G, para el caso del etanol 2G, se consideró un monto de inversión de 300 millones de dólares, costo unitario de producción de 0.33 dólares por litro de etanol y un precio de etanol de 0.60 dólares por litro dando como resultado un TIR de 16.88 %.

Los estudios de proyectos de inversión de etanol 2G, están enfocados a estudiar la parte de viabilidad técnica-económica de biorefinerías bajo diferentes condiciones de operación posibles, ya sea evaluando algunas posibles materias primas o teniendo configuraciones de procesos alternativas o diferentes subproductos que se podrían obtener. Por ejemplo, Luo *et al.* (2010) realizaron una evaluación de una biorefinería que se abastecería de rastrojo de maíz y produciría etanol de 2G, electricidad, ácido sulfúrico y ácido acético; Furlan *et al.* (2013) hacen una evaluación de 2 posibles configuraciones de biorefinerías que se abastecen de caña de azúcar, para producir etanol 1G y 2G, además de tener un excedente de energía eléctrica que se vendería a la red pública; Eijck *et al.* (2014) evaluaron varias materias primas en diferentes países para producir etanol 2G, como rastrojo de trigo en Ucrania y rastrojo de arroz y trigo en China.

Estudios relevantes en el mundo

Se encontraron 2 estudios de biorefinerías de etanol 2G, muy completos, uno realizado por NREL (2011) en Estados Unidos y otro por Seabra *et al.* (2010) en Brasil.

En el caso de NREL (2011), se hizo un trabajo de investigación para hacer una evaluación de una biorefinería de etanol celulósico a partir del rastrojo de maíz y un proceso de conversión bioquímico a base de enzimas, en la cual se consideraron ciertos parámetros de operación y económicos (Cuadro 2).

La evaluación económica consistió en obtener un precio mínimo de venta de etanol para que el VAN fuera de cero, el cual resultó de 0.59 dólares por litro.

Cuadro 2. Condiciones de operación de biorefinería reportada en NREL (2011).

Concepto	Cantidad
Materia prima a procesar	700 mil toneladas anuales
Rendimiento de la biomasa	300 litros de etanol por tonelada
Producción anual de etanol	231 millones litros
Costo de materia prima biomásica	50 dólares por tonelada
Inversión total	423 millones de dólares
Costo unitario de producción	0.33 dólar por litro de etanol
Vida útil del proyecto	30 años
Periodo de construcción de biorefinería	3 años
Capital aportado por los inversionistas	40 %
Capital financiado	60 %
Tasa de préstamo	8 %
Plazo de préstamo	10 años
Tasa de impuestos	35 %
Depreciación de biorefinería en general	7 años
Depreciación de caldera y turbogenerador	21 años
Capital de trabajo	5 % del importe del proyecto
Tasa de descuento	10 %
Precio mínimo de venta	0.59 dólar por litro

Fuente: Elaboración propia con datos de NREL (2011).

En el estudio de Seabra *et al.* (2010), se llevó a cabo un estudio para evaluar una biorefinería de etanol 2G adyacente a otra que produciría etanol 1G en Brasil. La biorefinería que produciría etanol 2G tendría dos escenarios de proceso, bioquímico o termoquímico, la información que se empleó para evaluar la biorefinería se muestra en Cuadro 3.

La evaluación económica consistió en obtener un precio mínimo de venta de etanol para que el VAN fuera de cero, el cual resultó de 0.40 dólares por litro para el proceso bioquímico y de 0.42 dólares por litro para el proceso termoquímico.

Cuadro 3. Condiciones de operación de biorefinería reportada en Seabra *et al.* (2013).

Concepto	Proceso bioquímico	Proceso termoquímico
Materia prima a procesar	362 mil toneladas / año	362 mil toneladas / año
Rendimiento de la biomasa	293 litros / tonelada	220 litros / tonelada
Producción anual de etanol	106 millones litros	80 millones litros
Costo de materia prima biomásica	15 dólares / tonelada	15 dólares / tonelada
Inversión total	180 millones de dólares	150 millones de dólares
Costo unitario de producción	no reportado	no reportado
Vida útil del proyecto	25 años	25 años
Periodo construcción biorefinería	2.5 años	2.5 años
Capital aportado por inversionistas	100 %	100 %
Capital financiado	0 %	0 %
Tasa de préstamo	8 %	8 %
Plazo de préstamo	10 años	10 años
Tasa de impuestos	34 %	34 %
Depreciación maquinaria y equipo	10 años	10 años
Depreciación de obra civil	25 años	25 años
Capital de trabajo	5 % importe proyecto	5 % importe proyecto
Tasa de descuento	12 %	12 %
Precio mínimo de venta	0.40 dólar / litro	0.42 dólares / litro

Fuente: Elaboración propia con datos de Seabra *et al.* (2013).

Estudios relevantes en México

Se han realizado varios estudios económicos para producir etanol 2G, los más relevantes han sido el de Masera (2005), SENER (2006) y EIA (2010).

En el estudio de Masera (2005) se consideraron aspectos muy generales de una biorefinería para producir etanol 2G, como 745 mil toneladas de bagazo de caña de azúcar como requerimiento anual de materia prima, 253 millones de litros de etanol combustible de producción anual, 244 millones de dólares el monto de inversión, 10 dólares por tonelada el costo de materia prima y 0.34 dólares por litro de etanol el costo unitario de producción, y 15 años el tiempo de vida útil.

En el trabajo de SENER (2006) se investigaron las posibilidades de producir bioetanol y biodiesel como combustibles para el transporte en México. Para el caso del etanol y relacionado con la caña de azúcar, se planteó que la biorefinería podría tener cuatro opciones de materias primas, con sus respectivas capacidades de producción y costos unitarios (Cuadro 4). Para la evaluación económica se plantearon tres precios de venta de etanol combustible, 0.57, 0.70 y 0.82 dólares por litro. Considerando el precio de etanol en 0.57 dólares por litro el resultado económico neto sería negativo, y para los casos de 0.70 y 0.82 dólares por litro el resultado sería positivo.

Cuadro 4. Parámetros de evaluación en biorefinería de etanol en México, 2006.

Concepto	Materia prima de caña de azúcar			
	Melaza pobre de caña	Melaza intermedia de caña	Jugo directo de caña	Jugo de caña más residuos
Inversión requerida (Mdólares)	15	15	50	158
Tasa depreciación (%)	10	10	10	10
Tasa de descuento (%)	12	12	12	12
Vida útil del proyecto (años)	10	10	10	10
Tasa de impuestos (%)	28	28	28	28
Capacidad (Mlt / año)	21	21	64	119
Costo materia prima (dólar/ lt)	0.26	0.21	0.27	0.22
Costo depreciación (dólar/ lt)	0.09	0.09	0.10	0.26
Costo energía (dólar / lt)	0.00	0.00	0.00	0.00
Otros costos (dólar / lt)	0.06	0.21	0.06	0.12
Costo total (dólar / lt)	0.41	0.51	0.43	0.60

Fuente: Elaboración propia con datos de SENER (2006).

Tenemos que en la investigación de IEA (2010) se consideraron muchos aspectos relativos a la producción de etanol 2G en México, como aspectos de políticas actuales relativas a los biocombustibles, potencial de los residuos biomásicos tanto agrícolas como forestales, número de posibles biorefinerías de acuerdo al potencial de residuos y aspectos económicos de las biorefinerías. En lo que se refiere a las cuestiones económicas se dan

estimados muy puntuales de los costos unitarios de la materia prima y los costos unitarios de producción, que se presentan de acuerdo a cuatro escenarios: corto plazo, largo plazo, 60 dólares el barril de petróleo y 120 dólares el barril de petróleo (Cuadro 5).

Cuadro 5. Costos estimados de etanol 2G en México, 2010.

Tipo de materia prima	Costo materia prima (dólar / ton)	Costo producción (dólar/ lt)	
		corto plazo	largo plazo
60 dólares barril de petróleo			
Residuos agrícolas	50	0.79	0.51
Residuos forestales	20	0.70	0.44
120 dólares barril de petróleo			
Residuos agrícolas	50	0.89	0.55
Residuos forestales	20	0.81	0.47

Fuente: Elaboración propia con datos de IEA (2010).

1.6.3.3 Potencial de desperdicios agrícolas en México

En México se han hecho varios estudios del potencial anual de desperdicios agrícolas para la producción de bioetanol celulósico (Masera, 2005; SENER, 2006; UNCTAD, 2012) en los cuales se han identificado diversas fuentes potenciales de desperdicios agrícolas con vocación energética, como son rastrojos de cultivos agrícolas: maíz, caña de azúcar, arroz, cebada, sorgo dulce y trigo. Así como algunos subproductos agroindustriales: bagazo de caña de azúcar, olotes de maíz, cascaras de arroz, trigo, café y girasol.

En un estudio de la UNCTAD (2012) se obtuvieron algunas estimaciones del potencial anual de bioetanol celulósico en México por cultivo, volumen de etanol, ingresos esperados y empleos directos (Cuadro 6). En el Anexo 2 se muestra un estimado del potencial de etanol 2G a partir de biomasa de desperdicio de caña de azúcar por estado a nivel nacional.

Cuadro 6. Potencial de desperdicios agrícolas importantes en México, 2012.

Cultivo	Fuente de desperdicio	Etanol 2G estimado anual (lt)	Ingresos (dólares)	Empleos directos
Caña de azúcar	puntas y tallos	3,405 x10 ⁶	2,383x10 ⁶	41,480
Sorgo dulce	rastrojo	383x10 ⁶	266.77x 10 ⁶	4,642
Café	mucilago	151x10 ⁶	105.59x 10 ⁶	1,837
Trigo	rastrojo	99x10 ⁶	69.15x 10 ⁶	1,203
Arroz	casaca	18x10 ⁶	12.15x 10 ⁶	211

Fuente: Elaboración propia con datos de UNCTAD (2012).

CAPÍTULO II.

SITUACIÓN DE LOS MERCADOS DE LA CAÑA DE AZÚCAR Y DEL ETANOL

2.1 Caña de Azúcar

2.1.1 Mercado internacional

En 2014 se tuvo una producción mundial de 2 mil millones de toneladas de caña de azúcar, el país que más produjo fue Brasil, con más de 737 millones de toneladas, seguido por la India y China. México ocupó el sexto lugar con más de 56 millones de toneladas cosechadas (Figura 4).

En relación al mercado de exportación del azúcar, en 2014 los principales países exportadores fueron Brasil, Tailandia, Australia, México y la India (Figura 5). En el caso del mercado de importación del azúcar, en 2014 los principales países importadores fueron China, Unión Europea, Indonesia, Estados Unidos y Emiratos Árabes Unidos (Figura 6).

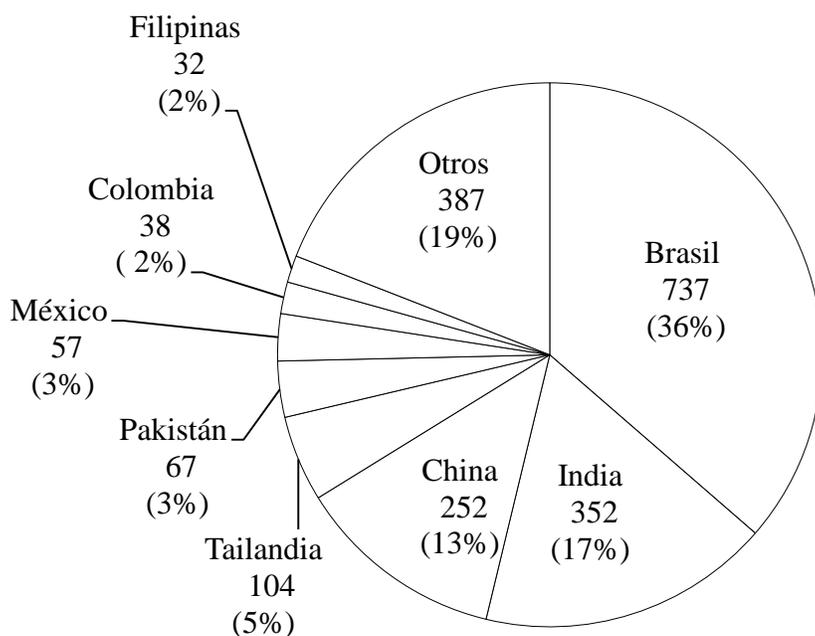


Figura 4. Producción mundial de caña de azúcar en 2014, cifras en Mton.

Fuente: Elaboración propia con datos de FAO (2016).

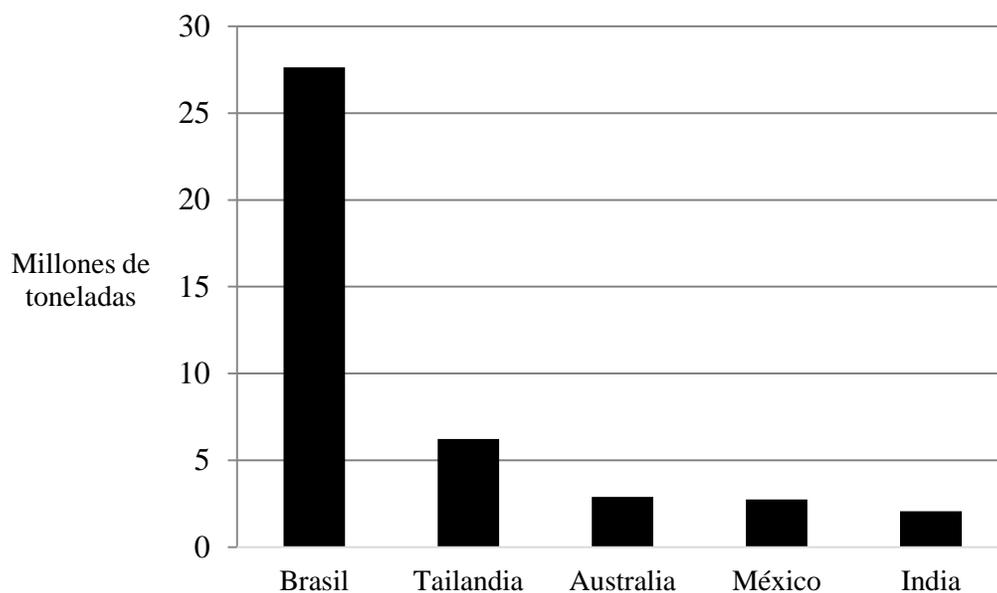


Figura 5. Principales países exportadores de azúcar en 2014.

Fuente: Elaboración propia con datos de FAO (2016).

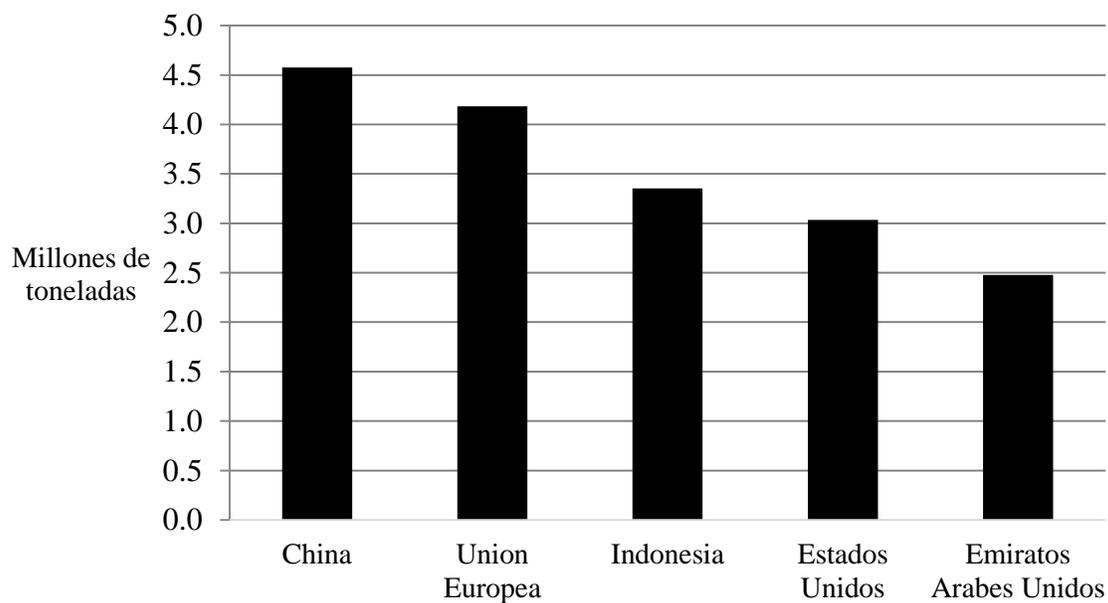


Figura 6. Principales países importadores de azúcar en 2014.

Fuente: Elaboración propia con datos de FAO (2016).

Con respecto a la tendencia de los precios internacionales de referencia del azúcar (spot de Nueva York), se muestra una tendencia a la baja, de las zafras 2011-2012 a 2021-2022 (Figura 7).

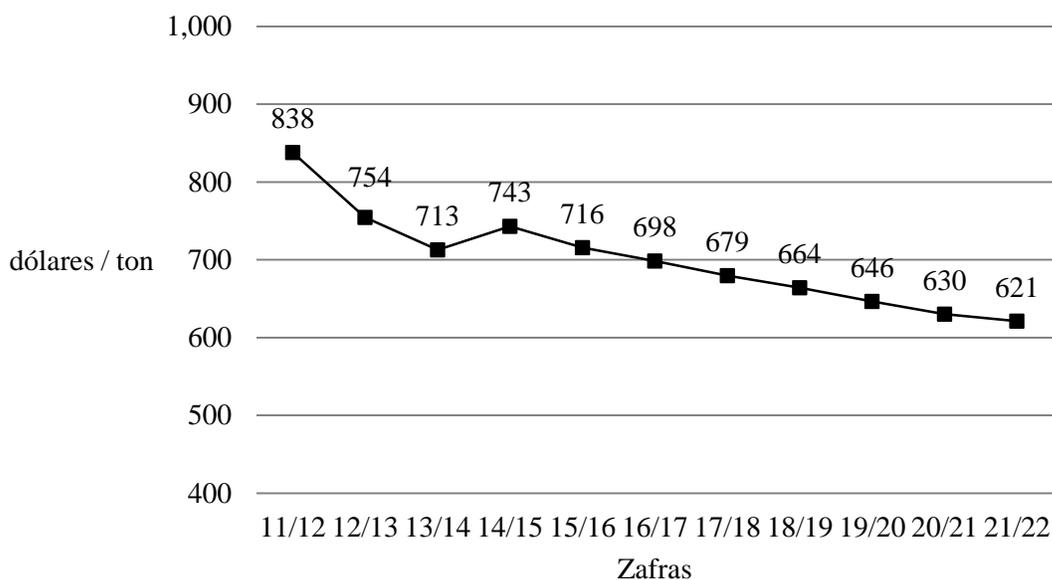


Figura 7. Tendencia de precios internacionales del azúcar, spot de New York.

Fuente: Elaboración propia con datos de FAPRI (2016).

El Mercado de Futuros del Azúcar.

La gran mayoría de las transacciones comerciales internacionales de la caña de azúcar son a través de contratos basados en los precios determinados en el mercado de productos derivados, operaciones que son normadas por cada una de las bolsas donde se comercializan los diferentes instrumentos. Estas fijan el punto de entrega, la calidad del producto comercializado, las fechas de entrega, etc., (ODEPA, 2003).

Contrato N° 5 de la Bolsa de Opciones y Futuros de Londres (LIFFE). El contrato de futuro N° 5 es un instrumento financiero comercializado en la Bolsa de Opciones y Futuros de Londres (London International Financial Futures and Options Exchange, LIFFE), mediante el cual se comercializa compromisos de vender o comprar a un precio determinado un tipo estandarizado de azúcar refinada de remolacha o de caña. El azúcar comercializado bajo este tipo de contrato debe ser azúcar blanca cristalizada de remolacha o de caña, debe

presentar un promedio de polarización de 99.8 grados, una humedad máxima de 0.06 % y un máximo de 45 unidades de color ICUMSA. Debe estar envasada en bolsas de yute forradas en polietileno, de 50 kg netos. Las cotizaciones de este contrato son diarias y el instrumento es comercializado en dólares de los Estados Unidos por tonelada.

