



CEARE - Centro de Estudios de la
Actividad Regulatoria Energética



MAESTRÍA INTERDISCIPLINARIA EN ENERGÍA

**Análisis descriptivo-comparativo en términos ecológicos,
económicos y de sustentabilidad, de biocombustibles de uso
automotor en Argentina respecto de los petrocombustibles de
similar aplicación.**

MAESTRANDO: LIC. OVIDIO OMAR HOLZER

DIRECTORA: DRA. ING. SILVIA DANIELA ROMANO

Agradecimientos

Este trabajo no hubiera sido posible sin la colaboración de muchas personas que me brindaron su ayuda desinteresada.

El agradecimiento a:

Mi familia y amigos por el tiempo que no les dediqué.

A mi tutora, por su paciencia y consejos para llevar este trabajo a buen puerto.

A Ayelén Mercado Diaz por su valiosa ayuda en la corrección del estilo del documento.

A Agustín Torroba (Estudio Montamat & Asociados) y a Carolina Bondolich (FADA) por su revisión de los cálculos.

A Eduardo Raúl Romero (EEAOC), Eduardo Oliver Muro (Centro Azucarero), Elena Teigeiro (Cámara de Alcoholes), Héctor Huergo (Clarín), Julián Martínez Quijano (Maizar), Raffi Nalpatian y Andrés Leone (MINAGRI) por la información suministrada.

Índice

1. Resumen.....	1
2. Objetivos.....	2
3. Introducción.....	3
4. Marco teórico.....	4
4.1. Calentamiento global.....	4
4.2. Situación del mercado energético internacional.....	5
4.3. Ventajas comparativas.....	7
4.4. Costos para la economía local.....	10
5. Políticas de promoción aplicadas a nivel global.....	14
5.1. Crédito Fiscal a la Producción (PTC) o subsidio a la producción.....	15
5.2. Crédito por Inversión en Energía Renovable (ITC) o subsidio a la inversión.....	16
5.3. Sistemas de Primas o Feed-In-Tariffs (FIT).....	16
5.4. Estándares Obligatorios de Energías Renovables (RPS).....	17
6. Situación de los biocombustibles a nivel mundial.....	18
7. Breve descripción de la situación energética Argentina.....	24
8. Marco legal sobre biocombustibles en Argentina.....	29
9. Biodiesel.....	34
10. Bioetanol.....	42
10.1. Bioetanol de maíz.....	42
10.2. Bioetanol de caña de azúcar.....	47
11. Propuesta de corte.....	53
11.1. Naftas.....	54
11.1.1. Análisis de distintos escenarios.....	56
11.2. Gasoil.....	58
11.2.1. Análisis de distintos escenarios.....	61
12. Conclusiones.....	63
13. Anexos.....	64
14. Índice de figuras.....	72
15. Índice de tablas.....	73
16. Glosario.....	74
17. Bibliografía y páginas web.....	75

1. Resumen

Se relevaron los principales motivos económicos, políticos, ambientales y geoestratégicos que impulsan la utilización de los biocombustibles a nivel global. Para ello se consultó información emitida por el Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático (IPCC) y otras fuentes como la Agencia Internacional de Energía (IEA).

Se identificaron los principales países productores de biocombustibles y se analizaron las diferentes políticas de promoción aplicadas.

A nivel local, se evaluó la composición de la matriz de generación eléctrica actual en base a datos de CAMMESA y las importaciones de energéticos en base a datos de la Secretaría de Energía, INDEC y NOSIS. También se describieron las principales ventajas que posee nuestro país para la producción de biocombustibles y cuáles son las posibles desventajas. Para ello, se analizaron numerosos documentos de trabajo del sector público (Ministerio de Agricultura, Secretaría de Energía, INTA, INTI, Universidades, etc.) y privado (AAPRESID, CARBIO, MAIZAR, consultoras económicas y energéticas, organizaciones ambientalistas, etc.) tratando de distinguir cuáles son los principales argumentos que existen hoy en el debate público sobre el tema.

Se analizó el marco legal que rige en el sector de los biocombustibles en nuestro país, para identificar las fortalezas y debilidades de dicha legislación. Para ello, se contrastaron los mecanismos que se plasmaron en la legislación para incentivar a esta industria con el cumplimiento, o no, real de los mismos.

Se recopilaron datos sobre los volúmenes de biocombustibles producidos localmente y se trabajó en la identificación de los requerimientos de mano de obra de esta industria.

Cuando se propone una política de corte de combustibles de origen fósil con biocombustibles, no hay que perder de vista que muchos motores no están tecnológicamente preparados para funcionar con estas mezclas. Para ello, y teniendo en cuenta la interdependencia que existe entre la industria automotriz argentina y brasilera, se analizó la situación del parque automotriz vecino para tener una referencia. Para esto se utilizó principalmente información de Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores (ANFAVEA).

En base a datos provistos por el Estudio Montamat & Asociados, se analizó si los biocombustibles son competitivos en relación a los combustibles fósiles.

En base a estadísticas de la Secretaría de Energía, se procedió a elaborar un precio promedio de importación de gasoil y naftas. Este dato, combinado con las estimaciones sobre la oferta y la demanda de combustibles líquidos de la economía argentina realizadas por el USDA, permitió (variando el porcentaje de corte) construir diversos escenarios para calcular el potencial de ahorro en materia de divisas de un programa nacional de corte de combustibles fósiles con biocombustibles y determinar la producción necesaria de estos últimos, para alcanzar los objetivos.

2. Objetivos

La elección de la temática de este trabajo de tesis surgió luego de asistir a una charla brindada por el Dr. Daniel Montamat en la Universidad del Salvador en el año 2011. La misma versó sobre las preocupantes tendencias que el sector energético argentino comenzaba a evidenciar. Desde ese momento surgió la pregunta de cuál era el rol que podían cumplir los biocombustibles en la atenuación de dichas tendencias.

El objetivo principal de esta tesis fue construir diversos escenarios para calcular el potencial de ahorro en materia de divisas, de un programa nacional de corte de combustibles fósiles con biocombustibles y determinar la producción de estos últimos que sería necesaria alcanzar.

Para alcanzar el objetivo hubo que comenzar respondiendo numerosos interrogantes, como los que se enuncian a continuación.

En el plano internacional, ¿cuáles son los motivos que impulsan la expansión de los biocombustibles a nivel global? Es decir, cuáles eran las oportunidades, problemas, ideas, etc. que inducían a la dirigencia de muchos países a adoptar iniciativas referidas al impulso y al uso de biocombustibles.

Esta pregunta derivó en las siguientes: ¿Cuál es la situación, a nivel global de los biocombustibles? ¿Quiénes son los principales productores? ¿Cuáles son las principales políticas que se utilizan para impulsarlos?

En el plano nacional la pregunta original fue ¿cuáles son los pros y contras de la producción de biocombustibles en Argentina? Esta pregunta surgió básicamente de leer diversas ideas propuestas por defensores y detractores de los mismos en sus discusiones.

Esta pregunta deriva rápidamente en otras tales como: ¿cuál es el marco legal de los biocombustibles en Argentina? ¿Es relevante el impacto sobre la economía nacional de una política energética que incentive los biocombustibles? ¿La incidencia sobre la cuenta corriente del balance de pagos es interesante?

3. Introducción

La República Argentina enfrenta una situación macroeconómica compleja producto de diversos errores de políticas e incentivos. Uno de los problemas más acuciantes es la pérdida de autoabastecimiento energético, lo que conlleva la necesidad de destinar gran parte del superávit comercial al pago de las importaciones de combustibles (petróleo, refinados y GNL).

Por otra parte, hace varios años que nuestro país también enfrenta una situación de inflación creciente, lo que provoca una apreciación del tipo de cambio real. Que el tipo de cambio real se aprecie quiere decir que el costo argentino de producir productos transables con el exterior aumenta, motivo por el cual, por un lado, las importaciones se abaratan y tienden a incrementarse y por el otro, los productos nacionales encuentran dificultades para ser exportados porque se encarecen en dólares, lo que desemboca en un estancamiento relativo de las exportaciones en un primer momento y en una caída del superávit comercial en el mediano plazo.

Es decir que si solo nos limitamos a los dos problemas citados en los párrafos superiores, la economía nacional enfrenta una situación que se podría graficar como una pinza (máquina-herramienta simple cuyos extremos se aproximan para sujetar algo). Uno de los extremos sería la necesidad creciente de importaciones de energéticos, lo que insume cada vez mayores cantidades de divisas. El otro extremo de la pinza es la disminución de las exportaciones y la disminución del superávit comercial que esto trae aparejado. Siguiendo con la definición de la pinza, el “algo” que los dos extremos de la pinza sujetan sería el crecimiento de la economía nacional.

Si el país no consigue la forma de hacerse con los dólares necesarios para hacer frente al pago de las importaciones necesarias para el normal desenvolvimiento de la actividad económica, el crecimiento económico podría verse reducido por el estrangulamiento externo, lo que implica a fin de cuentas sufrimiento de vastos sectores sociales, producto de las devaluaciones, la falta de empleos genuinos y la inflación.

De todo lo anterior se deriva la siguiente pregunta: **¿Qué posibilidades existen de reducir la importación de gasoil y naftas aprovechando la industria nacional de biocombustibles?**

Para tratar de responder el interrogante, se analiza en primer lugar la situación mundial (cambio climático, situación del mercado energético internacional) y la situación local (ventajas comparativas y costos de la situación actual).

En segundo lugar, se indaga en la situación actual de la industria de los biocombustibles a nivel planetario. Se investiga sobre los diferentes tipos de políticas que aplican los estados para incentivar las energías renovables. Se describe someramente los lineamientos de políticas que aplican los principales productores de biocombustibles.

En tercer lugar, se hace una breve descripción de la situación energética que Argentina enfrenta actualmente, mostrando la evolución del parque automotor y de la matriz de producción de energía eléctrica. Se analiza también el marco legal que rige a la industria de los biocombustibles en nuestro país.

En cuarto lugar, se analizan las industrias del biodiesel y del bioetanol, haciendo una detallada descripción de su evolución y situación actual, indagando en las posibilidades que existen para abastecer un aumento de la demanda local de biocombustibles.

En quinto lugar se plantean distintos escenarios de sustitución de naftas por bioetanol y de gasoil por biodiesel respectivamente. Se evalúa también si estos sustitutos son competitivos actualmente y cuál es su situación impositiva respecto a los combustibles de origen fósil.

Por último, se presentan las conclusiones.

4. Marco teórico

Desde la perspectiva de la República Argentina, existen cuatro motivos principales por los cuales es necesario incentivar el desarrollo y la utilización de fuentes de energías renovables y amigables con el ambiente.

Podemos clasificar estos motivos en dos categorías teniendo en cuenta su escala.

Por un lado, hay motivos que exceden el ámbito de un país en particular, tales como el **calentamiento global** y las cuestiones relacionadas con la **situación del mercado energético internacional**.

Por otro, existen situaciones específicas de cada país. En el caso de Argentina, se destacan las **ventajas comparativas** que posee para la producción agrícola y el **costo para la economía** que implican los subsidios al consumo y el constante drenaje de divisas que implica la importación de energía.

4.1. Calentamiento global

A partir de la década del `90, comienza a existir un alto grado de consenso en la comunidad científica global respecto a que parte del aumento de la temperatura global que experimenta el planeta está asociado a la actividad antropogénica, siendo el efecto invernadero producto del uso de combustibles fósiles una de sus consecuencias más visibles.

La síntesis del informe sobre el cambio climático (1), publicado en el año 2007, menciona como posibles impactos regionales para Latinoamérica:

- Hasta mediados del siglo, los aumentos de temperatura y las correspondientes disminuciones de la humedad del suelo originarían una sustitución gradual de los bosques tropicales por las sabanas en el este de la Amazonia. La vegetación semiárida iría siendo reemplazada por vegetación de tierras áridas.
- Podrían experimentarse pérdidas de diversidad biológica importantes con la extinción de especies en muchas áreas de la América Latina tropical.
- La productividad de algunos cultivos importantes disminuiría, y con ella la productividad pecuaria, con consecuencias adversas para la seguridad alimentaria. Y aunque en las zonas templadas mejoraría el rendimiento de los cultivos de soja, en conjunto aumentaría el número de personas amenazadas por el hambre.
- Los cambios en las pautas de precipitación y la desaparición de los glaciares afectarían notablemente a la disponibilidad de agua para consumo humano, agrícola e hidroeléctrico.

Es decir que, desde la perspectiva del clima, se debería comenzar a pensar en políticas que disminuyan la emisión de gases contaminantes a la atmósfera y que a la vez permitan paliar en parte la falta de energía hidroeléctrica. Vale también destacar que el informe anteriormente citado proyecta que la producción de soja aumentaría en la región.

4.2. Situación del mercado energético internacional

Un aspecto central a considerar en el análisis es la distribución desigual de los recursos energéticos. Mientras que algunas regiones del planeta poseen recursos en exceso, otras regiones carecen de ellos.

Así, los países sin acceso directo a los recursos deben establecer relaciones políticas y económicas estables con los países poseedores para asegurar su abastecimiento, es decir, que los países importadores priorizan la seguridad del suministro. Por el contrario, los países poseedores de los recursos necesitan comercializarlos para obtener medios económicos pero también pueden ejercer presiones para ganar influencia política en el sistema internacional y se enfrentan a restricciones de política interna, ya que tienen que priorizar el abastecimiento interno.

Otro aspecto relacionado a la geopolítica es el incremento del gasto militar que los países han afrontado a lo largo de la historia para satisfacer uno de los aspectos de la seguridad energética como el libre acceso a los mercados productores de recursos y las consecuencias que ese gasto puede acarrear en la economía internacional.

Desde el punto de vista económico, es fundamental destacar el cambio estructural del sector energético a nivel internacional, que implica el crecimiento y la integración al mercado energético mundial de las economías asiáticas.

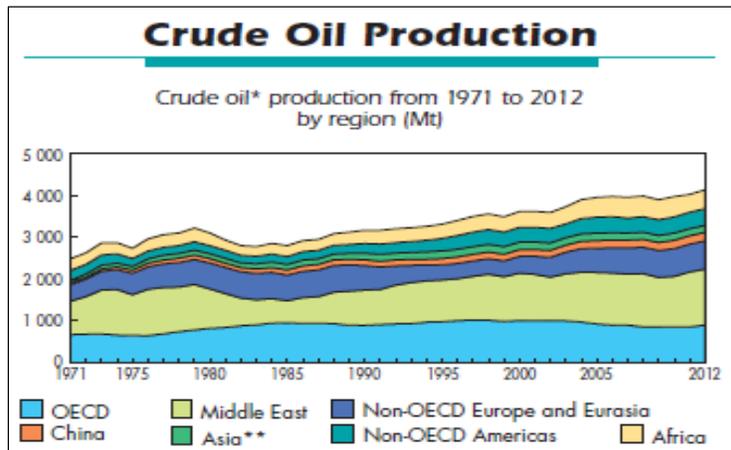
En la actualidad, los estados de economías emergentes, a través de sus empresas nacionales de energía, son los jugadores fuertes del sistema energético internacional. De esta manera, se destacan políticas nacionales agresivas para lograr la seguridad del abastecimiento. Países como la Federación Rusa intentan desplegar su potencial energético para influir en la política de sus vecinos y de las regiones que dependen del suministro ruso. China, por su parte, está desplegando todo su potencial para lograr la seguridad del abastecimiento que le permita mantener su ritmo de crecimiento económico, especialmente en países de África y América Latina.

Los Estados Unidos, por su parte, se encaminan a lograr una auto-suficiencia en el mediano plazo en el caso del gas natural y, eventualmente, convertirse en exportador a largo plazo, como pronosticó la Agencia Internacional de Energía (IEA) (2). En relación al petróleo, los estudios estadounidenses de prospectiva energética destacan una fuerte reducción de la dependencia externa.

"Estados Unidos se convertirá en pocos años en el primer productor de petróleo del mundo, por delante de Arabia Saudita y la Federación Rusa, lo que puede garantizarle durante años su posición de primera potencia económica mundial, con autosuficiencia energética -lo que significa precios más bajos para su industria-, Estados Unidos aumenta su competitividad y podría mantener durante años su papel de primera potencia económica del mundo, incluso frente a su principal rival, China" (3).

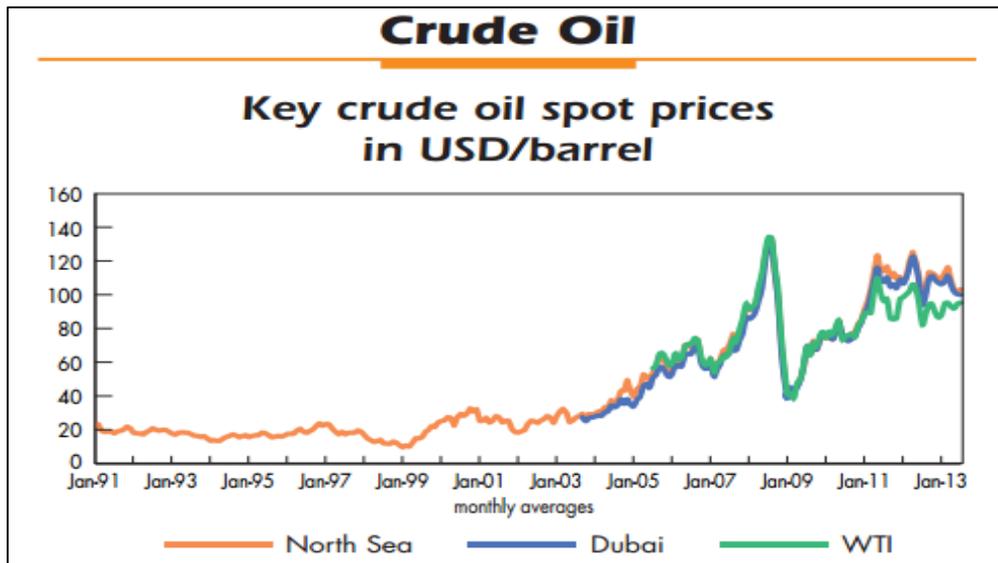
Las figuras I a IV dan cuenta de las principales tendencias del mercado energético mundial en los últimas décadas (información publicada en 2013, por la IEA, en su Key World Energy Statistics, (4)).

Figura I: Producción mundial de petróleo



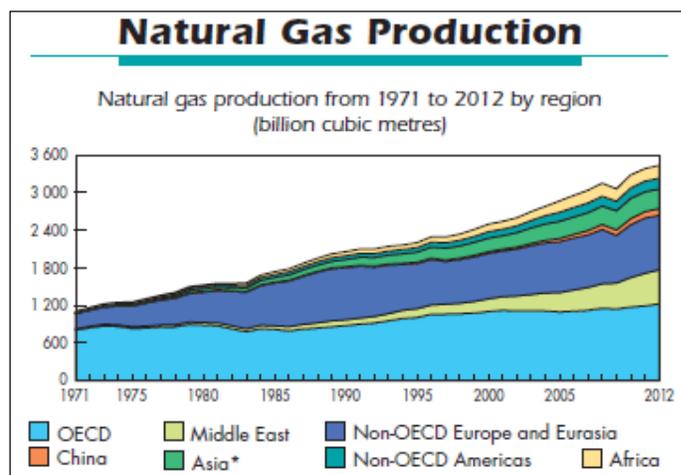
Fuente: Agencia Internacional de Energía (4).

Figura II: Precios del barril de petróleo



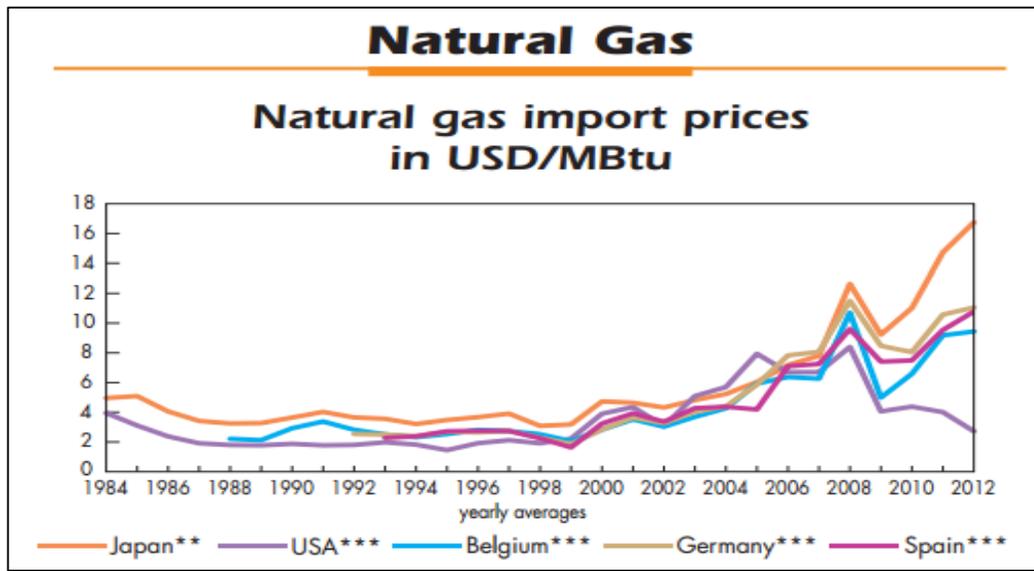
Fuente: Agencia Internacional de Energía (4).

Figura III: Producción mundial de gas



Fuente: Agencia Internacional de Energía (4).

Figura IV: Precios del gas por millón de BTU



Fuente: Agencia Internacional de Energía (4).

La tendencia es interesante ya que se aprecia a simple vista que tanto la producción como los precios del petróleo y del gas aumentan desde el inicio de cada serie en todo el mundo. La excepción a la regla es la baja del precio del gas en los Estados Unidos en los últimos años, lo que corresponde a la aplicación masiva de las técnicas de shale gas en dicho país.

4.3. Ventajas comparativas

La explotación de los recursos naturales ¿puede constituir una plataforma para el desarrollo? Como casi siempre en economía, no hay una respuesta válida para todo tiempo y lugar. Por un lado, es imposible ignorar que son numerosos los países ricos en recursos naturales que permanecen entre los países de menores ingresos y registran los mayores índices de pobreza, corrupción y conflicto.

Pero por el otro, hay suficientes ejemplos de países que iniciaron el despegue explotando su capital natural y hoy son países desarrollados. De hecho, tres de los países más ricos en la actualidad -Noruega, Nueva Zelanda y Canadá- están entre los de mayor capital natural. En síntesis, el tránsito del crecimiento al desarrollo apoyado en los recursos naturales, aunque no está garantizado, resulta ciertamente posible.

