

**ESTUDIO DE PREPREFACTIBILIDAD PARA EL COPROCESAMIENTO DE
ACEITE DE PALMA EN LA REFINERÍA DE CARTAGENA**

SEBASTIÁN MORENO CÁRDENAS

**UNIVERSIDAD EAFIT
ESCUELA DE ADMINISTRACIÓN
MAESTRÍA EN ADMINISTRACIÓN (MBA)
MEDELLÍN
DICIEMBRE DE 2019**

**ESTUDIO DE PREPREFACTIBILIDAD PARA EL COPROCESAMIENTO DE
ACEITE DE PALMA EN LA REFINERÍA DE CARTAGENA**

**Trabajo presentado como requisito parcial para optar al título de magíster en
Administración (MBA)**

SEBASTIÁN MORENO CÁRDENAS¹

Asesor temático: Francisco Javier Salazar Gómez, MBA, MGP

Asesora metodológica: Beatriz Amparo Uribe Ochoa, M. Sc.

**UNIVERSIDAD EAFIT
ESCUELA DE ADMINISTRACIÓN
MAESTRÍA EN ADMINISTRACIÓN (MBA)
MEDELLÍN
DICIEMBRE DE 2019**

¹ sebastian.moreno.8026@gmail.com

Nota de aceptación

Presidente del jurado

Jurado

Jurado

Agradecimientos

CONTENIDO

Pág.

INTRODUCCIÓN	13
1. PROBLEMÁTICA Y OPORTUNIDAD.	15
2. JUSTIFICACIÓN	18
3. OBJETIVO.	19
4. MARCO TEÓRICO Y CONCEPTUAL.....	20
4.1. Teoría básica de proyectos	20
4.2. Estudio de preinversión.	21
4.3. Estudio de prefactibilidad.....	22
4.4. Estudio económico	25
4.5. Evaluación financiera o económica.	27
4.6. Refinerías de petróleo y sus derivados	31
4.7. Fundamentos de hidrotratamiento.....	36
4.8. Producción de diésel a partir de materias primas renovables.	37
5. PLANTEAMIENTO METODOLÓGICO	39
6. ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD.....	41
6.1. Análisis del sector y del entorno de la producción de diésel y biodiésel en Colombia.....	41
6.2. Estudio de mercado de la materia prima y los productos.	44
6.3. Análisis técnico para determinar tamaño e ingeniería	49
6.4. Marco legal de la producción de mezclas de biocombustibles en Colombia	60

7.	EVALUACIÓN FINANCIERA DEL PROYECTO.	62
7.1.	Construcción de estado de resultados y flujo de caja del proyecto.	62
7.2.	Criterios de evaluación financiera e indicadores financieros.	67
7.3.	Análisis de sensibilidad y riesgo.	68
	Conclusiones y futuros trabajos.	69
	Referencias.....	¡Error! Marcador no definido.
	Anexos.....	72

LISTA DE TABLAS

Pág.

Tabla 1. Compañías que han implementado el coprocesamiento de aceite vegetal en el mundo	16
Tabla 2. Plantas productoras de biodiésel en funcionamiento.....	40
Tabla 3. Producción de aceite de palma por regiones en Colombia	45
Tabla 4. Presupuesto de inversión (capex, USD)	53
Tabla 5. Comparación entre la calidad del aceite vegetal hidrotratado y el diésel de bajo contenido de azufre de origen fósil	54
Tabla 6. Presupuesto de costos y gastos.....	55
Tabla 7. Cronograma de inversiones.....	57
Tabla 8. Datos para cálculo de escenarios	64
Tabla 9. Flujo de caja proyectados del caso de coprocesamiento.....	65
Tabla 10. Flujos de caja proyectados del caso de biodiésel	66
Tabla 11. Indicadores financieros	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 12. Normatividad del biodiésel en Colombia.....	72
Tabla 13. Precios de biocombustibles.....	79

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Diagrama de flujo de efectivo.....	29
Figura 2. Esquema de refinación.	35
Figura 3. Derivados del procesamiento del petróleo.....	39
Figura 4. Hidrogenación de los triglicéridos.	42
Figura 5. Comparación entre la demanda y la capacidad instalada de biodiésel en Colombia.....	43
Figura 6. Consumo de combustibles en Colombia en los últimos tres años.	48
Figura 7. Comparación de precios entre materia prima y productos.....	¡Error!
Marcador no definido.	
Figura 8. Esquema general propuesto para el coprocesamiento de aceite de palma en la refinería de Cartagena	52
Figura 9. Esquema propuesto para el coprocesamiento de aceite de palma en la Refinería de Cartagena.....	63
Figura 10. Esquema de carga de aceite vegetal (VO) en las plantas de hidrotratamiento de diésel de la refinería de Cartagena.	69
Figura 11. Análisis de sensibilidad del VPN (USD) versus la diferencia entre el precio del producto y el de la materia prima (USD).....	68

LISTA DE ANEXOS

Pág.

Anexo 1. Normatividad del biodiésel en Colombia.....65
Anexo 2. Precios de los biocombustibles.....68

RESUMEN

Este estudio presenta la prefactibilidad del coprocesamiento de aceite de palma crudo para la producción de diésel de ultra bajo azufre (ULSD) en la refinería de Cartagena, lo que contribuye a la disminución de la contribución de carbono por la sustitución del uso de combustibles provenientes del petróleo y, además, se presentan las cargas de origen vegetal como una alternativa para las refinerías en episodios de alta volatilidad en el precio del petróleo. Lo anterior se logra a partir de mezclar 5% en volumen de aceite de palma en la carga a las hidrotradoras de diésel de alto azufre (HSD) para al final producir una mezcla con 95% de ULSD de origen del petróleo y 5% de aceite vegetal hidrotratado (HVO), que cumple las especificaciones de calidad combustible convencional para motores diésel.

Con el objetivo de determinar la prefactibilidad de este proyecto, se hicieron los estudios de mercado, del entorno, técnicos, legales y financieros. Además, para la construcción de los estados de resultados proyectados el estudio se dividió en dos casos: el de coprocesamiento, en el que el producto se considera diésel de bajo azufre con precio internacional, y el de biodiésel, en el que se supuso que el HVO recibiría el reconocimiento del Ministerio de Minas y Energía, incentivo otorgado a los productores de biodiésel en Colombia.

Por último, se presenta el análisis de sensibilidad, en el que se evaluó la influencia de la diferencia de precio entre la materia prima y el producto en el valor presente neto (VPN), que mostró que, para que este proyecto sea factible, se debe tener un diferencial de por lo menos de USD26 por barril procesado para que este indicador sea positivo. Para el caso de coprocesamiento se encontró que no es factible y para el de biodiésel que sí lo es.

Palabras clave: aceite vegetal hidrotratado, diésel renovable, coprocesamiento de cargas vegetales en refinerías, prefactibilidad de proyectos.

ABSTRACT

Because of the growing world energy demand, high volatility in the international oil prices and international agreements to reduce the greenhouse emissions coprocessing renewables feedstocks in the actual refineries represents an alternative to partially replace fossil fuels for diesel engines. In this manner, The aim of this project is to perform a pre-feasibility analysis of the coprocessing of palm vegetable oil to produce fuels in the Cartagena's Refinery.

In order to evaluate the prefeasibility of coprocessing of vegetable feedstocks in the Cartagena's Refinery a market, an environment, a technical, a legal and a financial assessments will be carried out. In addition, the construction of the projected income statements is divided in two cases: the first one in named as "co-processing case" where the product is considered such as regular low sulfur diesel with international price and the second one the "biodiesel case", which is considered that the HVO receives recognition from the incentive ministry given to biodiesel producers in Colombia.

At the end of this document, a sensitivity analysis reveals that the net present value (NPV) of the co-processing vegetable feedstocks strongly depend on the price difference between the raw material (crude palm oil) and products (ULSD or Biodiesel). This study shows that minimum difference must be USD26 per barrel in order to consider the project feasible. Consequently, the main conclusion of this study is that the co-processing of vegetable palm oil (VO) in the Cartagena's refinery for the ULSD production is a not profitable case in the actual international prices scenario (USD61 per barrel of VO, USD65 per barrel of ULSD). However, this study reveals that the biodiesel producers have price benefits in Colombia where the price is USD124 per barrel of VO produced. This makes the co – processing of vegetable oil profitable suggesting a legal and political work coming up.

Keywords: hydrotreated vegetable oil, renewable diesel, co-processing of vegetable loads in refineries, project feasibility.

INTRODUCCIÓN

En el escenario de volatilidad de los precios del petróleo, las nuevas políticas ambientales para la reducción de gases de efecto invernadero, como el CO₂ y el crecimiento esperado de la demanda general de combustibles, en los últimos años ha crecido el interés por el coprocesamiento de cargas alternativas (como el aceite de palma) en las refinerías del mundo con muy buenos resultados (Bezergianni, Dimitriadis, Kikhtyanin y Kubička, 2018). Con fundamento en lo anterior y al tener en cuenta que en Colombia hay disponibilidad de aceite de palma, se planteó evaluar la factibilidad de coprocesar dicho aceite en la refinería de Cartagena para la producción de diésel de bajo azufre.

Este trabajo de investigación es de tipo descriptivo, documental y exploratorio y se basa en la propuesta de realizar un estudio de prefactibilidad para coprocesar aceite de palma en las unidades de hidrotreatmento de diésel de la refinería de Cartagena. Para ello se llevó a cabo un análisis del sector de la producción de diésel y biodiésel en Colombia, en el que se encontró que en el país se tiene la suficiente capacidad producción instalada para suplir la demanda de diésel que se consume internamente, pero que para cumplir parámetros de calidad de contenido de azufre se debe importar producto. Si se toma en consideración la revisión del mercado, el coprocesamiento de aceite de palma es un negocio de oportunidad porque la variación de los precios del petróleo y del aceite de palma hacen o no atractivo emplear dicha materia prima para la producción de diésel. Por otro lado, en cuanto a cuestiones netamente técnicas para coprocesar se requiere la instalación de un sistema de pretratamiento para el retiro de partículas en suspensión, al igual que un sistema de blanqueo para reducción de contaminantes y, por último, un sistema de dosificación para que, de acuerdo con la carga, se controle el flujo hacia la planta, todo ello con un costo aproximado de inversión de USD2.960.000.

Para finalizar, para la evaluación financiera del proyecto se emplearon los indicadores financieros tasa interna de retorno, con una tasa mínima del 12%, y valor presente neto (VPN), con una tasa de oportunidad del 12%, que se calcularon para dos casos identificados en el estudio de marco legal, en los que para una primera evaluación se tiene que el producto del coprocesamiento se considera 100% diésel y el precio que se pagaría es el determinado por los mercados internacionales, mientras que en el segundo caso, llamado biodiésel, que, por reconocimiento a los productos de diésel de origen vegetal tiene un subsidio conocido como el reconocimiento al fomento palmero, lo que incrementa el ingreso por barril vendido de diésel producido con 5% en volumen de coprocesamiento. Para estos casos se encontró que, con base en la evaluación financiera del proyecto, se puede concluir que el valor presente neto fue negativo para el caso de solo coprocesamiento y positivo para el caso de biodiésel, lo que sugiere que para que este proyecto sea viable se debe tener el beneficio que en la actualidad tienen los productores de biodiésel, para los que el precio del producto es subsidiado por el Estado.

1. PROBLEMÁTICA Y OPORTUNIDAD

El descenso de las reservas petroleras en los diferentes países productores de petróleo, la implementación de políticas para la disminución de la contribución de carbono en la atmósfera alrededor del mundo y la expectativa del aumento del consumo energético, de manera específica en el área de transporte, hace que la búsqueda de fuentes alternativas y renovables de energía amigables con el medio ambiente sea uno de los temas más sonados en los discursos alrededor del mundo (Naik, Goud, Rout y Dalai, 2010).

Asimismo, el impacto ambiental del consumo de los combustibles de origen fósil como el diésel y las medidas gubernamentales para proteger el medio ambiente aumenta el interés en los combustibles “verdes” para así minimizar la emisión de carbono a la atmósfera y de otros gases de efecto invernadero (Hilbers, Sprakel, van den Enk, Zaalberg, van den Berg y van der Ham, 2015). Es así como cuidar el medio ambiente es un tema que ha tomado importancia en los últimos años y que ha obligado a las compañías petroleras a buscar alternativas de los combustibles tradicionales producidos en las refinerías, lo que presenta como alternativa el uso de combustibles de origen vegetal como, por ejemplo, el aceite vegetal hidrotratado, que tiene las mismas características del diésel de origen fósil.

Lo anterior les impone a las compañías petroleras cambios en sus paradigmas y en sus planes de negocios, para poder mantenerse en el mercado de la energía, porque es un negocio que todos los días está en constante cambio y en el que buscan fuentes más amigables con el medio ambiente, en forma específica con menor contribución de carbono. Dicha búsqueda ha conducido a muchas compañías, dedicadas a lo largo de la tradición a la explotación de petróleo y gas (como Shell y ENI, entre otras) vean el procesamiento de biomasa para la producción de biocombustibles como un sustituto de materia prima para la industria de refinación de petróleo (Bezergianni et al., 2018).

En los últimos diez años se han desarrollado proyectos exitosos en los que se ha incluido, en el esquema de las refinerías en la actualidad operativas, el coprocesamiento de biomasa (como el aceite de palma y el usado en la cocina, entre otros) para la obtención de combustibles, como diésel de bajo azufre y, en época reciente, combustible *jet* para aviación (Bezergianni et al.,2018). Para contextualizar y mostrar la importancia de antes expuesto, en la siguiente tabla se muestra que compañías refinadoras de petróleo alrededor del mundo producen el aceite vegetal hidrotratado como sustituto del diésel de origen fósil.

Tabla 1. Compañías que han implementado el coprocesamiento de aceite vegetal en el mundo

Compañía	Tamaño	Ubicación	Comentarios
Neste	Grande	Finlandia Holanda	Coprocesamiento de aceite de palma con ventas mayores a USD9 billones
REG	Mediana	Estados Unidos	Amplio portafolio de biodiésel y químicos de origen vegetal
Eni S.p.A.	Mediana	Italia	Compañía petrolera de Italia que ofrece diésel renovable en 3.500 estaciones.
Diamond Green	Mediana	Estados Unidos	Asociación entre Valero y Darling Industries para producción de diésel renovable
AltAir Paramount	Mediana	Estados Unidos	Adaptación de planta de hidrocrackeo para coprocesamiento de aceite vegetal en la refinería de Paramount Petroleum

East Kansas Agri-Energy	Pequeña	USA	Producción de diésel renovable
ENVIA Energy	Pequeña	Oklahoma City, OK, Estados Unidos	Metano de vertedero en GTL-RD (JV incluye Waste Management, Inc.) y RFS en ruta aprobada por EPA

Fuente: traducción propia de Bezergianni et al. (2018, p. ...)

Dicho lo anterior, en la refinería de Cartagena en su esquema de refinación se emplean plantas de hidrotratamiento para la reducción del contenido de azufre en los destilados medios, sobre todo el diésel de ultra bajo azufre, conocido ULSD por sus siglas en inglés. Estas plantas instaladas en la actualidad se pueden emplear para coprocesar aceites vegetales o animales para producir biocombustibles de alta calidad, que se pueden usar, con el fin de aprovechar la logística de distribución de la infraestructura petrolera y sin cambios en los motores y que tienen beneficios en la calidad del combustibles con mejores parámetros de calidad, como número de cetano más alto, además de mejorar el balance neto de contribución de carbono por el uso de combustibles de origen vegetal (Bezergianni et al., 2018; Hunpinyo, Narataruksa, Tungkamani, Pana-Suppamassadu y Chollacoop, 2013; Kalnes, Marker, Shonnard y Koers, 2008).

Ante la situación mencionada, la refinería de Cartagena tiene la oportunidad de emplear las plantas de hidrotratamiento de diésel para coprocesar 5% en volumen de aceite vegetal, con el fin de incorporar una carga de origen vegetal para el mejoramiento de la calidad del diésel de ultra bajo azufre, con un incremento esperado del número de cetano en alrededor de dos puntos. De acuerdo con la bibliografía, se espera una contribución en el margen de operación en la refinación de una suma adicional de USD100.000 mensuales, con una inversión aproximada de USD1.000.000 totales, según el Departamento de Ingeniería de Procesos de la refinería de Cartagena.

2. JUSTIFICACIÓN

Los argumentos presentados acerca de la oportunidad de hacer pensar que con una inversión relativamente baja se pueda producir combustibles con las mismas características que los obtenidos a partir del petróleo y con el fin de aprovechar la infraestructura instalada en la actualidad en la refinería de Cartagena.

Lo anterior permitirá que Colombia cumpla las metas planteadas en el Acuerdo de París, de acuerdo con el que se deben hacer esfuerzos por implementar tecnologías para el control del carbono en la atmósfera, además de la diversificación de la canasta energética nacional a través del uso de alternativas compatibles con el desarrollo sostenible en lo económico, lo ambiental y lo social. Si se tiene en cuenta que el país es el cuarto producto de aceite de palma del mundo, esta industria genera empleo y desarrollo en el sector agroindustrial colombiano y por ello este tipo de iniciativas proporciona un estímulo para la producción, la comercialización y el consumo.

Precisamente ese es planteamiento que se expone en este trabajo. Se pretende evaluar la prefactibilidad técnico-económica de incluir en el esquema de la refinería de Cartagena el coprocesamiento de aceite de palma para la producción de aceite vegetal hidrotratado como diésel ULSD.

Este trabajo se presenta para obtener el título de magíster en Administración en la Universidad EAFIT.