Contrato N° 11 de la Bolsa de Futuros de Nueva York. Bajo el contrato N° 11 se comercializa azúcar cruda de caña a granel, a precio libre a bordo (FOB), proveniente de 28 países productores: Argentina, Australia, Barbados, Belice, Brasil, Colombia, Costa Rica, República Dominicana, El Salvador, Ecuador, Islas Fiyi, Antillas Francesas, Guatemala, Honduras, India, Jamaica, Malawi, Mauricio, México, Nicaragua, Perú, Filipinas, Sudáfrica, Suazilandia, Taiwán, Tailandia, Trinidad, Estados Unidos y Zimbabue. La Bolsa de Nueva York opera en base a precios de azúcar centrifugado con un promedio de polarización de 96 grados. La cotización se realiza en centavos americanos por libra inglesa. Cada contrato tiene un volumen de 112,000 libras (50.8 toneladas métricas) y los meses de contrato cotizados son enero, marzo, mayo, julio y octubre.

Contrato N° 14 de la Bolsa de Futuros de Nueva York. Bajo el contrato N° 14 se comercializa azúcar cruda de caña a granel, a precio de costo, seguro y flete (CIF) más impuestos, desde puertos designados de los Estados Unidos, tales como New York, Baltimore, New Orleans, Galveston y Savannah. Al igual que en el contrato N° 11, para el contrato N° 14 la Bolsa de Nueva York opera en base a precios de azúcar centrifugada con un promedio de polarización de 96 grados. Los meses de cotización de este contrato son enero, marzo, mayo, julio, septiembre y noviembre.

Contrato de la Bolsa de Futuros de Japón. En “The Tokyo Grain Exchange”, se comercializan contratos de compra y venta futuros de azúcar cruda. El azúcar que se comercializa mediante estos contratos debe tener 96 grados de polarización, debe provenir de Australia, Brasil, Taiwán, Fiyi, Filipinas, Sudáfrica o Tailandia y debe ser entregada en determinados puertos de Japón. Los meses de cotización de estos contratos son enero, marzo, mayo, julio, septiembre y noviembre y se realizan en yenes japoneses por cada 1, 000 kilogramos.

2.1.2 Mercado nacional, estatal y área de estudio

A nivel nacional se tuvo una cosecha de caña de azúcar de más de 54 millones de toneladas y una producción de azúcar de más de 6 millones de toneladas, en la zafra 2013-2014, y a nivel estatal destacaron los estados de Veracruz, Jalisco y San Luis Potosí (Cuadro 7). Cabe señalar que en esta zafra participaron 52 ingenios, los más importantes se muestran en el Cuadro 8, para ver la lista completa de ingenios ver Anexo 1. El rendimiento promedio fue de 69 ton de caña de azúcar cosechada por hectárea.

Cuadro 7. Producción de caña de azúcar zafra 2013-2014 en México.

Estado	Superficie cosechada (ha)	Caña molida bruta (ton)	Azúcar producida (ton)
Veracruz	322,323	20,487,141	2,244,156
Jalisco	74,262	7,165,109	830,806
San Luis Potosí	89,517	4,903,979	566,492
Oaxaca	52,258	2,914,651	332,654
Chiapas	30,970	2,788,801	312,210
Nayarit	30,175	2,274,080	266,109
Tabasco	40,836	2,230,078	206,303
Puebla	18,285	2,054,388	256,816
Tamaulipas	31,128	1,986,202	187,440
Morelos	16,466	1,807,333	246,050
Quintana Roo	26,149	1,498,926	123,340
Michoacán	15,946	1,486,752	177,523
Colima	18,518	1,399,505	150,964
Sinaloa	12,317	669,528	56,405
Campeche	11,331	662,566	64,025
Total	790,481	54,329,039	6,021,293

Fuente: Elaboración propia con datos CONADESUCA (2015).

Cuadro 8. Principales ingenios azucareros zafra 2013-2014 en México.

Ingenio	Estado	Superficie cosechada (ha)	Caña molida bruta (ton)	Rend. (ton/ha)	Azúcar producida (ton)
San Cristóbal	Veracruz	46,655	2,387,596	51	257,876
Tres Valles	Veracruz	36,881	2,208,414	60	257,994
José Ma. Martínez (Tala)	Jalisco	23,950	2,139,006	89	252,183
Atencingo	Puebla	15,843	1,864,958	118	240,736
Puljiltic (Cía. La Fe)	Chiapas	16,867	1,667,920	99	202,784
El Higo	Veracruz	23,591	1,634,500	69	169,204
El Potrero	Veracruz	24,223	1,602,100	66	192,424
Adolfo López Mateos	Oaxaca	27,852	1,602,047	58	182,293
San Miguel del Naranjo	S.L.P.	29,659	1,536,530	52	180,007
San Rafael de Pucte	Q. Roo	26,149	1,498,926	57	123,340

Fuente: Elaboración propia con datos de CONADESUCA (2015).

Con respecto a la tendencia de los precios medios rurales (PMR) de la caña de azúcar a partir del año 2000 a la fecha se han mantenido, de 400 a 500 pesos por tonelada, con excepción de 2010, 2011 y 2012, los cuales aumentaron (Figura 8).

Los municipios del Estado de Veracruz que abastecieron de caña de azúcar al Ingenio San Cristóbal, durante la Zafra 2013-2014, fueron Acula, Amatitlán, Carlos A. Carrillo, Chacaltianguis, Cosamaloapan, Ixmattlahuacan, Otatitlán y Tlacojalpanse, en el Cuadro 9 se muestra información de superficie cosechada, producción, rendimientos, precios medios rurales pagados y el valor de la producción de estos municipios.

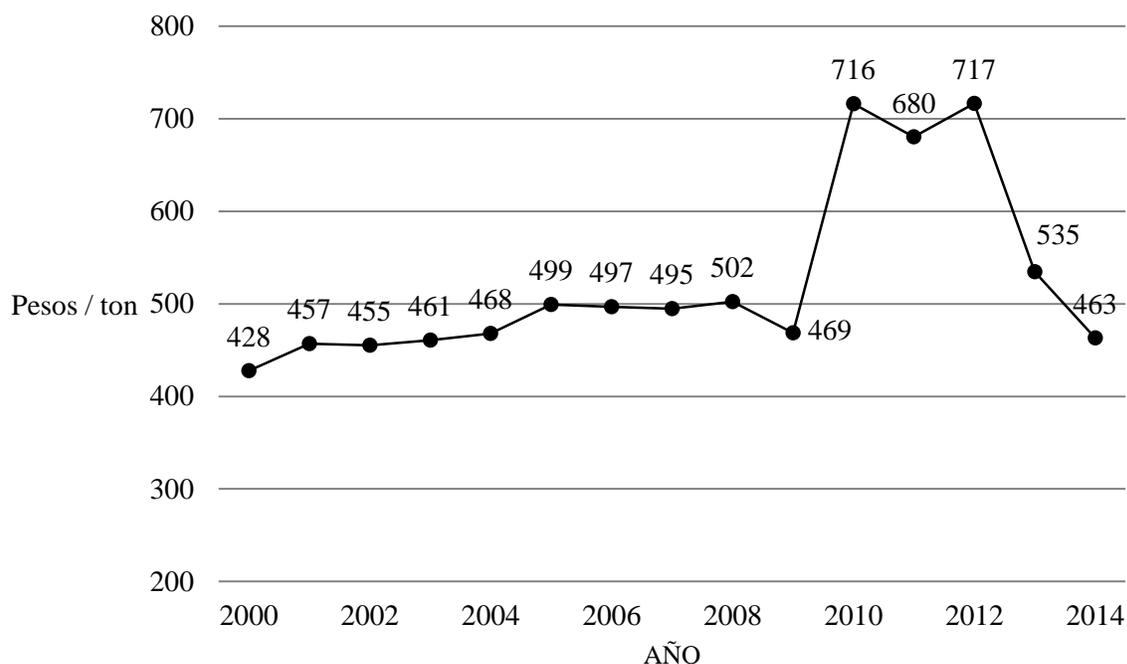


Figura 8. Tendencia Precios Medios Rurales de la Caña de Azúcar.

Fuente: Elaboración propia con datos de SIAP (2016).

Cuadro 9. Municipios que abastecieron de caña al Ingenio San Cristóbal, 2013-2014.

Municipio	Superficie cosechada (ha)	Caña cosechada (ton)	Rendimiento (ton/ha)	PMR (MX\$/ton)	Valor producción (miles MX\$)
Acula	1,210	74,131	76	428.35	38,987
Amatitlán	4,302	245,024	70	428.24	128,829
Carlos A. Carrillo	3,672	167,867	56	427.00	88,006
Chacaltianguis	5,762	288,016	62	428.58	151,554
Cosamaloapan	23,114	1,143,969	61	438.98	616,564
Ixmatlahuacan	3,645	182,899	62	426.28	95,725
Amatitlán	1,890	119,878	78	462.00	67,998
Tlacojalpan	3,060	165,812	67	425.88	86,701
Total	46,655	2,387,596			1,274,364

Fuente: Elaboración propia con datos de SIAP (2015).

En relación al ciclo del cultivo de la caña de azúcar prevaleciente en las 46,655 hectáreas cosechadas que abastecieron al Ingenio San Cristóbal en zafra 2013-2014, fueron 5,568 hectáreas de plantilla (caña que se cosecha en el primer corte), 12,708 hectáreas de soca (caña que se cosecha en el segundo corte) y 28,739 hectáreas de resoca (caña que se cosecha a partir del tercer corte). La modalidad hídrica para estos terrenos fue de 98 % de temporal y solo un 2% de riego (CONADESUCA, 2015).

2.2 Etanol combustible

2.2.1 Mercado internacional

En el 2015 se tuvo una producción mundial de 97 mil millones de litros, teniendo como principal país productor a Estados Unidos con más de 56 mil millones de litros, seguido de Brasil con más de 26 mil millones de litros, y el resto de países teniendo poca participación (Figura 9). En relación al mercado de exportación de etanol combustible, los principales países exportadores son Estados Unidos y Brasil (Figura 10 y Figura 11).

Cabe señalar que la producción de etanol de segunda generación es mínima, pero ya se encuentran algunas biorefinerías iniciando operaciones en escala comercial en Estados Unidos, Brasil, China, e Italia (DOE, 2015; EBTP, 2016a).

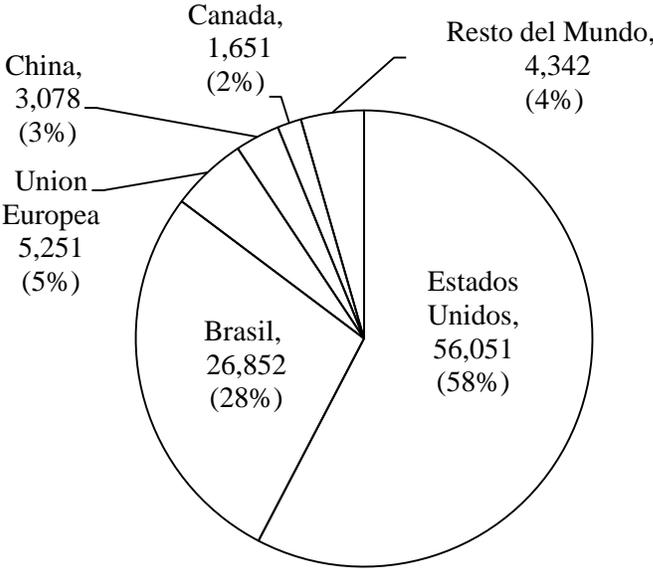


Figura 9. Producción mundial de etanol combustible en 2015, cifras en Mlt.

Fuente: Elaboración propia con datos RFA (2015).

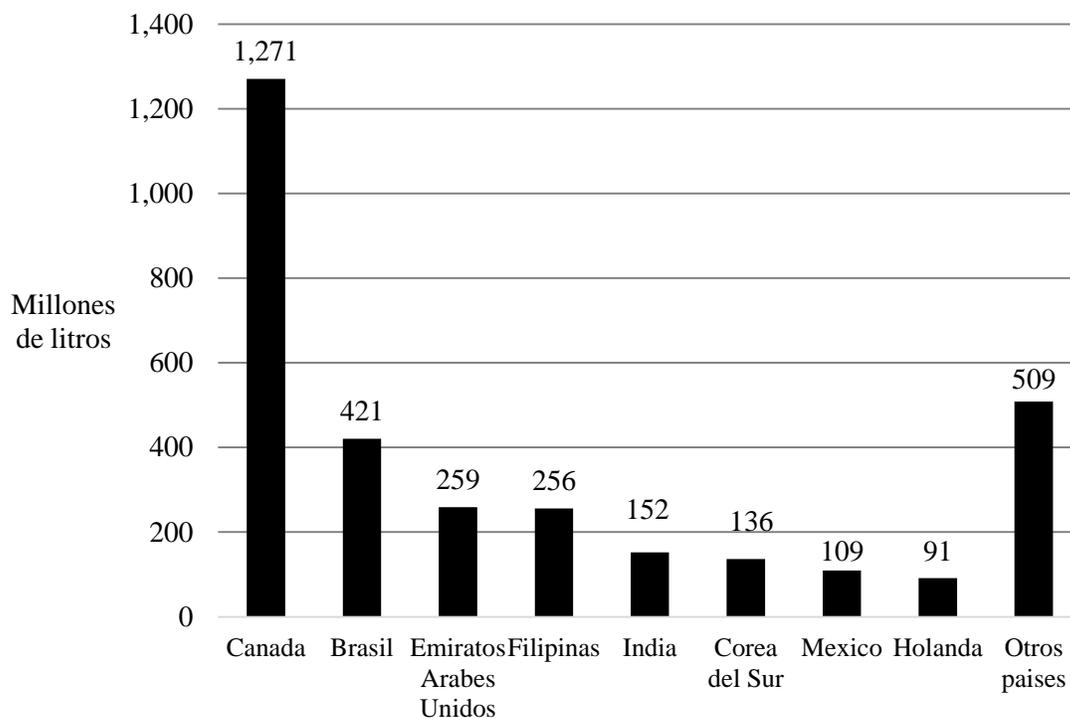


Figura 10. Exportaciones de etanol combustible de Estados Unidos, 2014.

Fuente: Elaboración propia con datos de EIA (2016).

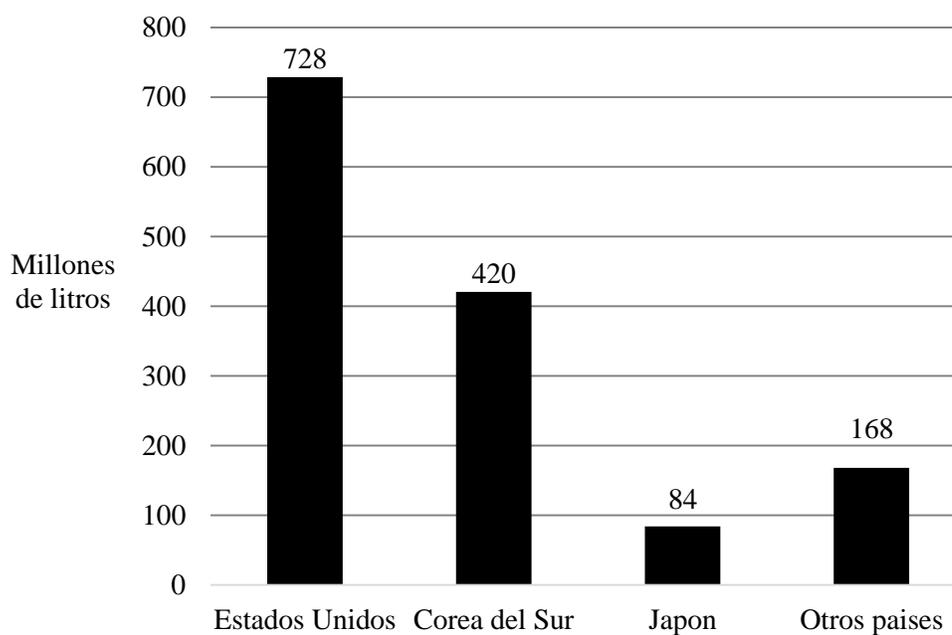


Figura 11. Exportaciones de Etanol combustible de Brasil, 2014.

Fuente: Elaboración propia con datos de EIA (2016).

Con respecto a la tendencia de los precios internacionales del etanol combustible, se tienen 2 referencias, Estados Unidos y Brasil, se muestra una estimación de los precios de ambos del 2011 a 2022 (Figura 12).

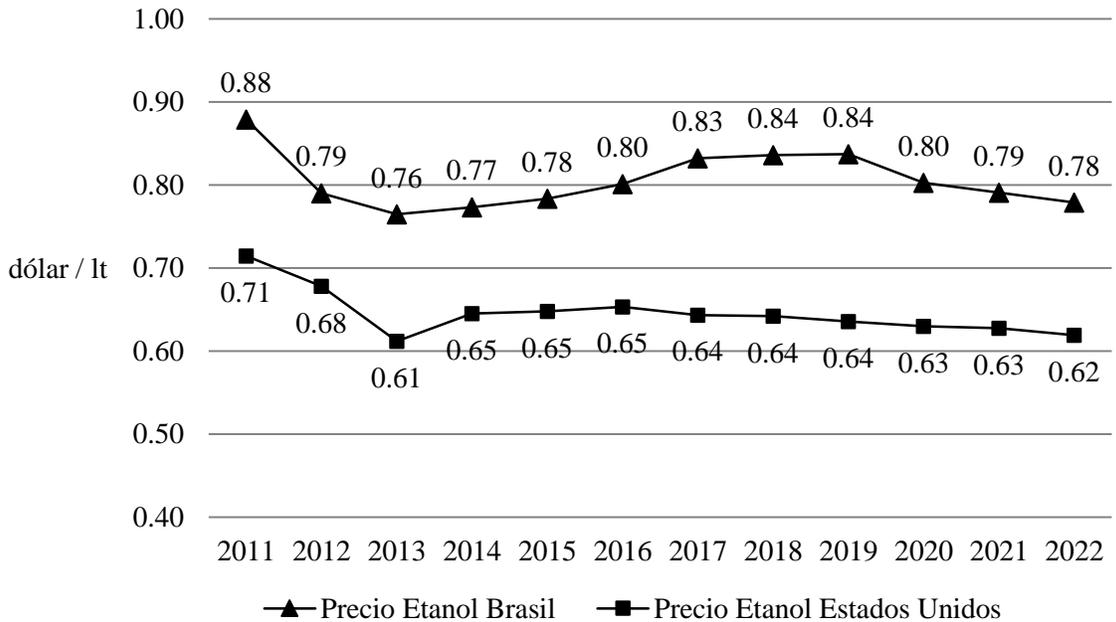


Figura 12. Estimaciones de los precios de referencia de bioetanol combustible.

Fuente: Elaboración propia con datos FAPRI (2016).

4.2 Mercado nacional

En México, la producción de etanol combustible a escala comercial es inexistente, pero en 2014 Petróleos Mexicanos (PEMEX) emitió una convocatoria para adquirir etanol combustible para ser mezclado con una proporción de 5.8 % en gasolina Magna. Este proceso se llevará a cabo en las terminales de almacenamiento y reparto (TAR) ubicadas en Ciudad Madero y El Mante, en el estado de Tamaulipas; San Luis Potosí y Ciudad Valles, en el estado de San Luis Potosí; Pajaritos, Perote y Xalapa en el estado de Veracruz. Todo lo anterior obedece a la solicitud de la Comisión Intersecretarial para el desarrollo de los bioenergéticos, en el marco del Programa Sectorial de Energía 2013-2018 (SENER, 2014).

En 2015, PEMEX adjudicó la licitación a empresas nacionales para surtirle etanol combustible, en la cual se establece que adquirirá un monto mínimo de 8 mil millones de pesos y un monto máximo de hasta 11, 457 millones de pesos de etanol producido en México, con origen en biomasa 100 % del campo mexicano, mediante contratos a 10 años de vigencia, lo que permitirá adquirir hasta 123 millones de litros de bioetanol al año. El bioetanol provendrá del jugo caña de azúcar, producido en San Luis Potosí y Veracruz, así como de grano de sorgo, producido en Tamaulipas, PEMEX (2015b). Por otra parte, PEMEX ha importado etanol combustible de Estados Unidos de manera creciente, un volumen importante, el cual emplea como oxigenante de sus gasolinas (Cuadro 10).

En lo que respecta a la demanda de gasolina en México, el nivel de consumo se ha estabilizado en los últimos años, no siendo el caso para las importaciones que son crecientes y la oferta nacional decreciente, Figura 13, (PEMEX, 2015a).

La demanda potencial de etanol combustible en el corto plazo sería de 130 millones de litros, que es el volumen de etanol que importó PEMEX en el 2015, en el mediano plazo se tendría un estimado de 2,610 millones de litros de etanol, suponiendo que se tendría una mezcla de 5.8 % de etanol y el resto gasolina, teniendo en cuenta que actualmente existe una demanda nacional de gasolina de unos 45 mil millones de litros anuales.