Un componente clave que esta estrategia debe definir es, precisamente, qué transformaciones requiere la estructura productiva. Cuando se considera esta cuestión es importante comprender que el punto de partida debe ser el aprovechamiento de nuestras ventajas comparativas. En nuestro país esto significa potenciar en lugar de desincentivar la producción agrícola pampeana, pero también muchas otras actividades basadas en la explotación de recursos naturales propias de las economías regionales.

No se trata de ignorar que la industria manufacturera mantiene su centralidad en la red de encadenamientos de cualquier economía avanzada y continúa siendo uno de los ámbitos decisivos del proceso de innovación y cambio tecnológico. Pero sería un error suponer que este proceso no es posible también en los sectores de recursos naturales. Más aún, el actual proceso de convergencia tecnológica está provocando una transformación notable en el sector primario.

De hecho, su situación en Argentina (especialmente en el agro) dista enormemente de la imagen convencional de un sector atrasado, con externalidades débiles y escasos eslabonamientos.

Aunque en la actualidad nuestro país no evidencia síntomas de este fenómeno, un punto a tener en cuenta es el de la **enfermedad holandesa** (5). El concepto económico “enfermedad holandesa” surge en la década del `60 cuando los ingresos de los Países Bajos aumentaron repentinamente y considerablemente a partir del descubrimiento de grandes yacimientos de gas natural cerca del Mar del Norte. La explotación de esas riquezas provocó un fuerte incremento de las exportaciones de esa materia prima, con la consiguiente entrada de numerosas divisas. Ese flujo positivo derivó en que el florín, moneda holandesa, se fortaleciera en relación a otras divisas. Esa apreciación del tipo de cambio puso en riesgo la competitividad externa del resto de la producción de bienes y servicios que exportaba ese país. Esto derivó además en que la importación resultaba más conveniente para los agentes económicos. Sin una intervención activa para contrarrestarla, los efectos hubieran sido la caída del nivel de actividad interna y pérdida de empleos. La revaluación de la paridad cambiaria provoca el deterioro de la competitividad internacional, que puede precipitarse por el descubrimiento de recursos naturales, como el caso holandés, o por un fuerte aumento de la cotización en el mercado mundial de las materias primas. También se puede verificar por el ingreso masivo de capitales financieros de corto plazo. A mediano y largo plazo, la “enfermedad holandesa” desalienta el desarrollo de nuevas actividades, particularmente las de mayor valor agregado e intensivas en contenido tecnológico.

Además de las fuentes de innovación, el otro tema central es el empleo. Es un hecho que las manufacturas hace tiempo dejaron su lugar como principal demandante de mano de obra a los servicios. Por otra parte, a pesar de que su impacto directo sobre la ocupación es bajo, los efectos indirectos de la actividad agrícola son hoy en día mucho mayores que en el pasado, debido a la creciente intensidad de sus encadenamientos con múltiples actividades manufactureras y de servicios. En la actualidad, los biocombustibles no representan una parte significativa de la economía. Pero si se tiene en cuenta su potencial como sustitutos (al menos parcialmente) de los combustibles tradicionales, y la interacción con la industria aceitera y agrícola, los resultados en nuestro país se vuelven relevantes como porcentaje del PIB total.

Argentina es un productor competitivo de semillas oleaginosas y ha desarrollado una industria del aceite vegetal de primera clase. Desde la década de 1980, el país se ha convertido en uno de los principales exportadores de semillas oleaginosas y aceites vegetales para el mercado internacional, siendo uno de los principales exportadores de aceite de soja y aceite de girasol. También es un productor eficiente de trigo y el maíz, así como un importante exportador de maíz (6).

Este crecimiento de la producción y la expansión de la superficie sembrada se deben principalmente a la disponibilidad de las nuevas tecnologías de producción (semillas transgénicas más la difusión de la labranza cero) las cuales fueron muy importantes para aumentar la rentabilidad del sector agrícola en promedio. Ambientalistas y expertos agrícolas han expresado su preocupación por la deforestación que ha acompañado la expansión de la superficie implantada con soja en las provincias del norte de Argentina. En su opinión, la expansión de la producción de soja en los últimos años ha impulsado la deforestación, la mala gestión de los recursos y una mayor degradación de la tierra. En respuesta a los dos últimos puntos, los productores y las organizaciones del sector han señalado que las prácticas de rotación no se han abandonado y que la difusión de prácticas "labranza cero" compensan los daños cuando se combinan con una fertilización adecuada y con el uso responsable de agroquímicos. Sin embargo, el crecimiento de área de soja en comparación con los cereales o ganado ha creado preocupaciones sobre la posibilidad de la persistencia del monocultivo (7).

Debido a esta ventaja comparativa bien probada, los productores agrícolas y los procesadores de oleaginosas radicados en Argentina percibieron la creciente demanda internacional de biocombustibles como una nueva oportunidad de negocios. Así, el sector privado participó en nuevas inversiones que pusieron en marcha una industria de exportación en un lapso de tiempo de aproximadamente cuatro años. Al mismo tiempo, Argentina se enfrenta a la disminución de la producción de combustibles fósiles, pasando a ser un importador neto de combustibles a precios internacionales.

¿El desarrollo de una potente industria de biocombustibles será sostenible por sí misma en un país con claras ventajas para la producción de productos agrícolas alternativos que compiten por el uso de la tierra, y en el que los precios de los productos agrícolas tienen una gran influencia sobre los salarios reales, la balanza comercial externa y el superávit fiscal? Para responder a esta pregunta, los cambios en los precios relativos son relevantes, ya que tienen el potencial para modificar el valor de los proyectos y, posteriormente, determinar si las tecnologías de producción de biocombustibles se vuelven factibles. Además, conviene no pasar por alto que el país tiene una industria de crushing de oleaginosas que se ubica entre las más desarrolladas del mundo, con potencial complementariedad con la producción de biocombustibles.

Argentina inició la producción de biodiesel a gran escala en 2006. El rápido desarrollo del biodiesel muestra una respuesta clara de los agentes económicos implicados en la actividad agro-industrial a los incentivos del mercado. Estos incentivos se hicieron evidentes a los inversionistas en la década de 2000 y fueron los siguientes:

- (i) el aumento de los precios internacionales de los biocombustibles, lo que atrajo nuevas inversiones a la cadena de valor de la industria nacional de aceite de soja que ya era muy competitiva,
- (ii) la atractiva (pero no totalmente segura) demanda de mercados como la Unión Europea, con los cuales los tradicionales exportadores argentinos de semillas oleaginosas tenían históricos vínculos comerciales,
- (iii) el incremento de la demanda interna de diesel para usos como transporte, actividad agrícola, generación eléctrica, etc. derivado del rápido crecimiento económico que experimentó Argentina desde 2003. Para cubrir esta demanda, dado el límite físico al que están sujetas las refinerías, se han debido realizar costosas importaciones. Por último, los requisitos de mezcla obligatorios también han desempeñado un papel importante en el aumento de la demanda interna de biocombustibles.

En cuanto a los precios del mercado interno, el diesel y la nafta se encuentran entre los más bajos de Latinoamérica (8). Notablemente, a pesar de los bajos precios de venta al por menor del diesel en Argentina, los costos de biodiesel no son extremadamente diferentes. De hecho, la relación entre estos dos combustibles depende en gran medida del precio del aceite de soja, materia prima que explica la mayor parte de los costos del biodiesel.

El gobierno respondió a esta tendencia aprobando varias leyes que promueven el uso de fuentes de energía renovables, en particular la mezcla de biocombustibles en los combustibles de transporte. En la actualidad, hay varias plantas que producen biodiesel con aceite de soja y de bioetanol a partir de maíz o caña de azúcar, y existe la expectativa de que su número pueda seguir creciendo. Por último, un problema al que se enfrenta el sector es el costo de capital. Este ha sido estructuralmente alto (básicamente por el componente de riesgo país) y ha desalentado las inversiones en general y los proyectos de biocombustibles, en particular.

Por último, si en Argentina se consolida el nuevo escenario político hacia las inversiones extranjeras, las inversiones en gas y petróleo incrementarían la producción de hidrocarburos y esto podría tener el efecto de retardar o eliminar el incipiente mercado interno de los biocombustibles si se adopta una perspectiva puramente económica, dejando fuera la perspectiva de diversificación de la matriz energética. Las exportaciones de biodiesel parecen ser bastante independientes de este resultado, pero dependen de manera crucial de la normativa que aplique el mercado europeo en materia de calidad.

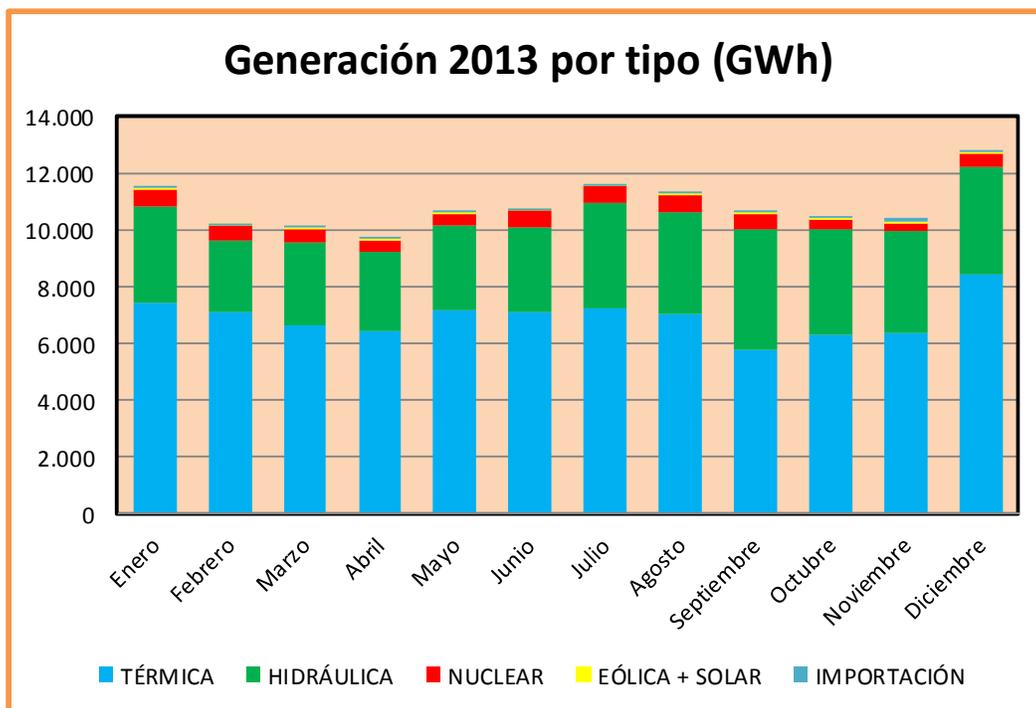
4.4. Costos para la economía local

Hasta 2010, y desde hace aproximadamente 20 años, Argentina era un país excedentario en materia energética, es decir, el país producía más energía que la que consumía, y que por ende, tenía saldos exportables. Estos saldos exportables eran una importante fuente de divisas. A partir del año 2010 nuestro país perdió la autosuficiencia energética. Durante el año 2013, Argentina importó energéticos por un valor de aproximadamente 12.000 millones de dólares (9).

Al perder su autosuficiencia energética Argentina requiere hoy, para abastecer su demanda interna, importar parte de la demanda de gas, gasoil y fueloil a precios internacionales más los costos correspondientes a fletes, maniobras portuarias y regasificación en el caso del GNL.

Por otra parte, en el sector eléctrico, las ampliaciones de la oferta en nuevas centrales generadoras se basó mayoritariamente en máquinas térmicas, gran parte de ellas motores diesel de pequeña potencia y bajo rendimiento, consumidores de combustibles líquidos de alto costo, más contaminantes y con costos de producción antieconómicos. Argentina depende en su sector eléctrico cada vez más de los hidrocarburos líquidos en un contexto de menor producción doméstica de los mismos. Por lo tanto, se evidencia en la matriz energética argentina una dependencia cada vez mayor de la energía primaria fósil.

Figura V: Generación eléctrica por tipo 2013



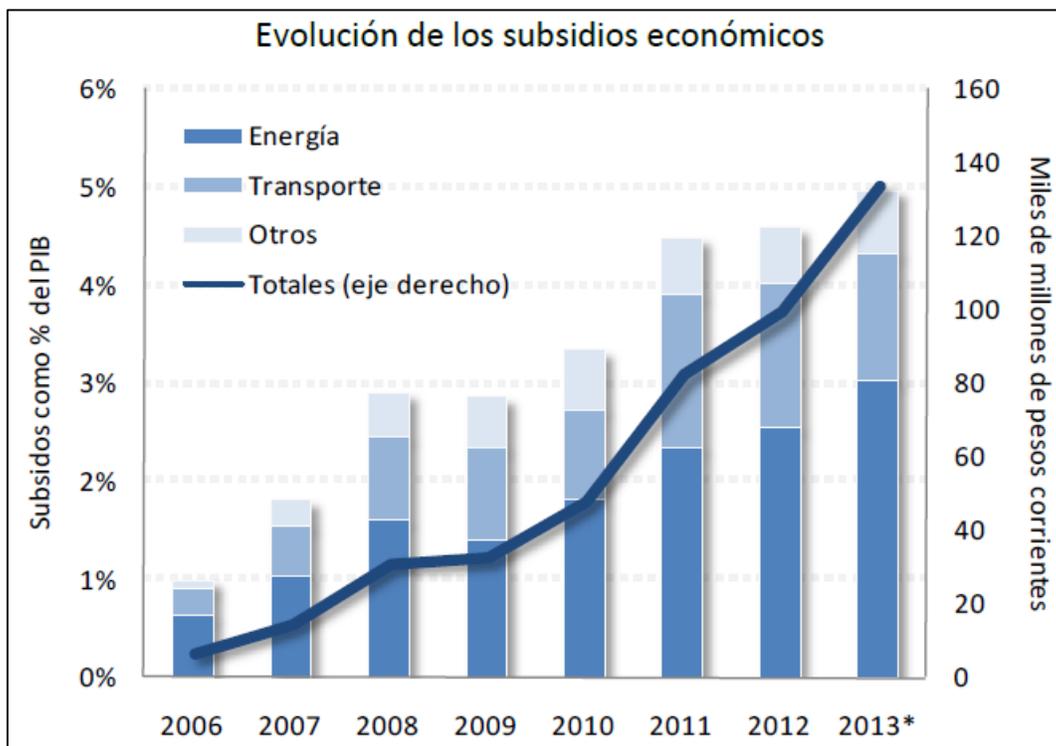
Fuente: Elaboración propia en base al informe anual 2013 CAMMESA (10)

La generación térmica a base de hidrocarburos tuvo durante 2013 una participación promedio de aproximadamente el 64%. Lo anteriormente expuesto hace que las proyecciones de la balanza comercial energética no sean optimistas.

La dependencia de importaciones más caras tiene su correlato en subsidios más onerosos para las arcas públicas. Estos subsidios tienen como objetivo sostener precios internos y tarifas que no recuperan los costos.

La figura VI muestra la evolución de los subsidios en los últimos años. Por su parte la tabla I indica cómo se distribuye el ingreso entre los quintiles de población y luego como impactan los subsidios en cada quintil de ingreso.

Figura VI: Evolución de los subsidios económicos



Fuente: Pcia. Bs. As. Dirección Provincial de Estudios y Proyecciones Económicas (11).

Tabla I: Efecto conjunto de los subsidios a la energía y al transporte					
	Quintiles de ingreso por hogar				
	1	2	3	4	5
Ingreso (IPCF)	3,80%	8,20%	13,20%	20,90%	53,80%
Gas de red	7,40%	13,70%	20,90%	23,90%	34,10%
Gas envasado	28,60%	25,50%	19,70%	15,70%	10,50%
Electricidad	17,40%	19,00%	20,00%	20,70%	22,90%
Agua	5,70%	10,20%	16,30%	25,20%	42,50%
Colectivo	12,30%	19,50%	23,20%	24,30%	20,70%
Tren	10,40%	16,50%	22,60%	26,20%	24,30%
Avión	0,00%	0,00%	1,50%	12,60%	86,00%
Total	12,10%	16,20%	19,90%	22,40%	29,50%

Fuente: Pcia. Bs. As. Dirección Provincial de Estudios y Proyecciones Económicas (11).

Como puede observarse en la [tabla I](#), salvo el caso del gas envasado, ninguno de los subsidios es pro-pobre, ya que los montos de los mismos terminan mayoritariamente en sectores de ingresos medios y altos. No obstante, excepto para los pasajes aéreos, el resto de los subsidios sí son progresivos¹. Este es el caso de los subsidios al gas de red, electricidad, transporte en colectivo y en tren, agua y saneamiento, y por supuesto, gas envasado. En los casos de transporte en colectivo y en tren, la participación del subsidio aumenta gradualmente hasta el cuarto quintil, reduciéndose levemente en el quintil más alto. En cuanto a la electricidad, el subsidio se reparte de manera bastante uniforme. Por su parte, se observa una alta regresividad en el caso del servicio de transporte en avión. Considerados conjuntamente, el 20% más rico de la población recibe alrededor del 30% de los subsidios, mientras que el 20% más pobre concentra poco más del 12% de los mismos. Esto último deja en evidencia la inequidad en la distribución de los subsidios, la dificultad en la focalización de los mismos hacia las personas que más lo necesitan y, por ende, la necesidad de llevar a cabo una revisión del esquema de subsidios vigente (11).

El sistema de subsidios instrumentado constituye un problema de difícil solución, ya que por un lado condujo a un derroche de recursos, anulando los esfuerzos de mejora y uso racional de la energía y ocasionando crecimientos de la demanda por encima de los estándares de consumos internacionales. Por otro lado, este esquema desalentó inversiones tendientes a mejorar los estándares de eficiencia energética.

Los subsidios energéticos tienen una dinámica explosiva. Con 81.405 millones de pesos (casi el 61% de la masa total de subsidios), el sector energético volvió a ser el principal destino de los subsidios del estado nacional durante 2013. De acuerdo a lo informado por la Asociación Argentina de Presupuesto y Administración Financiera Pública (ASAP), esos fondos se encuentran concentrados principalmente en la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA) y en la empresa Energía Argentina SA (ENARSA), las que, entre otros fines, tienen a su cargo el subsidio de tarifas de energía en el área metropolitana y la compra de combustible importado (gas, gas oil, fuel oil) para el abastecimiento del mercado interno (11).

Al respecto, CAMMESA recibió un total de 33.898 millones de pesos, en tanto que ENARSA absorbió una suma de 31.188 millones de pesos. Como se ve, el estado nacional tiene poco margen para seguir ampliando la gama de subsidios, por lo cual, habría que analizar la factibilidad de que el estado subsidie la reconversión tecnológica que se necesitará para utilizar mayor cantidad de biocombustibles.

La bibliografía utiliza una gran variedad de conceptos para referirse al subsidio, pero en términos generales, podría decirse que es aceptado definirlo como cualquier actividad de un gobierno cuyo resultado sea que los productores reciban un beneficio mayor al que obtendrían en un mercado competitivo o que los consumidores accedan a bienes o servicios por debajo de su costo económico (12).

¹ El gasto público resulta progresivo (regresivo) cuando las transferencias con las que se beneficia una persona es proporcionalmente menor (mayor) respecto de su ingreso a medida que este último aumenta. Por otra parte, el gasto se considera pro-pobre (pro-rico) si se concentra en los estratos de menores (mayores) ingresos. Esto es, cuando el beneficio del gasto en términos absolutos es mayor para estos grupos. Así, el carácter progresivo y pro-pobre del gasto contribuye positivamente a disminuir la desigualdad en la distribución del ingreso, razón por la cual éstos son los resultados deseados en este tipo de trabajos. Si el gasto es pro-pobre, también es progresivo pero la inversa no es válida.

En los presupuestos gubernamentales aparecen los subsidios explícitos, que son los que están debidamente identificados y cuantificados. Pero también existen subsidios implícitos (o sea no definidos como gastos) o cruzados donde el gobierno no transfiere dinero, sino que un sector de la economía se beneficia a expensas de otro.

Entre los subsidios se pueden incluir:

- Transferencias directas de dinero a personas (subsidios personales).
- Suministro de bienes o servicios a precios menores que los de mercado (subsidios en especie).
- Transferencias a empresas para evitar la suba de precios de determinados bienes o servicios (subsidios antiinflacionarios).
- Préstamos a tasas inferiores a las de mercado o con garantías otorgadas por el gobierno (subsidios crediticios).
- Reducción de impuestos o exenciones impositivas (subsidios impositivos).
- Regulaciones gubernamentales que crean mercados cautivos.

Dependiendo del lugar desde donde se mire, la percepción sobre los subsidios será distinta. Desde el punto de vista del beneficiario, el subsidio será recibido como una ayuda del estado que forma parte de su política social y de redistribución de ingresos. Desde el punto de vista del productor de bienes o servicios, los subsidios pueden ser vistos como un factor más de incertidumbre y en consecuencia afectar las decisiones de inversión.

La razonabilidad de una política de subsidios tendrá que ver con que exista un balance positivo entre sus costos y beneficios, es decir, que genere un beneficio social mayor a su coste económico.

La principal limitación de una política de subsidios son los costos. Éstos se pueden observar en dos dimensiones. Por un lado están los costos que se generan en materia de eficiencia y distorsiones, y por el otro aparece la restricción presupuestaria. Al evaluar costos, también hay que tener en cuenta la duración del programa de subsidios, ya que a medida que su duración se prolonga, los beneficiarios van a resistirse más a su eliminación y se van a profundizar los efectos negativos.

Los efectos no presupuestarios de los subsidios surgen de su interferencia con la eficiente asignación de recursos, que en el mediano plazo resultará en menor inversión, y por ende en menor crecimiento económico.

La limitación fiscal dependerá de la capacidad del gobierno para financiar los subsidios, ya sea aumentando la recaudación impositiva y/o endeudándose. Hay un aspecto intertemporal en la distribución del costo de un programa de subsidios. Si se financia con impuestos, es la generación presente la que financia ese costo; en cambio, si se financia con deuda, el costo será pagado por las generaciones futuras, que serán también las perjudicadas por las pérdidas de eficiencia e inversión presentes.