3. OBJETIVO

Realizar el estudio de prefactibilidad para coprocesar aceite de palma en las unidades de hidrotreatmento de diésel de la refinería de Cartagena para la producción de diésel de ultra bajo azufre (ULSD).

Objetivos específicos

- Reconocer el sector de la producción de biocombustibles en Colombia y, en especial, en la región caribe nacional.
- Realizar el estudio de mercado de la materia prima (aceite crudo de palma) para determinar su disponibilidad volumétrica y su precio en la ciudad de Cartagena.
- Evaluar las implicaciones técnicas con respecto al tamaño e ingeniería de coprocesar el aceite de palma en las plantas de hidrotreatmento de diésel de la refinería de Cartagena.
- Determinar el marco legal de la producción de mezclas de biocombustibles en Colombia.
- Adelantar la evaluación financiera mediante la construcción de los presupuestos, los estados financieros proyectados y la tasa interna de retorno (TIR) para el caso de negocio.

4. MARCO TEÓRICO Y CONCEPTUAL

4.1. Teoría básica de proyectos

De acuerdo con la revisión bibliográfica realizada, se encontraron diferentes definiciones para el término proyecto. Algunas de las más relevantes en el marco de este trabajo son:

El diccionario de la Real Academia Española (RAE, 2014) lo define como el “conjunto de escritos, cálculos y dibujos que se hacen para dar idea de cómo ha de ser y lo que ha de costar una obra de arquitectura o de ingeniería” o bien: “primer esquema o plan de cualquier trabajo que se hace a veces como prueba antes de darle la forma definitiva”.

Arboleda Vélez (2001, p. ...) lo define, después de hacer una revisión de conceptos, como

el entrecruzamiento de variables financieras, económicas, sociales y ambientales que implica el deseo de suministrar un bien o de ofrecer un servicio, con el objetivo de determinar su contribución potencial al desarrollo de la comunidad a la cual va dirigido y de estructurar un conjunto de actividades interrelacionadas que se ejecutarán bajo una unidad de dirección y mando, con miras a lograr un objetivo determinado, en una fecha definida, mediante la asignación de ciertos recursos humanos y materiales.

Por último, Miranda Miranda (2013) concibe el proyecto como “unidad operativa del desarrollo” a través del denominado “ciclo del proyecto”:

Ciclo de proyecto.

Desde hace algún tiempo se utiliza la expresión “ciclo del proyecto” para señalar las diferentes etapas que recorre el proyecto desde que se concibe la idea hasta que se materializa en una acción concreta; dichas etapas son: la preinversión, que corresponde a todos los estudios que se precisa adelantar antes de tomar la

decisión de canalizar e incluye los procesos de identificación, selección, formulación y evaluación de proyecto; la inversión o ejecución, que, en esencia, es la movilización de recursos financieros, humanos y físicos para el cumplimiento del objetivo; el funcionamiento u operación corresponde a la actividad propiamente dicha permanente y rutinaria de producción o de prestación de servicio que cumpla el objetivo social de la empresa, y, por último, lo que se suele denominar la evaluación *ex post*, que se trata del análisis para contrastar si los planteamientos y las expectativas resultantes del estudio de preinversión se dieron en la ejecución y si se están presentando en la operación. Como el desarrollo de este trabajo se enfocó hacia la etapa de preinversión, a continuación se enfatiza en esta etapa del ciclo del proyecto y se muestra cada uno de sus componentes.

4.2. Estudio de preinversión

Identificación de proyectos

Se fundamenta en la identificación de los aspectos principales del problema o necesidad y el planteamiento de las posibles alternativas de solución para buscar una oportunidad que se pueda aprovechar para obtener un lucro o una ganancia

Selección de proyectos

Este proceso suele depender de la perspectiva o del enfoque del proyecto objeto de evaluación, que se puede considerar desde el punto de vista del empresario privado o lo que el autor citado expresa como desde la perspectiva global. Para este caso se define a partir de la perspectiva del empresario privado, que estudiará las diferentes alternativas que compitan por la asignación del capital, para lo que utilizará indicadores de rentabilidad basados en el principio de costo y beneficio para cada opción viable. Al final se selecciona aquella que maximice el beneficio para el inversionista, lo que, en términos simples, consiste en determinar y medir el impacto del proyecto sobre el patrimonio del inversionista.

Formulación

La etapa de formulación clarifica los objetivos del proyecto y analiza en detalle las partes que lo componen. De acuerdo con el nivel de profundización de los diferentes aspectos, se suelen denominar los estudios como identificación de la idea, perfil preliminar, estudio de prefactibilidad, estudio de factibilidad y diseño definitivo; para cada uno de ellos se examina la viabilidad técnica, económica, financiera, institucional y ambiental y la conveniencia de la propuesta de inversión y en su orden se observa una relación en el tiempo y los costos incurridos y la profundidad de cada uno de los estudios de preinversión. Para el nivel de detalle y los costos del presente trabajo presentó un estudio de prefactibilidad.

4.3. Estudio de prefactibilidad

En un **estudio de prefactibilidad** se abordan aspectos de consumo, técnico, financiero, institucional, administrativo y ambiental con mayor detalle que los tenidos en cuenta en las fases de identificación de la idea y perfil preliminar pero en menor detalle que en el estudio de factibilidad. Este estudio incluye aspectos generales del entorno socioeconómico, análisis de mercado que identifique las principales variables que afectan (producto, demanda, oferta, procesos de comercialización, precios, etc.), al igual que la definición del tamaño y la localización del proyecto y la selección de la tecnología adecuada para diseñar una organización para las etapas de instalación y operación. Se deben determinar las inversiones, los costos y las utilidades para aplicar criterios de rentabilidad financiera, económica, social y ambiental según sea el caso.

Al culminar el estudio de prefactibilidad se espera tomar una decisión para pasar al estudio de factibilidad y, en algunos casos, proceder al diseño definitivo para ejecutarlo o para abandonar el proyecto de manera temporal o definitiva si no muestra ganancia que amerite su desarrollo.

4.3.1. Estudio de mercado

Un estudio de mercado pretende identificar una necesidad para determinar el tamaño y la cantidad de bienes o servicios que el mercado estaría dispuesto a asumir o a consumir con un precio determinado.

Además, intenta conocer cuáles serán los canales de distribución para llevar los bienes o los servicios a los clientes.

Con todo lo anterior, el inversionista se da una idea del riesgo para que un determinado producto servicios sea aceptado en el mercado.

4.3.2. Estudio técnico

Un estudio técnico intenta proporcionar información necesaria y clara para dimensionar el monto de las inversiones, los costos operativos concernientes a la infraestructura que se va a instalar, la distribución de planta y, lo más importante, dónde se va a ubicar (Sapag Chaín, Sapag Chaín y Sapag Puelma, 2008). De acuerdo con Baca Urbina (2017), un estudio técnico puede subdividirse en cuatro partes fundamentales, que son: determinación del tamaño óptimo de la planta, determinación de la localización óptima, ingeniería del proyecto y análisis organizativo, administrativo y legal.

El tamaño es fundamental en el dimensionamiento de cuanto se va a invertir. Este aspecto es relevante y se calcula con frecuencia por medio de técnicas que dependen de métodos iterativos, que no son procedimientos precisos y directos de cálculo.

En la localización óptima del proyecto, se deben tener en cuenta tanto factores cuantitativos, tales como el costo del transporte de la materia prima y de los productos, como cualitativos, como el clima, las comunidades y la confiabilidad eléctrica, entre otros.

La ingeniería del proyecto en pocas palabras es el análisis y la selección de los equipos necesarios para producir los bienes que se van a comercializar. En este punto se define el grado de sofisticación de la infraestructura, que podría ser muy

automatizada o muy manual. Así mismo, se determina la distribución de planta, en la que se calculan todas las áreas que formarán la empresa.

Análisis organizativo, administrativo y legal. Cada país tiene un ordenamiento jurídico, fijado por su constitución, en el que se exponen sus leyes, reglamentos, decretos y costumbres que son normas permisivas o prohibitivas que afectan en forma directa o indirecta la estructura y el flujo de caja que se propone para el proyecto que se evalúa (Sapag Chaín et al., 2008).

El estudio legal puede influir en los resultados de la rentabilidad de un proyecto de inversión, de manera específica en cuanto a la determinación de la forma de la estructura organizacional y de cómo será su operación futura debido a que toda actividad empresarial, al igual que los proyectos que se desarrollan, se encuentran inmersos en un régimen legal que regula los derechos y los deberes de los diferentes agentes económicos que en ella intervienen. Es pertinente hablar del **estudio legal de la viabilidad económica**, que recoge información económica derivada del marco normativo con el fin de posibilitar la identificación de todas las implicaciones en la viabilidad del proyecto. También es importante saber que **la viabilidad legal** busca determinar la existencia de restricciones legales o reglamentarias que impidan implementar u operar el proyecto que se evalúa (Sapag Chaín et al., 2008).

4.3.3. Marco legal de la empresa y factores relevantes

Al formular un proyecto es preciso identificar con claridad y de manera completa las principales normas que inciden sobre los resultados económicos de la inversión. Aunque por lo general el evaluador incorpora en su trabajo los principales aspectos económicos que se derivan de la legislación tributaria, no siempre aborda con el detenimiento adecuado el resto de las implicaciones económicas de la legislación. Por ejemplo, aquellas que condicionan los actos de comercio, la localización de la empresa, las relaciones laborales y los derechos de propiedad, entre muchas otras. La existencia de normas de carácter general se

complementa muchas veces con legislaciones específicas de tipo regional. La posibilidad de identificar todas las implicaciones económicas de la legislación guarda directa relación con la capacidad de conocer los marcos normativos general y particular del proyecto.

Lo anterior posibilitará, junto con la incorporación en la evaluación del proyecto de los costos y beneficios que resultan en forma directa o indirecta del estudio legal, definir la estructura jurídica más conveniente para la implementación del proyecto.

4.4. Estudio económico

El objetivo general del estudio económico es obtener la información necesaria para el análisis financiero y económico. Dicha información requiere identificar y elaborar presupuestos de costos y gastos de producción, administración, venta y financieros. Asimismo, conocer cuál será la inversión en activos fijos y diferidos y en capital de trabajo para armar un cronograma de inversiones apropiado para registrar los activos en forma contable para, al final, calcular el punto de equilibrio. Por último, se define el costo de capital para elaborar el estado de resultados y el balance general. Lo anterior permitirá hacer una evaluación de la tasa interna de retorno (TIR) y del valor presente neto (VPN) para tomar una decisión basada en parámetros técnicos sobre la continuidad del proyecto. Todos estos conceptos se definen a continuación con base en lo presentado por Baca Urbina (2017).

Costos: son desembolsos en efectivo o en especie hecho en el pasado (costos hundidos), en el presente (inversión), en el futuro (costos futuros) o en forma virtual (costo de oportunidad).

Costos de producción: no son más que las determinaciones expuestas en el estudio técnico. El proceso de costeo en producción es una actividad de ingeniería, más que de contabilidad, que origina un desembolso en efectivo o en especie. Un ejemplo es la cantidad de materia prima que se debe pagar para la producción del bien. Los costos de producción más comunes son los de materia prima, mano de obra, envases, servicios industriales (como agua, electricidad,

combustibles, etc.), control de calidad y mantenimiento, los cargos de depreciación y amortización y los costos para compensar la contaminación generada por la operación.

Costos de administración: son los asociados con todas las funciones diferentes a las de producción y ventas que se requiere para la administración de la empresa. Estos costos se calculan sobre los presupuestos que se requieren para mantener gerente, contadores, auxiliares, secretarias, departamentos de planeación, investigación y desarrollo, recursos humanos, servicios compartidos, finanzas, publicidad, relaciones públicas y similares, lo que implica que, fuera de las otras dos grandes áreas de una empresa, que son producción y ventas, los gastos de todos los demás departamentos o áreas (como los mencionados) que pudieran existir en una empresa se cargarán a administración y a costos generales. También deben incluirse los correspondientes cargos por depreciación y amortización.

Costos de venta: vender no es solo llevar el producto al consumidor o intermediario, sino que implica una actividad mucho amplia, como la investigación y el desarrollo de nuevos mercados o de nuevos productos adaptados a las necesidades de los consumidores. De esta manera, el departamento de ventas puede estar conformado por lo general por gerente, secretaria vendedores y personal especializado que en su conjunto generan un costo que, de acuerdo con Baca Urbina (2017), influyen muy poco o nada en la evaluación general del proyecto.

Costos financieros: son, en esencia, los intereses y los costos de administración que se deben pagar en relación con los capitales obtenidos en préstamo.

Inversión inicial: son todos aquellos activos fijos e intangibles que se requieren para iniciar las operaciones del proyecto en cuestión, con excepción del capital de trabajo.

El activo tangible o fijo son todos aquellos bienes que son propiedad de la empresa, como terrenos, edificios, maquinaria, equipo en general, mobiliario, vehículos, herramientas y otros. Toma el nombre de fijo porque para la empresa es difícil deshacerse de él sin tener problemas en la operación.

Ahora, el activo intangible es el conjunto de bienes necesarios para el funcionamiento, tales como patentes, marcas, diseños, nombres, asistencia técnica o transferencia tecnológica, gastos preoperativos, contratos de servicios, estudios de optimización, capacitación, etc.

En la etapa de prefactibilidad se suele elaborar una lista de todos los activos tangibles e intangibles con la especificación de qué se incluye en cada uno de ellos.

Amortización: se aplica a los activos intangibles y se conoce como el cargo anual que se hace para recuperar la inversión que se hizo para adquirirlos.

Depreciación: solo se le aplica al activo fijo y se define como el costo que reconoce el uso de los bienes con el fin de que tengan un menor valor a lo largo del tiempo.

Punto de equilibrio: de acuerdo con Baca Urbina (2017), se define como el nivel de producción en el que los ingresos por ventas son exactamente iguales a la suma de los costos fijos y los variables y se considera una técnica para estudiar la relación entre ellos. Es importante aclarar que se emplea para evaluar la rentabilidad o para hacer evaluación económica porque no tiene en cuenta la inversión inicial. Sin embargo, la utilidad que se le da es que es posible calcular el punto mínimo de producción para no incurrir en pérdidas. También sirve para una empresa con gran cantidad de productos y que tiene la capacidad de introducir otro sin inversión adicional; el punto de equilibrio es útil determinar cuál es el volumen mínimo de producción para no tener pérdidas y cubrir todos los costos y los gastos.

4.5. Evaluación financiera o económica

El estudio de evaluación financiera o económica es la parte final del estudio de prefactibilidad de un proyecto de inversión. En él se transforma toda la información monetaria del estudio económico (inversión inicial, depreciación, flujos netos de efectivo y algunos datos de financiamiento) y se calcula la rentabilidad de la inversión en términos de los índices más utilizados, que son el valor presente neto (VPN) y la tasa interna de rendimiento (TIR).

Valor presente neto (VPN):

El valor presente neto (VPN) se define como el valor monetario que resulta de descontar la suma de los flujos de capital esperados con la inversión inicial (Baca Urbina, 2010).

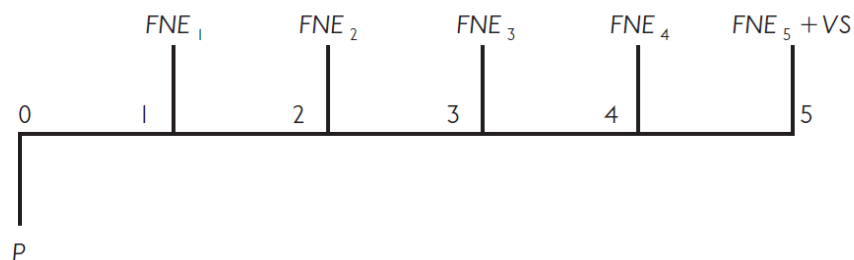
Para entender el Valor Presente Neto (VPN) se deben representar los flujos netos (FNE) en una línea de tiempo para un proyecto de cinco períodos, como se muestra en la

Figura 1. A la izquierda está el momento cero, en el que se origina el proyecto, y hacia la derecha se extiende la línea de tiempo en la que con una flecha hacia abajo se representa cada desembolso o flujo negativos y con una hacia arriba cada flujo positivo o ganancia proyectada. En la

Figura 1 se ejemplifica lo antes descrito y se muestra que para este caso el único desembolso es la inversión inicial en el tiempo cero y que hay cinco períodos

mensuales con FNE positivo, representados con flecha hacia arriba, aunque en si en determinado mes hubiera una pérdida aparecería una flecha hacia abajo.

Figura 1. Diagrama de flujo de efectivo



Fuente: Baca Urbina (2010, p. ...)

Es importante comprender lo que explica Baca Urbina (2010, p. ...):

Cuando se hacen cálculos de pasar, en forma equivalente, dinero del presente al futuro, se utiliza un interés o de crecimiento del dinero; pero cuando se requieren pasar cantidades futuras al presente, como en este caso, se usa la **Tasa de Descuento (*i*)**, llamada así porque descuenta el valor del dinero en el futuro a su equivalente en el presente, y a los flujos traídos al tiempo cero se les llama flujos descontados.

Dicho lo anterior, se puede entender el **valor presente neto (VPN)**, puesto que se define como el resultante de la suma de los flujos en el período establecido,

descontados en el presente y restados a la **inversión inicial (P)**, como se muestra en la fórmula 1. En palabras sencillas, la anterior operación equivale a comparar todas las ganancias esperadas frente a todos los desembolsos necesarios para producirlas, en términos de su valor equivalente en el momento cero de la operación (Baca Urbina, 2010).

$$VPN = -P + \frac{FNE_1}{(1+i)^1} + \frac{FNE_2}{(1+i)^2} + \frac{FNE_3}{(1+i)^3} + \frac{FNE_4}{(1+i)^4} + \frac{FNE_5 + VS}{(1+i)^5} \quad (1)$$

Fuente: Baca Urbina (2010, p. 220)

Entonces, es claro que el criterio utilizado para aceptar un proyecto es que el VPN sea mayor que cero.