Cuadro 10. Importaciones de etanol combustible por PEMEX.

Año	Volumen de etanol combustible	
	Miles de barriles§	Litros
2010	462	73,504,200
2011	684	108,824,400
2012	849	135,075,900
2013	702	111,688,200
2014	687	109,301,700
2015	803	127,757,300

§: Un barril es igual a 159 litros.

Fuente: Elaboración propia con datos de EIA (2016).

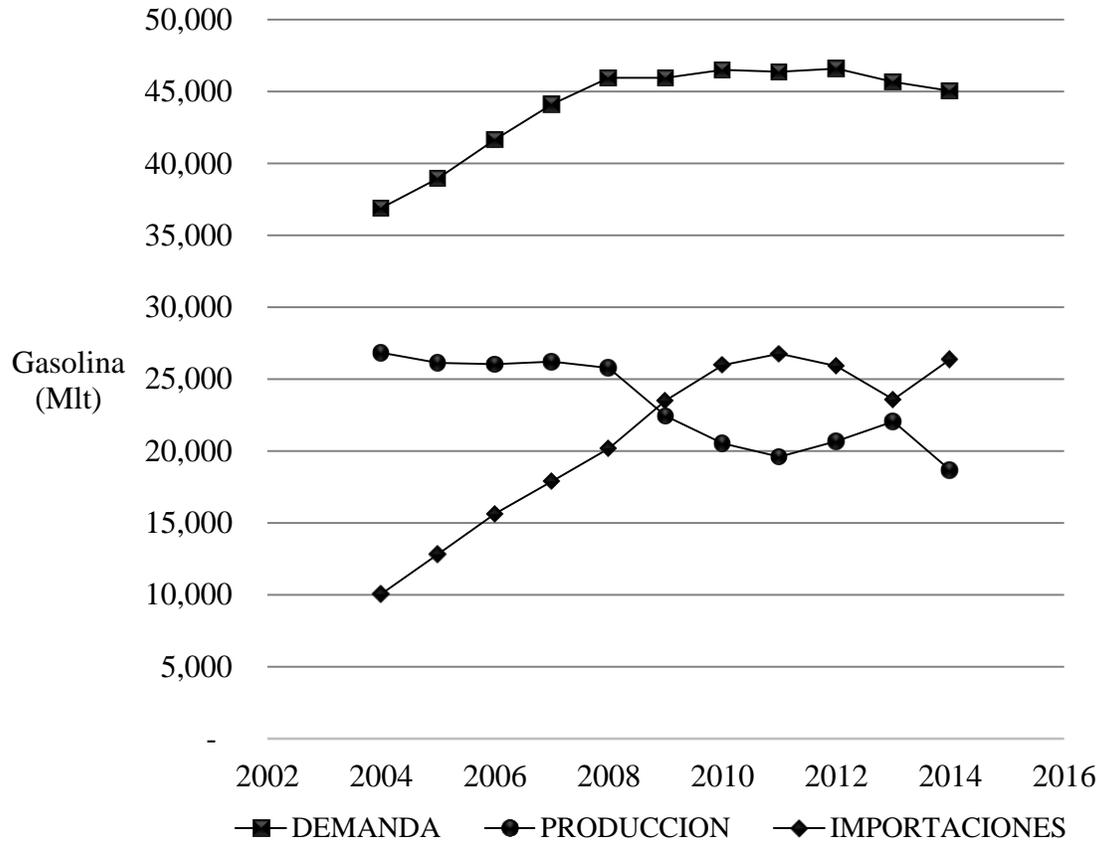


Figura 13. Tendencia de demanda y oferta de gasolina en México.

Fuente: Elaboración propia con datos PEMEX (2015a).

CAPÍTULO III. METODOLOGÍA

3.1 Marco teórico

3.1.2 Evaluación tradicional

Período de recuperación de la inversión.

Es el tiempo, en años y fracciones de año, que se requiere para recuperar la inversión inicial de un proyecto. Consiste en sumar los flujos de efectivo netos del proyecto hasta recuperar la inversión inicial. Si el período de recuperación calculado es menor que el periodo de recuperación establecido por la empresa, el proyecto debe aceptarse (Hodson *et al.*, 1996).

La inversión del proyecto se calcula de la siguiente manera:

$$CF = \sum_{i=0}^n FNE_i \quad (1)$$

dónde:

CF = Inversión del proyecto.

FNE = Flujo neto de efectivo.

n = Número de periodos.

i = Periodo.

Período de recuperación de la inversión descontado.

Es el tiempo, en años y fracciones de año, que se requiere para recuperar la inversión inicial de un proyecto, pero a partir de la suma de los flujos de efectivo netos descontados con la tasa de descuento. Consiste en sumar los flujos de efectivo netos descontados del proyecto hasta recuperar la inversión inicial. Si el período de recuperación calculado es menor que el periodo de recuperación establecido por la empresa, el proyecto debe aceptarse (Hodson *et al.*, 1996). En términos matemáticos se tiene lo siguiente

$$CFA = \sum_{i=0}^n \frac{FNE_i}{(1+r)^n} \quad (2)$$

dónde:

CFA = Inversión del proyecto descontada.

FNE = Flujo neto de efectivo.

r = Tasa de descuento.

n = Número de periodos.

i = Periodo.

Relación costo beneficio.

Es un índice de rentabilidad que se define como la razón existente entre la suma de los valores presentes de los flujos de efectivo netos de un proyecto, descontados con la tasa de descuento y la inversión inicial requerida.

Si la relación beneficio costo es mayor que uno, el proyecto se debe aceptar porque significa que los beneficios que genera son superiores a su costo. Por lo tanto, los recursos invertidos crean un valor para la empresa (Hodson *et al.*, 1996).

$$B / C = \frac{\sum_{i=0}^n FI_i}{\sum_{i=0}^n FS_i} \quad (3)$$

dónde:

B = Beneficio.

C = Costo.

FI = Flujo de ingreso descontado.

FS = Flujo de egreso descontado.

n = Número de periodos.

i = Periodo.

Valor actual neto (VAN).

Este método incorpora el valor del dinero en el tiempo para la determinación de los flujos de efectivo netos descontados del proyecto, con el fin de poder hacer comparaciones correctas entre flujos de efectivo en diferentes periodos a lo largo del tiempo.

El criterio básico de evaluación que utiliza este método es la comparación entre el valor presente de los flujos de efectivo netos descontados que se espera que genere el proyecto y la inversión que se requiere para implementarlo (Hodson *et al.*, 1996).

$$VAN = -CF_0 + \sum_{i=0}^n \frac{FNE_i}{(1+r)^n} \quad (4)$$

dónde:

VAN = Valor actual neto.

CF_0 = Inversión del proyecto.

FNE = Flujo neto de efectivo.

r = Tasa de descuento.

n = Número de periodos.

i = Periodo.

Tasa Interna de Rendimiento (TIR).

Este método de evaluación se encuentra estrechamente relacionado con el método de VAN. La TIR es la tasa de descuento que hace que el valor presente de los flujos de efectivo netos descontados, generados por un proyecto, sea igual a la inversión del mismo; es decir, es la tasa de descuento que provoca que el VAN de un proyecto sea igual a cero. La TIR es una tasa de rendimiento interna porque depende únicamente de los flujos de efectivo que genera el proyecto (Hodson *et al.*, 1996).

$$-CF_0 + \sum_{i=0}^n \frac{FNE_i}{(1+TIR)^n} = 0 \quad (5)$$

dónde:

FNE = Flujo neto de efectivo.

CF_0 = Inversión del proyecto.

TIR = Tasa interna de rendimiento.

n = Número de periodos.

i = Periodo.

3.1.3 Evaluación con opciones reales.

Las Opciones Reales es una metodología para evaluar proyectos de inversión de activos físicos, basada en técnicas de evaluación de Opciones Financieras. Una Opción Real es el derecho, pero no la obligación, para tomar decisiones en proyectos de inversión (Sharma *et al.*, 2010).

De acuerdo a Sharma *et al.* (2010), las opciones reales pueden ser de diferente tipo: a) Para dimensionar un proyecto (expandir o contraer); b) Durante la vida o momento del proyecto (iniciar, diferir, abandonar o continuar); c) Para la operación del proyecto (mezcla de productos a producir, mezcla de materias primas a emplear, mezcla de escala de las operaciones).

Los métodos de evaluación para las opciones reales usualmente son adaptados de técnicas desarrolladas para evaluar opciones financieras. Los más comunes son los árboles binomiales, modelos de forma cerrada como el de Black–Scholes, ecuaciones diferenciales parciales y simulación de Montecarlo (Mun, 2002).

El proceso general que recomienda Mun (2002) para tener una correcta aplicación de esta metodología es la siguiente: i) Tener una lista de proyectos a ser evaluados ; ii) Analizar estadísticas relevantes para cada proyecto, como son ventas, montos de inversión, costos (fijos, variables, de trabajo), tasa de descuento más adecuada, vida útil del proyecto, depreciación, tasa de impuestos, monto de préstamo, tasa de interés, plazo del préstamo, etc.; iii) Calcular el flujo de ingreso descontado y flujo de costos descontado, para calcular el flujo neto de efectivo descontado; iv) Enmarcar el proyecto en términos de Opciones Reales para elegir las opciones más relevantes para su análisis y evaluación económica, por ejemplo: la opción de crecer, la opción de abandonar, la opción de mezcla de productos, etc.; v) Elegir el método de evaluación de opciones reales (árboles binomiales, modelos de forma cerrada, etc.) y realizar los cálculos requeridos.; vi) Generar reporte.

Método de árboles binomiales.

En este método se construyen 2 árboles, el primero tiene que ver con la evolución que tendrá el valor del activo subyacente en su vida útil del proyecto, se dibuja de izquierda a derecha, (ver Figura 14). El segundo se emplea para determinar el valor presente que tendrá la opción real, se dibuja de derecha a izquierda (ver Figura 15).

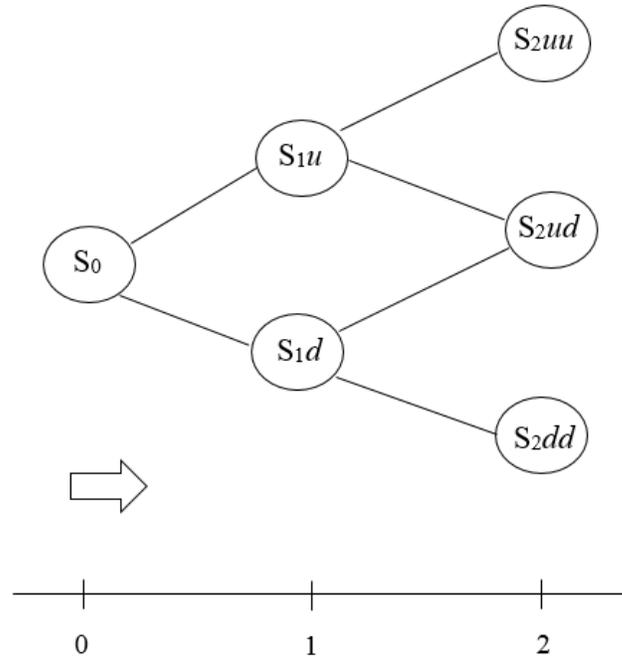


Figura 14. Árbol del activo subyacente.

Fuente: Mun (2002).

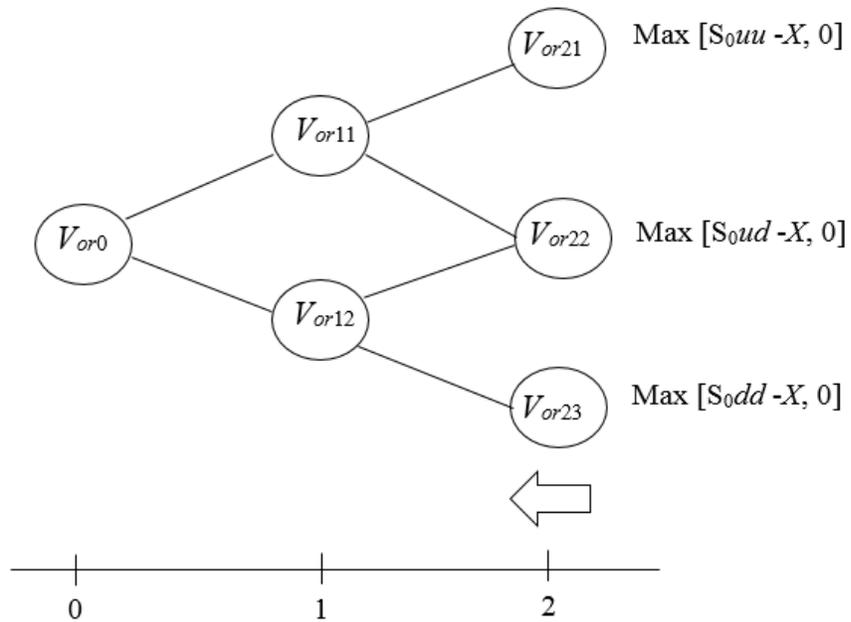


Figura 15. Árbol para obtener valor de opción real.

Fuente: Mun (2002).

Árbol del activo subyacente.

Primero se calcula la tasa de cambio del precio del activo subyacente durante un periodo de tiempo t , mediante la siguiente ecuación (Mun,2002):

$$rt = \ln [(P_{t1}) (P_{t0})^{-1}] \quad (6)$$

dónde:

P_{t0} = Valor de activo subyacente en periodo anterior.

rt = Tasa de cambio del precio del activo subyacente en el periodo t .

\ln = Logaritmo natural.

P_{t1} = Valor de activo subyacente en periodo actual.

Una vez obtenida las tasas de cambio del precio del activo subyacente de toda la serie, se calcula su desviación estándar (σ), la cual nos permite medir su volatilidad o riesgo. El valor del activo subyacente en un escenario de volatilidad puede aumentar, disminuir o mantenerse igual en el tiempo. El movimiento o cambio de ese valor se estima en base a la volatilidad de su precio, así como al número de ramas de un árbol y al intervalo de tiempo seleccionado. Se manejan 2 escenarios para el valor de activo subyacente futuro, que aumente su valor o disminuya su valor, estas condiciones se calculan mediante las siguientes formulas (Mun, 2002):

$$u = e^{\sigma \sqrt{\delta t}} \quad (7)$$

$$d = e^{-\sigma \sqrt{\delta t}} \quad (8)$$

dónde:

u = Factor de que aumente el valor del activo subyacente.

d = Factor de que disminuya el valor del activo subyacente.

σ = Desviación estándar de tasa de cambio de precio de activo subyacente.

δt = Intervalo de tiempo entre ramas de un árbol.

Árbol de valor presente de opción real.

Se construye un árbol igual (en número de nodos) al diseñado para el activo subyacente, se determinan los valores de la opción real, empezando en los nodos terminales del árbol, el valor para cada nodo será aquel que sea mayor al valor del activo subyacente en ese nodo ya calculado y el valor de la opción real, previamente determinado (Mun, 2002).

$$Max = [S, Vor] \quad (9)$$

dónde:

V_{or} = Valor de la opción real, previamente calculado.

S = Valor del activo subyacente en los nodos de la última rama.

Para los nodos intermedios tenemos que hacer un análisis regresivo de derecha a izquierda, primero se obtiene la probabilidad neutral de riesgo (Mun, 2002).

$$p = [e^{(rl)(\delta t)} - d](u - d)^{-1} \quad (10)$$

dónde:

p = Probabilidad neutral de riesgo.

e = Base de logaritmo natural.

rl = Tasa libre de riesgo.

δt = Intervalo de tiempo entre ramas.

u = Aumenta el valor del proyecto.

d = Disminuye el valor del proyecto.

Con la Ecuación 11 se calcula el valor de la opción real en el tiempo t en un nodo dado (Mun, 2002).

$$V_{ort} = [p(Vu) + (1 - p)(Vd)] [e^{-(rl)(\delta t)}] \quad (11)$$

dónde:

- V_{ort} = Valor de opción real en tiempo t en un nodo dado.
- p = Probabilidad neutral del riesgo.
- V_u = Valor del nodo a la derecha, que aumento su valor.
- V_d = Valor del nodo a la derecha, que disminuyo su valor.
- e = Base de logaritmo natural.
- rl = Tasa libre de riesgo.
- δt = Intervalo de tiempo entre ramas.

Modelo de Black-Scholes.

El modelo de Black-Scholes se expresa en la siguiente formula (Mun, 2002):

$$V_{or} = St\Phi(d1) - Xe^{-(rf)(T)}\Phi(d2) \quad (12)$$

$$d1 = \frac{\ln \frac{S_0}{X} + \left(rf + \frac{1}{2} \sigma^2 \right) (T)}{\sigma \sqrt{T}} \quad (13)$$

$$d2 = d1 - \sigma \sqrt{T} \quad (14)$$

dónde:

- Φ = Función de distribución normal estándar acumulada.
- S_t = Valor futuro del activo subyacente.
- S_0 = Valor presente del activo subyacente.
- X = Costo del proyecto.
- rf = Tasa libre de riesgo nominal.
- σ = Desviación estándar de tasa de cambio precio del activo subyacente.
- T = Tiempo de expiración de la vida económica de la opción estratégica.

3.2 Metodología empleada en la investigación

3.2.1 Evaluación tradicional

La metodología a seguir se dividió en cinco etapas: i) Estimación de inversión total del proyecto; ii) Cálculo de costos unitarios de producción, fijos y variables; iii) Determinación de flujo de efectivo descontado; iv) Cálculo de indicadores de rentabilidad (VAN, TIR, B/C); y v) Análisis de sensibilidad.

Estimación de inversión total del proyecto (ITP)

La inversión total del proyecto incluye la inversión directa (ITD), que tiene que ver con maquinaria, equipo e infraestructura operativa, y la inversión indirecta (ITI), la cual tiene que ver con instalación de maquinaria y equipo, renta de maquinaria, gastos de ingeniería, imprevistos, capital de trabajo y la compra de terreno.

Inversión directa (ITD)

La estimación del importe de maquinaria y equipo se basó en NREL (2011), en donde se da un listado completo de importes de maquinaria y equipo, requeridos para cada etapa del proceso de una biorefinería de etanol 2G. A cada uno de estos importes se le ajustó su valor de acuerdo a un factor de escala (Cuadro 11) y a la Ecuación 15 (Leduc, 2009).

Cuadro 11. Factores de escala de maquinaria de proceso biorefinería 2G.

Etapa de proceso	Factor de escala (FE)
Pretratamiento	0.67
Neutralización & Acondicionamiento	0.67
Producción de Enzimas	0.81
Sacarificación & Fermentación	0.72
Destilación & Recuperación Sólidos	0.70
Tratamiento Aguas Residuales	0.60
Tanques de Almacenamiento	0.69
Caldera y Turbogenerador	0.62
Equipos Auxiliares	0.67

Fuente: NREL (2011).

$$Inbiodis = Inbioref \left(\frac{Capbiodis}{Capbioref} \right)^{FE} \quad (15)$$

dónde:

Inbiodis = Inversión maquinaria en etapa de proceso de biorefinería a diseñar.

Inbioref = Inversión maquinaria en etapa de proceso de biorefinería referencia.

Capbioest = Capacidad anual de biorefinería a diseñar, litros o m³.

Capbioref = Capacidad anual de biorefinería referencia, litros o m³.

FE = Factor de escala, adimensional.

Por ejemplo, para determinar el monto de inversión de maquinaria y equipo para la etapa de pretratamiento de la biorefinería a diseñar se requiere conocer su capacidad anual de producción y lo que corresponde a la biorefinería referencia, el monto de inversión de la etapa de pretratamiento de la biorefinería referencia y el factor de escala que le corresponde a esta etapa de proceso. Estos datos son 143 millones de litros de etanol para biorefinería a diseñar, 231 millones de litros de etanol en biorefinería referencia, 29.900 millones de dólares de inversión en la etapa de pretratamiento en biorefinería referencia y 0.67 el factor de escala. Sustituyendo los valores en la formula (15) se obtiene el importe buscado.

$$Inbiodis = 29.900 \left(\frac{143}{231} \right)^{0.67}$$

$$Inbiodis = 21.683 \text{ Mdólares.}$$

De acuerdo a NREL (2011), se requieren otros conceptos de ITD a tomar en cuenta como son: a) Inventario de refacciones de maquinaria, equipo y suministros, se estima como el 4% de la inversión directa de maquinaria y equipo de procesamiento; b) Infraestructura de obra civil de las instalaciones, se calcula como el 9% de la inversión directa de maquinaria y equipo de procesamiento; c) Sistema de tuberías para conectar áreas de proceso con áreas de soporte, se define como el 4.5% de la inversión directa de maquinaria y equipo de procesamiento; d) Compra de predio, se requieren 16 hectáreas de terreno, se consideró un valor de 8.2 dólares por m² (Bancomext , 2007).