En el mercado energético argentino, existen distintos tipos de subsidios. En el sector eléctrico hay subsidios explícitos y el gobierno nacional desembolsa cada año una importante suma para mantener las tarifas por debajo del precio de mercado, tal como se mencionó anteriormente. En el caso de los combustibles líquidos no hay gasto público directo asociado, pero si hay toda una regulación del mercado petrolero que permite mantener el precio de las naftas y el gasoil bastante por debajo del precio internacional a costa de una menor rentabilidad de las empresas productoras. Por último, en el mercado gasífero hay una situación mixta, dado que por un lado las empresas resignan rentabilidad, pero por el otro el estado también aporta fondos para mantener las tarifas bajas.

5. Políticas de promoción aplicadas a nivel global (13, 14, 15)

Los gobiernos poseen diferentes opciones de políticas que pueden utilizar para promover las energías renovables. A menudo, un mix de instrumentos es la llave del éxito.

Existen varias políticas cuyo objetivo es incentivar la inversión en energías renovables tales como los créditos fiscales a la producción (**PTC**: Production Tax Credit), créditos fiscales a la inversión (**ITC**: Investment Tax Credit), sistemas de primas (**FIT**: Feed-In-Tariffs), estándares obligatorios de energías renovables (**RPS**: Renewable Portfolio Standards), entre otras.

Actualmente, muchas de estas políticas gozan del apoyo de la opinión pública, pero su futuro es incierto, ya que no está claro cómo va a evolucionar el apoyo si los precios de los biocombustibles aumentan considerablemente. De hecho, ya existen grupos de interés que han empezado a organizar la oposición a las políticas de RPS, centrándose en sus efectos negativos sobre los consumidores.

Dada la abundancia de las políticas de apoyo a las energías renovables, surgen dos preguntas: **¿Los beneficios superan a los costos de las políticas de ER? Y si es así, ¿cuál de estas políticas es la mejor?**

En primer lugar, hay que definir lo que se entiende por mejor. Un objetivo central de las políticas de promoción de las ER es reducir las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) al menor costo para el público, lo que incluye no sólo el costo de las tecnologías de ER, sino también otros costos del suministro de energía.

Hay que tener en cuenta que las políticas de promoción de las ER tienen otros objetivos más allá de reducir las emisiones de dióxido de carbono (CO₂). El apoyo público a estas políticas se deriva de factores como la promoción de la innovación, el aprendizaje mediante la práctica y la creación de puestos de trabajo. Otros beneficios incluyen la diversificación de la matriz energética, la reducción de los riesgos asociados con la escasez de los recursos convencionales y disminuir la dependencia externa en la provisión de combustibles.

Aunque es posible contar el número de puestos de trabajo asociados a estas tecnologías, es difícil determinar lo eficaces que son estas políticas de promoción de las ER en fomentar la innovación en las nuevas tecnologías.

Gran parte de la discusión sobre tecnologías de energía renovable se centra en los costos, en comparación con los de las tecnologías convencionales. Los partidarios y opositores de las tecnologías de ER discuten sobre si son costo-competitivas, es decir, si proporcionan una unidad de energía a un costo más bajo que otros generadores.

Una de las falencias de este enfoque es que el análisis de costo-competitividad es demasiado simple como para basar en él una opinión sobre los distintos tipos de políticas de promoción. Hay que estudiar también si las políticas impulsan la inversión en las alternativas de ER que son socialmente más valiosas, y si causan que en el mediano plazo los precios de la energía disminuyan o aumenten.

No todos los generadores renovables tienen el mismo valor para la sociedad. El valor incluye el costo del generador de ER en sí, que es en lo que el análisis estándar se centra. Pero también incluye los costos evitados de construcción y operación de otros generadores, así como las emisiones evitadas.

Se demuestra que el valor varía entre diferentes tecnologías de ER, así como a través de diferentes lugares y momentos para una tecnología dada (15). Además, algunas políticas de promoción de las ER provocan que los precios de la energía suban, mientras que otras poseen el efecto contrario. Por ejemplo, si los precios bajan, más energía es consumida. Este mayor consumo aumenta las emisiones ya que parte de ese diferencial es cubierto con fuentes tradicionales. Es decir, que las políticas de promoción de las ER que causan que los precios de la energía caigan son las menos eficaces en reducir emisiones. Es por ello que las políticas de generación deben ir acompañadas con políticas de eficiencia energética en el hábitat construido, en el transporte, en la industria, etc, para mitigar los efectos señalados.

Antes de discutir las políticas de promoción de las ER, hay que hacer referencia a la economía de los generadores de ER. Una percepción pública generalizada es que, debido a que generan energía “limpia”, todos los generadores renovables son igualmente valiosos. Por lo tanto, la atención se centra en los costos de las energías renovables en comparación con los de otras tecnologías.

Hay dos problemas con este punto de vista. En primer lugar, sólo porque dos generadores provoquen las mismas emisiones no significa que tengan el mismo valor ambiental. Lo importante son las emisiones evitadas, es decir, las emisiones que se habrían producido en ausencia de la generación con renovables. Por ejemplo, un parque eólico que desplaza a la generación con fuel-oil o carbón, es más valioso ambientalmente que aquel que desplaza generación con gas natural (15).

El segundo error en la vista estándar es suponer que toda la generación renovable tiene el mismo valor de mercado. El valor de mercado del producto será determinado, en parte, por la demanda durante el período en que se produce la generación.

Finalmente, otro punto a considerar son las emisiones netas. Para ello, se debe tomar en cuenta no sólo las emisiones generadas o evitadas en relación a determinado tipo de generación, sino que también se deben computar las emisiones en todo el ciclo de vida de la tecnología considerada, incluyendo las emisiones generadas durante la fabricación y montaje de las instalaciones, así como las emisiones derivadas del desguace y disposición de dichas instalaciones.

A continuación se describen las principales políticas de promoción de las ER y se analiza cómo afectan a la inversión.

5.1. Crédito Fiscal a la Producción (PTC) o subsidio a la producción

El PTC aumenta los ingresos del generador de ER a expensas de los contribuyentes ya que proporciona un subsidio fijo por unidad de producción. La subvención se añade a los ingresos de mercado que el generador puede obtener. Como se discutió anteriormente, dos generadores renovables pueden tener el mismo costo, pero diferente valor de mercado si la correlación de su generación con la demanda difiere; cuanto más positiva es la correlación, mayor es el valor.

Debido a que el PTC es el mismo para cualquier generador de la misma tecnología, el inversor elige el proyecto con el mayor valor de mercado. Sin embargo, generalmente, el inversor pasa por alto el valor ambiental (las emisiones evitadas), porque no hay ninguna ventaja en la elección de un proyecto que reduce las emisiones más que otro.

Debido a que el PTC es un subsidio a los nuevos generadores, se incrementa la capacidad de generación del sistema y con ello la oferta de energía, lo que disminuye los precios de la misma.

5.2. Crédito por Inversión en Energía Renovable (ITC) o subsidio a la inversión

En el nivel más simple, el ITC proporciona incentivos que son similares a los del PTC. El ITC ofrece un subsidio a los productores de energía renovable, lo que resulta en un aumento de las inversiones y una disminución de los precios de la energía. Sin embargo, debido a que el ITC reduce el costo de la construcción del generador en lugar de proporcionar un subsidio a la producción, hay dos diferencias importantes entre el ITC y PTC, las cuales hacen que los programas de ITC sean inferiores a los PTC.

La primera es que el importe de la subvención se incrementa con la intensidad de capital del proyecto. Considerando que el PTC lleva a los inversores a elegir los proyectos de mayor valor de mercado, el apoyo a la inversión a través del ITC sesga hacia proyectos intensivos en capital, los cuales pueden no ser necesariamente los proyectos más valiosos.

La segunda es que, dado que el ITC subsidia la inversión en lugar de la generación, podría causar la inversión en generadores que son poco fiables y producen poca energía. A pesar de ello hay que reconocer que este mecanismo es importante para incentivar la inversión en tecnologías no probadas, que reciben una parte sustancial del valor del ITC.

5.3. Sistemas de Primas o Feed-In-Tariffs (FIT)

Las FIT son un sistema extendido en Europa. La FIT ofrece un subsidio específico para cada unidad de energía renovable generada. A veces, la FIT se ofrece además del precio de mercado, en cuyo caso es muy similar a los subsidios a la producción descritos anteriormente. Otras veces, el FIT se ofrece en lugar del precio de mercado. En el caso más simple, la FIT es una tarifa fija que no varía en el tiempo o en tecnologías, pero a veces un FIT proporciona una tasa variable en el tiempo o tecnología específica.

La FIT se financia con impuestos generales o cargos a los contribuyentes.

Las FITs subsidian la generación de renovables. Si se considera la posibilidad de un sistema que ofrece la misma tasa a todas las tecnologías y en todo momento, los inversores eligen los proyectos con el costo más bajo.

En otras palabras, cuando se debe hacer la elección de un proyecto, los inversores no tienen en cuenta el valor de la energía para los consumidores. Por consiguiente, la FIT no causa la inversión en los generadores de ER con mayor valor de mercado, sino que da lugar a la inversión en las opciones de menor costo. Por ejemplo, ofreciendo una única FIT para todas las tecnologías no se alienta la inversión en proyectos que impliquen mayor nivel de complejidad que el establecido por la industria.

Es importante tener en cuenta que sólo la FIT más simple, que ofrece un precio fijo en lugar del precio de mercado, termina favoreciendo a los generadores de más bajo costo. Un FIT podría ser diseñado para favorecer a los generadores de ER con el mayor valor de mercado, por ejemplo, ofreciendo un tipo de interés fijo sobre el precio de mercado de la energía.

5.4. Estándares Obligatorios de Energías Renovables (RPS)

La mayoría de los RPS requieren que los generadores de ER produzcan una fracción especificada de la energía total producida y consumida por el sistema. Cada RPS es único, ya que difieren entre sí en el objetivo general, y en las tecnologías elegidas, entre otros factores.

El RPS requiere a los distribuidores de energía la compra de ER en relación a la fracción especificada y la cantidad que vende. Por ejemplo, con un RPS de un 20%, una refinería, por cada 100.000 m³ de petrocombustibles producido debe agregarle 20.000 m³ de biocombustibles.

Desde la perspectiva de un inversionista en un generador renovable, un RPS típico proporciona un subsidio a los productores de ER determinado implícitamente por el precio de mercado. Para este inversor, por lo tanto, el RPS crea incentivos similares a los subsidios a la producción. Al igual que el subsidio a la producción, el RPS incentiva a las empresas a invertir en generadores de ER con el mayor valor de mercado. Como sucede en el esquema de subsidio a la producción (PTC), por lo general, bajo el esquema del RPS, el inversor pasa por alto el valor ambiental del generador.

El RPS también afecta a las decisiones de las refinерías. Por ejemplo, si en el comienzo la refinería cumple exactamente lo que el RPS especifica, significa que adquiere precisamente la fracción de energía renovable que la política requiere. Supongamos que aumenta la demanda de combustibles. La refinería necesitará comprar más biocombustibles. Si decide producir mayor cantidad de combustibles fósiles, deberá adquirir también una fracción de biocombustibles para cumplir con el RPS. Si el precio del biocombustibles es mayor que el del combustible fósil, el RPS crea un impuesto implícito a la generación de combustibles fósiles, elevando el costo de compra de la energía generada. El impuesto implícito representa una diferencia importante entre los RPS y los subsidios.

Como un resumen de lo expuesto en esta sección se puede destacar lo siguiente:

- Un PTC y un RPS dan como resultado la inversión en generadores de mayor valor de mercado. El subsidio a la producción hace que los precios de la energía disminuyan más que en un programa de RPS y por lo tanto hace que el consumo y las emisiones sean mayores. Debido a que la inversión es la misma y las emisiones son inferiores en el RPS, éste es más preferible que un subsidio a la producción.
- Las subvenciones que se financian con ingresos fiscales, como el crédito fiscal a la inversión o a la producción, resultan en un mayor consumo de energía. Estas políticas pueden ayudar a reducir las emisiones de más, si se financian mediante tasas a los consumidores de energía.
- Independientemente de las fuentes de financiamiento, los subsidios a la producción son preferibles a los subsidios a la inversión, ya que estos últimos sesgan la inversión hacia proyectos intensivos en capital, los cuales pueden no ser necesariamente los proyectos más valiosos.
- Los subsidios a la inversión no sólo son importantes sino también necesarios para el desarrollo de tecnologías no probadas.

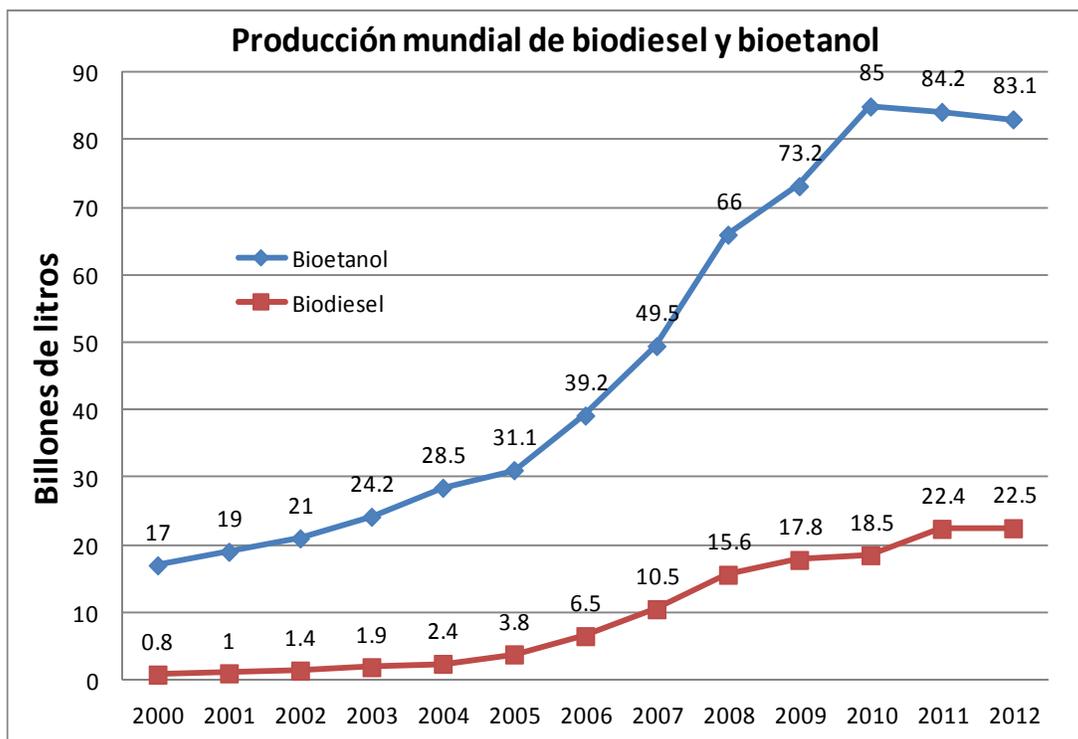
6. Situación de los biocombustibles a nivel mundial

El sector de biocombustibles muestra gran dinamismo a escala global. Según una proyección de la IEA (2, 4), los biocombustibles podrían proveer hasta un 27% de energía para el transporte en 2050 (partiendo de un 2% en 2005) en un escenario orientado a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (que apunte a una reducción de dichas emisiones del 50% entre 2005 y 2050). Esto implicaría un incremento en la demanda de biocombustibles del 60% cada 10 años. En cuanto a los países que liderarán la demanda, hasta fines de la próxima década se espera que se mantenga la preminencia de los países industrializados que absorben la mayor parte de la demanda mundial actual. En contraste, hacia 2030 los países en desarrollo pasarían a representar 60% de la demanda mundial, y en 2050 absorberán una proporción mayor: el 70%.

Por su parte, en los países en desarrollo el cambio de usos tradicionales de energía hacia distintos tipos de bioenergía moderna puede reducir el número de enfermedades y muertes derivadas de la contaminación del aire en interiores, liberar a mujeres y niños de la tarea de recolectar leña y reducir la deforestación. Asimismo, puede disminuir la dependencia de los combustibles fósiles importados y, en consecuencia, mejorar el balance comercial así como mejorar cuestiones relacionadas con la seguridad energética nacional, expandir el acceso a servicios energéticos modernos, fomentar la creación de infraestructura (carreteras, telecomunicaciones, escuelas, centros de salud, etc.) en áreas rurales pobres e incrementar el ingreso de pequeños agricultores. Y en los centros urbanos, el uso de biocombustibles en el transporte puede mejorar la calidad del aire. Sin embargo, si no se toman determinados recaudos, los biocombustibles pueden, en algunos casos y situaciones, no sólo aumentar la presión sobre ecosistemas valiosos y ocasionar la pérdida de biodiversidad y de recursos hídricos, sino también comprometer objetivos de seguridad alimentaria. En particular, si no se dispone de medidas y consensos relativos al ordenamiento del uso del suelo que permitan compatibilizar diferentes usos y aplicaciones de interés económico y social con la provisión de algunos servicios ambientales básicos, los biocombustibles pueden aumentar la deforestación, la pérdida de humedales, alterar la recarga de acuíferos, contribuir a la degradación de tierras (generando un impacto negativo sobre la calidad ambiental local en relación al cambio climático) y afectar la productividad agrícola. A su vez, en aquellos lugares donde la tenencia de la tierra es precaria, las comunidades locales pueden resultar desplazadas por las grandes producciones de materias primas y perder el acceso a la tierra, a la autoproducción de alimentos y a otros recursos naturales que otorgan su sustento básico (7).

La industria global de biocombustibles ha mostrado un fuerte desarrollo durante la última década. En estos años, la producción mundial de bioetanol creció a una tasa promedio anual del 17%, mientras que la de biodiesel se incrementó anualmente en un 27%. La evolución de la producción de bioetanol y biodiesel se presenta en la figura VII.

Figura VII: Producción mundial de biocombustibles



Fuente: Global Status Report 2013 (16)

El sector de biodiesel creció entre el 2000 y el 2012 a una tasa promedio del 33,84%. El mayor crecimiento se dio en el año 2006 cuando creció a una tasa interanual del 71,05%. Durante 2012 el sector acusó el impacto de la crisis mundial ya que disminuyó abruptamente su tasa de crecimiento pasando de un 21,08% en 2011 a un 0,45% en 2012. En 2012 se alcanzó una producción de 22,5 billones de litros.

En el sector del bioetanol la tendencia es similar, ya que el sector creció en estos trece años a una tasa promedio anual del 14,57% (se alcanzó la máxima producción de etanol en el año 2010 con unos 85 billones de litros). En los dos últimos años se ha observado cierto freno en la producción global de bioetanol cayendo un -0,94% y un - 1,31% en 2011 y 2012 respectivamente.

En la [tabla II](#) se exponen los principales productores de bioetanol y biodiesel, en forma global y en la [tabla III](#) se lo hace en forma per cápita, durante 2012.

Estados Unidos es el principal productor de bioetanol, con 50,4 billones de litros (el 62,38% de la producción global), seguido por Brasil con 21,6 billones. Por su parte, China se ubica como el tercer productor con 2,1 billones de litros, seguido por Canadá (1,8 millones), Francia (1 millón), y Alemania (0,8 millones) (16).

La producción de biodiesel está también liderada por Estados Unidos con 3,6 billones de litros (19,46% de la producción mundial), seguido por Argentina con 2,8 billones. En tercera posición se ubican Alemania y Brasil con 2,7 billones. En cuarto lugar aparece Francia con 1,9 billones seguido por Indonesia con 1,5 billones.

Tabla II: Producción global de biocombustibles 2012 (15 principales)				
País	Bioetanol (Billones de litros)	Biodiesel (Billones de litros)	Total (Billones de litros)	Comparación con el volumen producido en 2011
Estados Unidos	50,4	3,6	54	-2,4
Brasil	21,6	2,7	24,3	0,6
Alemania	0,8	2,7	3,5	-0,5
Argentina	0,2	2,8	3	0,1
Francia	1	1,9	2,9	0,2
China	2,1	0,2	2,3	=
Canadá	1,8	0,1	1,9	0,2
Tailandia	0,7	0,9	1,6	0,5
Indonesia	0,1	1,5	1,6	0,2
España	0,4	0,5	0,9	-0,3
Bélgica	0,4	0,4	0,8	=
Holanda	0,2	0,5	0,7	-0,1
Colombia	0,4	0,3	0,7	=
Austria	0,2	0,4	0,6	=
India	0,5	0	0,5	0,1

Fuente: Global Status Report 2013 (16).

En la [tabla III](#) se exponen los principales productores de biocombustibles ordenados por producción per cápita. Estados Unidos lidera el ranking con 172 litros, seguido por Brasil con 122. Por su parte, Argentina se ubica como el tercer productor con 73 litros por persona, seguida de cerca por Bélgica y Austria con 72 y 71 litros respectivamente.

Tabla III: Producción per cápita de biocombustibles 2012				
País	Bioetanol	Biodiesel	Población	Litros per cápita
Estados Unidos	50.400.000.000	3.600.000.000	313.914.040	172
Brasil	21.600.000.000	2.700.000.000	198.656.019	122
Argentina	200.000.000	2.800.000.000	41.086.927	73
Bélgica	400.000.000	400.000.000	11.142.157	72
Austria	200.000.000	400.000.000	8.462.446	71
Canadá	1.800.000.000	100.000.000	34.880.491	54
Francia	1.000.000.000	1.900.000.000	65.696.689	44
Alemania	800.000.000	2.700.000.000	81.889.839	43
Holanda	200.000.000	500.000.000	16.767.705	42
Tailandia	700.000.000	900.000.000	66.785.001	24
España	400.000.000	500.000.000	46.217.961	19
Colombia	400.000.000	300.000.000	47.704.427	15
Indonesia	100.000.000	1.500.000.000	246.864.191	6
China	2.100.000.000	200.000.000	1.350.695.000	2
India	500.000.000	-	1.236.686.732	0

Fuente: Elaboración propia en base a datos de Global Status Report 2013 y Banco Mundial (16, 17).

A continuación se describen someramente las principales políticas implementadas por los cuatro principales países/regiones productores de biocombustibles según la tabla II. Se tomaron los casos de Argentina, Brasil, Estados Unidos y la Unión Europea. En particular, el marco regulatorio de Argentina se tratará en la sección 8 de este trabajo.

ESTADOS UNIDOS

Estados Unidos es el primer productor mundial de bioetanol y biodiesel. La producción de bioetanol se realiza a partir de maíz.

De acuerdo con la visión del gobierno estadounidense, una industria de biocombustibles interna sustentable mejorará la seguridad energética del país, reducirá la dependencia del petróleo, brindará beneficios medio-ambientales como las emisiones de gas de efecto invernadero y creará oportunidades económicas en todo el país (18, 19, 20, 21).