Tasa interna de retorno (TIR)

La **tasa interna de retorno**, por lo común llamada TIR, se define como la tasa de interés que devengan los dineros que permanecen invertidos, lo que da cuenta de la rentabilidad del proyecto (Arboleda Vélez, 2001). Desde el punto de vista técnico, es la tasa de interés que hace que el valor presente neto sea igual a cero porque iguala los flujos de caja con la inversión efectuada al inicio del proyecto.

La **tasa interna de retorno** (TIR) es una medida relativa de la rentabilidad, es decir, se expresa en tanto por ciento. El principal problema radica en su cálculo porque el número de períodos dará el orden de la ecuación y para resolverla se deben emplear métodos numéricos para aproximar la solución de la siguiente ecuación, que se presenta en la fórmula 2:

$$P = \frac{FNE_1}{(1+TIR)^1} + \frac{FNE_2}{(1+TIR)^2} + \frac{FNE_3}{(1+TIR)^3} + \frac{FNE_4}{(1+TIR)^4} + \frac{FNE_5 + VS}{(1+TIR)^5} \quad (2)$$

Fuente: Baca Urbina (2010, p. 220)

Una vez calculada la tasa interna de retorno, se emplea para rechazar o seguir adelante con el proyecto en cuestión por medio de un criterio de selección, planteado de la siguiente manera:

Si se sabe que i es la tasa de descuento de flujos elegida para el cálculo del VPN, se tiene que:

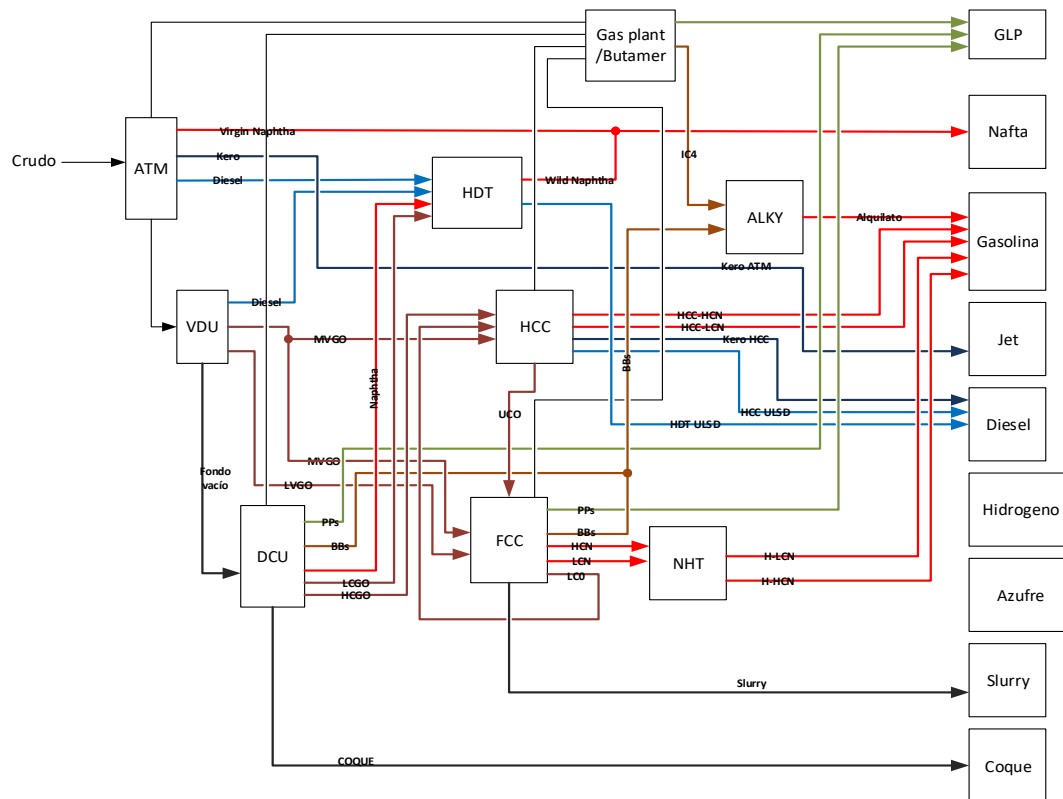
- Si $TIR > i$, el proyecto de inversión se acepta. En este caso, la tasa de rendimiento interno obtenida es superior a la tasa mínima de rentabilidad exigida a la inversión.
- Si $TIR = i$, se está en una situación similar a la que se producía cuando el VAN es igual a cero. En este caso, la inversión podrá llevarse a cabo si mejora la posición competitiva de la empresa y si no hay alternativas más favorables.
- Si $TIR < i$, el proyecto debe rechazarse. No se alcanza la rentabilidad mínima exigida a la inversión.

4.6. Refinerías de petróleo y sus derivados

Las refinerías de petróleo son facilidades de producción o bien conocidas obras de ingeniería en las que el petróleo en su forma natural se procesa para obtener productos de valor, como lo son la gasolina, el diésel, el gas licuado de petróleo (GLP) y los productos petroquímicos, tales como el polietileno y algunos fertilizantes, entre otros. Para ello se emplean diferentes plantas de proceso que, organizadas en un esquema de refinación, interactúan entre sí para, al final, como un todo producir combustibles o productos petroquímicos según sea su enfoque (Watkins, Olsen, Sutovich, Deady, Petti y Wellach, 2008).

A continuación se muestra un diagrama general de un esquema de refinación típico enfocado hacia la producción de combustibles:

Figura 2. Esquema de refinación



Fuente: elaboración propia

Estas unidades de refinación se configuran de acuerdo con las necesidades de los tipos de materia prima por procesar y de calidad de los productos que se pretende obtener. El número de tipos de unidades y procesos utilizados por la industria es

muy variado y se dispone de más de 200 tecnologías. A continuación se mencionan solo algunas de ella, que se muestran en el figura 2 para contextualizar el objetivo del trabajo:

Unidades de destilación atmosférica (ATM). La operación correspondiente se denomina destilación. Al igual que en el destilador, el crudo se calienta en una columna cerrada, llamada columna de destilación atmosférica, y gracias a la diferencia en la temperatura de ebullición de los componentes presentes y con la vaporización de las fracciones más o menos ligeras, se recogen en los diversos niveles de la columna las fracciones de productos ligeros, intermedios, medios y pesados.

Unidades de destilación al vacío (VDU). En el fondo de la columna de destilación atmosférica (ATM) queda un residuo, que se envía a un proceso en el que se destila en condiciones de vacío para recuperar productos de peso molecular mayor que la gasolina y el diésel, pero que son materia prima para unidades de procesamiento posterior. La columna de vacío comprende solamente de ocho a veinte bandejas o empaquetadoras (o una alternancia de las dos), que operan con una presión del orden de 40 mm de Hg (mercurio) (la presión atmosférica denominada normal es de 760 mm de Hg).

Unidades de hidrotratamiento de nafta (NHT) e hidrotratamiento de diésel (HDT). Las fracciones de nafta y diésel obtenidas de los diferentes procesos se pasan por las unidades de hidrotratamiento para eliminar el azufre contienen en su forma natural los hidrocarburos mediante el empleo de reactores con catalizadores diseñados para ello e hidrógeno. Estas unidades, de acuerdo con Watkins et al. (2008), pueden emplearse para el coprocesamiento de aceites vegetales para la producción de combustibles limpios, lo que es el objeto del presente trabajo. Se trata en mayor profundidad esta tecnología en secciones posteriores del documento.

Unidad de coquización retardada (VDU): mediante un proceso térmico sin uso de catalizadores se eleva la temperatura del residuo producido en la unidad de destilación al vacío para mejorarlo y convertirlo en líquidos y gases de mayor valor comercial, lo que deja atrás un material carbonoso sólido concentrado llamado coque.

Unidad de craqueo catalítico (FCC): es un proceso que está diseñado para transformar, en presencia de un catalizador, las fracciones de hidrocarburos de cadena larga y pesada provenientes de las unidades de destilación y craqueo térmico en fracciones más ligeras, listas para ser utilizadas en la fabricación de gas licuado de petróleo, gasolinas, destilados medios, como diésel, y un producto pesado empleado por lo común para la producción de llantas. Como siempre, el objetivo es la obtención de productos de alto valor de mercado. En presencia de un catalizador, a alta temperatura (450 a 550 °C) y a la presión atmosférica, se rompen las moléculas grandes de los hidrocarburos en moléculas más pequeñas, que tienen valor en el mercado de los combustibles y petroquímicos.

Unidades de hidrocraqueo catalítico (HCC): son un proceso para convertir los destilados de petróleo pesados en fracciones más ligeras, como diésel, gasolina y GLP, por medio del empleo de reactores de lecho fijo e hidrógeno en condiciones altas de presión y temperatura. La diferencia principal con respecto a las unidades de craqueo catalítico es que en este caso produce combustibles de bajo contenido de azufre, sobre todo diésel de ultra bajo azufre (ULSD).

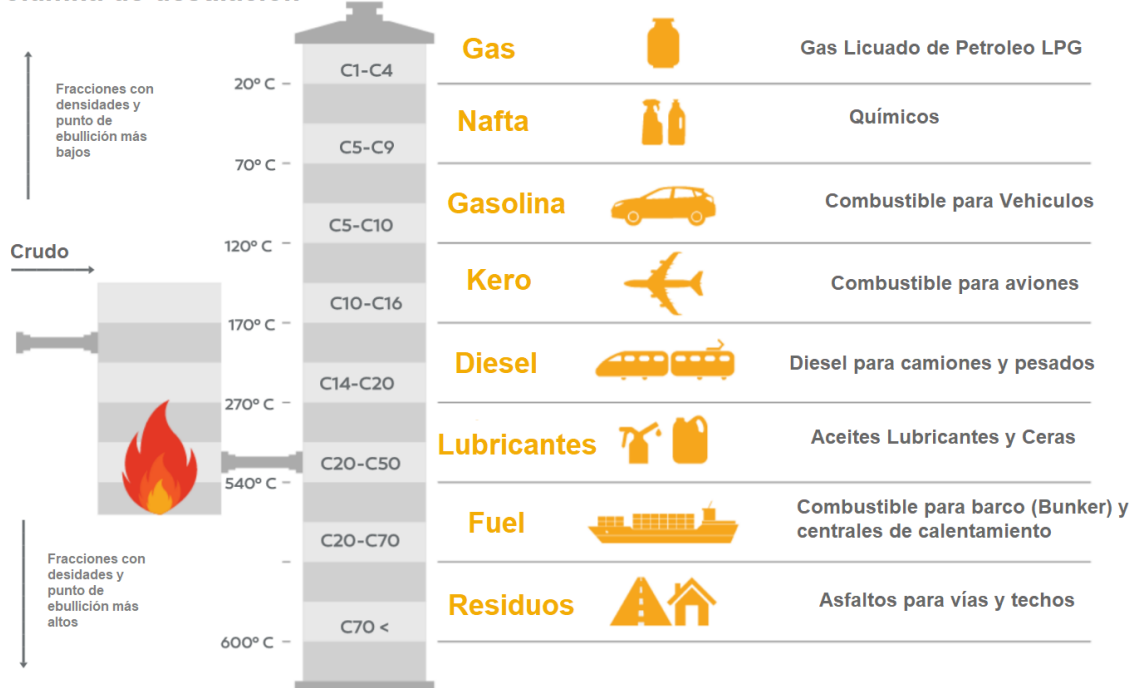
Derivados y productos

En la

Figura 3 se ilustra cuáles son los principales productos y derivados que se obtienen de la refinación del petróleo. Entre los más comunes están los combustibles que se emplean para mover los automóviles, camiones y barcos que día a día transportan las personas, materias primas y alimentos, que hacen posible la vida cotidiana moderna.

Figura 3. Derivados del procesamiento de petróleo

Columna de destilación



Fuente: GALP (s.f., p. 1)

4.7. Fundamentos de hidrotratamiento

De acuerdo con Tirado, Ancheyta y Trejo (2018), el hidroprocesamiento es un proceso catalítico ampliamente empleado en las refinerías de petróleo en el mejoramiento de corrientes intermedias para la producción de destilados medios con bajo contenido de azufre, sobre todo diésel. Como su nombre lo dice, el propósito de este tipo de tecnología es aumentar el contenido de hidrógeno en las moléculas de hidrocarburo (relación entre hidrógeno y carbono) y remover heteroátomos indeseables en los combustibles, como azufre, nitrógeno, oxígeno y algunos metales, principales causantes de la polución en el uso de motores en las ciudades. Las reacciones que involucra el hidrotratamiento de hidrocarburos son:

- **Hidrodesulfurización.** Es la remoción de compuestos orgánicos de azufre de las fracciones de petróleo, tales como mercaptanos, disulfuros, tiofenos y

benzotiofenos, para convertirlos en sulfuro de hidrogeno (H_2S). Estos compuestos de azufre son los responsables de la producción de hollín en los motores de los vehículos.

- **Hidrodesnitrogenación.** Es la remoción de compuestos nitrogenados para convertirlos en amoníaco (NH_3). Se remueven de los combustibles para evitar la formación de las conocidas lluvias ácidas, en las que los gases producidos por los vehículos entran en contacto con el vapor de agua en las nubes y precipitan los compuestos nitrogenados en forma de ácidos.
- **Hidrogenación.** En pocas palabras, consiste en la reacción en la que se incorpora hidrógeno a las moléculas de los hidrocarburos, lo que permite mejorar las propiedades de los últimos para que la combustión en los vehículos sea más eficiente y así agregarles valor a los productos.
- **Hidrodesoxigenación.** Es la remoción del oxígeno orgánico contenido en las moléculas de hidrocarburo para convertirlo en agua, lo que mejora la estabilidad de los combustibles.

4.8. Producción de diésel a partir de materias primas renovables

En los últimos años, el uso de materias primas de origen renovable para la producción combustibles es una industria en expansión (Watkins et al., 2008). Existen diferentes tecnologías y las más comunes son las que se muestran a continuación:

- **Producción de FAME:** metil éster obtenido de ácidos grasos, por sus siglas en inglés), que cumple la norma ASTM D6751 y que se conoce mejor como biodiésel.
- Combustibles producidos a partir de material orgánico mediante la utilización de despolimerización térmica con cumplimiento de las normas ASTM D975 o ASTM D396 y que se considera diésel renovable.

- Por último, el resultado de la producción de combustibles a partir de aceites vegetales o grasas animales procesadas en refinerías en las plantas de hidrotratamiento se llama diésel verde o, en inglés, *green diesel*.

Coprociamiento de cargas de aceite vegetal o animal en hidroprocesos para la producción de diésel de ultra bajo azufre (Bezergianni et al., 2018)

El coprociamiento de materias primas renovables en las unidades de hidrotratamiento en las refinerías consiste en mezclar corrientes de origen fósil producidas con cargas líquidas de origen vegetal o animal para ser procesadas en las plantas de hidrotratamiento. Esto tiene algunas ventajas considerables en la mejora de la calidad de los combustibles producidos, como aumento en el número de cetano y la disminución del contenido de azufre por efecto de la hidrogenación de la biomasa (Watkins et al., 2008).

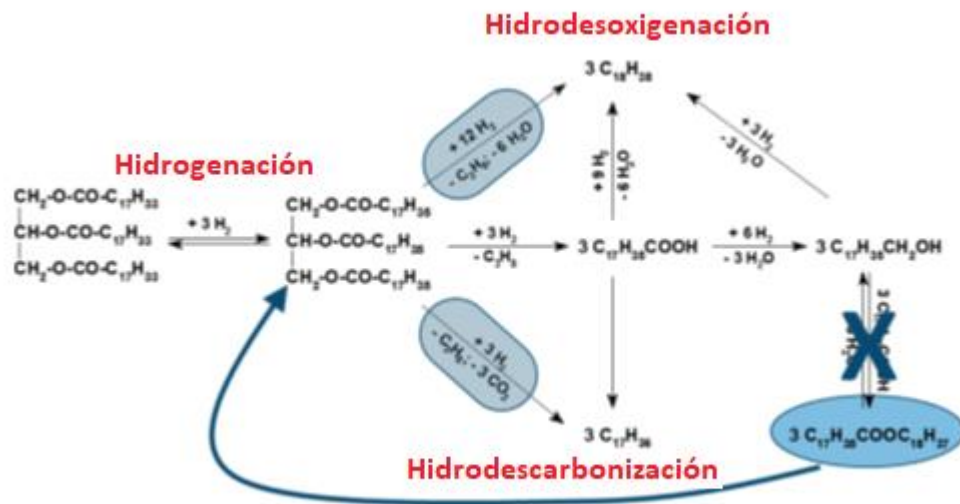
Como ya se mencionó, el hidrotratamiento catalítico ha sido empleado para la remoción de impurezas de los combustibles fósiles, tales como azufre, nitrógeno y oxígeno. Esta tecnología, sin ninguna modificación en la práctica, puede utilizarse en el procesamiento de aceite vegetales o animales para la producción de aceite vegetal hidrotratado, conocido como HVO, que posee las mismas características del diésel de ultra bajo azufre.