Inversión indirecta (ITI)

Se tomó como base NREL (2011), en dónde el cálculo de varios conceptos se basó en estimaciones porcentuales de la ITD, los cuales se muestran a continuación: a) Pagos a contratistas, por la instalación de la maquinaria y equipo, se estima en 10% de la ITD; b) Gastos generales de campo por renta de equipo menor, servicios de campo, supervisión en campo, construcciones temporales durante la instalación, se calcula como el 10% de ITD; c) Gastos de ingeniería y construcción, por actividades de ingeniería, compras y construcción, se define como el 20% de ITD; d) Gastos generales del proyecto, fletes de internación de maquinaria importada, permisos, seguros, vehículos, impuestos, etc., se estima en 10% de ITD; e) Gastos imprevistos del proyecto, por situaciones no previstas durante la construcción de obra civil, instalación de maquinaria y equipo, etc., se representa como el 10% de ITD;

Capital de Trabajo

Su cálculo equivale al 5% de la suma de la ITD y la ITI, el cual está basado en NREL (2011), el cual incluye: un mes de compras de materias primas, suministros de inventario, salarios de mano de obra, gastos operativos; productos terminados en almacén por 7 días, y cuentas por cobrar a 30 días,

Costos variables de producción (CVP)

Para la estimación de estos costos se tomaron como base NREL (2011) y algunos conceptos se adaptaron a las condiciones de operación prevalecientes en México.

a) Costo de desperdicio en campo cañero (puntas y hojas) y costo de bagazo de caña, se calculó de acuerdo a los costos operativos de campo cañero que abastece al ingenio San Cristóbal y que tiene que ver con la cosecha (CONADESUCA, 2016).

b) Costo de electricidad, se tomó como base la tarifa del consumidor industrial región central de la Comisión Federal de Electricidad (CFE, 2014).

c) Costo de agua, se calculó de acuerdo a la tarifa que tiene que ver con la zona de disponibilidad 4, donde se encuentra ubicado el ingenio de San Cristóbal, dentro del municipio de Carlos A. Carillo en Veracruz (CONAGUA, 2014).

d) Costo de químicos, se tomó como base los reportado por NREL (2011).

Costos fijos de producción (CFP)

Para la estimación de estos costos se tomaron como base NREL (2011) y algunos conceptos se adaptaron a las condiciones de operación prevalecientes en México.

- a) Costo de mano de obra, se considera la cantidad de personal requerido para una planta de este tipo, según NREL (2011), pero el nivel de salario se ajusta a condiciones de México;
- b) Costo de mantenimiento, se estimó como el 3% de inversión en maquinaria y equipo de proceso;
- c) Costo de seguros de instalaciones, los cuales representan el 0.7% de ITI.

Determinación de flujo de efectivo descontado (FED)

Para su cálculo se empleó la fórmula de Mun (2002):

$$FED = \sum_{i=0}^n \frac{ventas - cpro - dep - amort - imp + dep + amort}{(1 + r)^n} \quad (16)$$

dónde:

FED = Flujo de efectivo descontado.

ventas = Ventas anuales.

cpro = Costo de producción anual.

dep = Depreciación.

amort = Amortización.

imp = Impuestos.

r = Tasa de descuento.

n = Número de periodos.

Para el cálculo del importe de ventas anuales, se tomó como base la capacidad de producción anual de la biorefinería a diseñar, en litros, y el precio del etanol, el cual se estimó de acuerdo al precio del etanol combustible importado de Estados Unidos, puesto en una terminal de almacenamiento y reparto de PEMEX, ubicada en Veracruz.

En el cálculo del precio se toma como referencia el precio promedio del etanol combustible en Estados Unidos en 2014, el cual se encuentra en una base de datos del

Departamento de Agricultura de Estados Unidos (USDA, 2016). Se utilizó la fórmula empleada por PEMEX (2014):

$$Petanol = PetaUSA + CLI + DI + CTT \quad (17)$$

dónde:

- Petanol* = Precio del etanol combustible en Veracruz.
- PetaUSA* = Precio del Etanol en Houston.
- CLI* = Costos de transportación de punto de referencia internacional y el punto de importación de PEMEX.
- DI* = Costos asociados de importación de PEMEX.
- CTT* = Costos del punto de importación a Terminal de Almacenamiento y Reparto (TAR) de PEMEX en Veracruz.

De acuerdo a Hodson *et al.* (1996), la amortización del préstamo que se tendrá, está basada en el cálculo de una anualidad, dicha estimación emplea la siguiente formula:

$$A = K \left(\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right) \quad (18)$$

dónde:

- A* = Anualidad.
- K* = Monto de préstamo solicitado.
- i* = Tasa de interés préstamo.
- n* = Número de años a pagar.

La depreciación y los impuestos, tomaron con base a la Ley del ISR 2015. En el caso de la depreciación, será de un 100% en el primer año para el importe de los equipos de generación de energía eléctrica (caldera y turbogenerador) y el 10% anual para el resto de la inversión total del proyecto (ITP). En el caso de los impuestos, será del 30% del flujo de efectivo anual, cuando se tenga saldos favorables.

Calculo de indicadores de rentabilidad

Para evaluar la rentabilidad de la biorefinería se emplea el Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Rendimiento (TIR) y la relación de Beneficio Costo (B/C).

Análisis de Sensibilidad.

Se realizó un análisis de sensibilidad a los resultados obtenidos, con algunas variables consideradas como críticas: volumen de producción anual, precio de venta, costo unitario de producción, nivel de endeudamiento, tasa de interés de préstamo, tasa de descuento y el rendimiento de la biomasa para convertirse en bioetanol. Para cada variable se tendrá un valor base, de acuerdo al valor que tienen al calcular el VAN base, y se les aplicará un cambio positivo (aumento de 20%) y un cambio negativo (reducción del 20%) para determinar qué variaciones provocan en el VAN.

A la variable crítica que en el primer análisis de sensibilidad provocó más variación en el VAN, se le aplicó un segundo análisis de sensibilidad, con incrementos a su valor de 10 %, 20 %, 30 %, 40% y 50 % y reducciones a su valor en -10%, -20%, -30%, -40% y -50%, para ver cómo se comporta el VAN.

3.2.2 Evaluación con opciones reales

La opción real que se empleó fue la opción real de abandono, que de acuerdo a Domínguez (2009) nos dice que en esta opción tenemos la posibilidad de abandonar un proyecto y recuperar el valor de salvamento del mismo, cuando las expectativas del mercado no se cumplen. Que para un mercado de etanol 2G que apenas se inicia a nivel mundial y en México apenas está iniciando el mercado de etanol 1G, nos provoca un escenario de incertidumbre en términos de rentabilidad sobre la inversión, además de considerar que el proyecto tendrá un nivel de inversión importante, lo cual nos obliga a evaluar la biorefinería a lo largo de su vida útil. Por tanto, la opción de abandono que se ejerció fue para 5, 10, 15, 20 y 25 años, ya que su vida útil considerada en el proyecto es de 30 años.

El método empleado para evaluar la opción real fue la técnica de árbol binomial, que para el diseño del árbol del activo subyacente, se tomó como base el cálculo de la desviación estándar de la tasa de cambio del precio promedio anual del etanol combustible en Estados Unidos, el cual se tomó de una serie de 1996 a 2014 tomada del Departamento de Agricultura

de Estados Unidos, USDA (2016). El árbol presenta 5 ramas, por tanto, el intervalo de tiempo entre ramas del árbol (δt), para las opciones de abandono de 5, 10, 15, 20 y 25 años es $\delta t = 1, 2, 3, 4, 5$, respectivamente. En el caso del diseño del árbol de valor presente de la opción real, se determinó que el valor de la opción de abandono sería el valor de rescate de la inversión total del proyecto (ITP), el cual correspondió a el 25 % de ese valor, este cálculo tomó como base el estudio de Schmid *et al.* (2009), el cual trata de una evaluación de una biorefinería de etanol 2G con la opción real de abandono. Por otra parte, el valor de la tasa libre de riesgo empleada tomó como referencia la tasa de los UDI bonos a 30 años emitidos por Banco de México, para el año de 2014 (BANXICO, 2016b).

CAPÍTULO IV. ASPECTOS DEL PROYECTO

4.1 Aspectos organizativos

4.1.1 Estructura orgánica

La estructura orgánica está basada en las necesidades operativas que tiene una biorefinería de etanol 2G, se toma como base la planteada por NREL (2011), la cual se representa en un organigrama funcional (Figura 16).

4.1.2 Figura asociativa propuesta

La figura será una Sociedad Anónima de Capital Variable (SA de CV), ya que permite aceptar como socios a personas físicas y morales. Además de que el capital social será susceptible de aumento por aportaciones posteriores de los socios o por la admisión de nuevos socios, y de disminución de dicho capital por retiro parcial o total de las aportaciones.

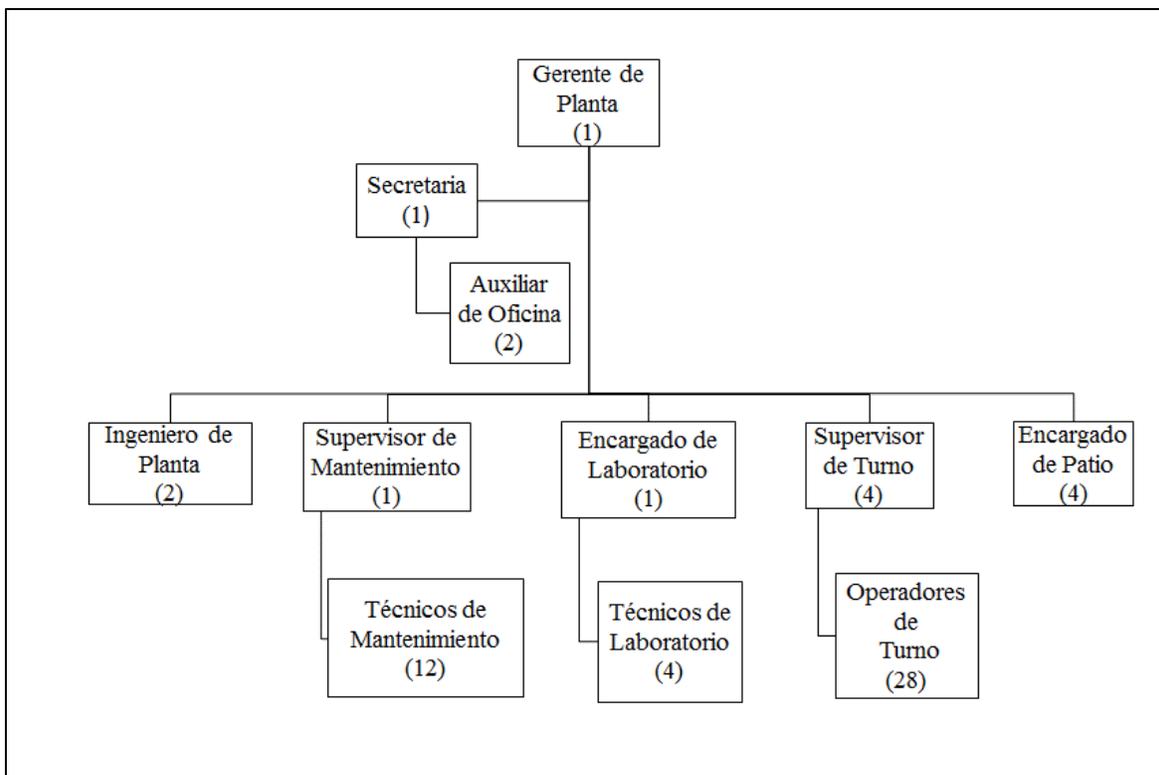


Figura 16. Organigrama de biorefinería.

Fuente: Elaboración propia basado en NREL (2011).

4.2 Estudio de mercado del etanol

4.2.1 Producción de etanol

Actualmente no se produce etanol combustible en México, pero a partir del año de 2017 se van a producir 123 millones de litros anuales, ya que PEMEX adjudicó una licitación a productores nacionales para producir este biocombustible, a partir del jugo de la caña de azúcar y del grano de sorgo (PEMEX, 2015b).

4.2.2 Demanda de etanol

La demanda a corto plazo de etanol se estima en 128 millones de litros anuales, pues es el volumen que PEMEX importó en 2015 (Cuadro 10), el cual lo emplea como oxigenante para sus gasolinas. La demanda a mediano plazo de etanol se calcula en 2.6 mil millones de litros anuales, que resulta de multiplicar la demanda nacional de gasolina, que es de unos 45 mil millones de litros anuales, por una posible mezcla de 5.8 % con la gasolina, porcentaje igual al establecido en la primera licitación de etanol que otorgó PEMEX en 2015 a proveedores nacionales (PEMEX, 2015b).

4.2.3 Precios del etanol

Los precios de referencia que se pueden tomar para México son los precios de etanol combustible de Estados Unidos, los cuales son publicados mensualmente por el departamento de agricultura de los Estados Unidos, USDA (2016), y los cuales deben ser ajustados por la fórmula de precios de PEMEX (2014). De acuerdo a lo anterior, se muestra en la Figura 17 una tendencia estimada de precios de etanol importado puesto en Veracruz, de 1996 a 2014.

4.2.4 Beneficios de usar etanol combustible

El etanol es amigable con el medio ambiente, ya que su empleo hace que se reduzcan las emisiones de CO₂ a la atmósfera, pues al derivarse de cultivos agrícolas, estos durante su crecimiento van absorbiendo CO₂ a medida que se van desarrollando, ya convertido en biocombustible y quemarse en los motores de los automóviles hace que el balance de emisiones sea favorable, a diferencia de los combustibles minerales (derivados de carbón) o los combustibles fósiles (derivados del petróleo). Además, el uso de carburantes de origen

vegetal produce menos emisiones nocivas de azufre por unidad de energía que el uso de productos derivados del petróleo (Delgado, 2014)

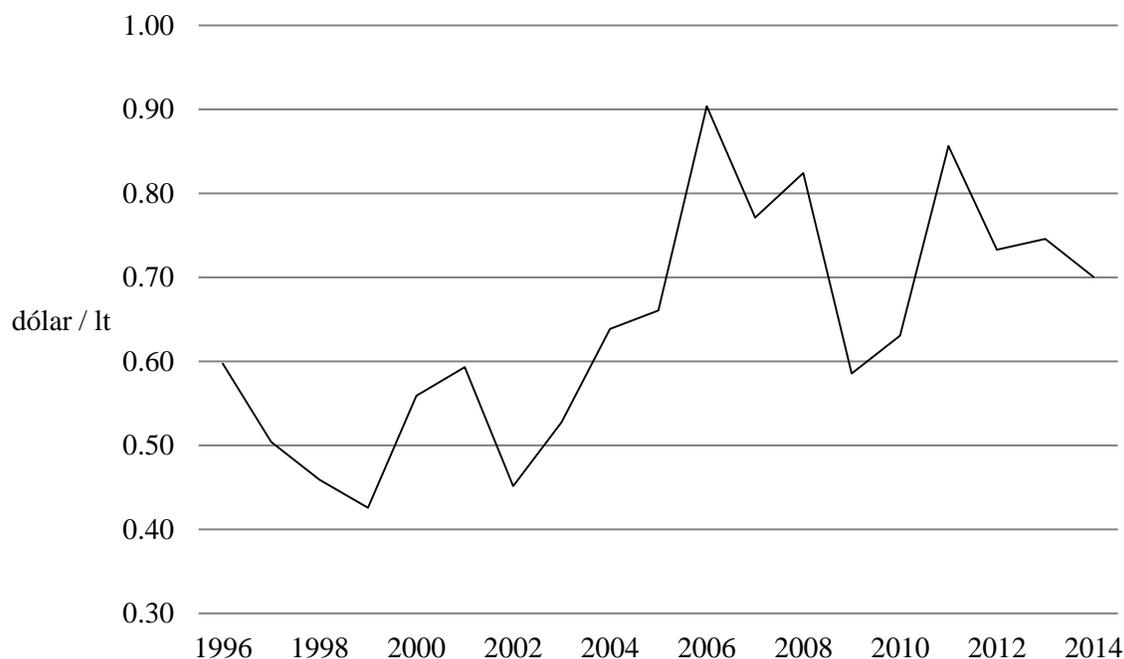


Figura 17. Precios de etanol importado puestos en Veracruz, México.

Fuente: Elaboración propia con datos de USDA (2016) y PEMEX (2014).

El etanol fomenta desarrollo económico y social, ya que la producción de etanol requiere de materias primas agrícolas lo cual puede generar empleo en áreas rurales y por tanto ser un detonante económico (UNCTAD, 2012).

Este biocombustible es una alternativa sostenible a la gasolina, ya que el etanol se puede producir a partir de muchas fuentes diferentes y renovables según Mohrn y Raman (2013), caso contrario la gasolina pues proviene del petróleo el cual es un recurso no renovable.

El etanol puede ser un amortiguador de la demanda de azúcar, en México podría ayudar a diversificar la industria de caña de azúcar y ayudar a combatir el exceso de inventario de azúcar, estimado en más de 1 millón de toneladas anuales, lo cual provoca una disminución en los precios del endulzante (FAPRI, 2016; SAGARPA, 2007).

De acuerdo a EIA (2016), el etanol se puede mezclar con la gasolina en porcentajes no mayores a 20% sin modificar el diseño de los motores de los autos. Además, de aumentar el desempeño del motor, ya que al mezclarse con la gasolina ayuda a que este tenga un mejor desempeño, pues tiene un mayor octanaje (120) que la gasolina (89).

4.2.5 Productos sustitutos

Como principal sustituto del etanol combustible tenemos a la gasolina, derivada de petróleo, ya que sigue siendo la principal fuente de combustible para los motores a gasolina de los automóviles; por ejemplo, en Estados Unidos la gasolina representa un 99.7 % del combustible consumido, y solo el 0.3 % corresponde al etanol combustible (EIA, 2016b).

Cabe destacar que el etanol de primera generación en algunos años tendrá como sustitutos al etanol de segunda generación, cuyas biorefinerías se encuentran en inicio de operaciones, en Estados Unidos, Brasil, Europa y China (IEA, 2011; IEA (2010).

Otro biocombustible que pudiera competir con el etanol es el butanol, el cual es un alcohol derivado de cultivos o de desperdicios agrícolas, el cual tiene mejores cualidades que el etanol, pero se encuentra en etapa de investigación y desarrollo (EBTP, 2016b).

4.2.6 Normas de Calidad

Actualmente el único autorizado para vender etanol combustible en México es PEMEX, por tal motivo emitió las normas de calidad que rigen para dicho combustible (Cuadro 12).

4.3 Prácticas comerciales

En estos momentos las prácticas comerciales las fija PEMEX, pues en estos momentos tienen el monopolio de la compra y venta de los hidrocarburos y los refinados en México, por tal motivo todo el detalle de la formalización de las compras y ventas de etanol combustible las define la paraestatal.

4.3.1 Contratos de compra

Los contratos los celebra PEMEX Refinación y las condiciones quedan plasmadas en 43 cláusulas. El objeto del contrato es que PEMEX Refinación adquiera etanol anhidro para ser

mezclado con gasolina y entregado en alguna Terminal de Almacenamiento y Reparto (TAR), bajo ciertas condiciones definidas en clausulas posteriores que debe cumplir el proveedor y PEMEX (PEMEX, 2014a).

Cuadro 12. Normas de calidad de etanol combustible en PEMEX.

Propiedad	Unidad	Especificación	Método de prueba
Etanol	% vol. min.	99.5	ASTM D5501
Contenido de agua	% vol. máx.	0.5	ASTM E203, ASTM E1064
Densidad a 20°C	kg/m ³ máx.	reportar	ASTM D4052
Acidez como ácido acético	% peso (mg/l) máx.	0.007	ASTM D1613
Conductividad eléctrica	micro s/m máx.	500	ASTM D1125
Apariencia		clara y brillante	visual

ASTM: American Society of Testing Materials.

Fuente: PEMEX (2016b).