Existen tres agencias gubernamentales encargadas de llevar a cabo los programas correspondientes a biocombustibles:

- La Oficina de Energía Renovable y Eficiencia Energética de la Agencia de Energía.
- La Agencia de Servicios Agrícolas del Departamento de Agricultura.
- La Agencia Estadounidense de Protección Ambiental.

La Agencia Estadounidense de Protección Ambiental (EPA, por sus siglas en inglés) es responsable de desarrollar e implementar regulaciones para asegurar que el combustible del transporte vendido en los Estados Unidos contenga un volumen mínimo de biocombustible.

El Acta de Política Energética de 2005 (22), estableció el primer mandato de biocombustible en el país, que en un principio planteaba la meta de mezclar 7,5 mil millones de galones de combustible renovable en la nafta para el 2012 (1 galón = 3,78 litros).

Bajo el Acta de Seguridad e Independencia Energética de 2007 (23), el mandato fue expandido en varios aspectos.

- Se incluyó el corte del diesel en el programa.
- Se incrementó el volumen de combustible renovable requerido para ser mezclado en el petrocombustible para el transporte de 9 mil millones de galones en 2008 hasta 36 mil millones de galones para el 2022.

BRASIL

Brasil es uno de los países con mayor volumen de producción de biocombustibles en el mundo, ocupando el segundo lugar en producción de bioetanol y el cuarto lugar en producción de biodiesel. Solamente Brasil y Estados Unidos en su conjunto ocupan alrededor del 89% de producción de bioetanol.

Para cumplir con los objetivos de productividad, uso y exportación de biocombustibles, el gobierno creó dos programas de gran importancia: el Programa Nacional de Etanol ProAlcohol y el Programa Nacional de Producción y Uso de Biodiesel (24, 25).

Cabe destacar que ProAlcohol es el programa más antiguo de biocombustibles del mundo que se mantuvo en forma continua, ya que tiene más de treinta años de existencia. Se promulgó en la Ley 8.723 (26) y estableció como obligatoria la mezcla de entre el 20 y 25% de bioetanol en la nafta, así como la venta de bioetanol en todas las estaciones de servicio.

El Programa Nacional de Producción y Uso de Biodiesel fue lanzado en el 2004, a pesar de que ya existían programas anteriores en la materia (24). Estableció como mandato la mezcla del 2% de biodiesel en el diesel para el 2008 y el 5% de mezcla para el 2013. También prevé la posibilidad de que se venda biodiesel puro (B100).

El éxito de la producción y uso del bioetanol y su eficacia a nivel nacional, está soportado por los programas de apoyo del gobierno. En especial, el gobierno brindó una serie de apoyos a los productores de bioetanol como préstamos con intereses bajos para la construcción de destilerías; la garantía de compra de bioetanol por la compañía estatal de petróleo (Petrobras); subsidios para garantizar competitividad; e incentivos para estimular el mercado de vehículos de bioetanol durante las décadas de los ochenta y noventa, como una tasa impositiva menor para los autos de combustible flexible, o Flex Fuel.

El parque automovilístico brasileño a fines de 2013, alcanzó según estimaciones de Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores (ANFAVEA) aproximadamente los 39,6 millones de vehículos. En el año 2006 se fabricaron los últimos vehículos cuyos motores funcionan exclusivamente con bioetanol. En 2013 se produjeron en Brasil 3.736.629 vehículos de los cuales el 79% (2.950.611) fueron vehículos “flex” que consumen una mezcla de bioetanol y nafta, el 10,4% (387.160) vehículos nafteros y el 10,6% restante (398.858) diesel (27).

Para los programas de biodiesel, el gobierno decidió promulgar, en 2005, la Ley Federal 11.116 (25), que prevé la reducción parcial o total de tributos federales que inciden sobre la comercialización de biodiesel en función de la materia prima utilizada en la producción del biodiesel, del productor-vendedor, de la región de producción de la materia prima o de una combinación de esos factores.

Es decir, que las empresas sociales como cooperativas y pequeñas asociaciones que estuvieran involucradas en la extracción de aceite y procesamiento de biodiesel también tienen acceso a líneas de crédito preferenciales en el Banco Nacional de Desarrollo Social (BNDES). Y si la materia prima proviene de pequeños agricultores, la reducción de los tributos federales es del 68%.

UNIÓN EUROPEA

La Unión Europea, considerada como región, es el tercer productor de bioetanol del mundo con un 3,7%. Produjo en 2012 aproximadamente el 34% del total de biodiesel a nivel mundial (16, 28).

Las políticas de biocombustibles se engloban dentro del marco del Plan Europeo Estratégico de Tecnología de Energía (29, 30, 31), el cual tiene el objetivo de transformar el sistema energético de la Unión Europea en su totalidad.

Para ello se crearon varias iniciativas que tocan todos los temas de energías renovables, incluyendo la de los biocombustibles, a través de la Iniciativa Europea de Bioenergía Industrial, con la intención de hacer crecer la industria de biocombustibles líquidos en un 44% para el 2020.

Mediante esta iniciativa se pretende asegurar una reducción en las emisiones de gases de efecto invernadero. Esto se logrará mediante el establecimiento de hasta 30 plantas industriales bioenergéticas en toda Europa para desplegar cadenas de valor sustentables en materia de bioenergía, evitando las barreras económicas, de infraestructura, alimentarias, etc. y tomando ventaja de las condiciones geográficas, climáticas y logísticas.

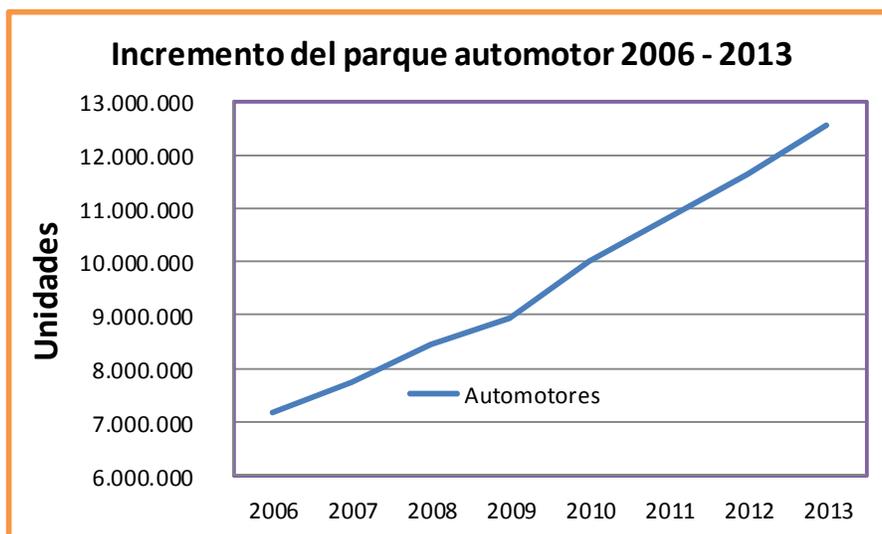
Una de las legislaciones más importantes que se deriva de esta iniciativa es la EU Renewable Energy Directive (RED) (32), la cual fue aprobada por el parlamento europeo en diciembre de 2008. Tiene como requisito que las emisiones de gases de efecto invernadero provocadas por los biocombustibles sean al menos 50% inferiores que las emisiones de la nafta o del diesel. Además obliga a que la utilización de las tierras en donde se producen las materias primas no afecte la biodiversidad.

7. Breve descripción de la situación energética Argentina

Como se mencionó en los fundamentos teóricos, el sector energético en nuestro país pasó a ser deficitario. Esto se debe a varias causas, entre las que se pueden mencionar la falta de reglas claras para el sector, falta de señales de precios tanto para incentivar la oferta como para racionalizar la demanda (precios políticos), que derivó en falta de inversiones tanto en el upstream como en el downstream, etc.

A lo anterior se suman dos tendencias que alientan el consumo de combustibles. Por un lado, el gran incremento que el parque automotor experimentó en los últimos años, y por el otro la gran preponderancia que adquirió la generación térmica en el sector eléctrico.

Figura VIII: Crecimiento parque automotor



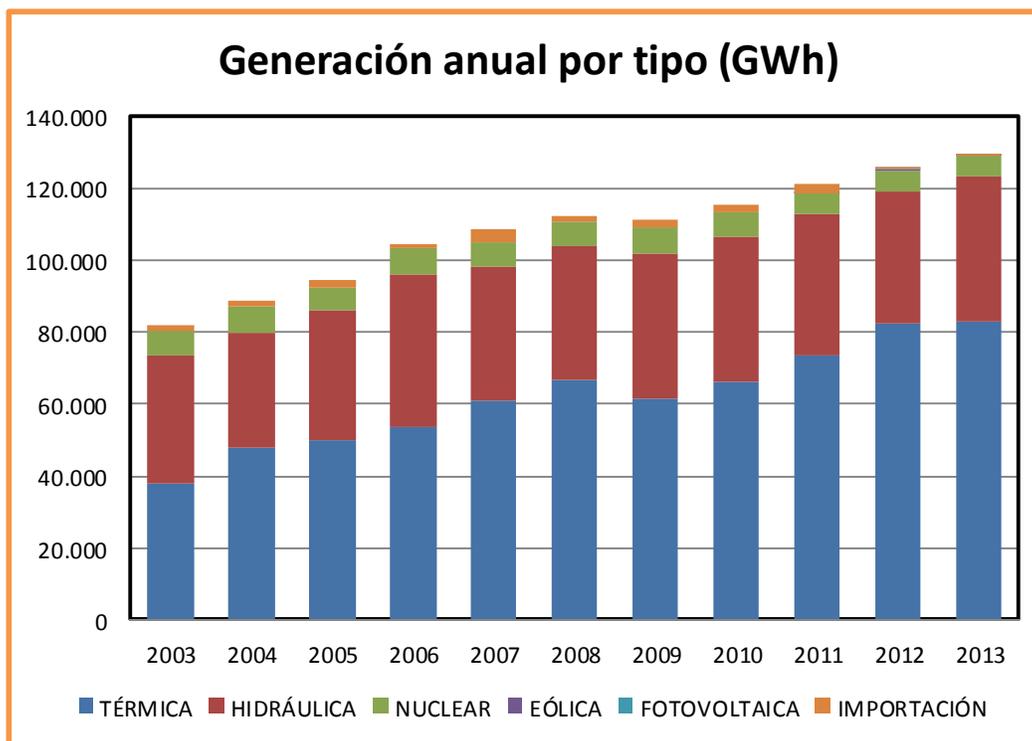
Fuente: Elaboración propia en base a datos de DNRPA (33).

Como se puede apreciar en la [figura VIII](#), el parque automotor nacional creció en estos últimos 8 años prácticamente un 75% pasando de aproximadamente 7,1 millones de automotores en 2006 a 12,5 millones a fines del 2013, lo que implica un mayor consumo de combustibles.

Por otro lado, el aporte del parque térmico a la generación eléctrica de nuestro país creció significativamente entre 2003 y 2013. En el año 2003 se generaron aproximadamente 81.800 GWh, de los cuales el parque térmico aportó 38.093 GWh, lo que representó aproximadamente un 46% de participación. En el 2013, la generación total alcanzó los 129.700 GWh, aportando el parque térmico 82.837 GWh, lo que significó aproximadamente un 64% de participación.

En la [figura IX](#) se puede apreciar que la mayor parte de la energía eléctrica que consumimos los argentinos proviene de fuentes no renovables.

Figura IX: Generación anual por tipo 2003-2013



Fuente: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA (10).

De la energía primaria necesaria para el funcionamiento del parque térmico de generación, como se comentó anteriormente, un porcentaje cada vez mayor proviene del exterior. La atención de los compromisos de importación de energía impacta en la balanza de pagos lo que origina que el país pierda grados de libertad financiera para encarar obra pública, importaciones de bienes de capital, etc. En otras palabras, cualquier fuente renovable que se incorpore a la generación energética ayudará a disminuir la dependencia energética.

En la tabla IV se muestra la cantidad de combustibles fósiles quemados para generación eléctrica durante la última década en la República Argentina. En ella se puede apreciar el notable incremento en el consumo de éstos. El combustible con mayor incremento (comparando 2013 respecto a 2004) es el gasoil con un impactante 2.704%, seguido por el fueloil con un 169%, el carbón mineral con un 142% y en último lugar aparece el gas natural con un modesto 39%.

Combustible	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	▲
Fueloil (miles tn)	829	1.131	1.549	1.897	2.347	1.603	2.263	2.561	2.856	2.233	169%
Gasoil (miles de tn)	76	52	119	635	695	805	1.378	1.669	1.499	2.131	2704%
Gas Natural (miles de dam ³)	9.993	10.456	11.012	11.976	13.110	12.616	11.573	12.612	13.992	13.915	39%
Carbón (miles de tn)	352	627	582	589	803	796	874	44	967	851	142%

Fuente: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA (10).

Cabe aclarar que la potencia eléctrica instalada en nuestro país pasó de 23.810 MW a fines de 2003 a 31.394 MW a fines de 2013, correspondiendo la mayor parte a tecnologías que funcionan con combustibles fósiles (10). Si bien el crecimiento de la tecnología eólica es el segundo en porcentaje, no tiene importancia por el bajo nivel de participación que tiene en la matriz energética argentina.

Tabla V: Incremento del parque de generación eléctrica argentino								
Año	Hidro	Nuclear	Eólico	CC	TV	TG	Motores Diesel	Total MW
2004	9.619	1.005	0	6.362	4.526	2.294	4	23.810
2005	9.934	1.005	0	6.362	4.496	2.279	4	24.080
2006	9.934	1.005	0	6.361	4.463	2.266	4	24.033
2007	10.156	1.005	0	6.362	4.573	2.306	4	24.406
2008	10.156	1.005	0	7.488	4.438	2.901	238	26.226
2009	10.514	1.005	0	7.599	4.438	3.133	356	27.045
2010	10.514	1.005	0	8.183	4.438	3.523	480	28.143
2011	11.038	1.005	9	8.723	4.445	3.427	794	29.441
2012	11.130	1.005	112	9.205	4.464	3.939	1.277	31.133
2013	11.095	1.010	165	9.205	4.441	4.074	1.404	31.394
	15%	0%	1.794%	45%	-2%	78%	34.993%	32%

Fuente: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA (10).

De acuerdo a lo mencionado anteriormente, se puede afirmar que el suministro de la energía necesaria para la actividad económica, lejos está de ser un problema de sencilla resolución. Esta problemática pasa por la resolución de un trilema, definido por tres retos íntimamente relacionados entre sí y que no pueden solventarse uno a uno, independientemente de los otros dos. Podemos decir que la sostenibilidad energética se dirime en tres frentes de batalla simultáneos, que dibujan un triángulo con vértices definidos por la e de la economía, la e de la energía (o de seguridad de suministro) y la e de la ecología (o del medio ambiente-cambio climático) (34). Lo aconsejable en política energética es buscar el baricentro de este hipotético triángulo. Si se adoptan medidas muy cercanas a uno de los vértices, corremos el riesgo de descuidar los otros dos “frentes de batalla” y perder “la guerra”. Esto quiere decir que debemos aspirar a un mix energético lo más limpio, barato y seguro posible. No nos podemos conformar con disponer de un suministro abundante a precios competitivos, pero medioambientalmente sucio. Sin embargo, tampoco resulta recomendable aspirar a un suministro limpio, a costa de descuidar la seguridad y/o los costos.

El Consejo Mundial de Energía elabora y publica todos los años el **World Energy Trilemma** (34). En este informe se analiza la eficiencia energética de 129 países. Para la evaluación o calificación de los diferentes países analizados se ha implementado un sistema por letras que determinara la posición de cada uno de ellos basándose en tres puntos o preguntas principales: **¿Cómo logran su suministro de energía?** **¿Cuán accesible y asequible es la energía para la población?** Y **¿Cuánta de la energía proviene de energías renovables de baja emisión de CO2?**

La República Argentina ocupó el puesto 26 en la lista publicada en el año 2013, lo que en términos globales no es una mala posición, pero con una tendencia negativa, ya que en la edición anterior había ocupado el puesto 19. Es decir, que nuestro país enfrenta cada vez mayores dificultades en el manejo de la seguridad energética, la equidad energética y la sostenibilidad ambiental.

El USDA publica todos los años estimaciones de consumo de diesel y naftas de uso automotor para un determinado grupo de países. En la tabla VI se exponen los datos estimados para nuestro país a partir del 2015 (35).

Año calendario	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Naftas	8.100	8.300	8.500	8.700	8.900	9.150	9.400	9.600	9.800
Diesel	15.000	15.500	16.000	16.600	17.200	17.800	18.400	19.000	19.600
Total	23.100	23.800	24.500	25.300	26.100	26.950	27.800	28.600	29.400

Fuente: Argentina Biofuels Annual 2013. USDA 26/06/2013 (35).

Las estimaciones del USDA son consistentes con las proyecciones del Ministerio de Agricultura que indican que el consumo de naftas alcanzará los 8 millones de m³ para 2015 (36). Siguiendo con esta proyección, MAIZAR estima que para 2021 el consumo podrá alcanzar los 10 millones de m³ (37).

El mercado de naftas, con el auge del GNC y los motores gasoleros, ha ido decreciendo gradualmente hasta alcanzar el pico mínimo en el año 2003 con 3,4 millones de m³ comercializados. Sin embargo, a partir de ese año los volúmenes comenzaron a crecer nuevamente.

Cabe destacar que el sector de los biocombustibles ha sido una de las actividades económicas con mejor desempeño relativo durante los últimos años en Argentina. De hecho, aparece como un caso exitoso de desarrollo productivo: desde 2007 surge como un sector totalmente nuevo que agrega un eslabón adicional de valor a las cadenas productivas soja/harina-aceite de soja en el caso del biodiesel, y caña de azúcar y maíz en el caso del bioetanol. El sector muestra una elevada competitividad y potencial, que se apoyan, en buena medida, en la alta productividad de las cadenas productivas agroindustriales de procesamiento de materias primas. Por otro lado, el establecimiento de políticas públicas favorables a su desarrollo; entre otras, la creación de un mercado interno de estos combustibles también ayudó a su afianzamiento en un primer momento, aunque en esta última etapa no queda totalmente claro hacia dónde apuntan las políticas públicas para el sector.

Como se mostró en la sección anterior, el desarrollo de la producción de biocombustibles en Argentina ha estado enmarcado en un contexto internacional de rápido crecimiento del sector a nivel global.

Esta rápida y notoria expansión de esta industria a nivel global y el crecimiento de los flujos de comercio asociados (los cuales resultan necesarios para el logro de los ambiciosos objetivos de mezcla propuestos en diversos países) han motivado el surgimiento de voces de alerta de diferentes actores y sectores que demandan considerar la sostenibilidad ambiental, económica y social del sector. En paralelo han surgido crecientes limitaciones y requisitos que pueden actuar como barreras al comercio, en especial para el ingreso de biodiesel al mercado europeo. Más allá que se percibe a nivel global una creciente preocupación sobre el impacto que el desarrollo productivo produce sobre el planeta, habida cuenta la creciente difusión de graves problemas ambientales de interés internacional (por ejemplo, el cambio climático, y la pérdida de

biodiversidad y de ecosistemas únicos), cabe destacar que el modo en el que se introduce la cuestión de la sostenibilidad de biocombustibles en el debate internacional está muy dominada por la visión y realidad productiva de los países industrializados. Resulta de interés, en este sentido, observar que las iniciativas tendientes a definir criterios, indicadores y sistemas de evaluación de sostenibilidad de biocombustibles y otras formas de bioenergía, así como el debate mismo sobre la sostenibilidad del sector tienen su origen en las economías maduras. Por otra parte, dicho debate está aparentemente sesgado a percibir como “no sostenible” a la producción de países en desarrollo (Argentina y otros de América Latina) proveedores de materias primas agrícolas que son altamente eficientes y competitivos. Como argumentos se esgrimen posibles casos de dumping y de insustentabilidad ambiental. Esto resultaría en abierta contradicción con los análisis que reconocen las ventajas naturales de la región latinoamericana como proveedora de materias primas y biocombustibles (6).

En este contexto, los productores argentinos han podido constatar que las preocupaciones por la sostenibilidad de los biocombustibles se están traduciendo cada vez más en requisitos técnicos y de verificación para acceder a mercados de exportación. En particular, estas exigencias rigen para los exportadores de biocombustibles que desean ingresar al mercado europeo.

8. Marco legal sobre biocombustibles en Argentina

En esta sección se mencionará la legislación relevante referida al sector de los biocombustibles. Es importante tener en cuenta lo relativamente reciente de esta legislación.

El régimen de regulación y promoción de los biocombustibles comenzó con la sanción de la ley 26.093 en el año 2006 (38). El principal cambio introducido por esta norma está dado por el establecimiento del denominado “corte obligatorio” o “mandatory blending”.

Los siguientes son los principales aspectos de la ley.

En su artículo 1° dispone la creación del régimen de promoción para la producción y uso sustentables de biocombustibles en el territorio de la Nación Argentina, estableciendo que el régimen tendrá una vigencia de quince años. El Poder Ejecutivo nacional podrá extender el plazo si lo cree conveniente.

La ley define como biocombustibles al bioetanol, biodiesel y biogás, que se produzcan a partir de materias primas de origen agropecuario, agroindustrial o desechos orgánicos y que cumplan determinados requisitos de calidad.

El artículo 2° indica que la autoridad de aplicación de la presente ley será determinada por el Poder Ejecutivo nacional. El decreto reglamentario 109/2007 establece como la autoridad de aplicación a la Secretaría de Energía, excepto para cuestiones de índole tributario y/o fiscal, para las cuales el rol de autoridad de aplicación lo cumplirá el Ministerio de Economía. El artículo 3° crea la Comisión Nacional Asesora para la Promoción de la Producción y Uso Sustentables de los Biocombustibles, cuya función será la de asistir y asesorar a la autoridad de aplicación. Dicha Comisión estará integrada por un representante de cada uno de los siguientes organismos nacionales: Secretaría de Energía, Secretaría de Agricultura, Ganadería, Pesca y Alimentos, Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable, Secretaría de Hacienda, Secretaría de Política Económica, Secretaría de Comercio, Industria y de la Pequeña y Mediana Empresa, Secretaría de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva, y Administración Federal de Ingresos Públicos y todo otro organismo o instituciones públicas o privadas —incluidos los Consejos Federales con competencia en las áreas señaladas— que pueda asegurar el mejor cumplimiento de las funciones asignadas a la autoridad de aplicación.