En la

Figura 4 se presentan las reacciones que involucran el hidrotratamiento de aceite vegetal (Bezergianni et al., 2018), que, en términos generales, consiste retirar el oxígeno de las moléculas de triglicéridos presentes en el aceite sobre un catalizador de níquel y molibdeno en presencia de hidrogeno a alta presión y temperatura, proceso por lo común usado en el hidrotratamiento de diésel de alto azufre de las refinerías. La primera etapa es la hidrogenación de las moléculas de aceite vegetal para dar paso, que depende de las condiciones del reactor, a una partición de las moléculas y al retiro de carbón de los diferentes componentes. Al

final se obtiene un hidrocarburo de cadena de 16 a 18 carbonos sin oxígeno, que tiene las mismas características del diésel obtenido por refinación de petróleo.

Figura 4. Hidrogenación de los triglicéridos



Fuente: (Bezergianni et al., 2018)

5. PLANTEAMIENTO METODOLÓGICO

Dado que es un estudio de prefactibilidad para un proyecto de inversión en el que se empleó información de fuentes secundarias, se desarrollaron los siguientes estudios:

- De mercado, para verificar la disponibilidad, el producto, la promoción y el costo del aceite de palma en la zona norte de Colombia.

- Técnico, en el que se determinó cuál infraestructura adicional debe ser instalada (capex) para la logística del manejo de la materia prima, tal como almacenamiento y posterior cargue a las unidades de proceso.
- Legal: a partir de estudios disponibles en la literatura se definió cuál es la calidad de los productos obtenidos y se verificó si cumplen las normas vigentes en la actualidad según la legislación colombiana para la comercialización de diésel de ULSD en el país.
- Financiero, para estimar el flujo de efectivo, que se obtuvo con la inversión inicial y los flujos de caja de la operación anual para al final evaluar la tasa interna de retorno (TIR), que debe ser superior a 12% efectivo anual para que la inversión sea tenida en cuenta.

Frente a lo antes expuesto, este trabajo de investigación fue de tipo descriptivo, documental y exploratorio, porque se basó en la propuesta de realizar un estudio de prefactibilidad para coprocesar aceite de palma en las unidades de hidrotreatmento de diésel de la refinería de Cartagena para la producción de diésel de ultra bajo azufre (ULSD).

Fue descriptivo puesto que se consideraron estudios, documentos y datos, entre otras fuentes, de entidades, personas, empresas, gremios, etc., reconocidos en el medio, que permitieron llegar a conocer cómo se está en el sector y en el entorno de los biocombustibles, así como los precios del mercado y la normativa vigente para la comercialización. También la definición del tamaño, el diseño y la ingeniería. Además, se efectuaron investigaciones documentales del plan de mejoramiento de calidad de combustibles en Colombia y referentes de información referente a la evaluación financiera.

6. ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD

6.1. Análisis del sector y del entorno de la producción de diésel y biodiésel en Colombia

Producción y demanda de biodiesel FAME en Colombia

El aceite vegetal hidrotratado (HVO) es un producto sustituto del diésel y, sobre todo, del biodiesel producido a partir de la transterificación. Se comienza por mostrar en la Tabla 2 las empresas productoras de biodiésel en Colombia como principales competidoras. En el país, el biodiesel se emplea para ser mezclado con el diésel producido en las refinerías de petróleo en una proporción de 3% en volumen en el total de mezcla (resolución 40188 de 2019; MinMinas, 2019), lo que permite inferir que el consumo de diésel en el país fue 131 miles de barriles, lo significa que el requerimiento nacional de biodiésel para mezcla es de cerca de 0,4 mil barriles por día, lo que es muy inferior a la capacidad instalada en Colombia de 18.000 KPBD², según datos de 2018 (...).

Tabla 2. Plantas productoras de biodiésel en funcionamiento

Región	Empresa	Capacidad [T/año]	Capacidad [BPD]
Santa Marta, Magdalena	Biocombustibles Sostenibles del Caribe	170.000	6.521
Codazzi, Cesar	Oleoflores	60.000	2.301
Barranquilla, Atlántico	Romil de la Costa	10.000	384
Gálapa, Atlántico	Biodiésel de la Costa	10.000	384
Santa Marta, Magdalena	Odín Energy	36.000	1.381
Facatativá, Cundinamarca	BioD	200.000	7.671
Barrancabermeja, Santander	Ecodiesel Colombia	120.000	4.603
San Carlos de Guaroa, Meta	Aceites Manuelita	120.000	4.603
San Carlos de Guaroa, Meta	Inversiones La Paz	70.000	2.685
Barrancabermeja, Santander	ALPO	40.000	1.534
Santa Marta, Magdalena	Biocosta Green Energy	70.000	2.685
Total		906.000	34.751

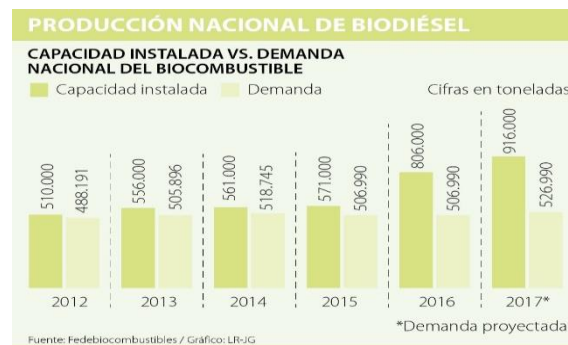
² KPBD = miles de barriles por día.

Fuente: elaboración propia con base en SISPA (...)

En la

Figura 5 se muestra el ejercicio para los seis últimos años en toneladas de biodiesel versus la capacidad instalada, lo que reafirma que la capacidad instalada para la producción de biodiesel es considerablemente superior a la demanda del producto; incluso, en la práctica se tiene una capacidad del 50%.

Figura 5. Comparación entre la demanda y la capacidad instalada de biodiésel en Colombia

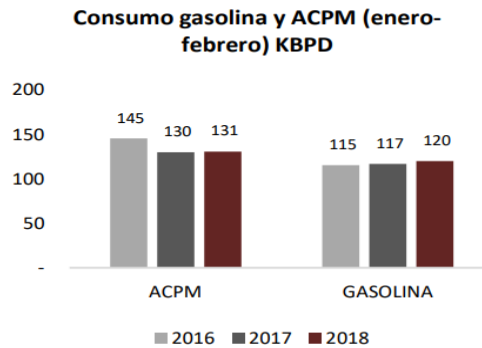


Fuente: Fedebiocombustibles (... , ...)

Producción y demanda de diésel en Colombia

Como antes se mencionó en el documento, las características del aceite vegetal hidrotratado son muy similares a las de un diésel obtenido a partir de la refinación de petróleo. Por eso es importante revisar la producción y la demanda de dicho producto en el entorno colombiano porque sería un sustituto del segundo, con unos beneficios ambientales por provenir de una fuente renovable y con una contribución mucho menor de carbono en la atmósfera.

Figura 6. Consumo de combustibles en Colombia en los últimos tres años



Fuente: ACP (2018, p. ...)

De acuerdo con UPME (2019), en la actualidad Colombia dispone de dos grandes refinerías que son propiedad de Ecopetrol S. A.: las de Cartagena y Barrancabermeja, producen alrededor de 40 KBPD y 100 KBPD, en su orden. Además, entre las refinerías catalogadas como pequeñas las de Apiay, Orito e Hidrocasanare, que producen cerca de 7 BDDP, según datos de 2018; la última es de propiedad privada.

En la actualidad, la capacidad nacional de producción de derivados excede en volumen a la demanda, pero, en cuanto a productos, se requiere la importación de diésel para poder satisfacer las especificaciones de calidad más exigente, según la legislación (máximo contenido de azufre: 100 ppm en peso en 2025), el crecimiento de la economía y el pacto mundial para disminuir la producción de gases de efecto invernadero.

Como conclusión del análisis del sector y del entorno de la producción y del consumo de diésel y biodiésel en Colombia, se tiene que la demanda actual de diésel, que es de 133 KBPD, y la de biodiésel, que es de 18 KBPD, están

totalmente cubiertas con la capacidad instalada con la que se cuenta en el país, lo que impacta en sentido negativo la viabilidad del proyecto por el incentivo para introducir un sustituto. Sin embargo, el aceite vegetal hidrotratado proveniente de la palma posee mejores características de calidad que los combustibles producidos en la actualidad en el país, lo que tendría un incentivo para coprocesarlo en la refinería de Cartagena para mejorar los productos producidos en el presente, porque, además de las ganancias ambientales, el aceite hidrotratado es un combustible que contribuye al control de emisiones de gases de efecto invernadero debido a su origen vegetal.

6.2. Estudio de mercado de la materia prima y los productos

En esta sección del trabajo se pretende determinar la disponibilidad volumétrica de la materia prima, aceite de palma, y definir cuál será el precio correspondiente y el del producto producido en el proceso de coprocesamiento en la refinería de Cartagena

En la

Tabla 3 se presentan los volúmenes de producción y de consumo de aceite de palma en las diferentes regiones de Colombia. Se puede apreciar que la zona norte del país presenta crecimiento en la producción de aceite de palma en un 7% y una producción volumétrica de 421.368 toneladas anuales. Estas cifras son favorables para el objeto de este proyecto puesto que el consumo mensual de aceite de palma será de 78.000 toneladas anuales para cumplir el 10% de la carga en una unidad de hidrotratamiento de diésel requerida para el proyecto. Se concluye que se tiene la disponibilidad necesaria en la región norte de Colombia para abastecer la demanda requerida anual que tendría la refinería de Cartagena.

Tabla 3. Producción de aceite de palma por regiones en Colombia

Zona	Enero - Diciembre				Variación 17/18	
	2015	2016	2017	2018	Abs	%
Oriental	527,400	498,933	724,034	670,773	-53,261	-7.4%
Central	354,203	317,651	476,426	500,083	23,657	5.0%
Norte	370,285	304,859	393,255	421,368	28,114	7.1%
Suroccidental	23,334	24,760	33,747	38,190	4,442	13.2%
Total	1,275,222	1,146,203	1,627,462	1,630,413	2,952	0.2%

Nota: cifras con corte el 30 de enero de 2019

Fuente: SISPA (2019)

En la

Figura 7 se contrastan los precios del aceite de palma crudo en Colombia los del mercado internacional de Róterdam. Se percibe que el precio del aceite en el país

es más estable por la intervención estatal, con la creación de un fondo de estabilización, y menor que el precio de referencia de la ciudad mencionada debido a que no incluye el transporte hasta Holanda. No obstante, se advierte que los precios se han igualado debido a que el precio de referencia del mercado internacional ha estado a la baja durante los últimos cuatro años e igualó al colombiano.

Al hacer una comparación entre el comportamiento de precios de las materias primas para la producción de combustibles para el uso en motores diésel se tiene que el precio promedio en Colombia por barril en USD en 2019 es de 58,1, 61,6 y 66 para el aceite de palma en el país, el aceite de palma en Róterdam y el petróleo crudo Brend, en su orden. Es importante aclarar que se utilizó una tasa representativa del mercado (TRM) de 3.300 peso por dólar.

Además, en la

Figura 7 se comparan los precios de los productos como el biodiésel en Colombia con precios regulados y el diésel de ultra bajo azufre ULSD. Se puede observar que el precio promedio por barril en USD para el biodiésel en el país fue de 110 y para el ULSD fue de 120 hasta mediados del año 2014. Después de que el precio del crudo Brend bajó a finales del año 2014, el del diésel de bajo azufre ULSD,

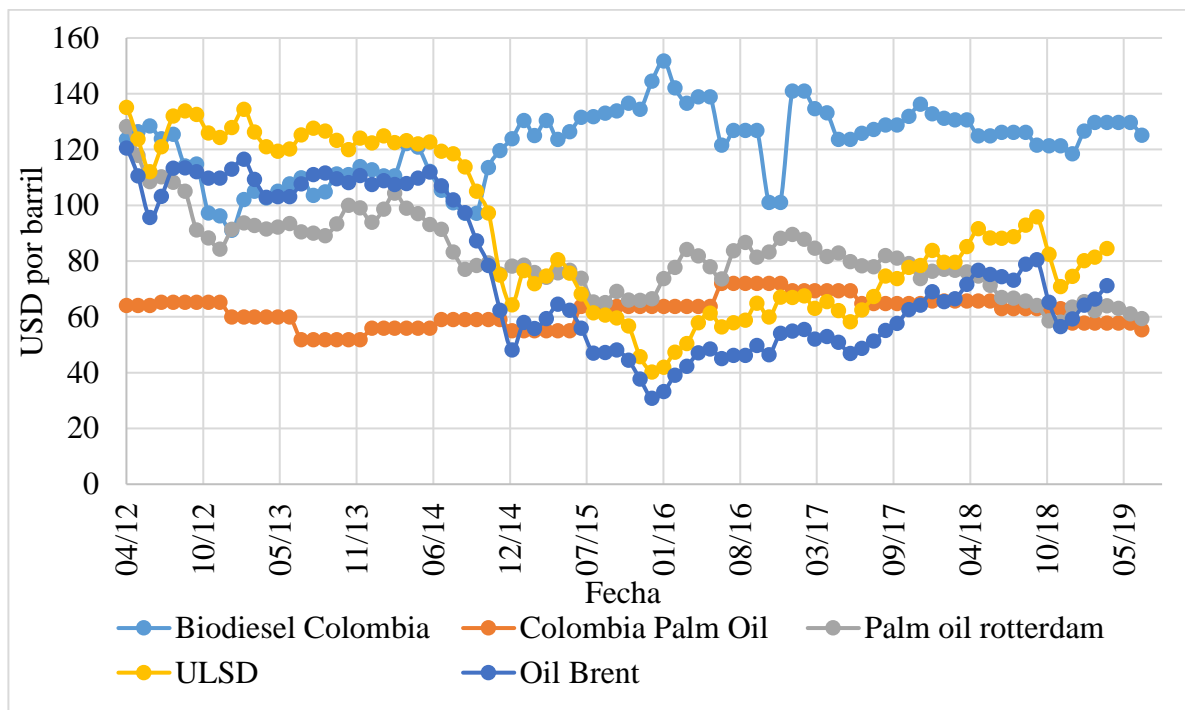
como es un producto de la refinación, disminuyó en la misma proporción y tuvo valores promedio en USD por barril en los últimos cuatro años de 65, muy por debajo del precio promedio del biodiésel en USD por barril en Colombia, de 125.

De lo anterior se concluye que:

- Para el coprocesamiento en el que se emplea aceite de palma para la producción de diésel de ultra bajo azufre (ULSD) se tiene mayor diferencia de precios entre la materia prima y el producto cuando los precios del petróleo Brent están por encima de USD100 por barril. La diferencia es de USD60 por barril.
- Cuando el precio de petróleo Brent de referencia para Colombia cae a valores por debajo de los USD60 por barril, como aconteció a partir de mediados de 2014, el precio del diésel ULSD desciende también a valores promedio de USD65 por barril. En esa situación, el coprocesamiento de aceite de palma podría ser no muy atractivo porque la diferencia entre el precio de la materia prima, que es aceite de palma, y el producto, que es diésel ULSD, es de solo USD5 por barril. Esto sugiere que es un negocio rentable por temporadas.
- Al considerar que el producto del coprocesamiento de aceite de palma en refinería es biodiésel, se tiene que el margen entre el precio de aceite de palma en Colombia y el pagado por el producto en la práctica sería de USD35 por barril, con comportamientos de precios mucho más estables. En este caso existe un riesgo porque esta tecnología no ha sido empleada en Colombia en la producción de combustible para motores diésel.
- En el mercado colombiano hay disponibilidad de aceite vegetal para incluir 10% del volumen de carga de materia prima en las hidrotradoras de diésel y que es alrededor de 78.000 toneladas/año. Además, el coprocesamiento de aceite vegetal es un negocio de oportunidad, que depende del diferencial entre los precios del petróleo, el diésel de bajo azufre y el aceite vegetal, dado que el

hidrotratamiento se plantea como una alternativa de valorización del aceite de palma en períodos de hasta USD20 o 30 por barril procesado y para el período 2019 de USD15 por barril procesado.

Figura 7. Comparación de precios entre materia prima y productos



Fuente: Elaboración propia

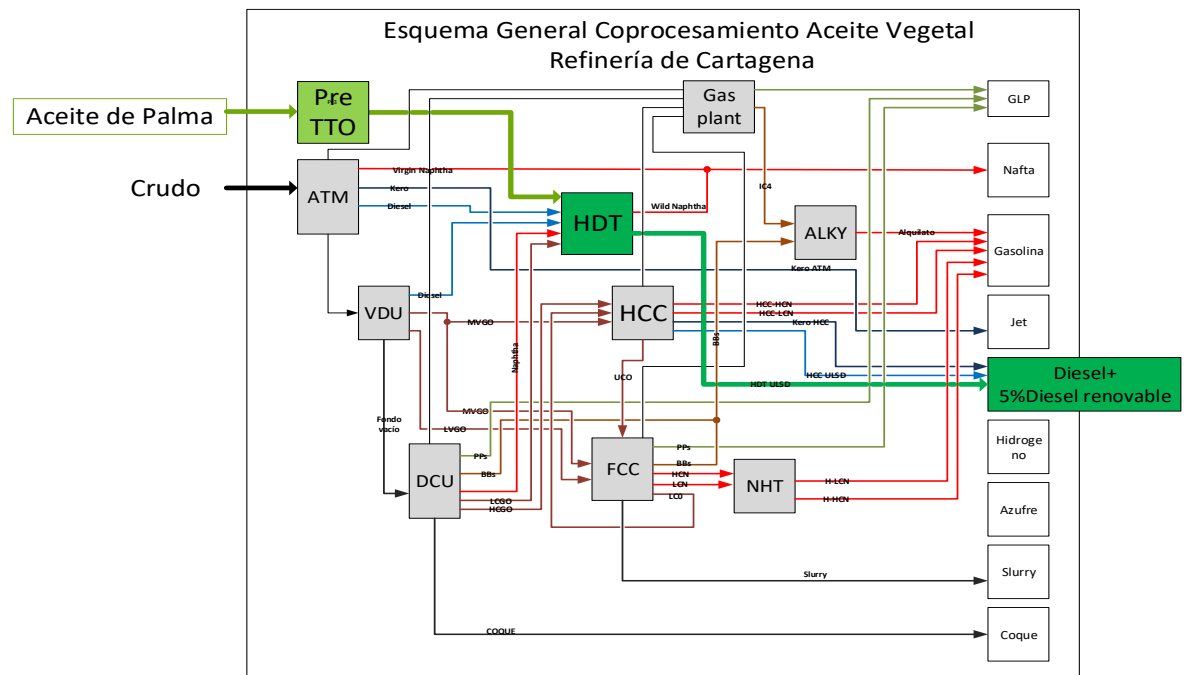
6.3. Análisis técnico para determinar tamaño e ingeniería

En esta sección se abordan temas técnicos para determinar cuánto flujo volumétrico de aceite vegetal se incluirá en el esquema de las plantas de hidrotreatmento y cuáles facilidades son necesarias para recibir, almacenar, bombear y dosificar esta nueva materia prima en la refinería de Cartagena.