Una clausula importante del contrato es la tercera, donde se señala que el proveedor debe cumplir con 2 etapas de ejecución: a) Etapa de desarrollo de proyecto, el cual puede incluir las construcciones de plantas nuevas o ampliaciones de la capacidad de una planta existente y/o su almacenamiento; b) Etapa de operación comercial, en el cual se ejecutará el proceso de suministro del etanol, en diferentes subprocesos como son: producción de biomasa, producción de etanol, control de calidad, almacenamiento, y transporte.

El resto de las clausulas indican diferentes conceptos como los siguientes: remuneración, penalizaciones, grado de integración nacional, garantías, recepción de los bienes, modificación al contrato, caso fortuito o causas de fuerza mayor, rescisión de contrato, terminación anticipada, propiedad intelectual, seguros, anexos del contrato, devolución y reposición de bienes, resolución de controversias, recuperación de adeudos, ley aplicable y jurisdicción, subcontratación, obligaciones de seguridad, confidencialidad, finiquito, apoyo a la comunidad y el medio ambiente, etc. (PEMEX, 2014a).

4.3.2 Formas de pago

Las facturas del proveedor serán emitidas a PEMEX Refinación, las abarcarán periodos de pagos semanales y serán consecuencia de los pagos por parte de las personas designadas para tal efecto. PEMEX pagara al proveedor el volumen entregado y aceptado de acuerdo a las condiciones establecidas en el contrato, a los 20 días contados a partir de la fecha recepción y aceptación del original de la factura, acompañada de la documentación que acredite la entrega del etanol. Los pagos al proveedor se efectuarán invariablemente mediante depósito bancario en la cuenta para que tal efecto haya comunicado por escrito a PEMEX Refinación. (PEMEX, 2014a).

4.3.3 Tiempos de entrega

El proveedor se obliga a entregar el volumen amparado en el contrato, en un plazo de 7 días contados a partir de la recepción de la orden por parte de PEMEX Refinación (PEMEX, 2014a).

4.3.4 Transporte para la distribución de etanol

La responsabilidad de la transportación del etanol, así como la integridad del mismo hasta su recepción formal por parte de PEMEX Refinación será a cargo del proveedor, PEMEX (2014a). El transporte empleado para transportar el etanol deberá ser un carrotanque de hasta 40 mil litros, que contenga un tonel de acero inoxidable o de acero al carbón protegido con revestimientos específicos, que garantice la calidad del producto, PEMEX (2014b). El proveedor podrá subcontratar los servicios de transporte, en cuyo caso el proveedor deberá acreditar a PEMEX Refinación el cumplimiento en la Ley de Promoción y Desarrollo de Bioenergéticos y su Reglamento (LPDB) y la normatividad vigente de la Secretaria de Comunicaciones y Transporte (SCT) (PEMEX, 2014a).

4.3.5 Seguros y garantías.

El proveedor será el único responsable de contar con las pólizas de seguros necesarias para dar cobertura en todas las obligaciones del contrato que conforme a la naturaleza y complejidad de los alcances del contrato estime necesarias, como son, entre otros, contratos agrícolas, producción de biomasa, construcción de las instalaciones producción del etanol

anhidro, almacenamiento del etanol, control de calidad, transporte y entrega del etanol en la Terminal de Almacenamiento y Reparto (TAR) de PEMEX Refinación. Para garantizar el proveedor la operación comercial con PEMEX Refinación deberá hacerlo mediante las siguientes opciones: Póliza de Fianza o Carta de Crédito Stanby (PEMEX, 2014a).

4.4 Estudió técnico

4.4.1 Localización de la biorefinería

La biorefinería se instalará adyacente al ingenio azucarero San Cristóbal, ubicado en el municipio de Carlos A. Carrillo, Veracruz (Figura 18), dicha selección obedeció a que es el ingenio que mayor volumen de caña de azúcar procesa en México, por ejemplo, en la zafra 2013-2014 cosecho un volumen de 2,387,596 toneladas (CONADESUCA, 2015).

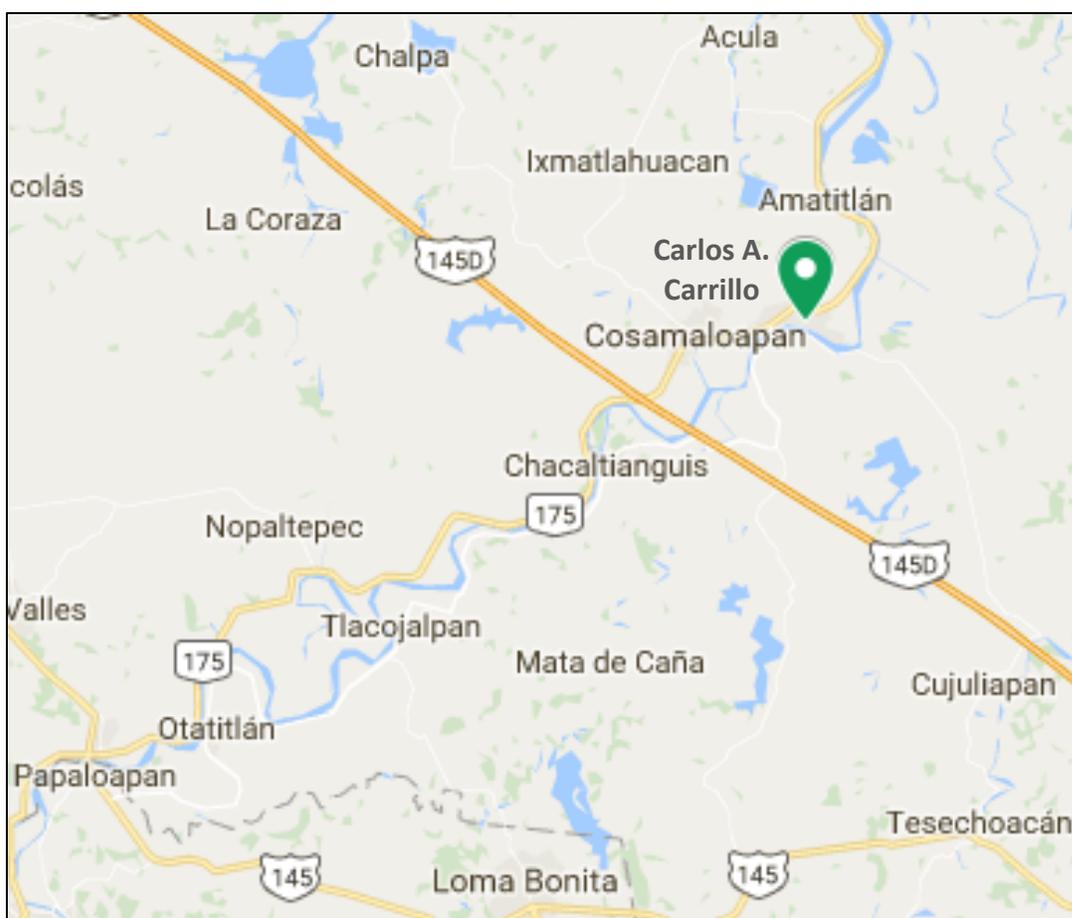


Figura 18. Ubicación de Ingenio San Cristóbal en Estado de Veracruz.

Fuente: CONADESUCA (2016).

4.4.2 Tamaño de la biorefinería

La biorefinería tendrá una capacidad de 143 millones de litros anuales, esto resultado de la estimación hecha del volumen potencial promedio anual de biomasa que se podría generar en Ingenio San Cristóbal (Cuadro 13).

Cuadro 13. Biomasa potencial de ser aprovechada en la biorefinería.

Año	Superficie cosechada (ha) †	Biomasa potencial en cosecha (ton) ¶	Bagazo sobrante en ingenio (ton) †	Biomasa potencial total (ton)	Rendimiento de biomasa (lt/ton) §	Etanol estimado (lt)
2010	40,250	362,250	20,589	382,839	370	141,650,430
2011	35,865	322,785	12,310	335,095	370	123,985,150
2012	38,332	344,988	16,175	361,163	370	133,630,310
2013	43,009	387,081	22,465	409,546	370	151,532,020
2014	46,655	419,895	19,748	439,643	370	162,667,910
Prom.	40,822	367,400	18,257	385,657	370	142,693,090

†: De acuerdo a estadísticas de CONADESUCA (2015).

¶: Se multiplico superficie cosechada por 9 ton/ha, basado en Salgado *et al.* (2014).

§: Basado en Seabra (2011).

4.4.3 Proceso productivo de la biorefinería

La biorefinería tendrá un proceso conocido como pretratamiento con ácido diluido y de hidrolisis enzimática. Las actividades de procesamiento básicas son: pretratamiento, acondicionamiento, sacarificación, fermentación, producción de enzimas, destilación, almacenamiento, recuperación de sólidos, tratamiento de aguas y generación de energía. La biorefinería producirá su propia energía (electricidad y vapor), mediante un sistema de cogeneración, caldera y turbo-generador. La distribución de las áreas productivas y de soporte se muestran en Figura 19. De acuerdo a NREL (2011) se generará electricidad para autoconsumo (53%) y el otro excedente (47%) se vendería a CFE, se tendrá un consumo de 5.4 litros de agua por un litro de etanol producido.

4.4.4. Condiciones de operación de la biorefinería

Las condiciones de operación que tendría la biorefinería se muestran en Cuadro 14.

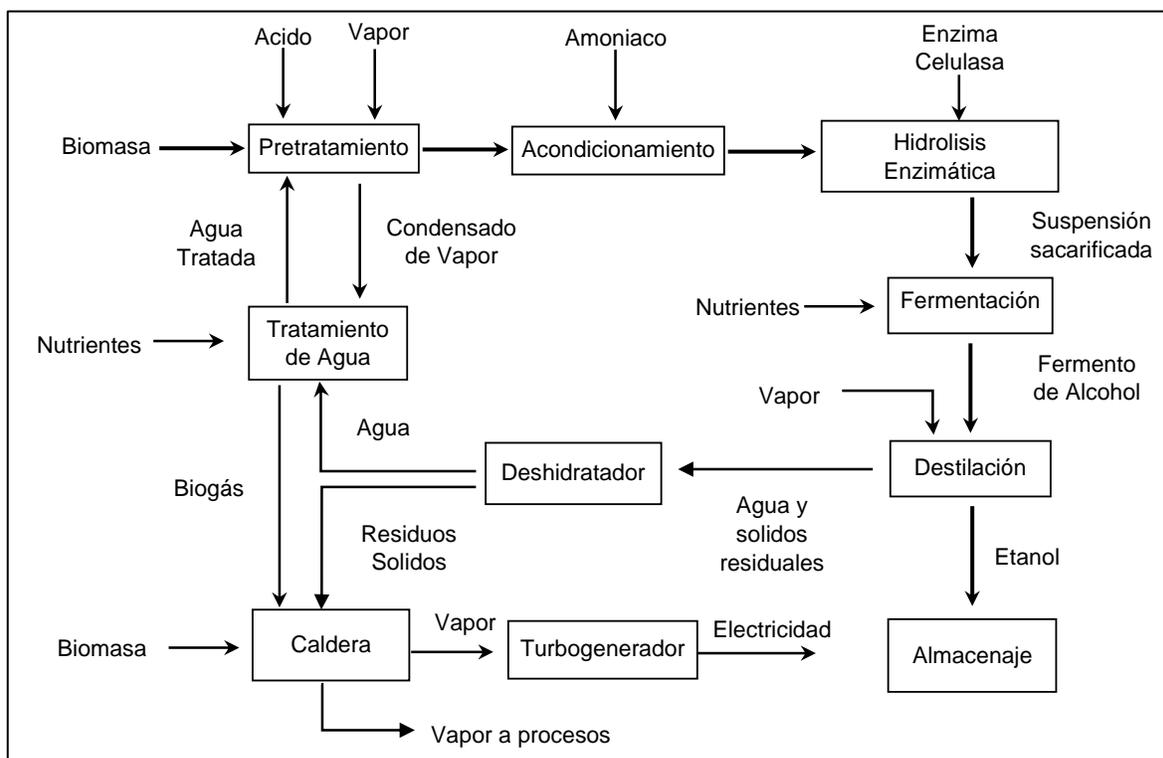


Figura 19. Distribución de áreas productivas y de soporte en la biorefinería.

Fuente: Elaboración propia basada en Seabra (2010) y NREL (2011).

Cuadro 14. Parámetros de operación de la biorefinería.

Parámetro	Unidad	Cantidad
Procesamiento de biomasa	ton/año	386,000
	ton/día	1,103
Días efectivos de trabajo	día/año	350
Horas efectivas de trabajo	hr /año	8,400
Rendimiento de biomasa	lt/ton	370
Producción de etanol anual	lt /año	143,000,000
Energía eléctrica generada	kwh /año	150,150,000
Energía eléctrica auto consumida	kwh / año	79,579,500
Energía eléctrica excedente	kwh / año	70,570,500
Agua consumida/ m ³ /año	kwh / año	772,200

Fuente: Elaboración propia basada en Seabra (2008, 2011) y NREL (2011).

4.4.5 Programa de abasto de materia prima.

Se considera que se van a procesar 386 mil toneladas de biomasa anuales, dicho volumen será abastecido de acuerdo al calendario de cosecha de la caña de azúcar que tiene el Ingenio San Cristóbal, pues la biomasa se genera después de la cosecha. El programa de abasto se muestra en Cuadro 15, cabe señalar que solo se procesaran 1,103 toneladas diarias, el resto de la biomasa será almacenada en condiciones adecuadas (bajo techo).

4.4.6 Subproductos del etanol 2G

Durante el proceso productivo del etanol 2G, se van a obtener varios subproductos, el más importante es la energía eléctrica, la cual se obtiene al quemar la biomasa cañera en la caldera, misma que al producir vapor, sirve para mover un generador, el cual produce electricidad. Otro subproducto que se puede aprovechar es la lignina, la cual se obtiene al hidrolizar la biomasa cañera, dicho subproducto se pretende utilizar como combustible en la caldera. Mismo caso sería el biogás, el cual se genera durante el tratamiento de agua, el cual también será empleado como combustible en la caldera (LEDUC, 2009).

4.4.7 Rendimiento biomasa-etanol.

El rendimiento que se toma como base es de 370 litros de etanol por tonelada de biomasa cañera, el cual se basa en las estimaciones realizada por Seabra (2011) en un estudio en Brasil de una biorefinería que produciría etanol y electricidad a partir de biomasa en campo cañero.

4.4.8 Programa de producción.

Se considera que se van a producir 143 millones de litros anuales de etanol, durante 350 días de operación, teniendo como base un consumo de 1,103 toneladas diarias de biomasa, el programa anual se muestra en Cuadro 16.

Cuadro 15. Programa de abasto de biomasa cañera a la biorefinería.

Mes £	Semana	Superficie cosechada (ha) †	Biomasa recibida (ton) ¶
Diciembre	1	1,470	13,891
Diciembre	2	1,383	13,073
Diciembre	3	1,256	11,874
Diciembre	4	1,324	12,510
Enero	5	1,595	15,074
Enero	6	1,548	14,627
Enero	7	1,406	13,288
Enero	8	1,514	14,305
Febrero	9	1,445	13,660
Febrero	10	1,543	14,577
Febrero	11	1,564	14,784
Febrero	12	1,687	15,942
Marzo	13	1,831	17,306
Marzo	14	1,701	16,074
Marzo	15	1,742	16,463
Marzo	16	2,201	20,795
Abril	17	1,717	16,223
Abril	18	1,922	18,166
Abril	19	2,181	20,613
Abril	20	1,625	15,355
Mayo	21	2,250	21,267
Mayo	22	2,186	20,655
Mayo	23	1,994	18,844
Mayo	24	1,736	16,405
Total		40,822	385,768

†: De acuerdo a estadísticas de CONADESUCA (2015).

¶: Se multiplica superficie cosechada por 9.45 ton/ha, basado en Salgado *et al.* (2014).

£: La Zafra inicia en diciembre y finaliza en de mayo.

Cuadro 16. Programa producción de la biorefinería.

Mes	Días	Biomasa procesada (ton)	Rendimiento de biomasa (ton/lit)	Producción (lt)
Enero	30	33,090	370	12,243,300
Febrero	28	30,884	370	11,427,080
Marzo	30	33,127	370	12,243,300
Abril	30	33,127	370	12,243,300
Mayo	31	34,193	370	12,651,410
Junio	30	33,127	370	12,243,300
Julio	30	33,127	370	12,243,300
Agosto	30	33,127	370	12,243,300
Septiembre	30	33,127	370	12,243,300
Octubre	30	33,127	370	12,243,300
Noviembre	30	33,127	370	12,243,300
Diciembre	21	23,163	370	8,570,310
Total	350	386,050		142,838,500

CAPÍTULO V.

ESTUDIO FINANCIERO

5.1 Inversión total del proyecto (ITP)

La inversión total requerida para poner en marcha el proyecto es del orden de 307 millones de dólares, la inversión directa (ITD) es de 181.97 millones de dólares, la inversión indirecta 109.18 millones de dólares, el monto del capital de trabajo es 14.56 millones de dólares, el pago por el terreno es de 1.31 millones de dólares (Cuadro 17), para más detalle de cómo se obtuvo la inversión requerida en maquinaria para procesos y periférica ver Anexo3.

5.2. Depreciación

La depreciación de acuerdo a IMCP (2015), estará basada en la Ley del ISR 2015, la cual nos dice en el artículo 34, que los equipos de generación de energía eléctrica a partir de biomasa, se deben depreciar al 100% durante el primer año, lo que en nuestro caso representa un monto de 49.02 millones de dólares, para el resto de la inversión se considera que se va a depreciar en 10 años, lo que en nuestro caso representa un valor de 24.21 millones de dólares anuales.

5.3 Fuentes de financiamiento

Las fuentes de financiamiento del proyecto están basadas en NREL (2011), y se establecen dos fuentes, los socios aportarán un estimado de 184 millones de dólares (60%) y otros 123 millones de dólares (40%) serán financiados.

5.4. Ingresos

Los ingresos provendrán de la venta de etanol, 143 millones anuales, suponiendo un precio de 0.69 dólares por litro (Cuadro 18), lo cual nos genera un ingreso anual de 98.67 millones de dólares. Se estima vender electricidad en el orden de 70.57 millones de kW a la CFE, a un precio de 0.11 dólares por kW, lo cual nos arroja un ingreso adicional anual de 7.76 millones de dólares.

Cuadro 17. Inversión total del proyecto (ITP).

Concepto		Importe (dólares)
Pretratamiento		21,683,346
Acondicionamiento		2,175,587
Producción de Enzimas		12,409,308
Sacarificación & Fermentación		22,090,010
	Subtotal maquinaria de proceso	74,299,110
Destilación & Recuperación Sólidos		15,940,858
Tratamiento Aguas Residuales		37,047,711
Tanques de Almacenamiento		3,591,365
Caldera y Turbogenerador		49,024,464
Equipos Auxiliares		5,003,849
	Subtotal maquinaria de soporte	94,667,390
Almacén de equipos y suministros	4.0% maquinaria proceso	2,971,964
Infraestructura civil de instalaciones	9.0% maquinaria proceso	6,686,920
Sistema de tuberías	4.5% maquinaria proceso	3,343,460
	Subtotal inversión directa (ITD)	181,968,844
Gastos por pagos a contratistas	10.0% de ITD	18,196,884
Gastos generales de campo	10.0% de ITD	18,196,884
Gastos de ingeniería y construcción	20.0% de ITD	36,393,769
Gastos generales del proyecto	10.0% de ITD	18,196,884
Imprevistos	10.0% de ITD	18,196,884
	Subtotal inversión indirecta (ITI)	109,181,306
Terreno (16 ha)		1,312,336
Capital de Trabajo	5.0% de (ITD + ITI)	14,557,507
	Inversión total del proyecto (ITP)	307,019,993

Fuente: Elaboración propia basada en NREL (2011).

Cuadro 18. Precio de etanol combustible de referencia †

Concepto	Importe (dólar/lt)
Precio etanol combustible en Nebraska P	0.62
Flete a puerto de Houston	0.04
Flete de Houston a Veracruz (CLI)	0.03
Trámites aduanales (DI)	0.005
Flete Puerto Veracruz a TAR de PEMEX	0.001
Precio etanol	0.69

†: Precio puesto en Terminal de Abastecimiento y Reparto (TAR) de PEMEX en Veracruz

P: Precio promedio de 2014 reportado en USDA (2016), ver Anexo 4.

Fuente: Elaboración propia con datos de USDA (2016) y PEMEX (2014).

