



**PRODUCCIÓN DE DIÉSEL RENOVABLE PARA USO
COMO BIOCOMBUSTIBLE
PROYECTO INDUSTRIAL 2018
INGENIERÍA QUÍMICA**

Alexandra Kronfeld
Ignacio Martino
Adrian Persitz
Matias Reynoso
Giorgina Scarpa
Maximiliano Taube



UNIVERSIDAD
DE LA REPÚBLICA
URUGUAY

Tutores:
Ing. Acad. Sergio Lattanzio
Mág. Ing. Darío Rogríguez

Resumen ejecutivo

El presente Proyecto estudiará la viabilidad técnico-económica de la producción de un biocombustible, denominado diésel renovable (RD), a partir de sebo vacuno. Este biocombustible es un sustituto directo del diésel fósil, que, a diferencia de otros como el biodiésel, puede utilizarse directamente sin necesidad de mezclarlo.

La producción de diésel renovable de forma local involucraría avanzar hacia una tecnología de producción de combustibles (y subproductos asociados) más amigables con el medio ambiente, permitiendo la inserción del país en un mercado de alto valor agregado y con perspectivas de crecimiento. Estos factores motivan a interrogarse respecto a la viabilidad técnico-económica asociada a su producción.

El diésel renovable se puede producir a partir de diferentes materias primas, como son bio-oil, aceites oleaginosos y grasas animales, en particular sebo vacuno, siendo este último el seleccionado debido a factores técnicos, económicos y de disponibilidad. Esta materia prima será de origen nacional y su costo se estimará en 443 USD/ton, en base a valores correspondientes a abril 2018.

En función de las perspectivas de demanda del producto, el mismo se exportará al mercado estadounidense, a un precio de venta estimado de 1282 USD/ton FOB NYH.

La planta procesará un total de 33.624 ton/año de sebo industrial, con el cual se obtendrían 25.763 ton de diésel renovable anuales, lo que resulta en un rendimiento de 0,77 ton de RD/ ton de sebo.

En lo que respecta a la localización, la planta industrial se ubicará en un predio sobre las calles Carmelo de Arzadum y Hector Vigil, en las afueras de la ciudad de Montevideo.

El sebo crudo adquirido deberá sufrir un proceso de pretratamiento con el objetivo de eliminar ciertas impurezas que interfieren con la posterior transformación de la materia prima. El pretratamiento requiere una adición de ácido fosfórico que permite la precipitación de gomas, seguido de una etapa de blanqueo a vacío, para la cual se requiere un aporte de calor y una adición de tierras de blanqueo. Finalmente, la salida del reactor se filtra, obteniendo el sebo pretratado y un efluente sólido. Los insumos necesarios en estas etapas comprenden: 336 ton/año de ácido fosfórico y 338 ton/año de tierras activadas.

El sebo pretratado ingresará en primer lugar a un reactor de hidrotatamiento, en el cual reaccionará de forma altamente exotérmica con una corriente de hidrógeno, en presencia de un catalizador adecuado. Para lograr una buena conversión del sebo en hidrocarburos lineales, es necesario trabajar en condiciones de alta presión (60 bar) y temperatura (250-420 °C).

Durante la primera etapa de reacción, el sebo se convertirá casi en su totalidad en hidrocarburos lineales del rango diésel, pero que requieren de una segunda etapa de reacción llamada hidro-isomerización, cuyo objetivo es lograr la ramificación de las cadenas alquílicas para lograr un producto que cumpla con las propiedades en frío requeridas en el mercado de destino. Este segundo reactor opera a 60 bar y 390 °C, y requiere una atmósfera de hidrógeno, así como la presencia de un catalizador distinto al anterior. El aporte de hidrógeno es un requisito para esta segunda etapa de reacciones, pero a diferencia del hidrotatamiento, no existe un consumo apreciable del mismo.

El proceso contará con tres etapas de separación: un separador trifásico a la salida del primer reactor, un separador bifásico a la salida del reactor de isomerización y una columna de destilación al final del proceso. La columna dará origen a la corriente de HVO (producto de interés) y a otra corriente de hidrocarburos livianos. Las primeras dos operaciones de separación tendrán el doble objetivo de purificar las respectivas corrientes principales, así como recuperar el hidrógeno en exceso.

Estas corrientes recuperadas serán enfriadas y purificadas mediante un sistema PSA, que logra una recuperación del 82% del hidrógeno excedente, lo que implica una corriente de hidrógeno perdida en el gas de cola del equipo. Para cubrir esta pérdida y el consumo en los reactores se contará con un generador de hidrógeno por steam reforming de nafta. La generación será de 1437 ton H₂/año.

La planta industrial tendrá un consumo de energía eléctrica de 2.891 MWh/año.

Desde la elaboración del anteproyecto hasta la puesta en marcha se estima un período de implantación de 37 meses.

La empresa será una sociedad anónima, con 58 empleados directos y otros servicios tercerizados.

La inversión necesaria asociada al Proyecto se estima en 86.226.578 dólares americanos. A partir del análisis económico realizado, el punto de equilibrio resultó en 24.235 toneladas de HVO, es decir un 6% menor a la producción nominal, lo que implica un resultado económicamente viable. Sin embargo, desde el punto de vista financiero, la TIR tiene un valor de -2,69% y el VAN -49.275.528 dólares americanos (a una tasa de descuento seleccionada de 11%), indicando resultados financieramente desfavorables.

Con el fin de encontrar alternativas que mejoren los indicadores financieros, se evaluaron distintos factores como la variación de los precios de las materias primas – en particular, el sebo representa un 50% de los costos al año 10 –, la compra de hidrógeno en lugar de su producción, la venta nacional del producto final y la venta de corrientes intermedias. Adicionalmente, se estudió el impacto de una exoneración total del IRAE, así como la variación de la tasa de descuento y una posible inversión nacional por parte de ANCAP como línea de negocio propia.

La alternativa de compra de hidrógeno involucraría adquirir, a un precio estimado de 2,59 USD/kg, los excedentes con los que cuenta ANCAP, en lugar de producirlo en la planta. Esta alternativa implicará un ahorro significativo en agua y electricidad en comparación al caso base, debido a la eliminación del consumo asociado al steam reforming. También resultaría en una reducción de 20% en la inversión debido a la ausencia del equipo de generación.

Es de importancia resaltar que, dada la tasa de descuento seleccionada, la única alternativa atractiva será la ejecución del Proyecto por parte de ANCAP, arrojando una TIR estimada en 11,86%. Sumado a las consideraciones del caso anterior, esta alternativa también ofrecerá un ahorro total en terreno y un ahorro en flete de 40%, ya que la localización portuaria de la refinería evita gastos de transporte en camiones. Para esta alternativa, si bien no se consideró una reducción en los gastos fijos por personal, en caso de que ANCAP realice la inversión, este costo podría diluirse al ser cubierto en parte por personal ya existente.

Si bien resultaría interesante evaluar la combinación de este último caso con alternativas que mejoren aún más su rentabilidad - a saber la venta de subproductos y un aumento de escala, por ejemplo - los resultados obtenidos ponen en el horizonte la producción de diésel renovable en Uruguay como una alternativa técnica y económicamente viable, e invitan su estudio con mayor detenimiento.