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se muestra el esquema general del coprocesamiento de aceite crudo de palma en la refinería mencionada. Cuando dicha materia prima llega a la refinería se debe hacer un tratamiento inicial que no existe y debe ser construido. En este sistema de pretratamiento se pretende filtrar las partículas sólidas y demás contaminantes que afectan el catalizador. El aceite ya tratado se dosifica en forma controlada a la unidad de hidrotreatmento de diésel para ser procesado y más tarde se envía al sistema de mezclado de diésel para ser comercializado. Se pretende mezclar 5% (15.00 BPD)

en volumen de carga de origen vegetal con el diésel de alto azufre en una de las plantas de hidrot ratamiento de diésel.

Figura 8. Esquema general propuesto para el coprocesamiento de aceite vegetal en la refinería de Cartagena



Fuente: elaboración propia

El producto obtenido sería una mezcla de diésel de ultra bajo azufre y alrededor de 5% en volumen de aceite vegetal hidrot ratado, conocido como diésel renovable.

Para el recibo, el descargue y el almacenamiento del aceite de palma la refinería cuenta con bombas de recibo y tanque de almacenamiento, que fueron construidos para la logística de manejo de mezclado de biodiesel, de modo que no requiere personal o carga administrativa adicional porque en el sector en el que se

tendría dicho almacenamiento ya se cuenta con personal para el recibo, operación y control de la materia prima.

Para mezclar aceite con la carga de las plantas hidrotratadoras se emplearían los siguientes procesos, como se muestra en la Figura 8:

- **Peso y recibo de camiones:** es un sistema que existe en la refinería y consta de un pesado del cambio, el registro y el estacionamiento del camión.

- **Descargue y almacenamiento:** en la actualidad se cuenta con bombas de descargue y tanque de almacenamiento para biodiésel que, para efectos prácticos, se emplearían para la logística del aceite de palma.

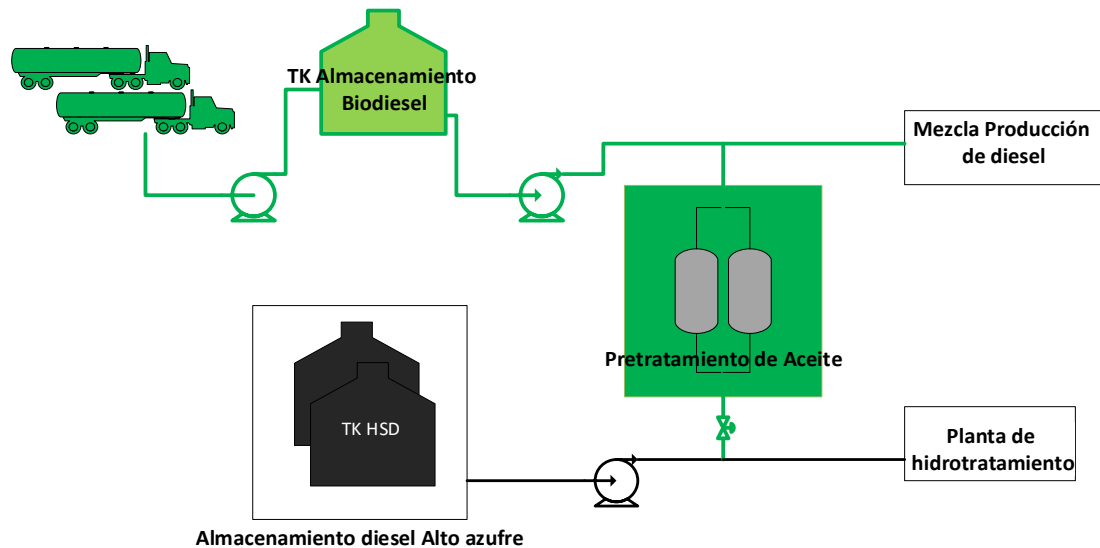
- **Pretratamiento:** consiste en dos procesos; el primero es el filtrado simple, para la remoción de partículas en suspensión que contiene el aceite crudo, y el segundo es el blanqueo, para la reducción de contaminantes que afectarían el catalizador del hidropceso.

El proceso de blanqueo se realiza con arcilla en ausencia de oxígeno para retirar contaminantes que llegan con el aceite, tales como fosfáticos residuales, partículas metálicas, jabones, fosfolípidos, clorofilas, carotenos, productos de oxidación y pigmentos; los últimos son los responsables del color original.

- **Sistema de mezclado.** Después de pasar por el sistema de pretratamiento se cuenta con un sistema de inyección en el que, por medio de una válvula reguladora de flujo y un medidor, se adiciona 5% en volumen a la carga que está operando la unidad de hidrotratamiento en cuestión.

De acuerdo con una evaluación preconceptual de la inversión en los sistemas de filtrado, blanqueo e inyección, se estima en dos millones de dólares estadounidenses.

Figura 8. Esquema propuesto para el coprocesamiento de aceite de palma en la refinería de Cartagena



Fuente: elaboración propia

Con respecto a las condiciones de proceso de la unidad de hidrot ratamiento, se espera, de acuerdo con la bibliografía consultada, tener un incremento en la temperatura media de reacción (WABT, por sus siglas en inglés) de 5°C por cada 1% de aceite de palma en la mezcla de carga, una inhibición reversible del catalizador por la presencia de monóxido de carbono y un consumo de 20% más de hidrógeno en relación con el diésel de alto de azufre. Además, se requiere un análisis metalúrgico de los sistemas de reciclaje de hidrogeno por la producción de CO₂ en los gases, aunque no se espera un aumento considerable de la corrosión en dichos sistemas si no se supera una mezcla de 10% de contenido de aceite de palma en la carga de la unidad de hidrot ratamiento. Sin embargo, para evaluar todas estas condiciones se deben realizar pruebas en plantas piloto y se

contempla que su costo sea cercano a USD2.960.000, lo que se resume en la Tabla 4.

Tabla 4. Presupuesto de inversión (capex, USD)

Capital de inversion	
Costos directos	
Equipos	1000000
Instalación	150000
Instrumentacion y control	250000
Tuberias	250000
Sistemas electricos	200000
Servicios	10000
Total costos directos	1860000
Costos indirectos	
ingenieria	100000
Construcción	200000
Investigación y desarrollo	300000
Equipos de laboratorio	500000
Total costos indirectos	1100000
Total inversión capital	2960000
Capital de trabajo	0

Fuente: elaboración propia

En relación con la calidad del diésel obtenido, se espera una conversión completa del aceite de palma a diésel ULSD, un descenso en la densidad, una disminución en 20% de la vida útil del catalizador, un aumento en la remoción de azufre y un aumento de 0,6 puntos en el número de cetano por cada 1% de aceite de palma en la carga. Las propiedades comparativas y las características esperadas del producto se muestran en la Tabla 5 y corresponden a las propuestas por Kalnes et al. (2008). Si se comparan las propiedades de cada uno de estos combustibles se concluye que

- El diésel obtenido por hidrotratamiento tiene un menor contenido de oxígeno, lo que evita que se oxide en el almacenamiento y mejora la estabilidad del producto porque impide que se torne negro en tiempos prolongados de almacenamiento.
- El poder calórico es una medida de cuánta energía está contenida por volumen en los combustibles; es notable que HVO está por encima de los demás productos.
- El punto de nube es la temperatura a la que comienza a congelarse el combustible y es muy importante para regiones en las que las temperaturas descienden en forma considerable; para Colombia, que es un país cálido, no es muy relevante y se percibe que para el HVO no es un problema.
- En cuanto al número de cetano, es claro que para el HVO es mayor que para los demás combustibles, lo que se traduce en mejoramiento del desempeño de los motores diésel. Esta propiedad es una medida de la calidad de ignición del combustible y del proceso de combustión, lo que indica que el aceite hidrotratado mejora el desempeño general de la máquina.

Tabla 5. Comparación entre la calidad del aceite vegetal hidrotratado y el diésel de bajo azufre de origen fósil

Comparación de la calidad de diésel			
Propiedad	ULSD	FAME	HVO
Porcentaje de oxígeno	0	11	0
Gravedad específica	0,84	0,88	0,78
Contenido de azufre, ppm en peso	<10	<1	<1

Poder calórico (MJ/kg)	43	38	44
Punto de nube (°C)	-5	-5 a +15	-20 a +20
Número de cetano	40	60	90
Estabilidad	Buena	Marginal	Buena

Fuente: elaboración propia con base en Kalnes et al. (2014)

Del análisis técnico se concluye que la refinería de Cartagena está en capacidad de procesar alrededor de 3000 BPD de aceite crudo de palma, con una inversión en equipo capital (capex) de USD2.960.000 y con un costo adicional en la operación de hidrotratamiento (opex) estimados en USD1,84/barril de aceite de palma. En la actualidad se cuenta con la infraestructura para el recibo y el almacenamiento del aceite de palma.

6.3.1. Presupuesto de costos y gastos

El proyecto cuenta con dos tipos de costos: los de consumo de servicios industriales, como electricidad, vapor, gas combustible e hidrógeno adicional que debe consumir la planta para procesar los 1.816,25 BPD adicionales de carga vegetal y el materiales e insumos, que sería, en lo fundamental, el que se tendría para comprar y transportar el volumen necesario de aceite de palma. Para determinar estos costos fue necesario hacer un análisis de precios unitarios, lo que es equivalente a determinar cuánto consume la unidad de hidrotratamiento por cada barril que se procesa de carga, de acuerdo con los estados financieros de la compañía, y después multiplicar dicha cantidad por el flujo volumétrico adicional de aceite vegetal que se pretende procesar. Es importante mencionar que el único costo diferente a procesar cargas convencionales (diésel de alto azufre) en estas unidades de hidrotratamiento es el consumo de hidrógeno adicional para convertir el aceite vegetal, que se estimó a partir de la bibliografía y

se fijó en 583 pies cúbicos estándar al día por cada barril de aceite de palma procesado, lo que equivale a USD1,84 por barril procesado.

En este proyecto hay diferentes tipos de gastos, entre los que están los de personal, los indirectos, los administrativos y otros gastos. Se obtuvieron de la información financiera de la planta, se expresaron en USD por barril procesado de carga y para encontrar el gasto se multiplicó por la carga volumétrica expresada en barriles por día por 30 días al mes.

En la siguiente tabla se presentan los costos y los gastos en los que debe incurrir la compañía para procesar el aceite de palma adicional en las unidades de hidrotratamiento.

Tabla 6. Presupuesto de costos y gastos

Presupuestos de costos y gastos anual																										
	Costo unitario USD/barril	1		2		3		4		5		6		7		8		9		10		11		12		
		USD	USD	USD	USD	USD	USD	USD	USD	USD	USD	USD	USD	USD	USD	USD	USD	USD	USD	USD	USD	USD	USD	USD	USD	USD
Carga VO			1816,25	1816,25	1816,25	1816,25	1816,25	1816,25	1816,25	1816,25	1816,25	1816,25	1816,25	1816,25	1816,25	1816,25	1816,25	1816,25	1816,25	1816,25	1816,25	1816,25	1816,25	1816,25	1816,25	1816,25
COSTOS																										
Materia prima	\$ 61,60	\$ 3.356.430,00	\$ 3.356.430,00	\$ 3.356.430,00	\$ 3.356.430,00	\$ 3.356.430,00	\$ 3.356.430,00	\$ 3.356.430,00	\$ 3.356.430,00	\$ 3.356.430,00	\$ 3.356.430,00	\$ 3.356.430,00	\$ 3.356.430,00	\$ 3.356.430,00	\$ 3.356.430,00	\$ 3.356.430,00	\$ 3.356.430,00	\$ 3.356.430,00	\$ 3.356.430,00	\$ 3.356.430,00	\$ 3.356.430,00	\$ 3.356.430,00	\$ 3.356.430,00	\$ 3.356.430,00	\$ 3.356.430,00	\$ 3.356.430,00
Químicos y catalizadores	\$ 0,21	\$ 0,04	\$ 2.049,99	\$ 2.049,99	\$ 2.049,99	\$ 2.049,99	\$ 2.049,99	\$ 2.049,99	\$ 2.049,99	\$ 2.049,99	\$ 2.049,99	\$ 2.049,99	\$ 2.049,99	\$ 2.049,99	\$ 2.049,99	\$ 2.049,99	\$ 2.049,99	\$ 2.049,99	\$ 2.049,99	\$ 2.049,99	\$ 2.049,99	\$ 2.049,99	\$ 2.049,99	\$ 2.049,99	\$ 2.049,99	\$ 2.049,99
Combustibles	\$ 0,19	\$ 0,03	\$ 1.854,75	\$ 1.854,75	\$ 1.854,75	\$ 1.854,75	\$ 1.854,75	\$ 1.854,75	\$ 1.854,75	\$ 1.854,75	\$ 1.854,75	\$ 1.854,75	\$ 1.854,75	\$ 1.854,75	\$ 1.854,75	\$ 1.854,75	\$ 1.854,75	\$ 1.854,75	\$ 1.854,75	\$ 1.854,75	\$ 1.854,75	\$ 1.854,75	\$ 1.854,75	\$ 1.854,75	\$ 1.854,75	\$ 1.854,75
Servicios industriales	\$ 1,76	\$ 0,32	\$ 17.180,85	\$ 17.180,85	\$ 17.180,85	\$ 17.180,85	\$ 17.180,85	\$ 17.180,85	\$ 17.180,85	\$ 17.180,85	\$ 17.180,85	\$ 17.180,85	\$ 17.180,85	\$ 17.180,85	\$ 17.180,85	\$ 17.180,85	\$ 17.180,85	\$ 17.180,85	\$ 17.180,85	\$ 17.180,85	\$ 17.180,85	\$ 17.180,85	\$ 17.180,85	\$ 17.180,85	\$ 17.180,85	\$ 17.180,85
Laboratorio	\$ 0,10	\$ 0,10	\$ 5.448,75	\$ 5.448,75	\$ 5.448,75	\$ 5.448,75	\$ 5.448,75	\$ 5.448,75	\$ 5.448,75	\$ 5.448,75	\$ 5.448,75	\$ 5.448,75	\$ 5.448,75	\$ 5.448,75	\$ 5.448,75	\$ 5.448,75	\$ 5.448,75	\$ 5.448,75	\$ 5.448,75	\$ 5.448,75	\$ 5.448,75	\$ 5.448,75	\$ 5.448,75	\$ 5.448,75	\$ 5.448,75	\$ 5.448,75
Consumo hidrogeno	\$ 1,84	\$ 1,84	\$ 100.257,00	\$ 100.257,00	\$ 100.257,00	\$ 100.257,00	\$ 100.257,00	\$ 100.257,00	\$ 100.257,00	\$ 100.257,00	\$ 100.257,00	\$ 100.257,00	\$ 100.257,00	\$ 100.257,00	\$ 100.257,00	\$ 100.257,00	\$ 100.257,00	\$ 100.257,00	\$ 100.257,00	\$ 100.257,00	\$ 100.257,00	\$ 100.257,00	\$ 100.257,00	\$ 100.257,00	\$ 100.257,00	\$ 100.257,00
Transporte y logística materia prima	\$ 3,00	\$ 3,00	\$ 163.462,50	\$ 163.462,50	\$ 163.462,50	\$ 163.462,50	\$ 163.462,50	\$ 163.462,50	\$ 163.462,50	\$ 163.462,50	\$ 163.462,50	\$ 163.462,50	\$ 163.462,50	\$ 163.462,50	\$ 163.462,50	\$ 163.462,50	\$ 163.462,50	\$ 163.462,50	\$ 163.462,50	\$ 163.462,50	\$ 163.462,50	\$ 163.462,50	\$ 163.462,50	\$ 163.462,50	\$ 163.462,50	\$ 163.462,50
Total costo	\$ 66,93	\$ 3.646.683,84	\$ 3.646.683,84	\$ 3.646.683,84	\$ 3.646.683,84	\$ 3.646.683,84	\$ 3.646.683,84	\$ 3.646.683,84	\$ 3.646.683,84	\$ 3.646.683,84	\$ 3.646.683,84	\$ 3.646.683,84	\$ 3.646.683,84	\$ 3.646.683,84	\$ 3.646.683,84	\$ 3.646.683,84	\$ 3.646.683,84	\$ 3.646.683,84	\$ 3.646.683,84	\$ 3.646.683,84	\$ 3.646.683,84	\$ 3.646.683,84	\$ 3.646.683,84	\$ 3.646.683,84	\$ 3.646.683,84	\$ 3.646.683,84
GASTOS OPERACIONALES																										
Mtto	\$ 1,36	\$ 0,24	\$ 13.276,12	\$ 13.276,12	\$ 13.276,12	\$ 13.276,12	\$ 13.276,12	\$ 13.276,12	\$ 13.276,12	\$ 13.276,12	\$ 13.276,12	\$ 13.276,12	\$ 13.276,12	\$ 13.276,12	\$ 13.276,12	\$ 13.276,12	\$ 13.276,12	\$ 13.276,12	\$ 13.276,12	\$ 13.276,12	\$ 13.276,12	\$ 13.276,12	\$ 13.276,12	\$ 13.276,12	\$ 13.276,12	\$ 13.276,12
Personal	\$ 0,30	\$ 0,05	\$ 2.928,55	\$ 2.928,55	\$ 2.928,55	\$ 2.928,55	\$ 2.928,55	\$ 2.928,55	\$ 2.928,55	\$ 2.928,55	\$ 2.928,55	\$ 2.928,55	\$ 2.928,55	\$ 2.928,55	\$ 2.928,55	\$ 2.928,55	\$ 2.928,55	\$ 2.928,55	\$ 2.928,55	\$ 2.928,55	\$ 2.928,55	\$ 2.928,55	\$ 2.928,55	\$ 2.928,55	\$ 2.928,55	\$ 2.928,55
Indirectos	\$ 2,45	\$ 0,44	\$ 23.916,53	\$ 23.916,53	\$ 23.916,53	\$ 23.916,53	\$ 23.916,53	\$ 23.916,53	\$ 23.916,53	\$ 23.916,53	\$ 23.916,53	\$ 23.916,53	\$ 23.916,53	\$ 23.916,53	\$ 23.916,53	\$ 23.916,53	\$ 23.916,53	\$ 23.916,53	\$ 23.916,53	\$ 23.916,53	\$ 23.916,53	\$ 23.916,53	\$ 23.916,53	\$ 23.916,53	\$ 23.916,53	\$ 23.916,53
Administrativos	\$ 1,60	\$ 0,29	\$ 15.618,96	\$ 15.618,96	\$ 15.618,96	\$ 15.618,96	\$ 15.618,96	\$ 15.618,96	\$ 15.618,96	\$ 15.618,96	\$ 15.618,96	\$ 15.618,96	\$ 15.618,96	\$ 15.618,96	\$ 15.618,96	\$ 15.618,96	\$ 15.618,96	\$ 15.618,96	\$ 15.618,96	\$ 15.618,96	\$ 15.618,96	\$ 15.618,96	\$ 15.618,96	\$ 15.618,96	\$ 15.618,96	\$ 15.618,96
Otros Gastos	\$ 0,40	\$ 0,07	\$ 3.904,74	\$ 3.904,74	\$ 3.904,74	\$ 3.904,74	\$ 3.904,74	\$ 3.904,74	\$ 3.904,74	\$ 3.904,74	\$ 3.904,74	\$ 3.904,74	\$ 3.904,74	\$ 3.904,74	\$ 3.904,74	\$ 3.904,74	\$ 3.904,74	\$ 3.904,74	\$ 3.904,74	\$ 3.904,74	\$ 3.904,74	\$ 3.904,74	\$ 3.904,74	\$ 3.904,74	\$ 3.904,74	\$ 3.904,74
TOTAL GASTOS			\$ 59.644,90	\$ 59.644,90	\$ 59.644,90	\$ 59.644,90	\$ 59.644,90	\$ 59.644,90	\$ 59.644,90	\$ 59.644,90	\$ 59.644,90	\$ 59.644,90	\$ 59.644,90	\$ 59.644,90	\$ 59.644,90	\$ 59.644,90	\$ 59.644,90	\$ 59.644,90	\$ 59.644,90	\$ 59.644,90	\$ 59.644,90	\$ 59.644,90	\$ 59.644,90	\$ 59.644,90	\$ 59.644,90	\$ 59.644,90