Algunas de las funciones de la autoridad de aplicación son:

- a) Promover y controlar la producción y uso sustentables de biocombustibles.
- b) Establecer las normas de calidad a las que deben ajustarse los biocombustibles.
- c) Establecer los requisitos y condiciones necesarios para la habilitación de las plantas de producción y mezcla de biocombustibles, resolver sobre su calificación y aprobación, y certificar la fecha de su puesta en marcha.
- d) Establecer los requisitos y criterios de selección para la presentación de los proyectos que tengan por objeto acogerse a los beneficios establecidos por la presente ley, resolver sobre su aprobación y fijar su duración.

- e) Realizar auditorías e inspecciones a las plantas habilitadas para la producción de biocombustibles a fin de controlar su correcto funcionamiento y su ajuste a la normativa vigente.
- f) Realizar auditorías e inspecciones a los beneficiarios del régimen de promoción.
- g) Aplicar las sanciones que correspondan de acuerdo a la gravedad de las acciones penadas.
- h) Determinar y modificar los porcentajes de participación de los biocombustibles en cortes con gasoil o nafta.
- i) Crear y llevar actualizado un registro público de las plantas habilitadas para la producción y mezcla de biocombustibles, así como un detalle de aquellas a las cuales se les otorguen los beneficios promocionales establecidos en el presente régimen.
- j) Firmar convenios de cooperación con distintos organismos públicos, privados, mixtos y organizaciones no gubernamentales.
- k) Publicar periódicamente precios de referencia de los biocombustibles.
- l) Ejercer toda otra atribución que surja de la reglamentación de la presente ley a los efectos de su mejor cumplimiento.

El aspecto central de la ley en lo que a este trabajo refiere reside en los artículos 7° y 8°, los cuales establecen el mezclado de biocombustibles con combustibles fósiles. El primero de ellos indica que todo combustible líquido caracterizado como gasoil o diesel oil que se comercialice dentro del territorio nacional, deberá ser mezclado con biodiesel, en un porcentaje del cinco por ciento (5%). La Autoridad de Aplicación tiene sin embargo la atribución de aumentar el citado porcentaje, cuando lo considera conveniente en función de la evolución de las variables de mercado interno, o bien disminuir el mismo ante situaciones de escasez fehacientemente comprobadas.

El artículo 8° establece idénticas condiciones que el artículo 7°, pero en este caso referidas a la nafta y el bioetanol.

En la industria de los biocombustibles, se puede diferenciar a los productores en dos grandes categorías.

Por un lado, se encuentran aquellos productores “integrados”, es decir que controlan todo el proceso, desde la producción o acopio de la materia prima, pasando por el procesamiento y la obtención de la materia prima base para obtener el biocombustible y los “no integrados” aquellos que dependen de terceros al grupo económico para la obtención de la materia prima principal.

El capítulo II de la ley versa sobre el régimen promocional. El artículo 13° establece que todos los proyectos de radicación de industrias de biocombustibles, gozarán de los beneficios que se prevén en la ley, en tanto y en cuanto:

- Se instalen en el territorio de la Nación Argentina.
- Sean propiedad de sociedades comerciales, privadas, públicas o mixtas, o cooperativas, constituidas en la Argentina y habilitadas con exclusividad para el desarrollo de la actividad promocionada por esta ley, pudiendo integrar todas o algunas de las etapas industriales necesarias para la obtención de las materias primas renovables

correspondientes. La autoridad de aplicación establecerá los requisitos para que las mismas se encuadren en las previsiones del presente artículo.

- Su capital social mayoritario sea aportado por el Estado nacional, por la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, los Estados Provinciales, los Municipios o las personas físicas o jurídicas, dedicadas mayoritariamente a la producción agropecuaria.
- Estén en condiciones de producir biocombustibles cumpliendo las definiciones y normas de calidad establecidas y con todos los demás requisitos fijados por la autoridad de aplicación, previos a la aprobación del proyecto por parte de ésta y durante la vigencia del beneficio.
- Hayan accedido al cupo fiscal establecido en el artículo 14 de la presente ley y en las condiciones que disponga la reglamentación.

El artículo 14° por su parte, indica que el cupo fiscal total de los beneficios promocionales se fijará anualmente en la respectiva ley de Presupuesto para la Administración Nacional y será distribuido por el Poder Ejecutivo nacional, priorizando los proyectos en función de los siguientes criterios:

- Promoción de las pequeñas y medianas empresas.
- Promoción de productores agropecuarios.
- Promoción de las economías regionales.

A los efectos de favorecer el desarrollo de las economías regionales, la autoridad de aplicación podrá establecer cuotas de distribución entre los distintos proyectos presentados por pequeñas y medianas empresas, aprobados según lo previsto en los artículos 6° y 13, con una concurrencia no inferior al veinte por ciento (20%) de la demanda total de biocombustibles generada por las destilerías, refinerías de petróleo o aquellas instalaciones que hayan sido debidamente aprobadas por la Autoridad de Aplicación para el fin específico de realizar la mezcla con derivados de petróleo previstas para un año.

Los artículos 17°, 18° y 19° del decreto reglamentario 109/2007 especifican con mayor grado de detalle cuales son las condiciones que debe cumplir un proyecto para ser incluido en el régimen de promoción. La resolución 1293/08 de la SE establece el mecanismo de selección, aprobación y orden de prioridades de proyectos de producción de bioetanol, mediante el cual se otorgarán los beneficios promocionales del régimen de regulación y promoción para la producción y uso sustentables de biocombustibles.

Si bien la ley no realiza una discriminación por productores integrados y no integrados, esta discriminación se realiza de hecho a través de la potestad que el artículo 14° le otorga a la autoridad de aplicación para distribuir una cuota de la producción entre las empresas pequeñas y medianas. Esto favorece a los pequeños proyectos, ya que al tener una demanda asegurada, pueden conseguir un mejor acceso al financiamiento para desarrollar los proyectos. Las firmas integradas, poseen mayores recursos financieros para hacer frente a las inversiones necesarias.

Los principales beneficios promocionales que establece la ley son los siguientes:

- Impuesto al Valor Agregado e Impuesto a las Ganancias: Los beneficiarios del Régimen de Promoción podrán obtener la devolución anticipada del IVA, o alternativamente, practicar en el impuesto a las ganancias la amortización acelerada de los bienes u obras de infraestructura incluidos en el proyecto de inversión.
- Los bienes afectados a los proyectos aprobados por la autoridad de aplicación, no integrarán la base de imposición del impuesto a la ganancia mínima presunta, a partir de

la fecha de aprobación del proyecto respectivo y hasta el tercer ejercicio cerrado, inclusive, con posterioridad a la fecha de puesta en marcha.

- El biodiesel y el bioetanol no estarán alcanzados por la tasa de infraestructura hídrica, por el impuesto sobre los combustibles líquidos y el gas natural, por el impuesto denominado "Sobre la transferencia a título oneroso o gratuito, o sobre la importación de gasoil", así como tampoco por los tributos que en el futuro puedan sustituir o complementar a los mismos.
- La ley establece un régimen sancionatorio para quienes infrinjan las disposiciones establecidas por la misma.

Por último, la ley invita a las Legislaturas provinciales y de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires a que adhieran al régimen sancionando leyes dentro de su jurisdicción que tengan un objeto similar. En este sentido, las principales provincias agropecuarias de la Argentina, Buenos Aires (39), Córdoba (40) y Santa Fe (41) sancionaron leyes (13.719/07, 9.397/07 y 12.692/06 respectivamente) adhiriéndose a la Ley 26.093/06 y estableciendo exenciones impositivas a nivel provincial a aquellos proyectos de biocombustibles que se instalen en sus respectivas jurisdicciones.

A fines del 2007 se promulgó la ley 26.334 (38), que aprueba un régimen para la promoción del bioetanol. Esta ley está destinada al sector azucarero.

En la tabla VII se enumeran las principales resoluciones referidas a los biocombustibles que se dictaron desde el 2007 a la fecha (38).

Tabla VII: Normativa		
Fecha Publicación	Número/Dependencia	Descripción
18-nov-08	Resolución 1293/2008 SE	Proyectos de Producción de Bioetanol - Mecanismo de Selección, Aprobación y Orden de Prioridades
	Resolución 1294/2008 SE	Precio de Adquisición del Bioetanol - Determinase Procedimiento
	Resolución 1295/2008 SE	Especificaciones de Calidad Bioetanol
	Resolución 1296/2008 SE	Condiciones Mínimas en Plantas de Elaboración, Almacenamiento y Mezcla de Biocombustibles
15-oct-09	Resolución 712/2009 SE	Realización de Contratos de Abastecimiento - Habilitase
23-oct-09	Resolución 733/2009 SE	Pautas Especificas para el Abastecimiento del Mercado de Combustibles
08-feb-10	Resolución 6/2010 SE	Biodiesel - Especificaciones de Calidad
09-feb-10	Resolución 7/2010 SE	Acuerdo de Abastecimiento de Biodiesel para su Mezcla con Combustibles Fósiles - Ratificación
30-nov-10	RG 2972/2010 AFIP	Procedimiento - Producción y Uso Sustentables de Biocombustibles
13-dic-10	RG 2986/2010 AFIP	Producción y Uso Sustentables de Biocombustibles - Régimen IVA
10-ago-12	Resolución Conjunta 438/2012 MECON	Registro de Operadores de Soja Autorizados y Unidad Ejecutiva Interdisciplinaria de Monitoreo
	Resolución Conjunta 1001/2012 MINPLAN	
	Resolución Conjunta 269/2012 MI	
12-ago-13	Resolución 449/2013 SE	Acuerdo para la Compensación de Dif. Precio de Biodiesel

Esta política de promoción a la producción de biocombustibles se vio fuertemente afectada en agosto del 2012, cuando a través del decreto 1339/12 (38) se eliminaron los reintegros a la exportación de biodiesel y se aumentaron las retenciones a las exportaciones del 20% al 32%. Paradójicamente, el decreto sostiene en uno de sus considerandos que “la promoción de la elaboración de biocombustibles constituye una política adecuada para profundizar el proceso de reindustrialización y diversificación productiva impulsado desde 2003 en adelante”. Esta medida fue nefasta para la actividad (sumada a problemas para el ingreso de biocombustibles a la UE), y las exportaciones descendieron de forma considerable. Esto llevó a que en el mes de septiembre a través del decreto 1719/12 se estableciera un sistema de retenciones móviles que tiene como base la siguiente fórmula:

$$DE (\%) = \left(\frac{PR - CRCTE}{CRCTE} \right) * 100$$

Donde:

DE: Alícuota del derecho de exportación.

CRCTE: Costos totales más retorno sobre el capital total empleado.

PR: Precio de referencia.

9. Biodiesel

El biodiesel es un combustible elaborado a partir de aceites vegetales comestibles (nuevos o usados), aceites no comestibles, grasas animales y alcoholes de cadena corta. El biodiesel se puede obtener a partir de aceite de soja, palma, girasol, cártamo, maní, colza, lino, tung, jojoba, algodón, palma, ricino, jatropha y micro algas, como también a partir de grasa de pollo, vaca, cerdo, pescado, etc. Con la salvedad de la soja, ninguno de los otros cultivos mencionados alcanza en nuestro país una masa crítica significativa como para hacer frente a los desafíos que plantea la dinámica de importación de gasoil en la que Argentina se encuentra inmersa. Es decir, coordinar la producción en escala de cualquiera de los otros cultivos para que desarrollen una producción que supla a la soja llevará tiempo y requerirá del esfuerzo del estado y de las instituciones del sector privado.

Dado que la totalidad del biodiesel producido en territorio nacional se obtiene a partir de aceite de soja (debido a su alta disponibilidad), se tomó la decisión de analizar la producción del biodiesel a partir de esta materia prima. Esto no implica el descarte de ninguna de las otras materias primas mencionadas en el párrafo anterior. El análisis de las características de dichos cultivos y de los motivos por los cuales su producción no se desarrolló o incentivó en nuestro país, exceden el alcance de este trabajo.

Durante las últimas cuatro décadas, en nuestro país se han incrementado tanto el área sembrada por oleaginosas (por el avance de la frontera agrícola) como la productividad por hectárea. La soja, seguida por el girasol, son los cultivos oleaginosos que concentran más del 97% del área sembrada y casi la totalidad de los volúmenes producidos (42).

El sistema de producción agropecuario argentino es uno de los más eficientes del mundo. En el país, la agricultura sustentable implica un círculo virtuoso que integra siembra directa (que permite ahorrar hasta un 66% el uso de combustible), rotación de cultivos, gestión integrada de pesticidas, herbicidas e insecticidas, recuperación de los nutrientes y uso racional y profesional de las maquinarias agrícolas. Este círculo, en su conjunto, conforma las llamadas “Buenas Prácticas Agrícolas” (GAP, por sus siglas en inglés). Este sistema representa un aporte importante en materia de secuestro de carbono y reposición natural de nutrientes, evitando el agotamiento de los suelos. Las GAP permiten conciliar dos objetivos en apariencia opuestos: maximizar la producción, y a la vez implementar prácticas agrícolas sustentables a nivel ambiental, que sean socialmente aceptables y que promuevan un uso eficiente de la energía. En el caso particular de la soja, no se puede dejar de mencionar que al ser una leguminosa con la capacidad de fijar nitrógeno del aire a través de un proceso simbiótico realizado por rizobios en sus raíces, reduce significativamente la necesidad de utilizar fertilización nitrogenada, uno de los insumos más energéticamente costosos del cultivo de granos, mejorando así su balance energético.

Como resultado de este proceso, los volúmenes producidos se han cuadruplicado en las últimas cuatro décadas, y la soja, por su alto grado de adaptación y rentabilidad se ha transformado en el cultivo por excelencia de la zona central argentina. En principio la soja se instaló en una zona históricamente dedicada al maíz, siendo utilizada en rotación con el trigo. Actualmente, los elevados precios internacionales y el significativo incremento en la productividad han llevado a la expansión de la frontera agrícola de este cultivo hacia zonas no tradicionales como Chaco y Salta, entre otras.

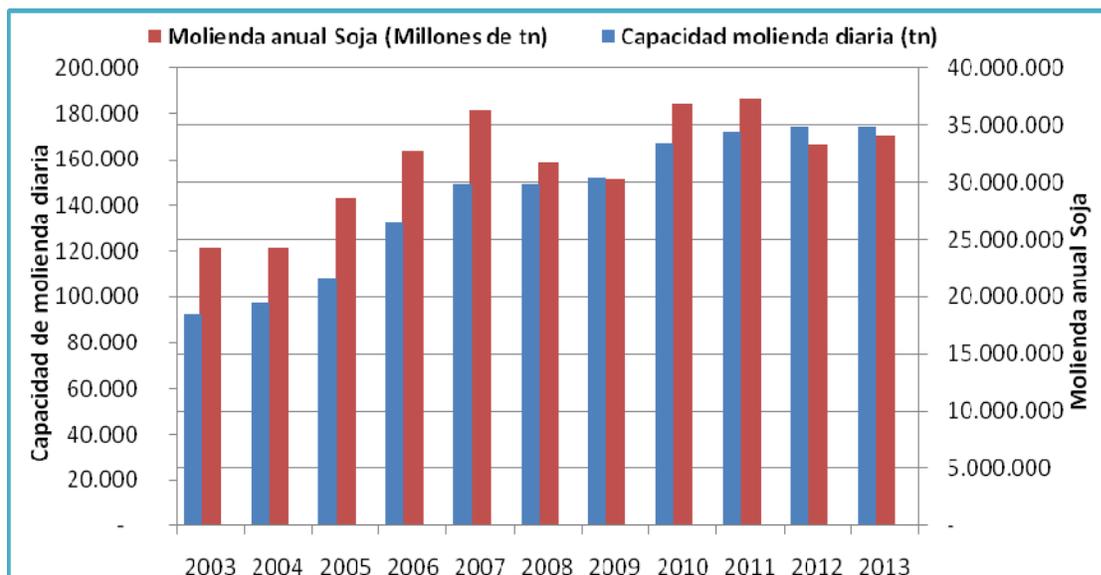
Si bien la industria de procesamiento de oleaginosas tiene una larga historia en nuestro país, abarcando productos tradicionales como el girasol, maní, germen de maíz, tung, algodón, lino, cártamo, tártago etc, fue durante los últimos veinte años cuando la industria argentina

procesadora de oleaginosas incorporó mayoritariamente la soja al abanico de productos primarios procesados, aumentando en más de tres veces la capacidad de molienda de granos. La industria del crushing argentina se encuentra concentrada en pocas empresas que operan en gran escala, la mayoría de ellas son multinacionales. Éstas son además las principales acopiadoras de grano del país, característica que les otorga el control sobre el mercado de exportación. Se destacan Cargill, Bunge, Dreyfus, Molinos, Aceitera General Deheza y Vicentín, entre otros.

La capacidad nacional de molienda de oleaginosas también se encuentra fuertemente concentrada geográficamente. La zona de San Lorenzo, en la provincia de Santa Fe, se ha convertido en el principal polo de crushing oleaginoso nacional. Tanto la cercanía a los insumos, como las instalaciones portuarias sobre el río Paraná y la infraestructura de acopio y transporte ferroviario, han contribuido a generar un nodo productivo que concentra alrededor del 80% de la capacidad de procesamiento de oleaginosas a nivel nacional. Le siguen en importancia la provincia de Buenos Aires y Córdoba.

En la figura X se representa la evolución de la industria del crushing en los últimos años.

Figura X: Evolución molienda y capacidad de molienda

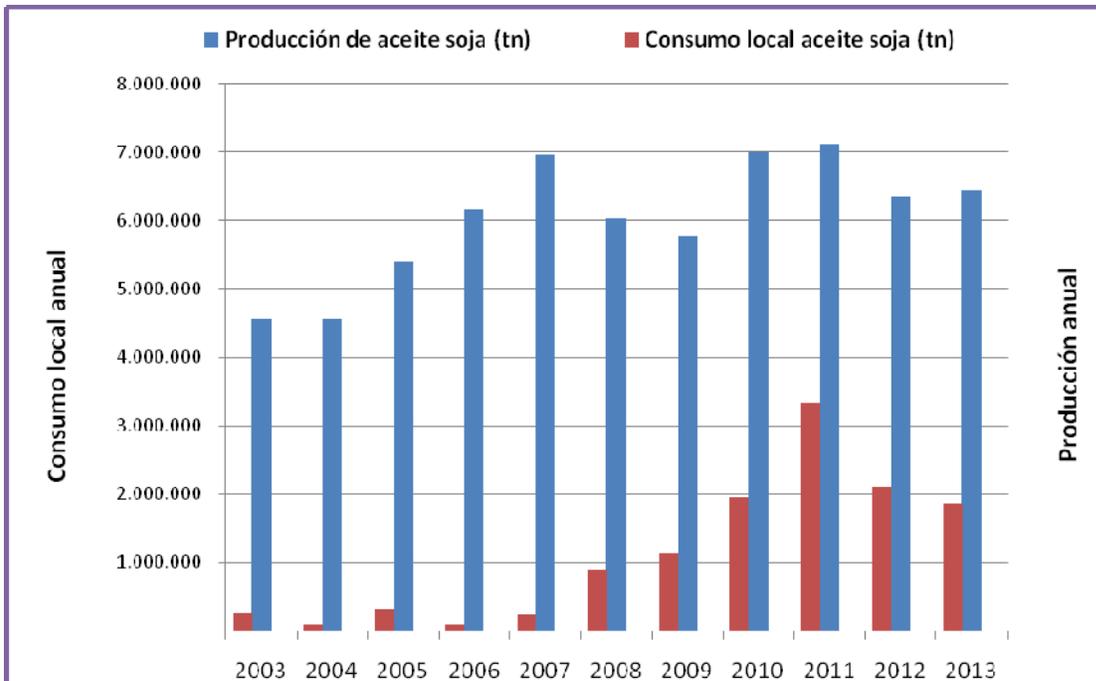


Fuente: Elaboración propia en base a datos de CIARA y MINAGRI (36, 43)

Se puede apreciar el sostenido crecimiento (aunque estancado en los últimos 4 años) que experimentó la capacidad de procesamiento de oleaginosas en nuestro país. El record de soja procesada se obtuvo durante el año 2011, cuando se industrializaron aproximadamente 37,3 millones de toneladas de la oleaginosa. Del 100% de soja procesada, alrededor del 80% es materia proteica y lo restante es materia oleica. Casi el 90% de la producción mencionada, tanto de aceites como pellets y expellers, tiene como destino el mercado externo.

El avance de la soja en Argentina ha sido acompañado por una mayor agregación de valor en la cadena, producto del crecimiento de la proporción de porotos transformados en aceite y harina principalmente. La figura XI muestra gráficamente la evolución de la producción de aceite de soja y el consumo interno del mismo. La mayor producción y consumo local de aceite se alcanzó en el año 2011, con aproximadamente 7,1 y 3,3 millones de toneladas respectivamente.

Figura XI: Producción y consumo local de aceite de soja



Fuente: Elaboración propia en base a datos de CIARA, MINAGRI y USDA (36, 43, 44).

Para la industria aceitera, el biodiesel constituye un claro caso de sinergia. No es casualidad que la Argentina posea una de las industrias de biodiesel más modernas del mundo. El 85% de las plantas se ubican en la provincia de Santa Fe, especialmente en las localidades de Puerto General San Martín, San Lorenzo y Rosario. En la [tabla VIII](#) se muestra la evolución de la capacidad instalada del biodiesel, y las cantidades que se destinan tanto al mercado interno como a la exportación.

Mercado del biodiesel	2008	2009	2010	2011	2012
Producción	712.000	1.179.000	1.815.000	2.427.000	2.029.000
Exportación	680.000	1.148.000	1.325.000	1.625.000	1.299.900
Corte	-	-	554.000	739.500	637.000
Capacidad instalada	1.200.000	1.500.000	2.000.000	3.000.000	4.300.000
Generación eléctrica	-	-	-	69.000	65.517

Fuente: + Renovables 2012/2013 (45).

La República Argentina se ha insertado como un jugador competitivo a escala mundial (productor y exportador) del mercado del biodiesel de soja, completando el encadenamiento natural de agregado de valor a su ventaja comparativa como primer exportador mundial de aceites y harinas proteicas. El desarrollo de fuentes de energías renovables como el biodiesel argentino ha sido la respuesta racional al doble paradigma de la hora: el reemplazo parcial de energía fósil/no renovable y la respuesta a los efectos colaterales de esas fuentes de energía hacia el medio ambiente.

La tabla IX contiene el listado de compañías productoras de biodiesel en Argentina.