5.5 Egresos**5.5.1 Costo de materia prima**

El costo de la biomasa cañera se estima de acuerdo a los costos que tienen que ver con las actividades de cosecha, reportados en el ingenio San Cristóbal, para la zafra 2013-2014, los cuales resultaron ser de 15 dólares por tonelada de biomasa cañera (Cuadro 19). Este valor es igual al reportado por Seabra (2008).

Cuadro 19. Costo de biomasa cañera en Ingenio San Cristóbal.

Concepto	Forma de realización	Costo unitario	
		(pesos/ton)	(dólares/ ton)
Gastos de frente de corte	Mano de obra	20	1.36
Corte	Mano de obra	26	1.77
Acarreo de cosecha	Maquinaria	42	2.86
Corte y acarreo de cosecha	Mano de obra	46	3.13
Alce de cosecha	Maquinaria	12	0.82
Administración de cosecha	Mano de obra	4	0.27
Corte y administración de corte	Mano de obra	30	2.04
Corte y alce de cosecha	Maquinaria	38	2.59
Total			14.84

Fuente: Elaboración propia con datos de CONADESUCA (2015).

5.5.2 Costo variable unitario de producción

El costo variable unitario de producción estimado resulto ser de 0.28 dólares por litro, para un desglose general ver Cuadro 20, y para uno detallado ver Anexo 5.

Cuadro 20. Costo variable unitario de la biorefinería.

Concepto	Importe anual (dólares)	Producción anual bioetanol (lt)	Costo unitario (dólar/lt)
Bagazo	273,855	143,000,000	0.002
Biomasa cañera	5,516,145	143,000,000	0.04
Ácido sulfúrico	662,556	143,000,000	0.005
Amoniacó	1,757,607	143,000,000	0.01
Licor de maíz tratado	245,304	143,000,000	0.002
Fosfato de amonio	522,437	143,000,000	0.004
Sorbitol	184,774	143,000,000	0.001
Glucosa	5,231,647	143,000,000	0.04
Licor de maíz tratado	34,741	143,000,000	0.0002
Amoniacó	120,032	143,000,000	0.001
Nutrientes	205,198	143,000,000	0.001
Dióxido de azufre	18,127	143,000,000	0.0001
Sosa Caustica	1,255,323	143,000,000	0.01
Biomasa cañera	5,790,000	143,000,000	0.04
Químicos para caldera	44,314	143,000,000	0.0003
Agua de repuesto	281,825	143,000,000	0.002
Disposición de cenizas	1,615,489	143,000,000	0.01
Electricidad Generada (kWh)	16,516,500	143,000,000	0.12
Total			0.28

Fuente: Elaboración propia basada en NREL (2011).

5.5.3 Costo fijo unitario de producción.

El costo fijo unitario de producción estimado resulto ser de 0.06 dólares por litro. Para un desglose general ver Cuadro 21, y para uno detallado ver Anexo 6.

Cuadro 21. Costo fijo unitario de la biorefinería.

Concepto	Importe anual (dólares)	Producción anual bioetanol (lt)	Costo unitario (dólar/lt)
Gerente de planta	132,000	143,000,000	0.001
Ingenieros de planta	65,000	143,000,000	0.0005
Supervisor de mantenimiento	27,500	143,000,000	0.0002
Técnico de mantenimiento	210,000	143,000,000	0.001
Encargado de laboratorio	25,000	143,000,000	0.0002
Técnico de laboratorio	23,333.33	143,000,000	0.0002
Técnico de laboratorio de enzimas	23,333.33	143,000,000	0.0002
Supervisor de turnos	90,000	143,000,000	0.001
Operadores de turno	350,000	143,000,000	0.002
Operador de turno de enzimas	140,000	143,000,000	0.001
Empleados de patio	33,333	143,000,000	0.0002
Secretarias y auxilia. de oficinas	30,000	143,000,000	0.0002
Mantenimiento	5,068,995	143,000,000	0.04
Seguro	2,038,051	143,000,000	0.01
Total			0.06

Fuente: Elaboración propia basada en NREL (2011).

5.6 Flujo de efectivo descontado

Los parámetros que se tomaron en cuenta para el cálculo de flujo de efectivo descontado se aprecian en Cuadro 22. La corrida completa (30 años) se aprecia en Anexo 7.

Cuadro 22. Parámetros empleados en cálculo de flujo de efectivo descontado.

Concepto	Unidad	Valor
Vida útil del proyecto	año	30
Periodo de construcción	año	3
Inversión total del proyecto	dólares	307,019,993
Inversión patrimonial (60%)	dólares	174,690,090
Monto de préstamo (40%)	dólares	116,460,060
Plazo de préstamo	año	10
Tasa de préstamo	%	8
Anualidad	dólares	17,355,983
Capital de trabajo	dólares	14,557,507
Venta etanol	dólares/año	98,670,000
Volumen venta etanol	lt/ año	143,000,000
Precio de venta etanol	Dólar / lt	0.69
Venta electricidad excedente	dólares/ año	7,762,755
Volumen venta electricidad	kWh/ año	70,570,500
Precio de venta electricidad	dólares/ kWh	0.11
Venta total anual	dólares/ año	106,432,755
Costo de producción anual	dólares/ año	48,335,537
Depreciación caldera y turbogenerador (1 año)	dólares/ año	49,024,464
Depreciación biorefinería en general (10 años)	dólares/ año	24,212,569
ISR	%	30
Tasa de descuento	%	10

CAPÍTULO VI. EVALUACION ECONOMICA

6.1. Evaluación tradicional

6.1.1. VAN, TIR, B/C

Valor Actual Neto (VAN). Una vez realizada la corrida financiera a 30 años, y utilizando los parámetros del Cuadro 20, se tuvo un Flujo Neto de Efectivo descontado de 275.73 millones de dólares y un flujo de inversión descontado de 220.255 millones de dólares. El resultado que se obtuvo fue de 55.496 millones de dólares, lo cual arroja un VAN positivo, lo que indica que la inversión es rentable bajo los supuestos establecidos.

$$\begin{aligned} \text{VAN} &= \text{Flujo neto de efectivo descontado} - \text{Flujo de inversión descontado} \\ &= 275.73 - 220.25 \\ &= 55.48 \text{ millones de dólares} \end{aligned}$$

Tasa interna de rendimiento (TIR). Una vez realizada la corrida financiera a 30 años, y usando los parámetros del Cuadro 20, se tuvo un Flujo Neto de Efectivo de 918.07 millones de dólares y un flujo de inversión descontado de 220.255 millones de dólares, la TIR se obtuvo mediante aproximaciones sucesivas, al encontrar la tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a cero, dicha tasa fue de 12.5 %, lo cual quiere decir que tenemos un rendimiento mayor a las tasas de rendimiento de instrumentos de inversión de largo plazo, por ejemplo los UDI bonos a 30 años del gobierno mexicano, ofrecieron una tasa promedio de 7.02% en 2014 (BANXICO, 2016b).

$$\text{VAN} = -220.25 + \sum_{i=0}^{30} \frac{918.07}{(1 + 0.125)^{30}} = 0$$

Por tanto, la TIR = 12.50 %,

Relación beneficio costo. Una vez realizada la corrida financiera a 30 años, y usando los parámetros del Cuadro 20, se tuvo un Flujo Neto de Efectivo descontado de 275.731 millones de dólares y un flujo de inversión descontado de 220.245 millones de dólares. Al dividir estos flujos nos da un índice de 1.25, lo cual quiere decir que por cada dólar invertido se gana 0.25 dólares.

$$\begin{aligned} \text{B:C} &= \frac{275.73}{220.25} \\ &= 1.25 \end{aligned}$$

6.1.2. Análisis de sensibilidad

En el primer análisis se evaluó el VAN ante cambios en las variables críticas: precio de etanol, volumen de producción, rendimiento de biomasa, tasa de descuento, tasa de préstamo y nivel de patrimonio. Se aplicó un cambio de +- 20 % en algunas variables consideradas como críticas (Cuadro 23).

De acuerdo a la variación porcentual que el VAN tuvo, se graficaron dichos cambios (Figura 20), la variable que provoco el mayor cambio fue el precio del etanol, seguido del volumen de producción y el rendimiento de biomasa.

Debido a que la variable crítica que provoco más variación en el VAN fue el precio del etanol, se le aplico un segundo análisis de sensibilidad, con incrementos de su valor en 10, 20, 30, 40, 50 % y reducciones de su valor en -10, -20, -30, -40, -50 %, para ver cómo se comporta el VAN, los resultados de dicho análisis se muestran en Cuadro 24 y Figura 21. En dicho análisis podemos observar que cambios positivos en el precio provocan más variación en el VAN, además se pudo observar que si se tiene una variación negativa de 10 % al precio del etanol el VAN es negativo.

Cuadro 23. Primer análisis de sensibilidad de la biorefinería.

Parámetro	Cambio negativo (-20%)	Nivel base (0%)	Cambio positivo (+20%)
Precio etanol (dólar / lt)	0.55	0.69	0.83
VAN (Mdólares)	-80.99	55.49	189.37
Variación del VAN (%)	-246%	0%	241%
Volumen producción (Mlt)	114.40	143.00	171.60
VAN (Mdólares)	-51.74	55.49	160.86
Variación del VAN (%)	-193%	0%	190%
Rendimiento biomasa (ton/lt)	300	370	450
VAN (Mdólares)	-45.58	55.49	169.70
Variación del VAN (%)	-182%	0%	206%
Tasa de descuento (%)	12%	10%	8%
VAN (Mdólares)	9.75	55.49	116.12
Variación del VAN (%)	-82%	0%	109%
Tasa de préstamo (%)	10%	8%	6%
VAN (Mdólares)	44.35	55.49	66.24
Variación del VAN (%)	-20%	0%	19%
Nivel de patrimonio (%)	72%	60%	48%
VAN (Mdólares)	51.53	55.49	59.34
Variación del VAN (%)	-7%	0%	7%

Fuente: Elaboración propia.

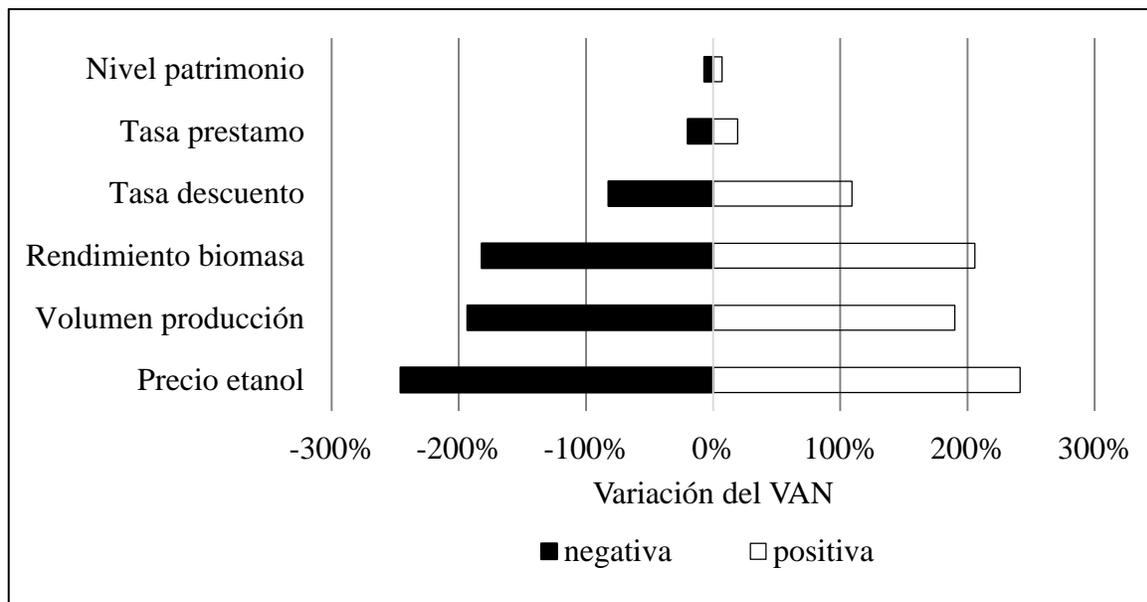


Figura 20. Variación del VAN antes cambios de variables críticas.

Fuente: Elaboración propia.

Cuadro 24. Segundo análisis de sensibilidad de la biorefinería.

Cambio (%)	Precio (dólar/litro)	VAN (M dólares)	Variación del VAN (%)
-50%	0.35	-310.57	-560%
-40%	0.41	-234.69	-423%
-30%	0.48	-155.41	-280%
-20%	0.55	-80.99	-146%
-10%	0.62	-11.96	-22%
0%	0.69	55.49	100%
10%	0.76	122.43	221%
20%	0.83	189.37	341%
30%	0.90	256.18	462%
40%	0.97	322.87	582%
50%	1.04	389.56	702%

Fuente: Elaboración propia.

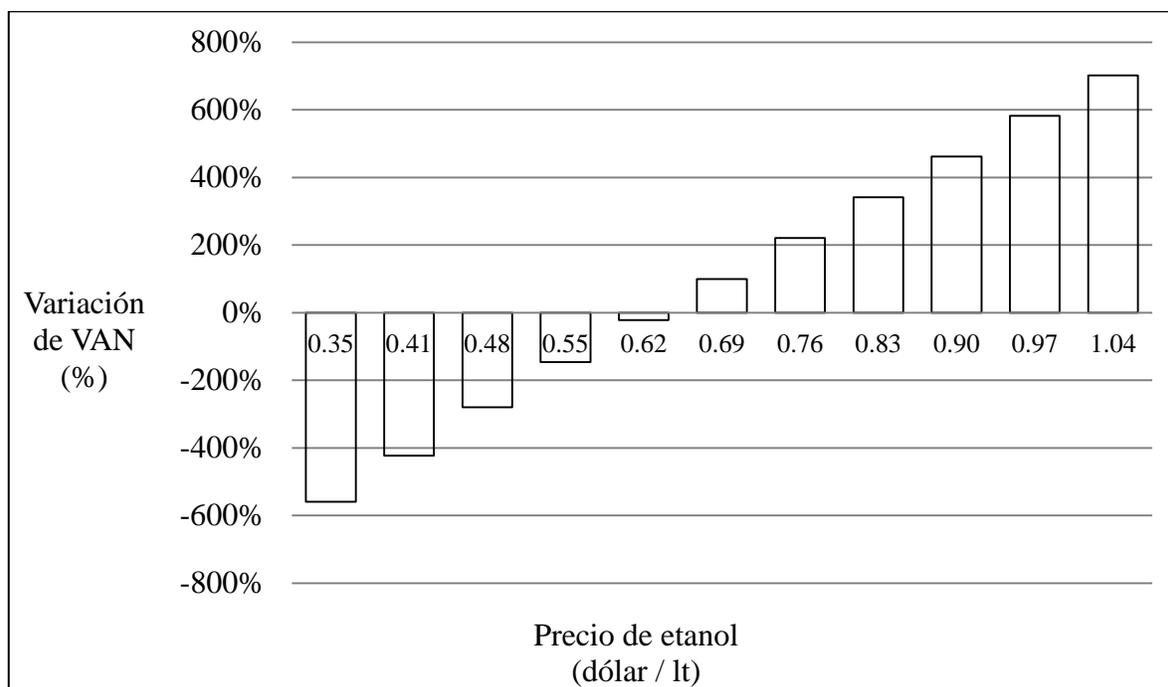


Figura 21. Variación del VAN antes cambios de los precios del etanol.

Fuente: Elaboración propia.

6.2. Evaluación con opciones reales

Árbol del activo subyacente

Primero se calculó la tasa de cambio discreta y continua de los precios de etanol, se tomó de una serie de precios de etanol de Estados Unidos de 1996 a 2014 (USDA, 2016), y después se calculó la desviación estándar (σ) de la tasa de movimiento continuo (Cuadro 25).

Cuadro 25. Desviación estándar de tasa movimiento precio etanol combustible.

Año	Precio etanol (dólar/litro)	Tasa de movimiento discreto	Tasa de movimiento continuo
1996	0.60		
1997	0.50	0.84	-0.17
1998	0.46	0.91	-0.09
1999	0.43	0.93	-0.08
2000	0.56	1.31	0.27
2001	0.59	1.06	0.06
2002	0.45	0.76	-0.27
2003	0.53	1.17	0.16
2004	0.64	1.21	0.19
2005	0.66	1.03	0.03
2006	0.90	1.37	0.31
2007	0.77	0.85	-0.16
2008	0.82	1.07	0.07
2009	0.59	0.71	-0.34
2010	0.63	1.08	0.07
2011	0.86	1.36	0.31
2012	0.73	0.86	-0.16
2013	0.75	1.02	0.02
2014	0.70	0.94	-0.06
σ			0.19

Fuente: Elaboración propia con datos de USDA (2016).

Se determinó el flujo de efectivo neto descontado (FED) para las opciones de abandono de 5, 10, 15, 20 y 25 años, para ello se realizaron varias corridas financieras de cada uno de los periodos de abandono considerados. Los valores obtenidos fueron 57.59 millones de dólares para 5 años; 162.34 millones de dólares para 10 años; 210.44 millones de dólares para 15 años; 240.30 millones de dólares para 20 años, y 258.84 millones de dólares para 25 años. Después se calculan los factores de aumento y disminución que pudiera tener el valor del activo subyacente, para las opciones de abandono de 5, 10, 15, 20 y 25 años.

Factores de aumento y disminución.

Opción de abandono 5 años

$$u = e^{0.19 \sqrt{1}}$$

$$u = 1.21$$

$$d = e^{-0.19 \sqrt{1}}$$

$$d = 0.83$$

Opción abandono 10 años.

$$u = e^{0.19 \sqrt{2}}$$

$$u = 1.31$$

$$d = e^{-0.19 \sqrt{2}}$$

$$d = 0.76$$

Opción de abandono 15 años.

$$u = e^{0.19 \sqrt{3}}$$

$$u = 1.40$$

$$d = e^{-0.19 \sqrt{3}}$$

$$d = 0.72$$

Opción de abandono 20 años.

$$u = e^{0.19 \sqrt{4}}$$

$$u = 1.47$$

$$d = e^{-0.19 \sqrt{4}}$$

$$d = 0.68$$

Opción de abandono 25 años.

$$u = e^{0.19 \sqrt{5}}$$

$$u = 1.54$$

$$d = e^{-0.19 \sqrt{5}}$$

$$d = 0.65$$

Teniendo los datos anteriores se procedió a construir diferentes arboles del activo subyacente, que en este caso es el FED (Cuadro 26).

Árbol de valor presente de opción real.

El valor de la opción de abandono, o valor de rescate es de 76.755 millones de dólares, que corresponde al 25 % de la inversión total del proyecto (ITP), la cual tiene un monto de 307.020 millones de dólares.

Para construir los nodos intermedios del árbol, se requiere calcular la probabilidad neutral de riesgo, para cada una de las opciones de abandono, la cual se requiere de ciertos datos para su cálculo, como la tasa libre de riesgo (r_f), que para nuestro caso se empleó una tasa de 7.02 %, que corresponde a un instrumento de inversión gubernamental como el UDI pagado a 30 años y cotizado en 2014 (Banxico, 2016b).

Probabilidad neutral de riesgo.

Opción de abandono 5 años.

$$p = [e^{(0.0702)(1)} - 0.825](1.212 - 0.825)^{-1}$$

$$p = 0.64$$

Opción de abandono 10 años.

$$p = [e^{(0.0702)(2)} - 0.762](1.313 - 0.762)^{-1}$$

$$p = 0.71$$

Opción de abandono 15 años.

$$p = [e^{(0.0702)(3)} - 0.717](1.395 - 0.717)^{-1}$$

$$p = 0.76$$

Opción de abandono 20 años.

$$p = [e^{(0.0702)(4)} - 0.681](1.469 - 0.681)^{-1}$$

$$p = 0.82$$

Opción de abandono 25 años.

$$p = [e^{(0.0702)(5)} - 0.650](1.538 - 0.650)^{-1}$$

$$p = 0.87$$

Ya teniendo los datos anteriores se procedió a construir los diferentes arboles del valor presente de la opción real (Cuadro 27).

Se presenta un resumen de la evaluación económica de la opción tradicional con la evaluación con opciones reales (Cuadro 28).

Cuadro 26. Árboles de activo subyacente para las opciones de abandono.