Fuente: elaboración propia

6.3.2. Inversión y financiación

Las inversiones pueden ser en activos fijos o en intangibles. Las primeras son las que se hacen en bienes tangibles, como equipos necesarios para filtrar y acondicionar la carga vegetal, y están sujetos a depreciación. Por otro lado, los activos intangibles son los servicios o derechos adquiridos para poner el proyecto en marcha (Sapag Chaín, Sapag Chaín y Sapag Puelma, 2008).

Para la inversión inicial en el mes 0 del proyecto se plantea pagar las fases de ingeniería conceptual, básica y de detalle para los sistemas de pretratamiento del aceite crudo. Así mismo, el sistema de mezclado en la sección de carga de las plantas de hidrotreatmento de diésel. Se estima que este período del proyecto le tome 12 meses al equipo de ingeniería y proyectos de la refinería.

Pasadas las fases de ingeniería, se pasaría a la compra de los equipos, de acuerdo con las especificaciones técnicas, lo que, según la experiencia del personal de proyectos de la refinería, podría tomar diez meses entre construcción de los equipos, obras civiles y presentación en el área. Se plantea una fase de recibo (precomisionado), limpieza, cargue de medios filtrantes y pruebas de campo (comisionado) y puesta en marcha de seis meses.

Es importante aclarar que no se contempla hacer inversiones en terreno o licencias porque la planta que se emplearía ya está construida.

Con respecto a la depreciación, se tuvo en cuenta un valor por barril procesado, que asignado por el área financiera de la refinería y se estableció para la planta de hidrotreatmento de USD1,6 por barril de carga adicional en el esquema de coprocesamiento.

En las tablas que se presentan a continuación se puede observar cada una de las inversiones antes descritas.

Tabla 7. Cronograma de inversiones

Capital de inversion	Inversiones fijas y variables																															
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	
	USD	USD	USD	USD	USD	USD	USD	USD	USD	USD	USD	USD	USD	USD	USD	USD	USD	USD	USD	USD	USD	USD	USD	USD	USD	USD	USD	USD	USD	USD	USD	
Equipos	800000													800000																		
Instalación	150000																							75000	75000							
Instrumentación y control	250000													250000																		
Tuberías	250000													250000																		
Sistemas electricos	200000													200000																		
Servicios	10000													10000																		
Ingeniería	100000	8333	8333	8333	8333	8333	8333	8333	8333	8333	8333	8333	8333																			
Obras Civiles	300000													25000	25000	25000	25000	25000	25000	25000	25000	25000	25000	25000	25000	25000						
PC&S	300000																															
Investigación y desarrollo	300000	300000																														
Equipos de laboratorio	300000																															
Total inversión capital	2960000	300000	8333	8333	8333	8333	8333	8333	8333	8333	8333	8333	8333	1535000	25000	25000	25000	25000	25000	25000	25000	25000	25000	25000	100000	100000	350000	50000	50000	50000	50000	50000

Fuente: elaboración propia

6.4. Marco legal de la producción de mezclas de biocombustibles en Colombia

Como se expuso en capítulos anteriores, el aceite hidrotratado se considera como diésel verde con características químicas similares al diésel proveniente del petróleo; en Colombia la normativa se refiere a combustibles de origen vegetal o animal, también conocidos como biocombustibles.

La aprobación de la ley 939 de diciembre de 2004 (Congreso de Colombia, 2004) marcó el inicio de la era de los combustibles de origen vegetal o animal para uso en motores diésel porque en ella se tipificaron los productos que pueden considerarse biocombustibles para motores diésel; para el caso del aceite de palma hidrotratado, está en el grupo de biocombustibles sintéticos. Dicha ley tuvo como propósito la diversificación energética de Colombia a través del uso de alternativas compatibles con el desarrollo sostenible en lo ambiental, lo económico y lo social y estableció un marco legal y normativo.

Casi diez años después se promulgó la ley 1715 (Congreso de Colombia, 2014) , con el fin de regular la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional, mediante su incorporación al mercado eléctrico, su participación en las zonas no interconectadas y en otros usos energéticos como medio necesario para el desarrollo económico sostenible, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la seguridad del abastecimiento energético.

En 2019 se dictaron dos resoluciones y en 2019 otras dos, con fundamento en el documento Conpes 3510 del 31 de marzo de 2008 (Conpes, 2008), que estableció “los lineamientos de política para promover la producción sostenible de

biocombustibles en Colombia”, que, en lo primordial, le dan forma a la normativa actual de biocombustibles empleados en motores diésel; dichas resoluciones son:

- 40284 de MinMinas, de 27 de febrero de 2018 (MinMinas, 2018a), en la que se estableció una mezcla obligatoria de 10% en volumen de biodiésel en el diésel empleado en el centro del país y los Llanos Orientales conocido como B10.
- 41010 de MinMinas, de 5 de octubre de 2018 (MinMinas, 2018b), en la que se estableció el ingreso al productor de biodiésel y el precio de la materia prima aceite crudo de palma en 6.829 pesos colombianos por galón.
- 40188 de MinMinas, de 28 de febrero de 2019 (MinMinas, 2019a), que estableció una mezcla mínima de 5% de biodiésel en el combustible empleado por maquinaria en la actividad minera y que cumpla la tecnología ASTM D975 o EN590.
- Por último, 40400 de MinMinas, de 8 de mayo de 2019 (MinMinas, 2019), en la que se estableció la metodología para el cálculo del valor del ingreso al productor del biocombustible para uso en motores diésel.

Se concluye del marco legal de la producción de biocombustibles en Colombia que el aceite de vegetal hidrotratado (HVO) no se menciona en forma explícita dicho combustible y que hasta el momento no se ha expedido norma alguna que lo reglamente, de modo que hay un vacío en la legislación.

7. EVALUACIÓN FINANCIERA DEL PROYECTO

La evaluación de proyectos es la metodología que se utiliza para determinar las ventajas y las desventajas que se pueden esperar de asignar o no recursos a unos objetivos determinados. Así mismo, consiste en medir en forma objetiva algunas magnitudes resultantes de la formulación del proyecto y convertirlas en cifras financieras, con la mira de buscar obtener indicadores útiles para medir su beneficio (Miranda Miranda, 2008).

7.1. Construcción de estado de resultados y flujo de caja del proyecto

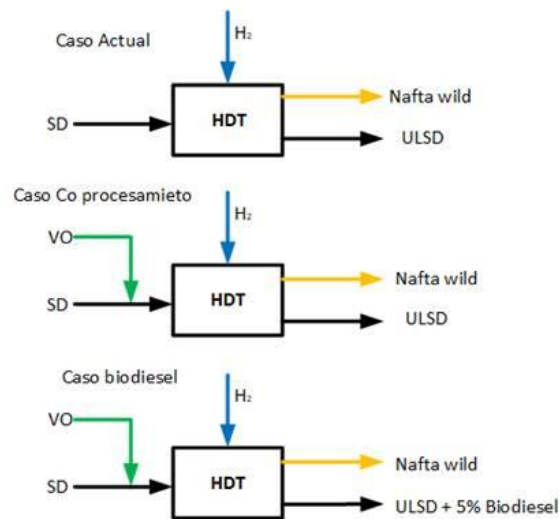
Para la construcción de los estados de resultados y del flujo de caja se tuvo en cuenta un año del proyecto, porque los ciclos financieros de la refinería son anuales, y se trabajó con precios constantes (sin considerar inflación en el tiempo). También es importante aclarar que todos los valores se calcularon con base en la carga de aceite de palma.

Además, se dividió en dos casos: el de coprocesamiento y el de biodiésel, así:

- Caso de coprocesamiento: se incluyó un 5% en volumen de aceite de palma en la carga de las unidades de hidrotreatmento y el producto que se obtiene es diésel ULSD, como se muestra en el Figura 9. Es importante aclarar que no se tendría ningún cambio adicional en las características del diésel ULSD, tales como estabilidad. En la Tabla 8 se muestran los datos para el cálculo de los flujos de caja, como precios de la materia prima y el producto. No se tuvo en cuenta el diésel de alto azufre y se discriminó solo el flujo de aceite de palma adicional a la carga normal de la planta para el cálculo de cada flujo de caja.
- Caso de biodiésel. No hay ninguna diferencia, desde el punto de vista técnico, con el caso coprocesamiento, puesto que implica mezclarle 5% en volumen de aceite de palma en la carga y se obtendría un ULSD como producto del hidrotreatmento. No obstante, si se busca una mejor rentabilidad, se consideró que 5% del producto es biodiésel, que tiene un reconocimiento De MinMinas

superior al precio pagado por el diésel; ver Figura 9. En la Tabla 8 se muestran los datos para el cálculo de los flujos de caja, como los precios de la materia prima y del producto. No se tuvo en cuenta el diésel de alto azufre y se discriminó solo el flujo de aceite de palma adicional a la carga normal de la planta para el cálculo de cada flujo de caja. Es importante mencionar que el precio del producto es mayor que en el que hay en el caso coprocesamiento porque tiene el reconocimiento al fomento palmero, beneficio que reciben los productos de biodiésel en el país.

Figura 9. Esquema de carga de aceite vegetal (VO) en las plantas de hidrot ratamiento de diésel de la refinería de Cartagena



Fuente: elaboración propia

Tabla 8. Datos para cálculo de escenarios

	Caso Actual	Co procesamiento	Biodiesel	[UOM]
Carga promedio HSD	36325	36325	36325	BPD
Carga VO		1816,25	1816,25	BPD
Prod ULSD	35313	37129,25	35313	BPD
Prod Naphtha Wild	1463	1463	1463	BPD
Prod HVO(biodiesel)			1765,65	BPD
Consumo de H2	18,81	21,16125	21,16125	SCFD
	518	583	583	SCF/barril
Numero cetano Carga	45	45	45	
Numero cetano Prod	50	52	52	
Costo facilidades Iniciativa		500	500	KUSD
Precio VO Rotterdam		61,6	61,6	USD/Barril
Precio Biodiesel (Colombia)			125	USD/Barril
Precio ULSD		65	65	USD/Barril
Precio Hidrogeno		0,0023	0,0023	US per SCF

Fuente: elaboración propia

Tabla 9. Flujo de caja proyectados del caso de coprocesamiento

Flujo de caja Anual co procesamiento									
		Costo unitario	0	1	2	3	4	5	6
		USD/barril				USD	USD	USD	USD
Carga VO	20%					1816,25	1816,25	1816,25	1816,25
Ingresos Ventas		\$ 65,00				\$ 42.500.250,00	\$ 42.500.250,00	\$ 42.500.250,00	\$ 42.500.250,00
COSTOS									
Materia prima		\$ 61,60				\$ 40.277.160,00	\$ 40.277.160,00	\$ 40.277.160,00	\$ 40.277.160,00
Quimicos y catalizadores	\$ 0,21	\$ 0,04				\$ 24.599,86	\$ 24.599,86	\$ 24.599,86	\$ 24.599,86
Combustibles	\$ 0,19	\$ 0,03				\$ 22.257,02	\$ 22.257,02	\$ 22.257,02	\$ 22.257,02
Servicios industriales	\$ 1,76	\$ 0,32				\$ 206.170,26	\$ 206.170,26	\$ 206.170,26	\$ 206.170,26
Laboratorio		\$ 0,10				\$ 65.385,00	\$ 65.385,00	\$ 65.385,00	\$ 65.385,00
Consumo hidrogeno		\$ 1,84				\$ 1.203.084,00	\$ 1.203.084,00	\$ 1.203.084,00	\$ 1.203.084,00
Transporte y logistica materia prima		\$ 3,00				\$ 1.961.550,00	\$ 1.961.550,00	\$ 1.961.550,00	\$ 1.961.550,00
Total costo variable		\$ 66,93				\$ 43.760.206,14	\$ 43.760.206,14	\$ 43.760.206,14	\$ 43.760.206,14
UTILIDAD BRUTA						-\$ 1.259.956,14	-\$ 1.259.956,14	-\$ 1.259.956,14	-\$ 1.259.956,14
GASTOS OPERACIONALES									
Mtto	\$ 1,36	\$ 0,24				\$ 159.313,38	\$ 159.313,38	\$ 159.313,38	\$ 159.313,38
Personal	\$ 0,30	\$ 0,05				\$ 35.142,66	\$ 35.142,66	\$ 35.142,66	\$ 35.142,66
Indirectos	\$ 2,45	\$ 0,44				\$ 286.998,37	\$ 286.998,37	\$ 286.998,37	\$ 286.998,37
Administrativos	\$ 1,60	\$ 0,29				\$ 187.427,51	\$ 187.427,51	\$ 187.427,51	\$ 187.427,51
Otros Gastos	\$ 0,40	\$ 0,07				\$ 46.856,88	\$ 46.856,88	\$ 46.856,88	\$ 46.856,88
TOTAL GASTOS						\$ 715.738,80	\$ 715.738,80	\$ 715.738,80	\$ 715.738,80
EBITDA						-\$ 1.975.694,93	-\$ 1.975.694,93	-\$ 1.975.694,93	-\$ 1.975.694,93
Depreciación	\$ 8,16	\$ 1,46				\$ 955.880,29	\$ 955.880,29	\$ 955.880,29	\$ 955.880,29
Total EBIT / OPERACIONAL		-\$ 1.614,08				-\$ 2.931.575,23	-\$ 2.931.575,23	-\$ 2.931.575,23	-\$ 2.931.575,23
Resultado antes de impuestos						-\$ 2.931.575,23	-\$ 2.931.575,23	-\$ 2.931.575,23	-\$ 2.931.575,23
Impuestos	34%					-\$ 996.735,58	-\$ 996.735,58	-\$ 996.735,58	-\$ 996.735,58
Resultados despues de impuestos						-\$ 1.934.839,65	-\$ 1.934.839,65	-\$ 1.934.839,65	-\$ 1.934.839,65
Depreciación						\$ 955.880,29	\$ 955.880,29	\$ 955.880,29	\$ 955.880,29
Amortización de intangibles						\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Inversión inicial			-\$ 400.000,00	-\$ 1.960.000,00	-\$ 600.000,00				
Flujo de caja del proyecto			-\$ 400.000,00	-\$ 1.960.000,00	-\$ 600.000,00	-\$ 978.959,36	-\$ 978.959,36	-\$ 978.959,36	-\$ 978.959,36