Tabla IX: Compañías productoras de biodiesel				
GRANDE	GRANDE NO INTEGRADA	MEDIANA	PEQUEÑA	EN ESTADO DE CONTINGENCIA
Molinos	Explora	Aripar	BH Biocombustibles	Viluco
Vicentin	Patagonia	Cremer	Hector A. Bolzán	
Cargill	Unitec	Enresa	Colalao del Valle	
Dreyfus		San Antonio	Soyenergy	
T6 Industrial		Maikop	Prochem Bio	
Renova		Diaser	ERA	
Noble Argentina S.A.		Rosario Bio Energy	New Fuel	
		Biomadero		
		AOM		
		Bio Nogoyá		
		Pampa Bio		
		Diferoil		
		Biobahía S.A		
		Establecimiento el Albardón		
		Bio Ramallo		

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la SE (46).

Sustentabilidad

El balance energético del combustible se puede pensar básicamente como la diferencia entre la energía disponible por unidad de combustible producido y la energía necesaria para su producción. En esta última se incluyen, por ejemplo, la energía asociada a la extracción y/o cultivo de la materia prima, su transporte hasta la biorefinería, la industrialización (transformación) y transporte hasta el uso final. Lo que se debe procurar en este balance es que el impacto ambiental de la producción del biocombustible deseado disminuya respecto al combustible que reemplaza o sea nulo.

Para el balance energético es necesario considerar los efluentes de todo tipo que se pueden originar durante la producción del biocombustible, desde la etapa agrícola hasta su arribo a los centros de distribución. Debe tenerse en cuenta además la contaminación que puede ocasionar la fabricación de los insumos que la producción del biocombustible demanda. Todos estos factores deben tenerse presentes para definir si un proyecto de biocombustibles generará menos impacto ambiental que el producido al elaborarse los combustibles que pueden reemplazarlos o para considerar si resulta necesario estudiar y definir operaciones y/o procedimientos que hagan disminuir ese impacto en el tiempo de vida del proyecto (47).

Es importante también analizar lo que se conoce como Ciclo de Vida (ACV) del proyecto, método de soporte para la toma de decisiones que permite identificar los impactos ambientales vinculados al producto, sus procesos y las actividades asociadas en todas y cada una de sus etapas como sería el cultivo, su cosecha y transporte y todo lo vinculado a las etapas de industrialización y transporte de los combustibles hasta sus lugares de expendio y los efluentes gaseosos que su uso pueda generar. En cada instancia se deben identificar e inventariar todas las entradas y salidas del sistema en estudio para evaluar el consumo de recursos y las emisiones al medio ambiente, determinándose posteriormente los diferentes impactos ambientales de cada etapa. Finalmente, deben definirse las acciones de minimización y de mejoras accesibles, para contar con herramientas que permitan que el balance ambiental sea lo más positivo posible (47).

Si bien, la mayoría de los balances energéticos de los biocombustibles son positivos, se debe destacar la variabilidad de resultados que existe entre ellos (para el mismo biocombustible,

obtenido a partir de una determinada materia prima). Esto se debe principalmente a las diferentes hipótesis que plantean los profesionales antes de comenzar los estudios correspondientes. La descripción del proceso de producción de biodiesel realizada en la [figura XIII](#) se puede tomar como punto de partida para realizar el balance de energía neta en cada etapa del proceso durante el ciclo de vida completo del biodiesel. Si bien el análisis detallado excede el marco de este trabajo, cabe mencionar que se han publicado numerosos estudios sobre esta temática durante los últimos años (42, 47, 48).

Según un estudio realizado por el Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria (INTA) en el 2008 (42), el biodiesel de soja contribuyó a la mitigación de los efectos del cambio climático reduciendo en un 74,9% las emisiones de dióxido de carbono, uno de los principales gases de efecto invernadero (GEI) en comparación con el uso de diesel de origen fósil. Los estudios sobre el balance energético del biodiesel de soja, llevados a cabo también por el INTA establecieron que del total de la energía utilizada para producir el biocombustible, 35 megajoules (MJ) corresponden al biodiesel y 81,75 MJ a material proteico, siempre y cuando se utilice la siembra directa con tecnología de punta. Entonces, incluyendo al subproducto, el balance energético es de 6,48 a 1. Tampoco hay que perder de vista que sólo el 18% de cada poroto de soja se destina a la producción de aceite, y de este último sólo una proporción se destina al biodiesel. Por eso, en el estudio del balance energético hay que considerar que por lo menos el 80% del producto se destina al consumo humano y animal.

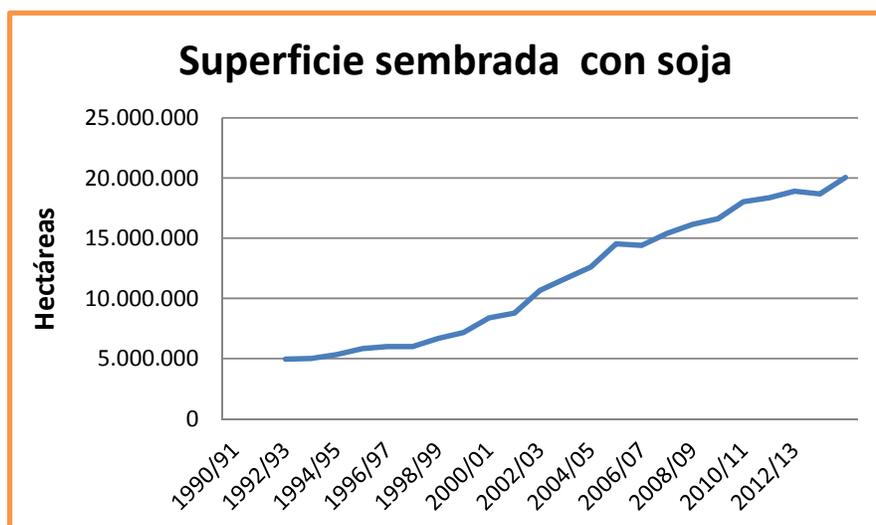
En los últimos años se ha dado un aumento de las aéreas destinadas a la producción sojera. Dicho incremento parece tener dos orígenes:

- Uso de tierras que previamente no se encontraban destinadas a la producción agrícola.
- Expansión sobre áreas destinadas a otros usos agropecuarios.

La ocupación de nuevas tierras ha sido uno de los hechos más marcados de la historia reciente Argentina, especialmente desde mediados de los noventa.

Las mejoras tecnológicas hicieron que áreas que antes no podían utilizarse para la explotación agrícola se encuentren ahora disponibles generando una importante expansión de la frontera agrícola, llegando al noreste y noroeste del país. La [figura XII](#) muestra la expansión del área sembrada con soja en nuestro país.

Figura XII: Evolución superficie sojera



Fuente: Elaboración propia en base a datos MINAGRI (36).

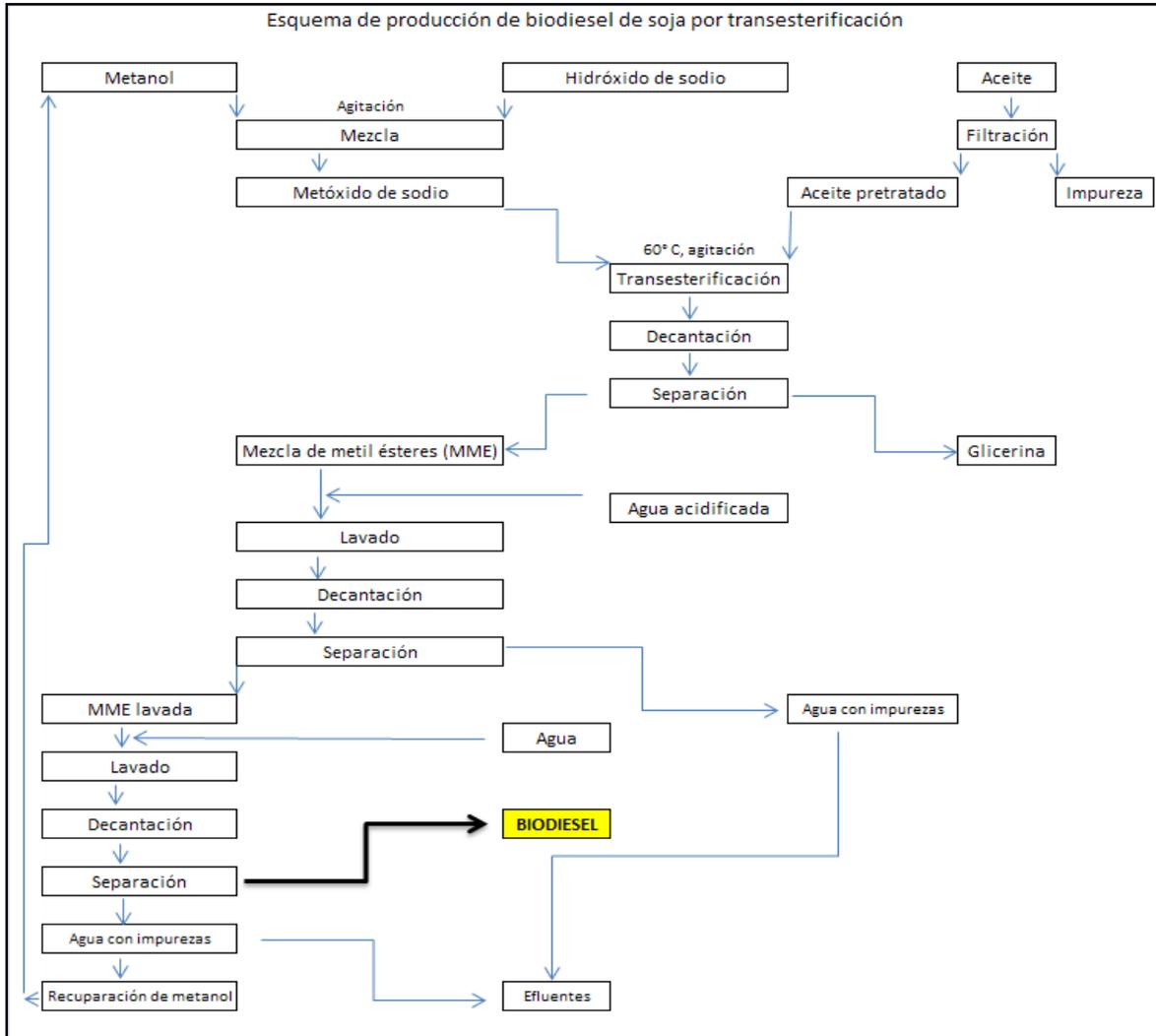
Como se puede apreciar, el área implantada con soja pasó de 4,7 millones de hectáreas en la campaña 1990/91 a superar los 20 millones de hectáreas en la campaña 2012/2013. Sin lugar a duda podemos concluir que existe un crecimiento desde 1990. Durante el último cuarto de siglo hubo una clara tendencia a aumentar el área implantada en las regiones Pampeana, del NOA (noroeste argentino) y del NEA (noreste argentino). Según datos del INTA desde la campaña 1985/86 el incremento en el área implantada en el NOA ha sido mayor a la de la región Pampeana y del NEA. La más alta participación del NOA marca claramente una expansión en la frontera agrícola. Esto puede traer aparejado problemas de presión sobre ecosistemas vulnerables, como por ejemplo el monte santiagueño o la selva de yungas en la provincia de Salta.

Esta expansión del área implantada está en línea con los argumentos que sostienen que las mejoras en las técnicas de producción hicieron posible la expansión de la frontera sobre áreas previamente sin posibilidades de ser utilizadas para producir rentablemente. Tanto en soja como en trigo, el avance sobre el NOA y NEA es evidente. Desde esta perspectiva, la hipótesis de mejoras tecnológicas parece bastante sólida pero no sólo aplicada al cultivo sojero dado que tres de los cuatro cultivos más importantes muestran un avance sobre áreas que antes eran marginales (7). Podemos concluir que si bien la producción sojera ha contribuido a expandir la frontera agrícola no es tan simple poder afirmar que el único factor que explica dicho corrimiento es la soja.

Otro punto a tener en cuenta es la posible correlación entra la expansión de la frontera agrícola en detrimento de áreas históricamente ganaderas potenciada por la amplia diferencia en los márgenes brutos de cada actividad. Si bien en los últimos años hubo una reducción del stock ganadero de alrededor de 10 millones de cabezas, no parece que sólo la siembra de soja sea la responsable, ya que se deben adicionar como factores desencadenantes del proceso de liquidación de vientres a la extrema sequía, los bajos precios del ganado en pie y la excesiva regulación de la exportación cárnica. Otra circunstancia que podría explicar la gran expansión del área sembrada en las últimas décadas, es el sistema de feed lot. En estos sistemas, el ganado se encuentra concentrado en áreas reducidas y recibe como alimentación entre otras cosas, residuos de la industria del crushing sojero (7).

Está claro que el biodiesel tampoco es responsable de la expansión de la frontera sojera ya que se empezó a producir en Argentina desde hace menos de una década. En este aspecto, el estudio realizado en el INTA sobre la industria del biodiesel (42) sostiene que **“en este proceso el biodiesel no parece empujar la producción de soja, sino que la causalidad va en sentido opuesto”**. Es decir, que la industria del biodiesel es un eslabón más de la cadena de valor agrícola y que se desarrolló por la gran disponibilidad de materia prima existente en nuestro mercado. En la figura XIII se puede apreciar un esquema del proceso de producción del biodiesel.

Figura XIII: Proceso de producción del biodiesel de soja



Fuente: Adaptado de OLADE (Organización Latinoamericana de Energía) (49).

Como se puede apreciar en la figura XIII precedente, en el proceso de producción de biodiesel, se recupera el metanol de las aguas con impurezas. Por otra parte, la ley 26.093 (38) establece en su artículo 6° que sólo podrán producir biocombustibles las plantas habilitadas a dichos efectos por la autoridad de aplicación. La habilitación correspondiente se otorgará, únicamente, a las plantas que cumplan con los requerimientos que establezca la autoridad de aplicación en cuanto a la calidad de biocombustibles y su producción sustentable, para lo cual deberá someter los diferentes proyectos presentados a un procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) que incluya el tratamiento de efluentes y la gestión de residuos.

Empleo

No hay que dejar de lado el impacto que esta nueva industria ejerce sobre el mercado laboral. Estimaciones realizadas por el Director Ejecutivo de la Asociación Argentina de Biocombustibles e Hidrógeno (AABH), contador Claudio Molina, indicaban que el desarrollo de la industria del biodiesel había generado 5.000 puestos de trabajo (tanto directo como indirecto) en los primeros años de vigencia del régimen. Dado que la industria del biodiesel posee potencial para seguir creciendo, este número debería incrementarse.

En la tabla X se presentan algunas de las características que integran la matriz FODA del biodiesel de soja.

Tabla X: Matriz FODA del biodiesel de soja	
Fortalezas	Debilidades
Materia prima existente. Agregado de valor en origen. Disponibilidad de tecnología y know how local. Existencia de un marco regulatorio. Competitividad económica. Fortalecimiento de la matriz energética. Magnitud de la industria aceitera instalada.	Altos costos de capital (falta de financiación internacional, altas tasas de interés internas). Dependencia del mercado externo. Dificultades para la importación de algunos insumos (metanol).
Oportunidades	Amenazas
Mercado creciente. Capacidad de incrementar la producción. Necesidad de importación de gasoil. Posibilidad de generación eléctrica.	Shale gas, shale oil. Cambios en el marco regulatorio. Alteraciones del régimen de retenciones. Previsibilidad en el precio a mediano y largo plazo. Demandas antidumping.

10. Bioetanol

El bioetanol es un combustible elaborado a partir de materiales con altos contenidos en azúcares simples (caña de azúcar, sorgo dulce, remolacha azucarera, etc.), materiales con altos contenidos de almidón (maíz, yuca, papa, etc.) y materiales con altos contenidos de celulosa. Con la salvedad de la caña de azúcar y el maíz, ninguno de los otros cultivos alcanza en nuestro país una masa crítica significativa como para hacer frente a los desafíos que plantea la dinámica de importación de naftas en la que Argentina se encuentra inmersa. Es decir, coordinar la producción en escala de cualquiera de los otros cultivos para que desarrollen una producción que supla a la caña de azúcar y al maíz llevará tiempo y requerirá del esfuerzo del estado y de las instituciones del sector privado.

Dado que la totalidad del bioetanol producido en territorio nacional se obtiene a partir de caña de azúcar y maíz, se tomó la decisión de analizar la producción del bioetanol a partir de estas materias primas. Esto no implica el descarte de ninguna de las otras materias primas mencionadas en el párrafo anterior. También cabe hacer mención a los avances que se están produciendo a nivel mundial, en las técnicas para la elaboración industrial de bioetanol a partir de residuos celulósicos. Indudablemente, es hacia donde deberán tender los esfuerzos en el futuro cercano por las evidentes ventajas debido a la alta disponibilidad, bajo costo y no competencia con alimentos.

La descripción del proceso de producción de bioetanol de maíz realizada en la figura XVI, y de caña efectuada en la figura XXI se puede tomar como punto de partida para realizar el balance de energía neta en cada etapa del proceso durante el ciclo de vida completo del bioetanol. Si bien el análisis detallado excede el marco de este trabajo, cabe mencionar que se han publicado numerosos estudios sobre esta temática durante los últimos años (50, 51, 52).

Según los estudios de CIEMAT (Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas), el balance energético de la producción de las mezclas de bioetanol y nafta es tanto mejor cuanto mayor es el contenido de bioetanol en la mezcla mientras que las emisiones de CO₂ y de gases de efecto invernadero son tanto menores cuanto mayor es el contenido de bioetanol en la mezcla (50).

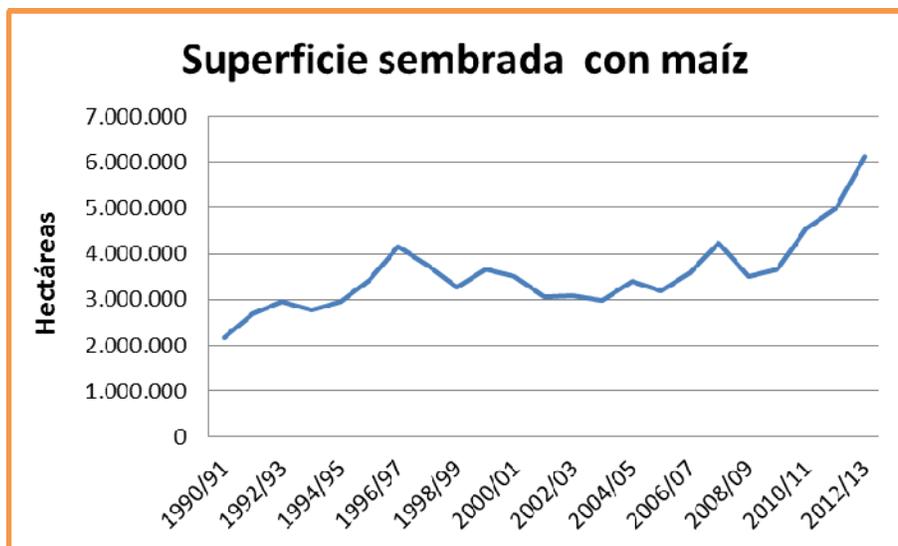
10.1. Bioetanol de maíz

La industria del bioetanol de maíz es una industria extremadamente novel en nuestro país, ya que la primera empresa que elaboró bioetanol de maíz (Bioetanol Rio IV S.A.) comenzó a entregar su producción al mercado durante el mes de septiembre de 2012 (53).

El maíz, al igual que la soja, es un cultivo que si bien expresa todo su potencial de rendimiento en la pampa húmeda, se ha ido expandiendo a gran parte del área agrícola nacional de la mano de la siembra directa (37). El cultivo de maíz es fundamental para la rotación ya que las explotaciones que incluyen maíz en sus planteos productivos obtienen una mayor rentabilidad en el largo plazo por su contribución a la estabilidad de los sistemas de producción, manteniendo la materia orgánica de los suelos para beneficio de los cultivos siguientes. Este papel que cumple el cultivo en el mantenimiento de las funciones del sistema de producción generalmente no es tomado en cuenta cuando sólo se comparan márgenes económicos por cultivo. En este contexto, el cultivo de maíz surge como un eslabón que, integrado a otros, contribuye sustancialmente al funcionamiento y mantenimiento de la calidad de los recursos y al potencial productivo de nuestros suelos. Otros factores que explican la expansión del área maicera son la resistencia a insectos y herbicidas y la mayor disponibilidad de variedades (ciclos cortos, largos, etc.), entre otros.

La figura XIV muestra la expansión del área sembrada con maíz desde la campaña 1990/91 hasta la actualidad. Se puede apreciar que el área creció casi un 185% pasando de aproximadamente 2,16 millones de hectáreas en 1990/91 a 6,13 millones en 2012/13.

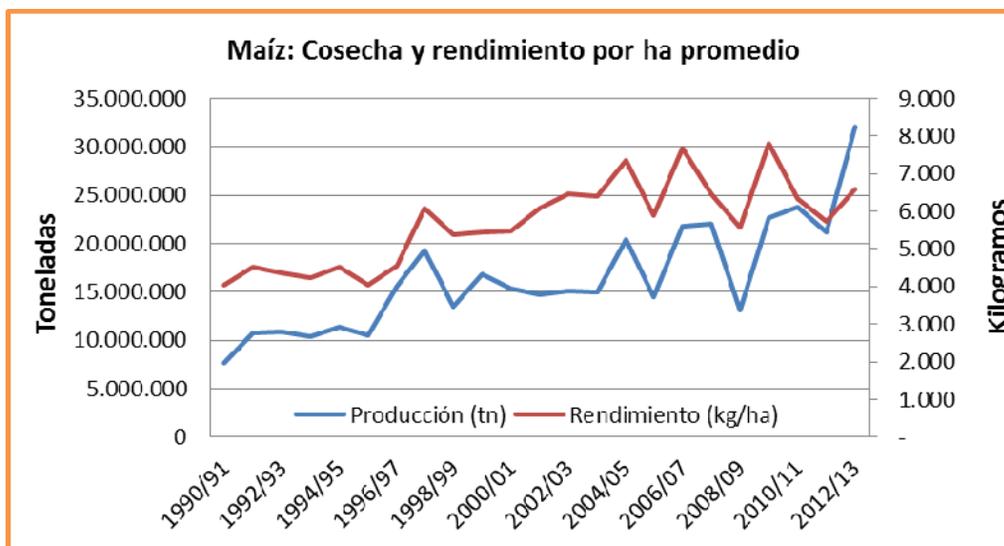
Figura XIV: Evolución superficie maicera



Fuente: Elaboración propia en base a datos MINAGRI (36).