Opción de abandono	Periodos					
	0	1	2	3	4	5
5 años	57.591	70.000	85.000	103.000	125.000	152.000
		48.000	58.000	70.000	85.000	103.000
			48.000	58.000	70.000	70.000
				48.000	58.000	48.000
					48.000	33.000
						22.000
10 años	162.344	213.000	280.000	368.000	483.000	634.000
		124.000	163.000	214.000	281.000	369.000
			94.000	123.000	161.000	211.000
				72.000	95.000	125.000
					55.000	72.000
						42.000
15 años	210.436	294.000	410.000	572.000	798.000	1114.000
		151.000	211.000	294.000	410.000	572.000
			108.000	151.000	211.000	294.000
				77.000	107.000	149.000
					55.000	77.000
						39.000
20 años	240.297	353.000	519.000	763.000	1121.000	1647.000
		164.000	241.000	354.000	520.000	764.000
			112.000	165.000	242.000	356.000
				76.000	112.000	165.000
					52.000	76.000
						35.000
25 años	258.680	397.800	611.748	940.775	1446.788	2225.000
		167.847	258.070	396.789	610.072	938.000
			109.221	167.933	258.205	397.000
				71.054	109.257	168.000
					46.174	71.000
						30.000

Fuente: Elaboración propia.

Cuadro 27. Árboles de valor presente de opción real.

Opción de abandono	Periodos					
	0	1	2	3	4	5
5 años	72.214	77.866	87.340	103.224	125.246	152.000
		76.755	76.755	76.755	84.939	103.000
			76.755	76.755	67.522	70.000
				76.755	76.755	76.755
					76.755	76.755
10 años	162.680	213.462	280.306	368.096	483.248	634.000
		124.142	162.387	213.202	280.298	369.000
			95.948	123.619	161.389	211.000
				78.692	96.300	125.000
					76.755	76.755
15 años	210.498	293.736	409.925	572.051	798.281	1114.000
		150.873	210.417	293.726	409.947	572.000
			108.512	150.485	210.301	294.000
				80.785	106.867	149.000
					76.755	77.000
20 años	240.761	353.648	519.496	763.140	1121.089	1647.000
		164.317	241.230	354.272	520.266	764.000
			112.733	164.926	242.305	356.000
				79.894	112.343	165.000
					76.755	76.755
25 años	258.685	397.801	611.748	940.775	1446.788	2225.000
		167.902	258.074	396.789	610.072	938.000
			109.781	167.983	258.205	397.000
				76.755	109.792	168.000
					76.755	76.755

Fuente: Elaboración propia.

Cuadro 28. Resumen de la evaluación económica de biorefinería.

Concepto	5 años P	10 años P	15 años P	20 años P	25 años P	30 años §
Tasa libre de riesgo (<i>rl</i>)	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	
Desviación estándar tasa movimiento continuo(σ)	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	
Factor ascendente (<i>u</i>)	1.21	1.31	1.40	1.47	1.54	
Factor descendente (<i>d</i>)	0.83	0.76	0.72	0.68	0.65	
Probabilidad neutral (<i>p</i>)	0.64	0.71	0.76	0.826	0.87	
1- <i>p</i>	0.36	0.29	0.237	0.184	0.132	
Valor de rescate†	76.76	76.76	76.76	76.76	76.76	
Inversión†	(225.42)	(228.26)	(230.06)	(231.50)	(233.11)	(220.25)
FED Base†	57.59	162.34	210.44	240.30	258.84	275.73
FED Opción†	72.21	162.68	210.50	240.76	258.69	
Valor opción†	14.62	0.34	0.06	0.46	(0.15)	
VAN Total†	(153.20)	(65.581)	(19.56)	9.26	25.57	55.49

†: Cifras en Mdólares.

P: Opción real.

§: Evaluación tradicional.

Fuente: Elaboración propia.

CAPÍTULO VII.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1. Conclusiones.

1. De acuerdo a los indicadores económicos calculados, se puede decir que una biorefinería de bioetanol combustible de segunda generación, a partir de los desperdicios de la caña de azúcar, sería factible económicamente en México bajo ciertas condiciones.
2. En la evaluación tradicional, la biorefinería de etanol sería factible, pues se obtuvo un VAN de 55.49 millones de dólares, una TIR de 12.5% y una relación Beneficio / Costo de 1.25.
3. En el caso de la evaluación con opciones reales, hasta el año 20 el VAN sería de 9.26 millones de dólares, lo cual quiere decir que en proyectos con grandes inversiones (307 millones de dólares), la rentabilidad se da a mediano y largo plazo.
4. En base al análisis de sensibilidad, el factor que pudiera afectar más la rentabilidad de una biorefinería de etanol 2G ante cambios de condiciones sería el cambio de los precios del etanol combustible, pues fue la variable que más afectó el valor del VAN, ante cambios favorables y desfavorables.
5. En base al análisis de sensibilidad sobre el precio de etanol se pudo observar que cambios positivos sobre el precio se generan mayores incrementos en el VAN, que en los cambios negativos.
6. El precio de etanol empleado como base de la evaluación fue de 0.69 dólar por litro, que al aplicar un cambio negativo menor (-10%) ocasiona que el VAN se vuelva negativo.
7. El potencial de etanol 2G a partir de biomasa cañera a nivel nacional, es importante, ya que se podrían producir más de 3,396 millones de litros de etanol combustible al año.
8. El estado de Veracruz tiene alto potencial para ser el estado que encabece pruebas piloto para producir etanol 2G, pues además de ser el estado número uno en

producción de caña de azúcar, tiene salida por el Puerto de Veracruz para exportar etanol combustible a los Estados Unidos.

- 9.** El cultivo que tiene el más alto potencial para producir etanol 2G es la caña de azúcar; además de ser el cultivo que se produce en mayor volumen tiene un potencial de biomasa que no se aprovecha actualmente.
- 10.** Los principales países productores de etanol en el mundo (Estados Unidos y Brasil), ya están empezando a producir en escala comercial etanol 2G.
- 11.** Los países más exitosos en introducir etanol en el mundo (Estados Unidos, Brasil, Unión Europea y China), han tenido éxito por 2 razones principales: mezclas de etanol gasolina obligatorias, y programas de apoyo económico para investigar y producir etanol.

7.2 Recomendaciones.

1. Los resultados logrados en la investigación podrían motivar al gobierno mexicano a generar políticas públicas para promover la investigación y producción de etanol 2G, por medio de incentivos económicos (subsidios, préstamos, exención de impuestos, etc.).
2. El gobierno mexicano podría explorar la posibilidad de generar políticas públicas para el uso del etanol, por ejemplo, mezcla del etanol con la gasolina. En el corto plazo podría ser de 6 %, y de 10 % en el mediano plazo. A largo plazo podría ser de 85 %. Muchos países ya lo hacen con mucho éxito como Estados Unidos, Brasil, China, Argentina y Colombia.
3. El estudio puede servir de base para explorar la factibilidad a nivel nacional del establecimiento de biorefinerías de etanol 2G a partir de la biomasa.
4. Se recomiendan futuras investigaciones, como la de poder determinar cuáles son los beneficios económicos ambientales y económicos sociales que pudieran generar este tipo de biorefinerías.
5. Sería recomendable participar en Foros para dar a conocer los resultados y motivar a la iniciativa privada, PEMEX y gobierno de que el etanol 2G podría ser una alternativa a mediano plazo para generar combustibles limpios de manera rentable.

LITERATURA CITADA

- BANCOMEXT (Banco de Comercio Exterior). 2007. Industrial cost in México. México, D.F. 157-175 p.
- BANXICO (Banco de México). 2016a. Serie histórica diaria del tipo de cambio peso dólar. <http://www.banxico.org.mx/>.
- BANXICO (Banco de México). 2016b. Serie histórica mensual de la tasa de UDI bono a 30 años. <http://www.banxico.org.mx/>.
- Behrens, W; Hawranek, P.M.1991. Manual for the preparation of industrial feasibility studies. United Nations Industrial Development Organization. New York. USA.13 p.
- Brambila, J. J. M. Martínez, A., M. Rojas, M., M Pérez, R., y V. Pérez. 2013. La bioeconomía, las biorefinerías y las opciones reales: El caso del bioetanol y el azúcar real. *Agrociencia*. Vol.47, Num.3) pp. 281-292.
- CFE. 2014. Consulta tu tarifa. http://app.cfe.gob.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/Tarifas/tarifas_negocio.asp.
- CONADESUCA (Comité Nacional para el Desarrollo Sustentable de la Caña de Azúcar). 2015. Balance Mensual de Azúcar. México. DF. <http://www.infocana.gob.mx.1>
- CONAGUA (Comisión Nacional del Agua). 2014. Ley Federal de Derechos. Disposiciones aplicables en materias de aguas nacionales. Comisión Nacional del Agua. México. DF.
- Delgado, K. S. 2014. Estudio de prefactibilidad de la instalación de una planta procesadora de bioetanol a partir de residuos lignocelulósicos en la región Lambayeque. Tesis de Licenciatura de Ingeniería Industrial. Facultad de Ingeniería. Universidad Católica Santo Toribio de Mogrovejo. Chiclayo, Perú. 179 p.
- Dias, M., Junqueira, T., Cavalett, O., Cunha, M., Jesús, C., Mantelatto, P., Rossell, C. Filho, DOE (Department of Energy). 2015a. Lignocellulosic biomass for advanced biofuels and bioproducts. Office of Biological and Environmental Research. United States. 5 p.
- DOE (Department of Energy). 2015b. Ethanol basics. Clean cities publications online, <HTTP://cleancities.energy.gov/publications>. January 2015. United States. p.3.
- Domínguez Alonso, Roberto. 2009. Utilización de opciones reales en proyectos de inversión agrícola. Tesis Doctoral en Economía. Colegio de Postgraduados. Montecillos,

- Estado de México. México. pp-48-49.
- EBTP (European Biofuels Technology Platform). 2016a. Demonstration and flagship projects on cellulosic ethanol.
<http://biofuelstp.eu/cellulosic-ethanol.html#crescentino>.
- EBTP (European Biofuels Technology Platform). 2016b. Biobutanol.
<http://www.biofuelstp.eu/butanol.html>.
on cellulosic ethanol. <http://biofuelstp.eu/cellulosic-ethanol.html#crescentino>.
- EEA (European Environment Agency). 2008. Annual European Community Greenhouse Gas Inventory 1990–2006 and Inventory Report Brussels, Belgium.
<http://www.eea.europa.eu/>
- EIA (Energy Information Administration). 2016a. Fuel ethanol (renewable) exports by destination. Department. United States Government.
http://www.eia.gov/dnav/pet/pet_move_expc_a_epooxe_eex_mbbl_a.htm.
- EIA (Energy Information Administration). 2016b. Annual Energy Outlook 2016. Transportation Sector Key Indicators and Delivered Energy Consumption. United States Government. <http://www.eia.gov/forecasts/aeo/>
- Eijck, J., Batidzirai, B., Faaij, A. 2014. Current and future economic performance of first and second generation biofuels in developing countries.
Applied Energy 135 (2014) 115–141
- FAO (Food and Agriculture Organization). 2016. FAOSTAT. Statistics Division. <http://faostat3.fao.org/>.
- FAPRI (Food and Agricultural Policy Research Institute). 2016. World agricultural Outlook. Iowa State University. USA.
<http://www.fapri.iastate.edu/outlook/2012/>.
- Furlan, F., Filho, R., Pinto, F., Costa, C., Cruz, A., Giordano, G., Giordano, R. 2013. Bioelectricity versus bioethanol from sugarcane bagasse: is it worth being flexible?. *Biotechnology for Biofuels* 2013, 6:142.
- Hodson *et al.* 1996. Maynard manual del ingeniero industrial. Tomo III. Cuarta Edición. Edit. McGraw Hill.
- Humbird D., R. Davis, L. Tao, C. Kinchin, D. Hsu, and A. Aden, P. Schoen, J. Lukas, B. International Institute for Sustainable Development (IISD). 2008. Government

- support for ethanol and biodiesel in China. Global Subsidies Initiative. Winnipeg, Canada.
- IEA (International Energy Agency). 2014. CO₂ emissions from fuels combustion highlights. Paris, France. <https://www.iea.org/publications>.
- IEA (International Energy Agency). 2011. Technology roadmap, biofuels for transport. Paris, France. <https://www.iea.org/publications>.
- IEA (International Energy Agency). 2010. Sustainable Production of Second Generation Biofuels. Paris, France. <https://www.iea.org/publications>.
- IEA (International Energy Agency). 2008. From 1st to 2nd generation biofuel technologies. Paris, France. <https://www.iea.org/publications>.
- IMCP (Instituto Mexicano de Contadores Públicos). 2015. Ley del ISR 2015. 11^a.Edición. Ciudad de México. México.
- IISD (International Institute for Sustainable Development). 2008. Biofuels - at what cost ? government support for ethanol and biodiesel in China. Geneva, Switzerland.
- Johnston, R. 2013. Historical data relating to global climate change. <http://www.johnstonsarchive.net/environment/co2table.html>.
- Leduc, S. 2009. Development of an optimization model for the location of biofuel production plants. Doctoral Thesis. Division of Energy Engineering Department of Applied Physics and Mechanical Engineering. Lulea University of Technology. Lulea Sweden. 150 p. https://pure.ltu.se/portal/files/2745819/Sylvain_Leduc_DOC2009.pdf.
- Luo, L., Voet, E., Huppes, G. 2010. Biorefining of lignocellulosic feedstock, technical, Economic and environmental considerations. *Bioresource Technology* 101 (2010) 5023–5032.
- Masera, R.O., J. Aguilón, y B. Gamino. 2005. Estimación del recurso y prospectiva Tecnológica de la biomasa como energético renovable en México. Centro de Investigaciones en Ecosistemas UNAM e Instituto de Ingeniería UNAM. Ciudad Universitaria. México. DF. http://portal.energia.gob.mx/webSener/res/168/A2_Biomasa.pdf
- Mohrn, A., and S. Raman. 2013. Lessons from first generation biofuels and implications for

- The sustainability appraisal of second generation biofuels. *Energy Policy* 63: 114–122.
- Mun, J. 2002. *Real Options Analysis: tools and techniques for valuing strategic investments and decisions*. Wiley finance series. USA. pp: 143-145, 171.
- NREL (National Renewable Energy Laboratory). 2011. *Process Design and Economics for Biochemical Conversion of Lignocellulosic Biomass to Ethanol*. Technical Report NREL/TP-5100-47764.. Colorado. USA.
<http://www.nrel.gov/docs/fy11osti/47764.pdf>
- ODEPA (Oficina de Estudios y Políticas Agrarias). 2003. *Mercado del azúcar y precios de referencia para la aplicación de banda de precios*. Ministerio de Agricultura. Gobierno de Chile. Santiago. Chile.
- PEMEX (Petróleos Mexicanos). 2014. *Formula de precio de etanol*.
Información restringida para su divulgación. México, DF.
- PEMEX (Petróleos Mexicanos). 2015a. *Anuario Estadístico 2014*. México, DF.
www.pemex.com.
- PEMEX (Petróleos Mexicanos). 2015b. *Resultados de licitación para adquisición de etanol anhidro*. Mexicanos. Boletín de prensa núm. 24. 19/03/2015. www.pemex.com.
- PEMEX (Petróleos Mexicanos). 2016a. *Contrato No. 4600025947*.
Adquisición de etanol anhidro para mezclado con gasolinas en terminales de almacenamiento y reparto. PEMEX Refinación.
<http://www.ref.pemex.com/index.cfm?action=content§ionID=10&catID=1268>
- PEMEX (Petróleos Mexicanos). 2016b. *Especificaciones técnicas*.
Anexo A-1. Del contrato No. 4600025947. PEMEX Refinación.
http://www.ref.pemex.com/files/content/03transparencia/Contratos/4600025947/16Anexo_4600025947.pdf
- ProMéxico. 2015. *Decídete a exportar guía básica*.
1era. Edición. México D.F. México.
- RFA (Renewable Fuel Association). 2016. *World fuel ethanol production by country*.
<http://www.ethanolrfa.org/resources/industry/statistics/#1454098996479-8715d404-e546>.
- SAGARPA (Secretaría de Agricultura, Ganadería, Desarrollo Rural, Pesca y Alimentación).

2015. Programa de fomento a la agricultura 2015. Componente de bioenergía y sustentabilidad. México, DF.
<http://www.sagarpa.gob.mx/ProgramasSAGARPA/2015/Documents/Convocatoria%202015.%20Bioenerg%C3%ADa%20y%20Sustentabilidad.pdf>
- SAGARPA (Secretaría de Agricultura, Ganadería, Desarrollo Rural, Pesca y Alimentación). 2007. Programa Nacional de la Agroindustria de la Caña de Azúcar 2007-2012.
<http://www.conadesuca.gob.mx/eficienciaproductiva/PRONAC.pdf>
- Salgado-García, S.; Aranda-Ibáñez, E; Castelán-Estrada, M.; Ortiz-Laurel, H.; Palma-López, D. y Córdova-Sánchez, S. 2014. Qué hacer con la paja de la cosecha mecanizada de la caña de azúcar. *Revista Agro Productividad*. 7:2.
- Seabra, J. E. A., L.T. Chum, and I. H. Macedo. 2010. A techno economic evaluation of the effects of centralized cellulosic ethanol and co-products refinery options with sugarcane mill clustering. *Biomass and Bioenergy* 34:1065–1078.
- Seabra, J.E.A; Macedo, I.C. 2011. Comparative analysis for power generation and ethanol production from sugarcane residual biomass in Brazil. *Energy Policy*. 39: 421-428.
- SEMARNAT (Secretaría del Medio Ambiente Recursos Naturales). 2013. Inventario Nacional de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero 1990--2010. México, D.F.
http://www.inecc.gob.mx/descargas/cclimatico/inf_inegei_public_2010.pdf
- SENER (Secretaría de Economía). 2006. Potenciales y Viabilidad del Uso de Bioetanol y Biodiesel para el Transporte en México. México.
<http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getdocument.aspx?docnum=36898991>
- SENER (Secretaría de Energía). 2014. Análisis y propuesta para la Introducción de Etanol Anhidro en las gasolinas que comercializa PEMEX. México, DF. 69 p.
<http://www.bioenergéticos.gob.mx>.
- SIAP (Servicio de Información Agropecuaria y Pesquera). 2015. Anuario Estadístico de la Producción Agrícola. México, DF. <http://www.siap.gob.mx>.
- Schmit, Todd; Luo, Jianchuan; Tauer, Loren. 2009. Ethanol plant investment using net present value and real options analyses. *Biomass and bioenergy* 33(2009) 1442–1451.
- Sharma, P; Romagnolia, J; Vloskybet, R. 2010. Options analysis for long-term capacity design and operation of a lignocellulosic biomass refinery. *Computers and Chemical Engineering* 58 (2013) 178– 202.

- REN. 2015. Global Status Report. REN21 Secretariat. Paris, France.
http://www.ren21.net/wpcontent/uploads/2015/07/REN12GSR2015_Onlinebook_low1.pdf
- UNCTAD (United Nations Conference on Trade and Development). 2016. Second generation biofuel markets: state of play trade and developing country perspectives. New York. USA.
- UNCTAD (United Nations Conference on Trade and Development). 2012. Mexico's Agricultura development: Perspectives and outlook. New York. USA.
- USDA (United States Department of Agriculture). 2016.
www.ers.usda.gov/datafiles/US_Bioenergy/Prices/table14.xls
- WBA. 2015. Global Bioenergy Statistics 2015. World Bioenergy Association Stockholm, Sweden. <http://www.worldbioenergy.org/>

ANEXOS

Anexo 1. Producción de caña de azúcar por ingenio en zafra 2013-2014.

Ingenio	Estado	Sup. cosecha. (ha)	Caña molida bruta (ton)	Rend. (ton/ha)	Azúcar producida (ton)
San Cristóbal	Veracruz	46,655	2,387,596	51	257,876
Tres Valles	Veracruz	36,881	2,208,414	60	257,994
José Ma. Martínez (Tala)	Jalisco	23,950	2,139,006	89	252,183
Atencingo	Puebla	15,843	1,864,958	118	240,736
Puljiltic (Cia. La Fe)	Chiapas	16,867	1,667,920	99	202,784
El Higo	Veracruz	23,591	1,634,500	69	169,204
El potrero	Veracruz	24,223	1,602,100	66	192,424
Adolfo López Mateos	Oaxaca	27,852	1,602,047	58	182,293
San Miguel del Naranjo	S.L.P.	29,659	1,536,530	52	180,007
San Rafael de Pucte	Q. Roo	26,149	1,498,926	57	123,340
La Gloria	Veracruz	18,531	1,468,542	79	174,051
Puga	Nayarit	19,325	1,435,757	74	164,072
Queseria	Colima	18,518	1,399,505	76	150,964
Tamazula	Jalisco	10,771	1,393,626	129	160,381
Panuco	Veracruz	17,062	1,375,554	81	141,476
Central Motzorongo	Veracruz	20,410	1,341,332	66	143,323
Presidente Benito Juárez	Tabasco	23,745	1,262,273	53	114,556
San Pedro	Veracruz	20,736	1,235,525	60	122,488
Emiliano Zapata	Morelos	11,313	1,219,315	108	164,544
Aarón Sáenz Garza	Tamaulipas	19,115	1,217,675	64	114,709
San Francisco Ameca	Jalisco	12,784	1,191,503	93	142,640
Plan de Ayala	S.L.P.	20,652	1,150,020	56	116,466
Plan de San Luis	S.L.P.	19,350	1,125,674	58	139,898
Huixtla	Chiapas	14,103	1,120,881	79	109,426
Alianza Popular	S.L.P.	19,856	1,091,755	55	130,121
Melchor Ocampo	Jalisco	9,707	1,050,150	108	123,069

Anexo 1 (cont).