Fuente: elaboración propia

Tabla 10. Flujo de caja proyectados del caso de biodiésel

Flujo de caja Anual caso biodiesel procesamiento									
		Costo unitario USD/barril	0	1	2	3	4	5	6
						USD	USD	USD	USD
Carga VO	20%					1816,25	1816,25	1816,25	1816,25
Ingresos Ventas		\$ 124,00				\$ 81.077.400,00	\$ 81.077.400,00	\$ 81.077.400,00	\$ 81.077.400,00
COSTOS									
Materia prima		\$ 61,60				\$ 40.277.160,00	\$ 40.277.160,00	\$ 40.277.160,00	\$ 40.277.160,00
Químicos y catalizadores	\$ 0,21	\$ 0,04				\$ 24.599,86	\$ 24.599,86	\$ 24.599,86	\$ 24.599,86
Combustibles	\$ 0,19	\$ 0,03				\$ 22.257,02	\$ 22.257,02	\$ 22.257,02	\$ 22.257,02
Servicios Industriales	\$ 1,76	\$ 0,32				\$ 206.170,26	\$ 206.170,26	\$ 206.170,26	\$ 206.170,26
Laboratorio		\$ 0,10				\$ 65.385,00	\$ 65.385,00	\$ 65.385,00	\$ 65.385,00
Consumo hidrogeno		\$ 1,84				\$ 1.203.084,00	\$ 1.203.084,00	\$ 1.203.084,00	\$ 1.203.084,00
Transporte y logistica materia prima		\$ 3,00				\$ 1.961.550,00	\$ 1.961.550,00	\$ 1.961.550,00	\$ 1.961.550,00
Total costo variable		\$ 66,93				\$ 43.760.206,14	\$ 43.760.206,14	\$ 43.760.206,14	\$ 43.760.206,14
UTILIDAD BRUTA						\$ 37.317.193,86	\$ 37.317.193,86	\$ 37.317.193,86	\$ 37.317.193,86
GASTOS OPERACIONALES									
Mtto	\$ 1,36	\$ 0,24				\$ 159.313,38	\$ 159.313,38	\$ 159.313,38	\$ 159.313,38
Personal	\$ 0,30	\$ 0,05				\$ 35.142,66	\$ 35.142,66	\$ 35.142,66	\$ 35.142,66
Indirectos	\$ 2,45	\$ 0,44				\$ 286.998,37	\$ 286.998,37	\$ 286.998,37	\$ 286.998,37
Administrativos	\$ 1,60	\$ 0,29				\$ 187.427,51	\$ 187.427,51	\$ 187.427,51	\$ 187.427,51
Otros Gastos	\$ 0,40	\$ 0,07				\$ 46.856,88	\$ 46.856,88	\$ 46.856,88	\$ 46.856,88
TOTAL GASTOS						\$ 715.738,80	\$ 715.738,80	\$ 715.738,80	\$ 715.738,80
EBITDA						\$ 36.601.455,07	\$ 36.601.455,07	\$ 36.601.455,07	\$ 36.601.455,07
Depreciación	\$ 8,16	\$ 1,46				\$ 955.880,29	\$ 955.880,29	\$ 955.880,29	\$ 955.880,29
Total EBIT / OPERACIONAL		\$ 19.625,92				\$ 35.645.574,77	\$ 35.645.574,77	\$ 35.645.574,77	\$ 35.645.574,77
Resultado antes de impuestos						\$ 35.645.574,77	\$ 35.645.574,77	\$ 35.645.574,77	\$ 35.645.574,77
Impuestos	34%					\$ 12.119.495,42	\$ 12.119.495,42	\$ 12.119.495,42	\$ 12.119.495,42
Resultados despues de impuestos						\$ 23.526.079,35	\$ 23.526.079,35	\$ 23.526.079,35	\$ 23.526.079,35
Depreciación						\$ 955.880,29	\$ 955.880,29	\$ 955.880,29	\$ 955.880,29
Amortización de intangibles						\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Inversión inicial			-\$ 400.000,00	-\$ 1.960.000,00	-\$ 600.000,00				
Flujo de caja del proyecto			-\$ 400.000,00	-\$ 1.960.000,00	-\$ 600.000,00	\$ 24.481.959,64	\$ 24.481.959,64	\$ 24.481.959,64	\$ 24.481.959,64

Fuente: elaboración propia

7.2. Criterios de evaluación financiera e indicadores financieros.

La evaluación financiera determina la rentabilidad y el valor que se agregará a la inversión que hará la refinería de Cartagena, de modo que para cualquier iniciativa rentable debe cumplir que la tasa interna de retorno mínima sea el 12% efectivo anual o un valor presente neto (VPN) positivo con una tasa oportunidad del 12% efectivo anual.

En la Tabla 11 se muestran los indicadores calculados para cada uno de los casos analizados. Se observa que, de acuerdo con la tasa interna de retorno y el valor presente neto proyectados para el caso de coprocesamiento, se determinó que el proyecto en dichas condiciones de precios no es factible, lo que se debe, en esencia, a que los ingresos están dados por la venta del diésel de ultra bajo azufre y su precio es muy bajo para hacer atractivo el coprocesamiento de diésel.

Con respecto al caso del biodiésel, de acuerdo con los mismos indicadores el proyecto es factible, lo que se debe a que los ingresos aumentaron por el incremento en el precio del producto porque se tuvo en cuenta el reconocimiento al productor palmero.

Tabla 11. Indicadores financieros para los dos casos analizados

Indicadores financieros			
	Coprocesamiento	Biodiésel	Unidad de medida
TIR	<0%	220%	% efectivo anual
VPN	-4.463.147,98	50.581.456,22	USD

Fuente: elaboración propia

7.3. Análisis de sensibilidad y riesgo

El riesgo de un proyecto puede definirse como qué tanto cambian los flujos de caja estimados con alguna de las variables que modifican los indicadores financieros y se puede considerar que, a mayor variabilidad, mayor riesgo para el proyecto. En el presente, y como todas las iniciativas que se hacen en la industria petrolera, la viabilidad de hacer o no un proyecto es el precio de la materia prima, sea petróleo crudo o aceite vegetal, y cuál es el precio que se está pagando en el mercado por cada producto; en este caso es el diésel de ultra bajo azufre (ULSD), cuyo precio es escasamente controlable porque se determina en el movimiento del mercado internacional de los combustibles (Sapag Chaín et al., 2008).

Dicho lo anterior, se efectuó un análisis de sensibilidad para mostrar cómo cambian los indicadores financieros con la diferencia entre el precio del diésel de ultra bajo azufre y el del aceite de palma para verificar qué tan frágil es el proyecto ante los precios del mercado.

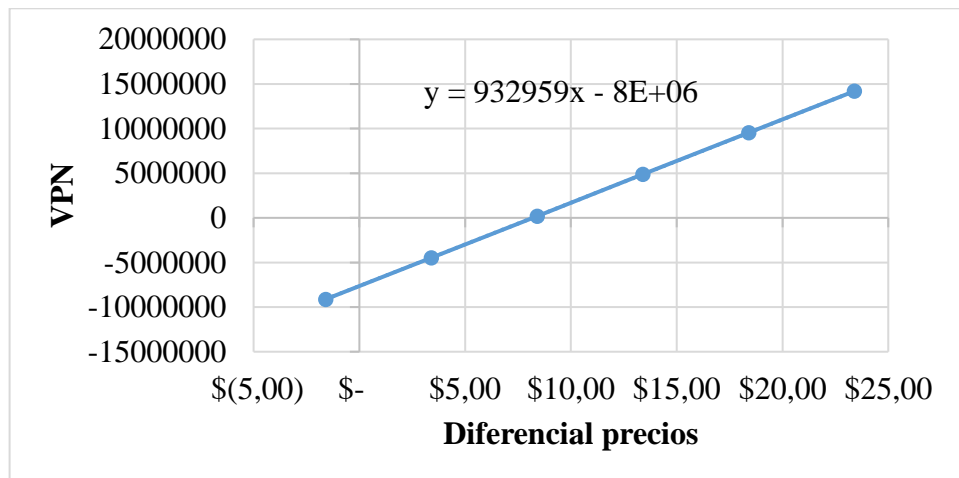
En la

Figura 10 se muestra cómo cambia el valor presente neto cuando cambia la diferencia de precios entre el producto combustible y la materia prima, aceite de palma. Como es apenas lógico, cuando dicha diferencia se hace más positiva, o sea, si el precio del producto es mucho mayor que el de la materia prima; el VPN fue de USD932.959 por cada dólar por barril adicional en la diferencia de precios.

También de la gráfica se puede observar que el VPN comienza a ser positivo cuando la diferencia de precios es USD8,2 por barril y que para que el proyecto sea viable se debe cumplir que el precio del producto (diésel de ultra bajo azufre)

debe ser mayor en USD8,2 por barril que el costo de la materia prima (aceite de palma).

Figura 10. Análisis de sensibilidad del VPN (USD) versus la diferencia entre el precio del producto y el de la materia prima (USD)



Fuente: elaboración propia

Para el caso llamado de biodiésel, como se muestra en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se determinó que el proyecto generaría excedentes de 9,9 millones de dólares anuales una vez entre en servicio el coprocesamiento con el beneficio para el biodiésel. Al generar excedentes, se determinó que el proyecto es viable, desde el punto de vista financiero, para el caso del biodiésel. Así mismo, la tasa interna de retorno (TIR) mostró un valor de 70% anual, mayor que la tasa de descuento mensual utilizada de 12%, lo que confirmó de nuevo la viabilidad para el caso del biodiesel según este indicador.

Conclusiones y futuros trabajos

En el estudio del sector y del entorno de la producción de combustibles en Colombia se determinó que la demanda nacional de combustibles está completamente cubierta por las refinerías de petróleo y que existe una capacidad ociosa de plantas de transterificación para la producción de biodiésel, lo que impacta en sentido negativo la viabilidad de la implementación del coprocesamiento de aceite de palma en la refinería de Cartagena., puesto que entraría a competir por materia prima con dichas plantas.

En el estudio de mercado se encontró que el coprocesamiento de aceite vegetales es un negocio de oportunidad, que depende del diferencial entre los precios del petróleo, del diésel de bajo azufre y del aceite vegetal y en el que el hidrotratamiento se plantea como una alternativa de valorización del aceite de palma en periodos a partir de USD10 por barril procesado.

Se concluye del estudio técnico que las plantas de hidrotratamiento de diésel de la refinería de Cartagena tienen la capacidad de coprocesar hasta un máximo de 10% en volumen de carga, lo que significa 3.000 BPD de aceite de palma. Dicho procesamiento implica tener un mayor consumo de catalizador cuantificado en la temperatura media de reacción (WABT, por sus siglas en inglés) en 5°C por cada 1% de aceite de palma en la mezcla de carga y un consumo de 20% más de hidrógeno con respecto al diésel de alto de azufre. Se debe invertir en la instalación del sistema de pretratamiento, calculada con una inversión total de USD2.960.000.

Al revisar el marco legal de la producción de combustibles a partir de materias primas vegetales se constató que el diésel producido por hidrotratamiento de aceite de palma no se menciona de manera explícita como biodiésel. No obstante, se mencionó la ley 939 de diciembre de 2004 (Congreso de Colombia, 2004) que tipifica de forma general los combustibles de origen vegetal para motores diésel lo que a la luz de la resolución 40400 el precio del aceite vegetal hidrotratado estaría por encima del diésel obtenido del petróleo favoreciendo la economía del proyecto ya que el producto obtenido tendría un precio mayor.

De la evaluación financiera del proyecto se puede concluir que el valor presente neto es negativo para el caso de solo coprocesamiento y positivo para el caso de biodiésel, lo que sugiere que para que este proyecto sea viable se debe gozar del beneficio que en la actualidad tienen los productores de biodiésel, para el que el precio del producto es subsidiado por el Estado.

No obstante, el caso de coprocesamiento sin ningún beneficio estatal se puede plantear como un negocio de oportunidad, como se muestra en el estudio de sensibilidad, porque, cuando el precio del diésel es superior en USD26 por barril al del aceite vegetal, el negocio de coprocesamiento es rentable para la refinería.

Para el caso en que se reconozca el aceite de palma hidrotratado, el proyecto generaría excedentes de 9,9 millones de dólares anuales una vez entre en servicio el coprocesamiento con el beneficio para el biodiésel y la tasa interna de retorno (TIR) mostró un valor de 70% anual.

Referencias

Arboleda Vélez, G. (2001). *Proyectos: formulación, evaluación y control*, 3ª ed. Cali: AC Editores.

Asociación Colombiana del Petróleo, ACP (2018, 10 de mayo). *Informe económico N° 03. Balance. Primer trimestre de 2018*. Bogotá: ACP.

<https://acp.com.co/web2017/es/asustos/economicos/401-informe-economico-no-03-balance-primer-trimestre-2018/file>

Baca Urbina, G. (2010). *Evaluación de proyectos*, 6ª ed. Ciudad de México: McGraw-Hill/Interamericana.

Baca Urbina, G. (2017). *Fundamentos de ingeniería económica*, 4ª ed. Ciudad de México: McGraw-Hill/Interamericana.

Bezergianni, S., Dimitriadis, A., Kikhtyanin, O., & Kubička, D. (2018). Refinery co-processing of renewable feeds. *Progress in Energy and Combustion Science*, 68, 29-64. doi: 10.1016/j.pecs.2018.04.002

Consejo Nacional de Política Económica y Social, Conpes (2008, 31 de marzo). *Documento Conpes 3510. Lineamientos de política para promover la producción sostenible de biocombustibles en Colombia*. Bogotá: Conpes. Recuperado de <https://www.dnp.gov.co/CONPES/documentos-conpes/Paginas/documentos-conpes.aspx#k=#s=561>

Congreso de Colombia (2004). *Ley 939, de 31 de diciembre de 2004, por medio de la cual se subsanan los vicios de procedimiento en que incurrió en el trámite de la ley 818 de 2003 y se estimula la producción y comercialización de biocombustibles de origen animal o vegetal para uso en motores diésel y se dictan otras disposiciones*. Bogotá: Congreso de Colombia. Recuperado de http://www.minambiente.gov.co/images/normativa/leyes/2004/ley_0939_2004.pdf

Congreso de Colombia (2014). *Ley 1715, de 13 de mayo de 2014, por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional*. Bogotá: Congreso de Colombia.

Recuperado de

http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley_1715_2014.html

Federación Nacional de Biocombustibles, Fedebiocombustibles (2019). *Precios de biodiésel*. Bogotá: Fedebiocombustibles. Recuperado de

<https://www.fedebiocombustibles.com/estadistica-precios-titulo-Biodiesel.htm>

Federación Nacional de Cultivadores de Palma de Aceite, Fedepalma (2019). *Precios de referencia Fondo de Fomento Palmero*. Bogotá: Fedepalma.

Recuperado de <http://web.fedepalma.org/precios-de-referencia-del-fondo-de-fomento-palmero>

GALP (s.f.). *Refining fundamentals*. Lisboa: GALP. Recuperado de

<https://www.galp.com/corp/en/about-us/what-we-do/refining-marketing/-sourcing-refining-and-logistics/fundamentals-of-refining>

Hilbers, T. J., Sprakel, L. M. J., van den Enk, L. B. J., Zaalberg, B., van den Berg, H., & van der Ham, L. G. J. (2015). Green diesel from hydrotreated vegetable oil Process design study. *Chemical Engineering and Technology*, 38(4), 651-657. doi: 10.1002/ceat.201400648

Hunpinyo, P., Narataruksa, P., Tungkamani, S., Pana-Suppamassadu, K., & Chollacoop, N. (2013). Evaluation of techno-economic feasibility biomass-to-energy by using ASPEN Plus®: a case study of Thailand. *Energy Procedia*, 42, 640-649. doi: 10.1016/j.egypro.2013.11.066

Kalnes, T. N., Marker, T., Shonnard, D. R., & Koers, K. P. (2008). Green diesel production by hydrotreating renewable feedstocks. *Biofuels Technology*, (4), 7-11. Recuperado de

https://www.academia.edu/32915572/Green_diesel_production_by_hydrorefining_renewable_feedstocks

KMEC Engineering (s.f.). *Proceso de blanqueo de aceite*. Anyang: KMEC Engineering. Recuperado de <http://www.refinaciondeaceites.com/proceso-de-blanqueo-de-aceite.html>

Ministerio de Minas y Energía, MinMinas (2018). *Resolución 40184, de 27 de febrero de 2018, por la cual se modifica la resolución 184142 de 2007, en relación con el porcentaje de mezcla de biocombustible para uso en motores diésel, en Bogotá, D. C., centro del país y Llanos Orientales*. Bogotá: MinMinas. Recuperado de <http://www.fedebiocombustibles.com/v3/main-pagina-id-29.htm>

Ministerio de Minas y Energía, MinMinas (2018a). *Resolución 40188, de 28 de febrero de 2018, por la cual se establece la mezcla mínima de biocombustible para el uso en motores diésel en las fuentes móviles terrestres que se utilicen en la actividad minera*. Bogotá: MinMinas. Recuperado de <http://www.fedebiocombustibles.com/v3/main-pagina-id-29.htm>

Ministerio de Minas y Energía, MinMinas (2018b). *Resolución 41010, de 5 de octubre de 2018, por la cual se modifica el artículo 2 de la resolución de 2005 y el numeral 15.2 de la resolución 41281 de 2016, en relación con el ingreso al productor del biocombustible para uso en motores diésel*. Bogotá: MinMinas. Recuperado de <http://www.fedebiocombustibles.com/v3/main-pagina-id-29.htm>

Ministerio de Minas y Energía, MinMinas (2019a). *Resolución 40188, de 28 de febrero de 2019, por la cual se establece la mezcla mínima de biocombustible para uso en motores diésel de las fuentes móviles terrestres que se utilicen para la actividad minera*. Bogotá: Minminas. Recuperado de <https://www.minenergia.gov.co/normatividad?idNorma=48054>

- Ministerio de Minas y Energía, MinMinas (2019b). *Resolución 40400, de 8 de mayo de 2019, por la cual se establece la metodología de referencia para el cálculo del valor del ingreso al productor del biocombustible para uso en motores diésel*. Bogotá: MinMinas. Recuperado de <http://www.fedebiocombustibles.com/v3/main-pagina-id-29.htm>
- Miranda Miranda, J. J. (2013). *Gestión de proyectos. Identificación-Formulación-Evaluación financiera-Económica-Social-Ambiental*, 8ª ed. Bogotá: MM Editores.
- Naik, S. N., Goud, V. V., Rout, P. K., & Dalai, A. K. (2010). Production of first and second generation biofuels: a comprehensive review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(2), 578-597. doi: 10.1016/j.rser.2009.10.003
- Real Academia Española, RAE (2014). Proyecto. En *Diccionario de la lengua española*, 23ª ed. Madrid: Espasa. Recuperado de <https://dle.rae.es/proyecto?m=form>
- Sapag Chaín, N., Sapag Chaín, R., y Sapag Puelma, J. M. (2008). *Preparación y evaluación de proyectos*, 6ª ed. Ciudad de México: McGraw-Hill/Interamericana.
- Tirado, A., Ancheyta, J., & Trejo, F. (2018). Kinetic and reactor modeling of catalytic hydrotreatment of vegetable oils. *Energy and Fuels*, 32(7), 7245-7261. doi: 10.1021/acs.energyfuels.8b00947
- Unidad de Planeación Minero Energética, UPME (2019, marzo). *Plan indicativo de abastecimiento de combustibles líquidos*. Bogotá: UPME. Recuperado de http://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Plan_abastecimiento_de_combustibles_liquidios_Final2019.pdf
- Watkins, B., Olsen, C., Sutovich, K., Deady, J., Petti, N, & Wellach, S. (2009). New opportunities for co-processing renewable feeds in refinery processes.