En la figura XV se muestra que la producción de maíz en Argentina alcanzó los 32 millones de toneladas en la campaña 2012/2013, lo que equivale a un crecimiento del 318% si lo comparamos con la cosecha 1990/91 que fue de 7,68 millones de toneladas. En el rendimiento promedio, la suba fue de aproximadamente el 63%, lo que implica que una hectárea sembrada con el cereal que rendía 4.044 kg en 1990/91 pasó a rendir 6.604 kg en 2012/13.

Figura XV: Cosechas y rindes de maíz



Fuente: Elaboración propia en base a datos MINAGRI (36).

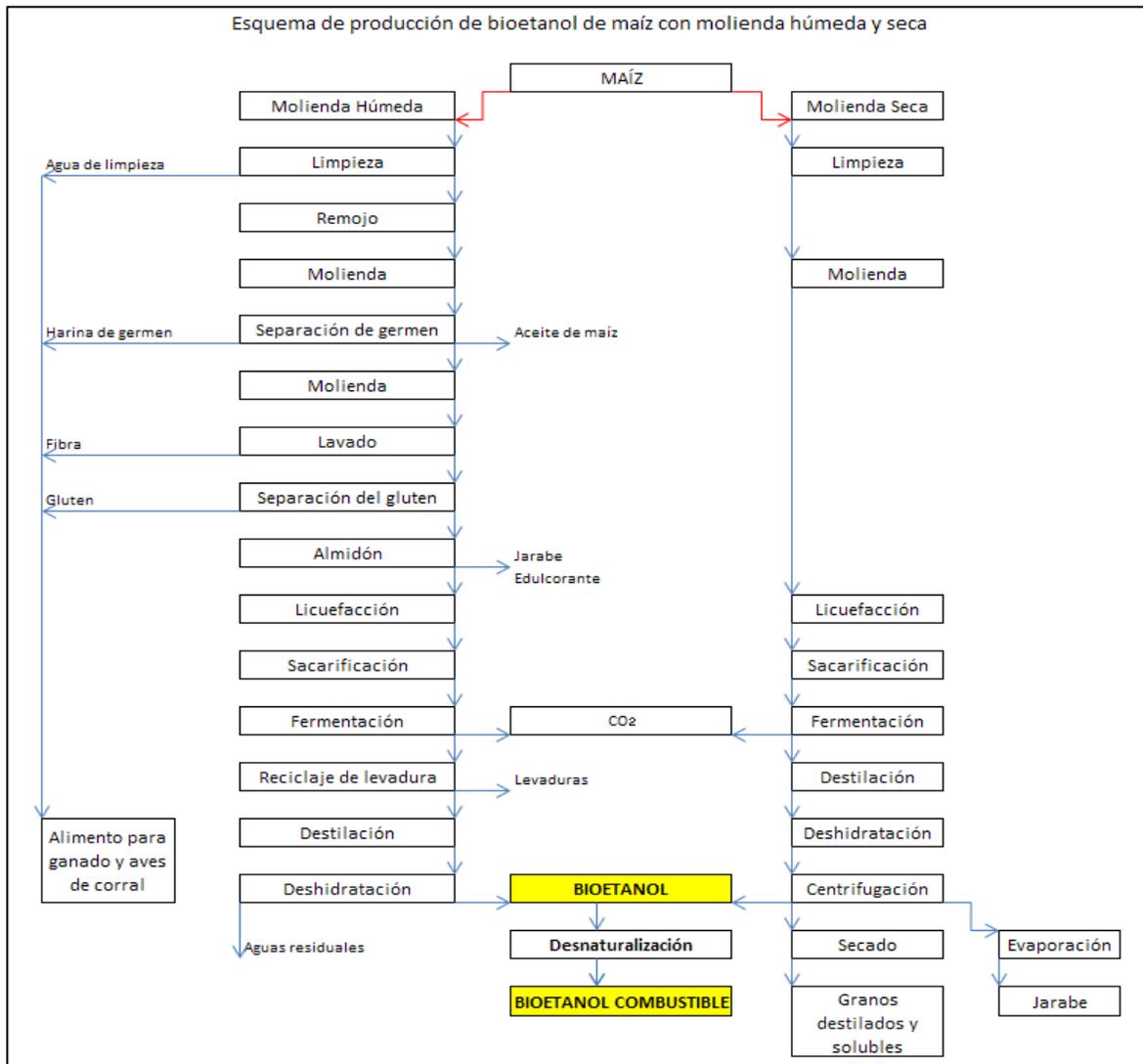
Según estimaciones realizadas por FADA (Fundación Agropecuaria para el Desarrollo de Argentina), para el año 2014, se calcula que las plantas de Bio4 (Bioetanol Rio Cuarto S.A.), Vicentín, ProMaíz, ACA Bio y Diaser estarán produciendo, de manera conjunta alrededor de

484.500 m³ de bioetanol (484.500.000 litros), como consecuencia del procesamiento de 1.453.500 toneladas de maíz (53). Esta industrialización, además de generar agregado de valor, contribuye al desarrollo de las regiones en las cuales se encuentran instaladas dichas plantas, involucrando a una multiplicidad de actores y realizando aportes de diferentes tipos a la sociedad en su conjunto.

Es primordial que el maíz integre el esquema de rotación de cultivos para que el sistema productivo se torne sustentable. Un problema que atenta contra esta práctica es la alta incidencia del costo de los fletes que posee el maíz, lo que hace prácticamente inviable la producción de maíz en lugares alejados de los puertos, ya que transportarlo por camión hasta su lugar de embarque se torna antieconómico. Esta situación cambia si se instala una planta de bioetanol de maíz ya que todos los productores que siembran maíz en esa zona, ven surgir una nueva posibilidad para la comercialización de su producción maicera, lo que redonda en beneficios económicos para ellos al no tener que pagar fletes por camión de más de 1.000 kilómetros y en mejoras en la sustentabilidad del planteo productivo por la posibilidad de rotación.

En la **figura XVI** se puede apreciar el esquema de producción del bioetanol de maíz.

Figura XVI: Proceso de producción del bioetanol de maíz



Fuente: Adaptado del DOE (Department of Energy) (54).

Como se comentó anteriormente, la elaboración de bioetanol a partir de maíz es muy reciente en nuestro país. La tabla XI muestra las empresas productoras, las petroleras consumidoras y los volúmenes entregados.

	2012	2013		
Petrolera/Planta Bioetanol	Bioetanol Río IV SA	Promaiz SA	Bioetanol Río IV SA	Vicentin SA
ESSO	1.820.997	7.318.000	14.809.934	13.358.060
PETROBRAS	599.172	1.924.000	4.366.962	7.441.470
SHELL	5.789.046	6.869.000	19.857.019	5.883.020
YPF	7.022.362	22.977.000	34.050.796	22.010.600
EN.DERIV.DEL PETR.	0	0	152.239	0
OIL COMBUSTIBLES	0	0	2.830.687	3.619.240
Total	15.231.577	39.088.000	76.067.637	52.312.390

Fuente: Cámara de Alcoholes de la República Argentina (55).

La tabla XII expone los principales proyectos de bioetanol de maíz de los que se dispone información. Cabe destacar que los tres proyectos que ya están en funcionamiento y los dos en construcción implicaron en conjunto, una inversión de alrededor de 436 millones de dólares, según datos publicados por FADA (53). Nótese que tanto Bioetanol Río IV SA como Vicentin SA entregaron al mercado más bioetanol que el cupo otorgado por la Secretaría de Energía. Esto se debe a que la demanda de las petroleras fue mayor a la prevista originalmente al momento de entregar los cupos.

Estado	Planta	Localización	Cupo (m³)	Maíz procesado (tn)
Funcionando	Bioetanol Río IV SA	Río IV	50.000	116.279
Funcionando	Vicentín SA	Avellaneda	48.000	111.628
Funcionando	Promaiz SA	Alejandro Roca	135.000	313.953
En construcción	ACA Bio	Villa María	125.000	290.698
En construcción	Diaser	San Luis	82.500	191.860
Con cupo otorgado	Bahía Energías Renovables	Bahía Blanca	100.000	232.558
Con cupo otorgado	Bioteral	Santa Fe	121.000	281.395
Con cupo otorgado	Agroctanos	La Carlota	83.000	193.023
Con cupo otorgado	Biosanfe	Bahía Blanca	100.000	232.558
Con cupo otorgado	Balba Bioenergías	-	105.000	244.186
Con cupo otorgado	Biomadero	La Matanza	50.000	116.279
Sin cupo	Alimentos del Sur	Entre Ríos	80.000	186.047
Sin cupo	Las Lajitas	Salta	50.000	116.279
Sin cupo	Green Pampas	Timbues	450.000	1.046.512

Fuente: + Renovables 2012/2013 (45).

Como se puede apreciar en la tabla XII, hay seis empresas que ya tienen asignados sus cupos pero que aún no se han comenzado a construir. Existen además, otras empresas con proyectos avanzados a la espera de cupo. Si sumamos la producción potencial de todos los proyectos mencionados anteriormente (en funcionamiento y en construcción), la industria del bioetanol de maíz estaría en condiciones de producir 1.600 millones de litros.

Sustentabilidad

La producción de bioetanol de maíz genera como residuos principales una fracción líquida llamada vinaza o stillage (solubles) y una fracción sólida llamada granos de destilería. La vinaza obtenida se somete luego a un proceso de concentración por evaporación llegando a un 40% de materia seca, estando conformada principalmente por azúcares y proteínas solubles, levaduras y la mayor parte del aceite del grano. Los granos de destilería (fracción sólida) están conformados mayormente por partes del grano original no fermentadas en el proceso. Estas dos fracciones se vuelven a unir para formar los granos de destilería húmedos solubles o WDGS por sus siglas en inglés (Wet Distillers Grains Solubles).

Los WDGS contienen más energía y proteínas que el grano de maíz original. Al utilizarse casi la totalidad del almidón (70% del grano) durante la fermentación, se concentra el resto de los nutrientes como el contenido de proteína y de aceite del grano, triplicando los valores originales del mismo. A modo de ejemplo, los WDGS contienen 30% de proteína bruta y 10% de aceite versus 8% y 3% respectivamente que contiene el grano original. Al ser la principal fuente de energía el aceite y la fibra digestible se considera un alimento ideal para dietas de vacas lecheras (45).

Empleo

No hay que dejar de lado el impacto que este nuevo eslabón de la cadena de valor del maíz ejercerá sobre el mercado laboral. En el estudio elaborado por FADA (53), se sostiene que el desarrollo de la industria del bioetanol de maíz tomando las 5 primeras plantas de la [tabla XII](#), genera 2.310 empleos en el sector primario, 640 puestos industriales directos y 1.930 puestos industriales indirectos, lo que contabiliza un total de aproximadamente 5.000 empleos.

En la [tabla XIII](#) se presentan algunas de las características que integran la matriz FODA del bioetanol de maíz.

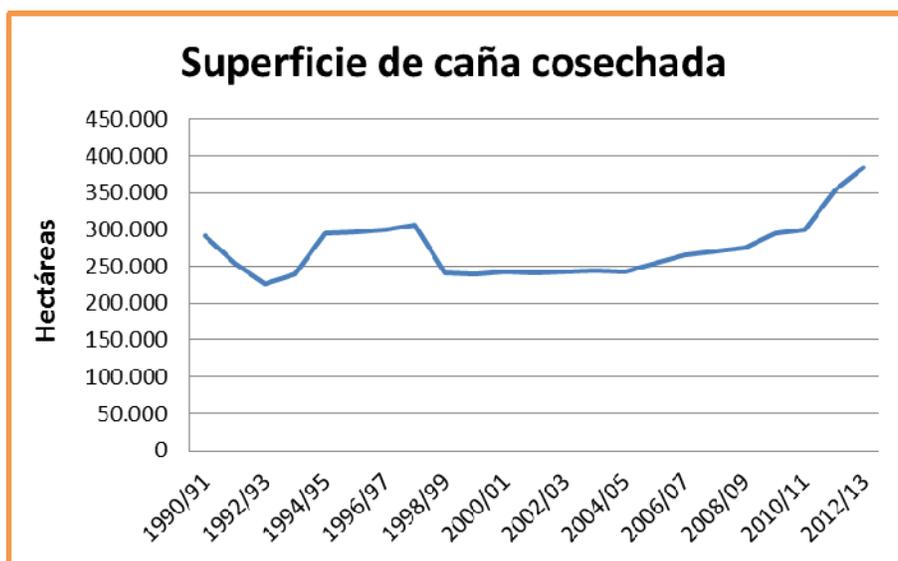
Fortalezas	Debilidades
Materia prima existente. Agregado de valor en origen. Costos de los fletes. Disponibilidad de tecnología y know how local. Disponibilidad de un marco regulatorio. Competitividad económica. Fortalecimiento de la matriz energética. Subproducto demandado para alimentación animal.	Alta necesidad de capital inicial. Falta de financiación internacional, altas tasas de interés internas. Alta participación del maíz en los costos de producción.
Oportunidades	Amenazas
Mercado creciente. Necesidad de importación de naftas. Demanda creciente de proteínas animales por transición dietaria en Asia (demanda de subproductos).	Shale gas, shale oil. Cambios en el marco regulatorio. Volatilidad del mercado mundial de maíz.

10.2. Bioetanol de caña de azúcar

Hasta 2012 el 100% del bioetanol que se producía en Argentina provenía de la caña de azúcar. Su producción se concentra en el NOA (Tucumán: 70%, Salta y Jujuy: 30%) y su destino principal no era su uso como combustible sino el abastecimiento de las industrias de alimentos, bebidas, cosméticos y agroquímicos (55). Con el objetivo de cumplir con el corte obligatorio establecido por la ley 26.093/06, a partir del año 2009 se comenzó a destinar bioetanol proveniente de la caña de azúcar al mercado petrolero.

La [figura XVII](#) muestra la evolución de la superficie cosechada de caña de azúcar desde el año 1990 hasta el 2013.

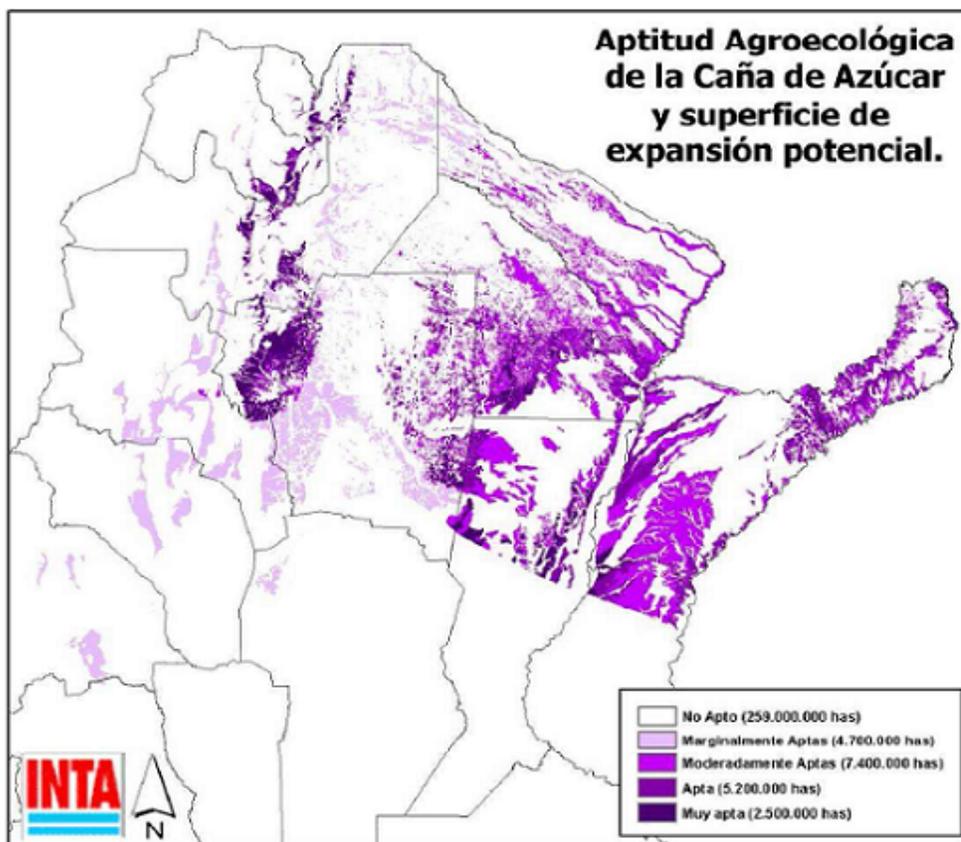
Figura XVII: Evolución área cañera



Fuente: Elaboración propia en base a datos MINAGRI y Centro Azucarero (36, 56).

El INTA a través de su Programa Nacional de Bioenergía generó un Atlas Nacional de Cultivos Bioenergéticos, estableciendo la potencialidad de cada zona teniendo en cuenta criterios de sustentabilidad agroecológica, económica, ambiental y social. Mediante la utilización de sistemas de información geográfica y herramientas de análisis espacial se logró construir una serie de mapas en los que se distinguen zonas con grados de aptitud diferenciados para cada uno de los cultivos, en los que se consideran factores climáticos y edáficos, y se toman en cuenta las restricciones de uso del suelo tanto por protección jurídica (áreas protegidas o bosques nativos), como por competencia por otros usos (agrícolas o forestales). La [figura XVIII](#) presenta un mapa en donde se indican las áreas con potencial para plantar caña de azúcar.

Figura XVIII: Áreas aptas para plantar caña



Fuente: INTA (57).

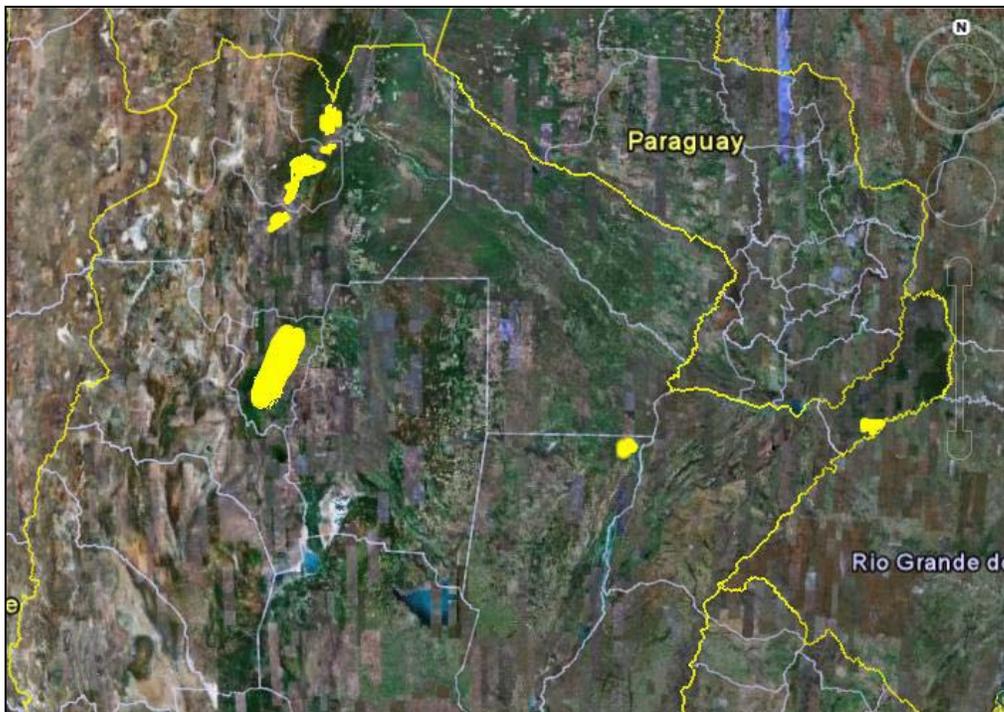
Apreciando la superficie coloreada del mapa superior queda en evidencia que hay un gran sector de la zona norte de nuestro país donde es factible la producción de caña de azúcar. Esto es interesante porque permitiría incorporar opciones productivas para regiones que casualmente son las que más atraso relativo presentan en términos de ingresos económicos respecto al resto del país. En la [tabla XIV](#), se indican las hectáreas que se pueden plantar con caña de azúcar, por provincia. Es decir, que si solo tomamos las áreas muy aptas para la plantación de caña de azúcar, la cantidad de hectáreas plausibles de ser plantadas es de aproximadamente 2.540.000, lo que representa aproximadamente 5 veces más que el área plantada en la campaña 2012/13.

Provincia	Muy apto	Apto	Provincia	Muy apto	Apto
Catamarca	45.000	-	Misiones	-	935.000
Chaco	330.000	1.250.000	Salta	480.000	80.000
Corrientes	40.000	1.125.000	Santa Fe	430.000	435.000
Entre Ríos	50.000	310.000	Santiago del Estero	320.000	815.000
Jujuy	155.000	120.000	Tucumán	690.000	130.000
Total	620.000	2.805.000	Total	1.920.000	2.395.000

Fuente: Elaboración propia en base a datos INTA (57).

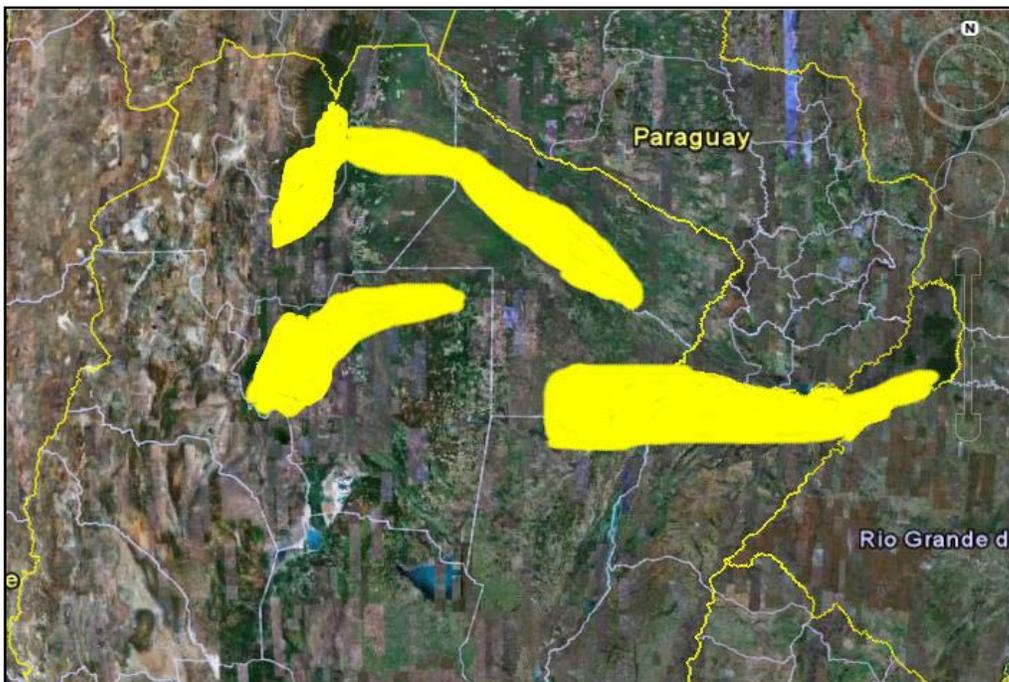
La [figura XIX](#) muestra la extensión territorial actual del cultivo de caña. La [figura XX](#) en cambio, indica las posibilidades de expansión del mismo.