Ingenio	Estado	Sup. cosecha. (ha)	Caña molida bruta (ton)	Rend. (ton/ha)	Azúcar producida (ton)
El Modelo	Veracruz	12,457	1,009,928	81	116,546
San Nicolás	Veracruz	15,151	966,061	64	106,126
Pablo Machado (La Margarita)	Oaxaca	17,878	912,561	51	107,601
El Molino	Nayarit	10,850	838,323	77	102,037
Central Progreso	Veracruz	14,224	820,934	58	102,803
Constancia	Veracruz	15,374	819,818	53	83,603
La Providencia	Veracruz	13,713	795,782	58	92,141
El Mante	Tamaulipas	12,013	768,527	64	72,731
Santa Rosalía	Tabasco	13,155	766,871	58	73,075
Cuatotolapam	Veracruz	13,611	751,166	55	70,137
Bellavista	Jalisco	7,838	700,558	89	83,617
Santa Clara	Michoacán	7,028	696,826	99	79,835
José Ma. Morelos	Jalisco	9,212	690,266	75	68,916
La Joya	Campeche	11,331	662,566	58	64,025
El Carmen	Veracruz	9,271	602,592	65	56,275
Casasano (La abeja)	Morelos	5,153	588,018	114	81,506
San Miguelito	Veracruz	6,640	508,726	77	55,042
San José de Abajo	Veracruz	8,399	501,443	60	52,424
Mahuixtlan	Veracruz	5,394	457,128	85	50,223
El Dorado	Sinaloa	5,354	440,442	82	40,446
El Refugio	Oaxaca	6,528	400,043	61	42,760
Lázaro Cárdenas	Michoacán	4,619	395,945	86	48,468
Pedernales	Michoacán	4,299	393,981	92	49,220
Los Mochis	Sinaloa	6,963	229,086	33	15,959
Azsuremex (Tenosique)	Tabasco	3,936	200,934	51	18,672
Calipam	Puebla	2,442	189,430	78	16,080
	Total	790,481	54,329,039		6,021,292

Fuente: CONADESUCA (2016).

Anexo 2. Potencial etanol combustible 2G de biomasa cañera en México.

Estado	Caña cosechada (ton) †	Coef. de residuo (ton) []	Biomasa potencial (ton)	Rendimiento de biomasa (lt/ton) §	Etanol 2G estimado (lt/año)
Campeche	702,159	0.15	105,324	370	38,969,831
Chiapas	2,931,357	0.15	439,704	370	162,690,312
Colima	1,484,597	0.15	222,690	370	82,395,156
Jalisco	7,402,500	0.15	1,110,375	370	410,838,734
Michoacán	1,710,130	0.15	256,519	370	94,912,200
Morelos	2,091,419	0.15	313,713	370	116,073,727
Nayarit	2,298,004	0.15	344,701	370	127,539,208
Oaxaca	4,725,047	0.15	708,757	370	262,240,081
Puebla	2,117,334	0.15	317,600	370	117,512,048
Quintana Roo	1,894,449	0.15	284,167	370	105,141,864
San Luis Potosí	4,989,834	0.15	748,475	370	276,935,803
Sinaloa	1,839,594	0.15	275,939	370	102,097,445
Tabasco	1,873,373	0.15	281,006	370	103,972,171
Tamaulipas	3,699,370	0.15	554,905	370	205,315,017
Veracruz	21,422,914	0.15	3,213,437	370	1,188,971,699
Total	61,182,077		9,177,312		3,395,605,295

†: caña de azúcar cosechada, zafra 2012-2013.

[]): Masera (2005).

§: Sebra (2011).

Fuente: Elaboración propia con datos de SIAP (2016).

Anexo 3. Inversión de maquinaria para proceso y de soporte en biorefinería.

Concepto de Inversión	Caso biorefinería NREL, USA			Caso biorefinería Veracruz, México	
	Produce ^{a)} (Mlitros /año)	Importe ^b (US\$)	Factor escala	Produce ^{a)} (Mlitros lt/año)	Importe ^{b)} (MUS\$)
Pretratamiento	231	29.900	0.67	143	21.683
Acondicionamiento	231	3.000	0.67	143	2.176
Producción de enzimas	231	18.300	0.81	143	12.409
Sacarificación & Fermentación	231	31.200	0.72	143	22.090
Destilación & Recup. Solidos	231	22.300	0.70	143	15.941
Subtotal maquinaria proceso					74.299
Tratamiento de aguas residuales	231	49.400	0.60	143	37.048
Tanques de almacenamiento	231	5.000	0.69	143	3.591
Caldera y Turbogenerador	231	66.000	0.62	143	49.025
Equipos auxiliares	231	6.900	0.67	143	5.004
Subtotal maquinaria periférica					94.667
Total					168.966

a. Cifras en millones de litros anuales.

b. Cifras en millones de US\$.

c.

Fuente: Elaboración propia basada en NREL (2011).

Anexo 4. Precio etanol combustible en Nebraska, 2014.

Mes	Precio de etanol	
	(Dólar/galón)	(Dólar/lit)
Ene-14	2.10	0.55
Feb-14	2.02	0.53
Mar-14	2.70	0.71
Abr-14	3.15	0.83
May-14	2.44	0.64
Jun-14	2.33	0.62
Jul-14	2.26	0.60
Ago-14	2.24	0.59
Sep-14	2.19	0.58
Oct-14	1.92	0.51
Nov-14	2.37	0.63
Dic-14	2.40	0.63
Promedio		0.62

Fuente: Elaboración propia con datos de USDA (2014).

Anexo 5. Costo variable unitario de producción detallado de la biorefinería.

Proceso	Concepto	Consumo kg/hr	Costo (Dólares/ton)	Operación anual (hr)	Importe anual (Dólares)	Producción Anual Etanol	Costo unitario (Dólares/lit)
Recepción Materias Primas	Bagazo ^{b)}	2,173.45	15.00	8,400	273,855	143,000,000	0.002
	Biomasa cañera ^{b)}	43,778.93	15.00	8,400	5,516,145	143,000,000	0.04
Pretratamiento y Acondicionamiento	Acido Sulfúrico ^{a)}	833	94.74	8,400	662,556	143,000,000	0.005
	Amoniaco ^{a)}	442	473.70	8,400	1,757,607	143,000,000	0.01
Sacarificación & Fermentación	Licor de maíz tratado ^{a)}	487	60.00	8,400	245,304	143,000,000	0.002
	Fosfato de amonio ^{a)}	60	1,042.15	8,400	522,437	143,000,000	0.004
	Sorbitol ^{a)}	18	1,189.53	8,400	184,774	143,000,000	0.001
	Glucosa ^{a)}	1,016	612.87	8,400	5,231,647	143,000,000	0.04
Producción de Enzimas	Licor de maíz tratado ^{a)}	69	60.00	8,400	34,741	143,000,000	0.0002
	Amoniaco ^{a)}	48	295.66	8,400	120,032	143,000,000	0.001
	Nutrientes ^{a)}	28	867.53	8,400	205,198	143,000,000	0.001
	Dioxido de azufre ^{a)}	7	320.91	8,400	18,127	143,000,000	0.0001
Tratamiento Residual de Agua	Sosa Caustica ^{a)}	946	157.90	8,400	1,255,323	143,000,000	0.01
	Biomasa cañera ^{b)}	45,952.38	15.00	8,400	5,790,000	143,000,000	0.04
Caldera y Turbogenerador	Químicos para caldera ^{a)}	1	5,275.45	8,400	44,314	143,000,000	0.0003
	Agua de repuesto ^{c)}	91.93	0.11	8,400	84,942	143,000,000	0.001
	Disposición de cenizas ^{a)}	5,725	33.59	8,400	1,615,489	143,000,000	0.01
	Electricidad Generada (kwh) ^{d)}	17,875	0.11	8,400	16,516,500	143,000,000	0.12
	Total				40,078,991		0.28

a). Basado en NREL (2011).

b). Datos de CONADEUCA (2015).

c). Datos de CONAGUA (2014)

d). Datos de CFE (2014).

Fuente: Elaboración propia.

Anexo 6. Costo fijo unitario de producción detallado de la biorefinería.

Concepto	Descripción	Salario Anual (usd)	Cantidad	Importe anual		Produccion	Costo
				(Dólares)	Annual Etanol (lt)		
	Gerente de Planta	132,000	1	132,000	143,000,000	0.001	0.001
	Ingenieros de Planta	32,500	2	65,000	143,000,000	0.0005	0.0005
	Supervisor de Mantenimien	27,500	1	27,500	143,000,000	0.0002	0.0002
	Tecnico de Mantenimiento	17,500	12	210,000	143,000,000	0.001	0.001
	Encargado de Laboratorio	25,000	1	25,000	143,000,000	0.0002	0.0002
	Tecnico de Laboratorio	11,667	2	23,333	143,000,000	0.0002	0.0002
	Tecnico de Laboratorio de	11,667	2	23,333	143,000,000	0.0002	0.0002
	Supervisor de Turnos	22,500	4	90,000	143,000,000	0.001	0.001
	Operadores de Turno	17,500	20	350,000	143,000,000	0.002	0.002
	Operador de Turno de Enzi	17,500	8	140,000	143,000,000	0.001	0.001
	Empleados de Patio	8,333	4	33,333	143,000,000	0.0002	0.0002
	Secretarias y Aux. de Oficir	10,000	3	30,000	143,000,000	0.0002	0.0002
Mantenimiento	3% de inversion maquinaria y equipo productivo			5,068,995	143,000,000	0.04	0.04
Seguros	0.7% de TDC + TIC			2,038,051	143,000,000	0.01	0.01
Total				8,256,546		0.06	0.06

Fuente: Basado en NREL (2011).

Anexo 7. Corrida Financiera de proyecto de biorefineria, en dolares.

Concepto / Año	-2	-1	0	1	2	3	4	5
Inversión Fija Capital	17,469,009	104,814,054	52,407,027					
Predio	1,312,336							
Capital de Trabajo			14,557,507					
Pago de Prestamo				17,355,983	17,355,983	17,355,983	17,355,983	17,355,983
Pago de Intereses	931,680	6,521,763	9,316,805	9,316,805	8,673,671	7,979,086	7,228,934	6,418,770
Pago de Principal	11,646,006	81,522,042	116,460,060	108,420,882	99,738,569	90,361,671	80,234,622	69,297,408
Ventas de Etanol				98,670,000	98,670,000	98,670,000	98,670,000	98,670,000
Ventas de Electricidad				7,762,755	7,762,755	7,762,755	7,762,755	7,762,755
Costos de Producción Anual								
Importe de Costos Variables				40,078,991	40,078,991	40,078,991	40,078,991	40,078,991
Importe de Costos Fijos				8,256,546	8,256,546	8,256,546	8,256,546	8,256,546
Subtotal				48,335,537	48,335,537	48,335,537	48,335,537	48,335,537
Depreciación Anual				0	0	0	0	0
Tasa depreciación planta general				24,212,569	24,212,569	24,212,569	24,212,569	24,212,569
Cargo por depreciación				217,913,118	193,700,549	169,487,980	145,275,412	121,062,843
Valor pendiente				1				
Tasa depreciación Caldera Turbina				49,024,464				
Cargo por depreciación				-				
Valor pendiente				-				
Ingreso Neto				- 24,456,619	25,210,979	25,905,564	26,655,716	27,465,880
Perdidas acumuladas				-	24,456,619	-	-	-
Ingresos para impuestos				- 24,456,619	754,361	25,905,564	26,655,716	27,465,880
Impuestos ISR				-	226,308	7,771,669	7,996,715	8,239,764
Flujo de Ingreso Anual	918,074,081			32,978,480	32,752,172	25,206,811	24,981,765	24,738,716
Factor de Descuento		1.21	1.10	1.00	0.83	0.75	0.68	0.62
Flujo Ingreso Neto Descontado	275,730,573			29,980,437	27,067,911	18,938,250	17,062,882	15,360,796
Flujo Egreso Neto Descontado	220,244,548	23,852,761	122,469,399	76,281,339				
Valor Actual Neto (VAN)	55,486,025							
Tasa Interna Rendimiento (TIR)	12.50%							
Beneficio/Costo (B/C)	1.25							

Anexo 7. Corrida Financiera de proyecto de biorefineria, en dólares.

Concepto / Año	6	7	8	9	10	11	12	13
Inversión Fija Capital								
Predio								
Capital de Trabajo								
Pago de Prestamo	17,355,983	17,355,983	17,355,983	17,355,983	17,355,983	-	-	-
Pago de Intereses	5,543,793	4,598,817	3,578,244	2,476,025	1,285,628	0	0	0
Pago de Principal	57,485,218	44,728,052	30,950,313	16,070,355	0	0	0	0
Ventas de Etanol	98,670,000	98,670,000	98,670,000	98,670,000	98,670,000	98,670,000	98,670,000	98,670,000
Ventas de Electricidad	7,762,755	7,762,755	7,762,755	7,762,755	7,762,755	7,762,755	7,762,755	7,762,755
Costos de Producción Anual								
Importe de Costos Variables	40,078,991	40,078,991	40,078,991	40,078,991	40,078,991	40,078,991	40,078,991	40,078,991
Importe de Costos Fijos	8,256,546	8,256,546	8,256,546	8,256,546	8,256,546	8,256,546	8,256,546	8,256,546
Subtotal	48,335,537	48,335,537	48,335,537	48,335,537	48,335,537	48,335,537	48,335,537	48,335,537
Depreciacion Anual								
Tasa depreciacion planta general	0	0	0	0	0	0	0	0
Cargo por depreciacion	24,212,569	24,212,569	24,212,569	24,212,569	24,212,569	24,212,569	24,212,569	24,212,569
Valor pendiente	96,850,274	72,637,706	48,425,137	24,212,569	-	0		
Tasa depreciacion Caldera Turbina								
Cargo por depreciacion								
Valor pendiente								
Ingreso Neto	28,340,857	29,285,832	30,306,406	31,408,625	32,599,021	58,097,218	58,097,218	58,097,218
Perdidas acumuladas								
Ingresos para impuestos	28,340,857	29,285,832	30,306,406	31,408,625	32,599,021	58,097,218	58,097,218	58,097,218
Impuestos ISR	8,502,257	8,785,750	9,091,922	9,422,587	9,779,706	17,429,166	17,429,166	17,429,166
Flujo de Ingreso Anual	918,074,081	24,476,223	24,192,731	23,886,559	23,555,893	23,198,774	32,905,298	32,905,298
Factor de Descuento	0.56	0.51	0.47	0.42	0.39	0.35	0.32	0.29
Flujo Ingreso Neto Descontado	275,730,573	13,816,190	12,414,696	11,143,256	9,989,998	11,533,106	10,484,642	9,531,493
Flujo Egreso Neto Descontado	220,244,548							
Valor Actual Neto (VAN)	55,486,025							
Tasa Interna Rendimiento (TIR)	12.50%							
Beneficio/Costo (B/C)	1.25							

Anexo 7. Corrida Financiera de proyecto de biorefineria, en dólares.

Concepto / Año	14	15	16	17	18	19	20	21
Inversión Fija Capital								
Predio								
Capital de Trabajo								
Pago de Prestamo								
Pago de Intereses	0	0	0	0	0	0	0	0
Pago de Principal	0	0	0	0	0	0	0	0
Ventas de Etanol	98,670,000	98,670,000	98,670,000	98,670,000	98,670,000	98,670,000	98,670,000	98,670,000
Ventas de Electricidad	7,762,755	7,762,755	7,762,755	7,762,755	7,762,755	7,762,755	7,762,755	7,762,755
Costos de Producción Anual								
Importe de Costos Variables	40,078,991	40,078,991	40,078,991	40,078,991	40,078,991	40,078,991	40,078,991	40,078,991
Importe de Costos Fijos	8,256,546	8,256,546	8,256,546	8,256,546	8,256,546	8,256,546	8,256,546	8,256,546
Subtotal	48,335,537	48,335,537	48,335,537	48,335,537	48,335,537	48,335,537	48,335,537	48,335,537
Depreciacion Anual								
Tasa depreciacion planta general								
Cargo por depreciacion								
Valor pendiente								
Tasa depreciacion Caldera Turbina								
Cargo por depreciacion								
Valor pendiente								
Ingreso Neto	58,097,218	58,097,218	58,097,218	58,097,218	58,097,218	58,097,218	58,097,218	58,097,218
Perdidas acumuladas								
Ingresos para impuestos	58,097,218	58,097,218	58,097,218	58,097,218	58,097,218	58,097,218	58,097,218	58,097,218
Impuestos ISR	17,429,166	17,429,166	17,429,166	17,429,166	17,429,166	17,429,166	17,429,166	17,429,166
Flujo de Ingreso Anual	918,074,081	32,905,298	32,905,298	32,905,298	32,905,298	32,905,298	32,905,298	32,905,298
Factor de Descuento	0.26	0.24	0.22	0.20	0.18	0.16	0.15	0.14
Flujo Ingreso Neto Descontado	275,730,573	7,877,267	7,161,152	6,510,138	5,918,307	5,380,279	4,891,163	4,446,512
Flujo Egreso Neto Descontado	220,244,548							
Valor Actual Neto (VAN)	55,486,025							
Tasa Interna Rendimiento (TIR)	12.50%							
Beneficio/Costo (B/C)	1.25							

Anexo 7. Corrida Financiera de proyecto de biorefineria, en dólares.

Concepto / Año	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Inversión Fija Capital									
Predio									- 1,312,336
Capital de Trabajo									- 14,557,507
Pago de Prestamo	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pago de Intereses	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pago de Principal	98,670,000	98,670,000	98,670,000	98,670,000	98,670,000	98,670,000	98,670,000	98,670,000	98,670,000
Ventas de Etanol	7,762,755	7,762,755	7,762,755	7,762,755	7,762,755	7,762,755	7,762,755	7,762,755	7,762,755
Ventas de Electricidad									
Costos de Producción Anual	40,078,991	40,078,991	40,078,991	40,078,991	40,078,991	40,078,991	40,078,991	40,078,991	40,078,991
Importe de Costos Variables	8,256,546	8,256,546	8,256,546	8,256,546	8,256,546	8,256,546	8,256,546	8,256,546	8,256,546
Importe de Costos Fijos	48,335,537	48,335,537	48,335,537	48,335,537	48,335,537	48,335,537	48,335,537	48,335,537	48,335,537
Subtotal									
Depreciación Anual									
Tasa depreciación planta general									
Cargo por depreciación									
Valor pendiente									
Tasa depreciación Caldera Turbina									
Cargo por depreciación									
Valor pendiente									
Ingreso Neto	58,097,218	58,097,218	58,097,218	58,097,218	58,097,218	58,097,218	58,097,218	58,097,218	58,097,218
Perdidas acumuladas									
Ingresos para impuestos	58,097,218	58,097,218	58,097,218	58,097,218	58,097,218	58,097,218	58,097,218	58,097,218	58,097,218
Impuestos ISR	17,429,166	17,429,166	17,429,166	17,429,166	17,429,166	17,429,166	17,429,166	17,429,166	17,429,166
Flujo de Ingreso Anual	918,074,081	32,905,298	32,905,298	32,905,298	32,905,298	32,905,298	32,905,298	32,905,298	32,905,298
Factor de Descuento	0.12	0.11	0.10	0.09	0.08	0.08	0.07	0.06	0.15
Flujo Ingreso Neto Descontado	275,730,573	3,674,803	3,340,730	3,037,027	2,760,934	2,509,940	2,281,764	2,074,331	4,891,163
Flujo Egreso Neto Descontado	220,244,548								
Valor Actual Neto (VAN)	55,486,025								
Tasa Interna Rendimiento (TIR)	12.50%								
Beneficio/Costo (B/C)	1.25								- 2,358,951