Hydrocarbon Engineering, 14(1), 49-58. Recuperado de <https://www.tib.eu/en/search/id/BLSE%3ARN247755054/NEW-OPPORTUNITIES-for-coprocessing-renewable-feeds/>

Anexos

Anexo 1

Tabla 12. Normatividad del biodiésel en Colombia

TIPO	NÚMERO	AÑO	CONTENIDO
Resolución de Minminas	40188	2019 (18 de febrero)	Por la cual se establece la mezcla mínima de biocombustibles para uso en motores diésel de las fuentes móviles terrestres que se utilicen para la actividad minera
Resolución de Minminas	41010	2018 (5 de octubre)	Por la cual se modifica el artículo 2 de la resolución 18 1780 del 29 de diciembre de 2005 y el numeral 15.2 de la resolución 4 1281 de 2016, en relación con el ingreso al productor del biocombustible

			para uso en motores diésel
Resolución de Minminas	40184	2018 (27 de febrero)	Por la cual se modifica la resolución 18 2142 de 2007, en relación con el porcentaje de mezcla de biocombustibles para uso en motores diésel, en Bogotá D. C., centro del país y Llanos Orientales (B10)
Resolución de Minminas	40351	2017 (28 de abril)	Por la cual se modifica la resolución 182142 de 2007, en relación con el porcentaje de mezcla de biocombustible para uso en motores diésel, en Bogotá D. C., centro del país y Llanos Orientales
Resolución de Minminas	90963	2014 (10 de septiembre)	Por la cual se modifica el artículo 4 de la resolución 898 de 1995, modificado por la resolución 18 2087 de 2007, en relación con los criterios de calidad de los biocombustibles para su uso en motores diésel como componente de la mezcla con el combustible diésel de origen fósil en procesos de combustión

Ley	1715	2014 (13 de marzo)	Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional
Estatuto tributario	Artículo 401		Retención sobre otros ingresos tributarios.
Resolución de Minminas	91664	2012 (30 de octubre)	Por la cual se modifica la resolución 18 2142 de 2007, en relación con el programa de mezcla de biocombustibles para uso en motores diésel
Decreto de la Presidencia de la República	4892	2011 (23 de diciembre)	Por el cual se dictan disposiciones aplicables al uso de alcoholes carburantes y biocombustibles para vehículos automotores
Decreto de la Presidencia de la República	181556	2010 (31 de agosto)	Por la cual se modifica la resolución 8 2439 del 23 de diciembre de 1998 y se establecen disposiciones relacionadas con la estructura de precios del ACPM y de la mezcla del mismo con el biocombustible para uso en motores diésel
Resolución de Minminas	181120	2010 (28 de junio)	Por la cual se modifica la resolución 18 2142 de 2007, en relación con el programa de mezcla de biocombustibles

			para uso en motores diésel
Concepto	87246	2009 (23 de octubre)	Disminución de la tarifa de retención en la fuente a título de renta en materia de biocombustibles del 3.5% al 0.1%, como se aplica para los combustibles derivados del petróleo
Decreto de la Presidencia de la República	180462	2009 (27 de marzo)	Por la cual se modifica la resolución 8 2439 del 23 de diciembre de 1998 y se establecen disposiciones relacionadas con la estructura de precios del ACPM y de la mezcla del mismo con el biocombustible para uso en motores diésel
Documento Conpes	3510	2008 (31 de marzo)	Lineamientos de política para promover la producción sostenible de biocombustibles en Colombia
Resolución de Minminas	182142	2007 (27 de diciembre)	Por el cual se expiden normas para el registro de productores y/o importadores de biocombustibles para uso en motores diésel y se establecen otras disposiciones en relación

			con su mezcla con el ACPM del origen fósil
Resolución	182087	2007 (17 de diciembre)	Por la cual se modifican los criterios de calidad de los biocombustibles para su uso en motores diésel como componente de la mezcla con el combustible diésel de origen fósil en procesos de combustión
Ley	939	2004 (31 de diciembre)	Por medio de la cual se subsanan los vicios de procedimiento en que incurrió en el trámite de la ley 818 de 2003 y se estimula la producción y comercialización de biocombustibles de origen vegetal o animal para uso en motores diésel y se dictan otras disposiciones

Fuente: elaboración propia

Anexo 2

Tabla 13. Precios de biocombustibles

Número de la resolución de MinMinas	Producto	COP/GIN	VIGENCIA	
			DESDE	HASTA
40689	Etanol	7.812,92	1 de septiembre de 2019	6 de octubre de 2019
	Biodiésel	10.076,82		
40652	Etanol	7.449,01	13 de agosto de 2019	31 de agosto de 2019
	Biodiésel	9.480,50		
40571	Etanol	7.762,48	1 de julio de 2019	12 de agosto de 2019
	Biodiésel	9.833,01		
40213	Etanol	7.569,41	9 de marzo de 2019	30 de junio de 2019
	Biodiésel	10.186,75		
40086	Etanol	7.569,41	1 de febrero de 2019	8 de marzo de 2019
	Biodiésel	9.950,07		
41321	Etanol	7.616,07	1 de enero de 2019	31 de enero de 2019
	Biodiésel	9.302,46		
41141	Etanol	7.228,15	10 de noviembre de 2018	31 de diciembre de 2018
	Biodiésel	9.532,46		
41012	Etanol	7.105,18	6 de octubre de 2018	9 de noviembre de 2018
	Biodiésel	9.549,43		

40901	Etanol	6.992,23	5 de septiembre de 2018	5 de octubre de 2018
40576	Etanol	7.170,77	5 de junio de 2018	4 de septiembre de 2018
	Biodiésel	9.906,86		5 de octubre de 2018
40431	Etanol	7.145,58	1 de mayo de 2018	4 de junio de 2018
	Biodiésel	9.808,79		
40183	Etanol	7.594,09	1 de marzo de 2018	30 de abril de 2018
	Biodiésel	10.259,70		
40081	Etanol	7.734,30	2 de febrero de 2018	28 de febrero de 2018
	Biodiésel	10.306,32		
41550	Etanol	8.178,23	1 de enero de 2018	1 de febrero de 2018
	Biodiésel	10.434,75		
41369	Etanol	8.336,21	5 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2017
	Biodiésel	10.707,51		
41163	Etanol	8.330,77	1 de noviembre de 2017	4 de diciembre de 2017
	Biodiésel	10.363,79		
40882	Etanol	8.659,01	1 de septiembre de 2017	31 de octubre de 2017
	Biodiésel	10.117,55		

40744	Etanol	8.559,67	2 de agosto de 2017	31 de agosto de 2017
	Biodiésel	9.989,22		
40603	Etanol	8.564,24	1 de julio de 2017	1 de agosto de 2017
	Biodiésel	9.886,23		
40349	Etanol	8.433,28	1 de mayo de 2017	30 de junio de 2017
	Biodiésel	9.709,78		
40272	Etanol	8.322,28	4 de abril de 2017	30 de abril de 2017
	Biodiésel	10.458,29		
40149	Etanol	8.211,28	1 de marzo de 2017	3 de abril de 2017
	Biodiésel	10.574,90		
41275	Etanol	8.010,73	1 de enero de 2017	28 de febrero de 2017
	Biodiésel	11.072,00		
41045	Etanol	10.712,13	3 de noviembre de 2016	31 de diciembre de 2016
	Biodiésel	7.934,24		
40953	Etanol	7.832,84	6 de octubre de 2016	2 de noviembre de 2016
	Biodiésel	9.966,02		
40835	Etanol	7.832,84	28 de agosto de 2016	5 de octubre de 2016
	Biodiésel	9.966,02		
40726	Etanol	7.822,86	28 de julio de 2016	27 de agosto de 2016
	Biodiésel	9.548,38		

Se mantiene la resolución	Etanol	7.698,65	1 de junio de 2016	27 de julio de 2016
40436 del 29 de abril	Biodiésel	10.911,00		
40436	Etanol	7.698,65	1 de mayo de 2016	31 de mayo de 2016
	Biodiésel	10.911,00		
40339	Etanol	7.612,35	5 de abril de 2016	30 de abril de 2016
	Biodiésel	10.732,90		
40210	Etanol	7.718,44	1 de marzo de 2016	4 de abril de 2016
	Biodiésel	11.160,16		
40081	Etanol	7.822,43	1 de febrero de 2016	29 de febrero de 2016
	Biodiésel	11.921,38		
41432	Etanol	8.737,84	1 de enero de 2016	31 de enero de 2016
	Biodiésel	11.354,56		
41296	Etanol	7.736,38	1 de diciembre de 2015	31 de diciembre de 2015
	Biodiésel	10.560,21		
41190	Etanol	7.473,51	1 de noviembre de 2015	30 de noviembre de 2015
	Biodiésel	10.734,70		
41067	Etanol	7.733,47	1 de octubre de 2015	31 de octubre de 2015
	Biodiésel	10.517,85		
40933	Etanol	7.600,57	1 de septiembre	30 de septiembre
	Biodiésel	10.454,71		

			de 2015	de 2015
40839	Etanol	7.011,77	1 de agosto de 2015	31 de agosto de 2015
	Biodiésel	10.352,65		
40743	Etanol	6.720,32	1 de julio de 2015	31 de julio de 2015
	Biodiésel	10.334,56		
40615	Etanol	6.743,00	1 de junio de 2015	30 de junio de 2015
	Biodiésel	9.931,74		
40520	Etanol	6.929,99	1 de mayo de 2015	31 de mayo de 15
	Biodiésel	9.708,76		
40394	Etanol	7.341,56	1 de abril de 2015	30 de abril de 2015
	Biodiésel	10.244,51		
40266	Etanol	6.960,52	1 de marzo de 2015	31 de marzo de 2015
	Biodiésel	9.821,42		
40121	Etanol	7.073,37	1 de febrero de 2015	28 de febrero de 2015
	Biodiésel	10.248,71		
91566	Etanol	7.065,22	1 de enero de 2015	31 de enero de 2015
	Biodiésel	9,732,37		
91347	Etanol	6.604,47	1 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2014
	Biodiésel	9.401,23		
91195	Etanol	6.518,77	1 de noviembre de 2014	30 de noviembre de 2014
	Biodiésel	8.918,40		
90919	Etanol	6.116,01	1 de	30 de

	Biodiésel	7.632,10	septiembre de 2014	septiembre de 2014
90815	Etanol	6,175,55	1 de agosto de 2014	31 de agosto de 2014
	Biodiésel	7.925,86		
90673	Etanol	6.185,19	1 de julio de 2014	31 de julio de 2014
	Biodiésel	8.279,01		
90572	Etanol	6.224,59	1 de junio de 2014	30 de junio de 2014
	Biodiésel	8.808,82		
90464	Etanol	6.476,69	1 de mayo de 2014	31 de mayo de 2014
	Biodiésel	9.495,41		
90352	Etanol	6.689,32	1 de abril de 2014	30 de abril de 2014
	Biodiésel	9.591,24		
90146	Etanol	6.553,99	1 de febrero de 2014	31 de marzo de 2014
	Biodiésel	8.685,04		
91166	Etanol	6.670,44	1 de enero de 2014	31 de enero de 2014
	Biodiésel	8.854,50		
91050	Etanol	6.733,08	1 de diciembre de 2013	31 de diciembre de 2013
	Biodiésel	8.941,98		
90931	Etanol	6.644,86	1 de noviembre de 2013	30 de noviembre de 2013
	Biodiésel	8.716,33		
90820	Etanol	6.790,37	1 de octubre de 2013	31 de octubre de 2013
	Biodiésel	8.743,04		

90705	Etanol	6.791,87	1 de septiembre de 2013	30 de septiembre de 2013
	Biodiésel	8.233,44		
90600	Etanol	6.839,83	1 de agosto de 2013	31 de agosto de 2013
	Biodiésel	8.134,11		
90501	Etanol	6.883,04	1 de julio de 2013	31 de julio de 2013
	Biodiésel	8.633,39		
90426	Etanol	6.703,64	1 de junio de 2013	30 de junio de 2013
	Biodiésel	8.459,39		
90304	Etanol	6.768,05	1 de mayo de 2013	31 de mayo de 2013
	Biodiésel	8.252,21		
90227	Etanol	6.834,29	1 de abril de 2013	30 de abril de 2013
	Biodiésel	8.067,61		
90132	Etanol	6.823,89	1 de marzo de 2013	31 de marzo de 2013
	Biodiésel	8.253,37		
90047	Etanol	6.931,39	1 de febrero de 2013	28 de febrero de 2013
	Biodiésel	8.013,46		
91864	Etanol	7.396,65	1 de enero de 2013	31 de enero de 2013
	Biodiésel	7.148,05		
91775	Etanol	7.655,96	1 de diciembre de 2012	31 de diciembre de 2012
	Biodiésel	7.561,33		
91660	Etanol	7.650,94	1 de noviembre	30 de noviembre
	Biodiésel	7.634,76		

			de 2012	de 2012
91568	Etanol	7.749,11	1 de octubre de 2012	31 de octubre de 2012
	Biodiésel	9.017,42		
181490	Etanol	7.949,81	1 de septiembre de 2012	30 de septiembre de 2012
	Biodiésel	8.965,30		
181253	Etanol	8.030,20	1 de agosto de 2012	31 de agosto de 2012
	Biodiésel	9.854,34		
181011	Etanol	8.038,82	1 de julio de 2012	31 de julio de 2012
	Biodiésel	9.728,54		
180833	Etanol	8.066,03	1 de junio de 2012	30 de junio de 2012
	Biodiésel	10.091,02		
180645	Etanol	8.237,82	1 de mayo de 2012	31 de mayo de 2012
	Biodiésel	9.927,40		
180429	Etanol	8.704,66	1 de abril de 2012	30 de abril de 2012
	Biodiésel	9.713,48		
180256	Etanol	8.811,68	1 de marzo de 2012	31 de marzo de 2012
	Biodiésel	9.258,14		
180103	Etanol	8.712,69	1 de febrero de 2012	29 de febrero de 2012

Fuente: elaboración propia con base en Fedebiocombustibles (2019)

PERÍODO	PRECIO DEL ACEITE DE PALMA CRUDO (COP)	NÚMERO DE LA RESOLUCIÓN DEL MINISTERIO DE AGRICULTURA Y DESARROLLO RURAL
Segundo semestre de 2019	1.682	000207 de 2019
Primer semestre de 2019	-	Nota aclaratoria: no hubo resolución para el primer semestre de 2019
Primer semestre de 2019	1.755	000504 de 2018
Segundo semestre de 2018	1.913	000282 de 2018
Primer semestre de 2018	1.994	000462 de 2017
Segundo semestre de 2017	1.968	000181 de 2017
Primer semestre de 2017	2.108	000334 de 2016
Segundo semestre de 2016	2.187	000145 de 2016
Primer semestre de 2016	1.935	000476 de 2015
Segundo semestre de 2015	1.936	000185 de junio de 2015
Primer semestre de 2015	1.671	000505 de diciembre de 2014
Segundo semestre de 2014	1.794	000273 de junio de 2014
Primer semestre de 2014	1.700	000472 de diciembre de 2013
Segundo semestre de 2013	1.573	00245 del 30 de julio de 2012

Fuentes: Fedepalma (2019)