Figura XIX: Áreas actuales de cultivo de caña



Fuente: INTA (57).

Figura XX: Potenciales áreas de expansión

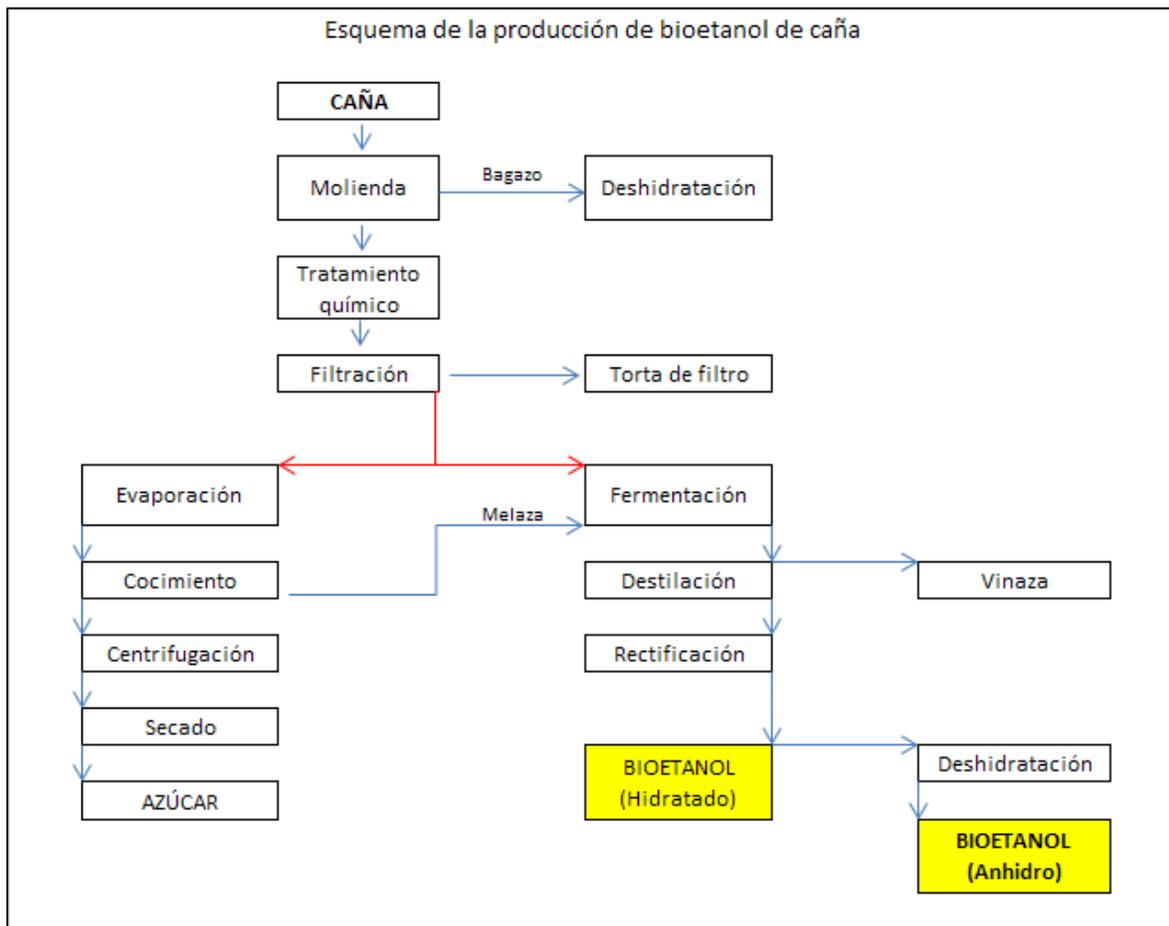


Fuente: INTA (57).

Es importante tener en cuenta que en algunas de las áreas indicadas como agroecológica y ambientalmente aptas para el cultivo, existen situaciones de solapamiento de superficie con otros cultivos aptos para diferentes zonas (soja, tabaco, algodón, sorgo, etc.). Estas situaciones que se dan en paralelo deben resolverse teniendo en cuenta distintos indicadores y su resolución exige por lo tanto un análisis detallado de cada una de las zonas, en los que se debe tener en cuenta los costos de insumos, de labores, rendimientos, logística de comercialización, precios, etc. para definir la rentabilidad neta, que determinará el tipo de cultivo que se desarrolle.

La figura XXI muestra esquemáticamente el proceso de producción del bioetanol de caña.

Figura XXI: Proceso de producción del bioetanol de caña



Fuente: Adaptado de Alconoa (www.alconoa.com.ar).

La tabla XV muestra los volúmenes de bioetanol de caña entregados a la industria petrolera, discriminando año, ingenio proveedor y petrolera compradora.

Tabla XV: Volumen bioetanol de caña de azúcar entregado (litros)					
Ingenio Proveedor/Petrolera	2009	2010	2011	2012	2013
Alconoa SRL					
ESSO		2.329.186	2.710.398	3.884.763	3.808.961
PETROBRAS		1.408.799			
REFINOR		205.368			
SHELL	1.151.147	19.581.674	16.286.482	22.111.848	35.603.403
YPF		21.264.587	19.557.443	20.707.624	18.548.150
Total Alconoa SRL	1.151.147	44.789.614	38.554.323	46.704.235	57.960.514
Bio Ledesma S.A.					
ESSO			5.025.247	7.378.805	10.160.337
PETROBRAS		551.692	1.928.040		
SHELL		1.381.528	7.794.855	8.667.799	12.034.121
YPF		3.648.890	26.873.823	27.355.747	33.418.951
EN.DERIV.DEL PETR.			759.913	1.099.711	1.651.088
OIL COMBUSTIBLES			3.669.041	6.222.643	6.178.009
Total Bio Ledesma S.A.		5.582.110	46.050.919	50.724.705	63.442.506
Bio San Isidro S.A.					
YPF		601.442	3.010.250	5.006.299	9.768.467
Total Bio San Isidro S.A.		601.442	3.010.250	5.006.299	9.768.467
Bio Trinidad S.A.					
YPF		2.983.875	9.588.403	16.611.974	23.294.441
Total Bio Trinidad S.A.		2.983.875	9.588.403	16.611.974	23.294.441
Bioenergía La Corona S.A.					
ESSO	371.693	3.560.908			
PETROBRAS	112.367	427.700			308.533
REFINOR	144.949		34.161		
YPF	884.366	2.750.535	5.145.111	7.810.602	16.861.679
Total B. La Corona S.A.	1.513.375	6.739.143	5.179.272	7.810.602	17.170.212
Bioenergía Santa Rosa S.A.					
ESSO		406.266	3.876.014	7.106.973	8.745.551
PETROBRAS		8.227.303	4.849.512	6.586.592	9.470.969
REFINOR			140.977		
YPF		6.727.035		1.427.051	4.874.111
OIL COMBUSTIBLES					2.028.213
Total B. Santa Rosa S.A.		15.360.604	8.866.503	15.120.616	25.118.844
Cía.Bioenergética La Florida S.A.					
ESSO		7.219.414	2.350.678	1.315.347	9.636.562
PETROBRAS		3.503.060	1.107.590	1.869.237	3.071.425
REFINOR		2.772.301	4.273.069	6.535.825	9.497.113
SHELL					8.445.422
YPF		24.120.743	17.399.466	28.757.109	34.027.669
EN.DERIV.DEL PETR.					108.142
OIL COMBUSTIBLES			1.808.320	3.960.060	5.548.670
GRASTA PETROLEO S.A.			35.001		
Total Cía.B. La Florida S.A.		37.615.518	26.974.124	42.437.578	70.335.003
Río Grande Energía S.A.					
REFINOR			137.025		
SHELL			3.450.411	4.809.236	7.091.208
YPF		1.193.480	6.215.944	6.297.865	9.494.788
Total Río Grande E. S.A.		1.193.480	9.803.380	11.107.101	16.585.996

Ingenio Proveedor/Petrolera	2009	2010	2011	2012	2013
Energías Ecológicas de Tucumán S.A.					
ESSO		771.594	8.535.732	15.125.615	14.054.939
PETROBRAS		1.199.440	2.442.373		
REFINOR			1.324.642		
SHELL			1.726.785	6.136.850	5.235.555
EN.DERIV.DEL PETR.			32.998		
OIL COMBUSTIBLES			2.730.796	3.629.537	2.704.385
Total E. E. de Tucumán S.A.		1.971.034	16.793.326	24.892.002	21.994.879
TOTAL GENERAL	2.664.522	116.836.820	164.820.500	220.415.112	305.670.862

Fuente: Elaboración propia en base a datos provistos por la Cámara de Alcoholes (55).

Como se puede apreciar comparando los valores de la última fila de la tabla precedente, el volumen de bioetanol de caña de azúcar destinado al corte de las naftas pasó de 2,6 millones de litros en 2009 a 305,6 millones de litros en 2013.

Sustentabilidad

En el caso de la agroindustria de bioetanol basada en la caña de azúcar, la totalidad de energía consumida en el proceso se puede proveer por medio de un sistema combinado de producción de calor y electricidad (sistema de cogeneración), instalado en la planta, y utilizando sólo el bagazo como fuente de energía. Efectivamente, en todo el mundo, muchas plantas de azúcar de caña producen gran parte de la energía que necesitan, lo que hace que este tipo de energía sea altamente sustentable. Por otro lado, según un análisis de la Estación Experimental Agropecuaria Obispo Colombes (EEAOC), una variación del orden del 1% en el nivel de la actividad agroindustrial azucarera, provoca una variación del 0,54% en el nivel general de la actividad económica de la provincia, lo que implica un alto impacto en materia de actividad económica en caso de implementar una política que duplique o triplique el área implantada con caña (58).

Uno de los desechos de la producción de bioetanol de caña es la vinaza. Sin la disposición adecuada, este producto es altamente contaminante. La EEAOC trabaja en conjunto con los ingenios en la búsqueda de soluciones a este problema. Una de las opciones es utilizar la vinaza para fertiriego de los campos azucareros. La otra opción es la producir biogás a partir de la fermentación anaeróbica. Este biogás, se quema en la caldera del ingenio.

En la tabla XVI se presentan algunas de las características que integran la matriz FODA del bioetanol de caña de azúcar.

Tabla XVI: Matriz FODA del bioetanol de caña de azúcar	
Fortalezas	Debilidades
Materia prima existente. Agregado de valor en origen. Disponibilidad de tecnología y know how local. Disponibilidad de un marco regulatorio. Competitividad económica. Fortalecimiento de la matriz energética.	Altos costos de capital (falta de financiación internacional, altas tasas de interés internas).
Oportunidades	Amenazas
Mercado creciente. Capacidad de incrementar la producción. Necesidad de importación de naftas.	Shale gas, shale oil. Cambios en el marco regulatorio.

11. Propuesta de corte

En los últimos años, el sector de refinación no ha recibido inversiones significativas. La capacidad instalada ha permanecido prácticamente constante, excepto por el establecimiento de algunas pequeñas destilerías en el interior del país y algunas plantas de conversión. Los principales cambios en la capacidad de refinación se verificaron en las unidades tendientes a obtener una mayor cantidad de derivados intermedios (hidrocraqueo e hidrotratamiento de diesel) y a mejorar la calidad de las naftas (reforming catalítico).

En consecuencia, para acompañar el crecimiento de la demanda de combustibles a partir de la salida de la convertibilidad se ha incrementado la utilización de la capacidad de refinación, encontrándose actualmente cercana al máximo técnico (83,9% es el promedio del índice de utilización de la capacidad instalada desde enero 2013 a julio 2014, del sector de refinación de petróleo según el INDEC (59)).

Adicionalmente, la industria de refinación enfrenta un escenario con menor nivel de producción de crudo, en particular de crudos livianos (mayor ° API), y con condiciones adversas para abastecerse en el mercado internacional. En efecto, el crudo de la cuenca neuquina, que se caracteriza por ser más liviano, ha visto reducida su producción en los últimos años ganando participación el crudo de la cuenca del Golfo San Jorge (de menor ° API). Esto supone una alimentación con crudos cada vez más pesados que limita la capacidad de procesamiento y conversión a destilados medios. En efecto, estos crudos permiten producir mayor proporción de combustibles pesados como fuel oil, utilizado en la generación de electricidad, mientras que los livianos (en especial los extraídos en la cuenca neuquina) son aquellos cuya refinación produce más destilados medios y naftas.

Es por ello que para incrementar la producción local de destilados medios y naftas se necesita importar petróleo liviano o en su defecto importar combustibles terminados. Tanto importar petróleo como combustibles finales implica pagar el precio internacional en lugar del valor al que cotiza en el mercado interno (fijado por la resolución 394/2007 para el caso del petróleo). En este sentido, el 17/01/2014 fue publicada en el Boletín Oficial la resolución 1/2014 adoptada por la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, mediante la cual se estableció el procedimiento para la importación de petróleo crudo liviano que tendrá aplicación hasta enero de 2015, inclusive.

Como se comentó precedentemente, el procedimiento tiene como finalidad inmediata optimizar la utilización de la capacidad del parque de refinación local, generando mayor valor agregado nacional, sustituyendo la importación de naftas, gasoil y fueloil y generando saldo exportable de otros subproductos en los que el país se autoabastece.

El análisis de la oferta y la demanda de combustibles, pone de relieve la falta de alineación entre el mix de demanda y la capacidad de producción. Es decir, el consumo argentino de combustibles es mayor que el que nuestro parque de refinación puede producir, motivo por el cual, se compensan las faltas estacionales con importaciones.

11.1. Naftas

En la tabla XVII se puede apreciar la dinámica de la importación de naftas en el período 2010 - 2013.

Tabla XVII: Importación de naftas*				
	2010	2011	2012	2013
Volumen m ³	140.244	143.029	52.962	378.721
Monto en U\$S	77.169.871	107.650.621	46.251.769	314.923.657
Precio promedio por m ³ (U\$S)	550	753	873	832

Fuente: Elaboración propia en base a datos SE (46). * Nafta grado 1 (común) + nafta grado 2 (súper) + nafta grado 3 (ultra).

Uno de los objetivos de este trabajo apunta mostrar los beneficios económicos que obtendría el país a partir de la decisión política de reemplazar parcialmente la importación de naftas a través de un mayor consumo de bioetanol procesado en el país. Durante el año 2013 se compraron fuera del país aproximadamente 378.000 m³ de naftas por U\$S 315 millones, a un promedio de 31.500 m³ por mes, según las estadísticas de la Secretaría de Energía (46). Eso quiere decir, que durante el año 2013 sólo por ese ítem salieron del país aproximadamente **U\$S 26,25 millones cada 30 días**.

Actualmente, tal como se mencionó en la sección bioetanol de este trabajo, hay nueve ingenios azucareros que producen bioetanol de caña en nuestro país, radicados en el Noroeste Argentino (tabla XV). Además, la plaza local cuenta con 5 destilerías a base de maíz (tabla XII). En consecuencia, la posibilidad de suplir importaciones de nafta elevando el nivel de corte es algo técnicamente factible, ya que existe un volumen de producción de bioetanol significativo para dar el puntapié a una política de sustitución de importaciones de naftas.

Un segundo aspecto a tener en cuenta es la posibilidad de incentivar inversiones en nuevas plantas de elaboración de bioetanol en el interior del país, creando fuentes de trabajo genuinos en la pampa húmeda en el caso del maíz y en el NOA y NEA en el caso de la caña de azúcar.

Un tercer aspecto que favorece el lanzamiento de un programa de estas características es que las terminales automotrices que operan en el mercado local son las mismas que están presentes en el mercado brasilero. Este no es un detalle menor ya que según el “**Anuario 2014 de la industria automovilista brasilera**” publicado por la Asociación Nacional de Fabricantes de Vehículos Automotores (ANFAVEA) (27), durante 2013 se produjeron en Brasil 3.736.629 vehículos de los cuales el 79% (2.950.611) fueron vehículos “flex” que consumen una mezcla de bioetanol y nafta. Este es un dato no menor, ya que cualquier ajuste tecnológico que se deba realizar en el parque automotor argentino para adaptarlo a niveles de corte más elevado será más sencillo de realizar teniendo en cuenta la experiencia y el know how de las terminales automotrices brasileras y de la industria autopartista carioca.

Un último aspecto que no se puede dejar de mencionar, es el referido a la competitividad económica del bioetanol en relación a las naftas.

A través de la ley de presupuesto 26.895 (38) votada en octubre de 2013 se exime del impuesto a los combustibles y de todo otro tributo específico que en el futuro se imponga a dichos combustibles, a las importaciones de naftas grado dos y/o grado tres y su venta en el mercado interno, realizadas durante el año 2014, destinadas a compensar las diferencias entre la capacidad instalada de elaboración de naftas respecto de la demanda total de las mismas. Se autoriza a importar bajo el presente régimen para el año 2014 el volumen de 1.000.000 m³, los que pueden ser ampliados en hasta un 20% conforme la evaluación de su necesidad realizada en forma conjunta por la Secretaría de Hacienda y la Secretaría de Energía (46).

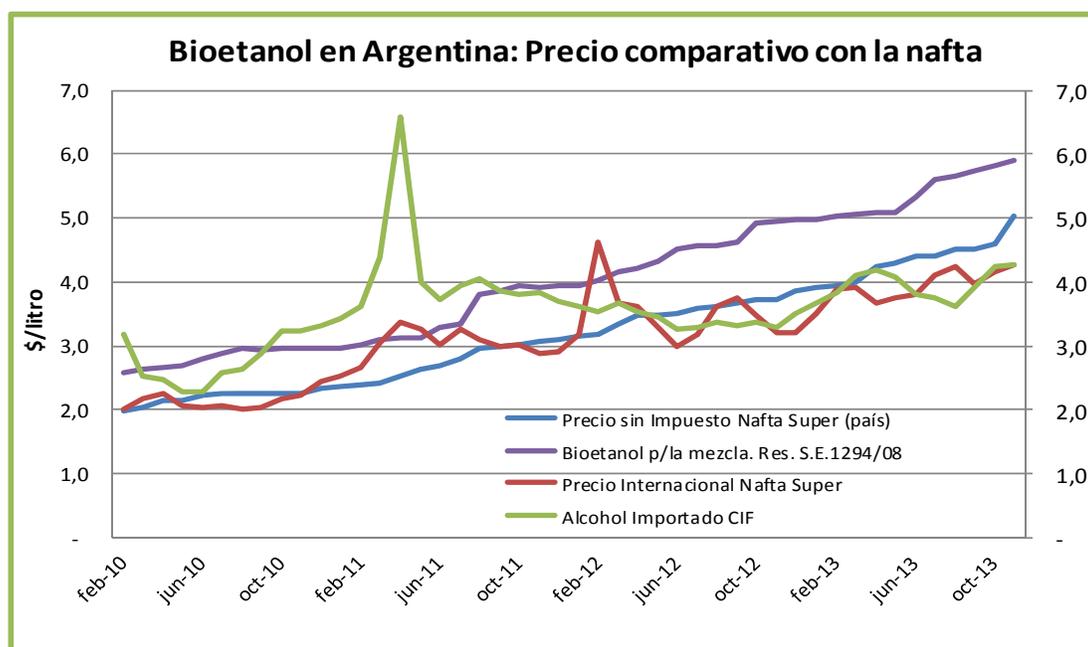
La tabla XVIII muestra la composición del costo de un litro de bioetanol (no se incluyen intereses del capital de trabajo, intereses financieros, impuestos nacionales, provinciales ni municipales).

Tabla XVIII: Análisis de costos de producción bioetanol		
Materias Primas y Gastos	\$ total por litro	%
Maíz (tn)	3,2554	63,83%
Alfa Amilasa (kg)	0,0372	0,73%
Gluco Amilasa (kg)	0,0510	1,00%
Soda (kg)	0,1055	2,07%
Lactrol (kg)	0,0333	0,65%
Urea	0,0365	0,72%
Levadura (kg)	0,0167	0,33%
Hipoclorito	0,0030	0,06%
Energía Eléctrica (MW)	0,1040	2,04%
Gas (m ³) / Fuel Oil (90 días/año)	0,4294	8,42%
Subtotal	4,0720	79,84%
Mano de Obra	0,1762	3,45%
Gastos de Estructura y Mantenimiento	0,3702	7,26%
Amortizaciones	0,4819	9,45%
Subtotal	1,0283	20,16%
Costo Bruto Total	5,1003	100,00%
Recupero Subproducto	0,3793	
Costo Total	4,7210	

Fuente: Elaboración propia en base a datos Maizar (37).

La figura XXII fue elaborada con datos cedidos por el Estudio Montamat & Asociados. En ella se puede apreciar que si bien el precio del bioetanol es mayor que el precio de la nafta en el mercado interno, el precio de la nafta no incluye impuestos (hay que tener presente que más del 40% del valor de venta de la nafta son impuestos).

Figura XXII: Evolución precios bioetanol y naftas



Fuente: Elaboración propia en base a datos de Montamat & Asociados.

11.1.1. Análisis de distintos escenarios.

A continuación se exponen cuatro escenarios de corte de naftas con bioetanol para los próximos siete años. En todos ellos se puede apreciar la estimación de la nafta demandada y producida por las refinerías locales, la cantidad de nafta importada que se necesita para equilibrar oferta con demanda en caso de que no se realice el corte. Por otro lado, se aprecia la cantidad de bioetanol que se demandaría si se toma la decisión política de avanzar con una política de corte, el ahorro en divisas que eso implica y por último las divisas que se seguirían demandando para importar la nafta faltante.

Tabla XIX: Escenario I: corte naftas con 5% bioetanol (m³)

Año calendario	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Demanda nafta estimada (m³)	8.000.000	8.100.000	8.300.000	8.500.000	8.700.000	8.900.000	9.150.000
Nafta producida* (m³)	7.685.882	7.762.741	7.840.368	7.918.772	7.685.882	7.762.741	7.685.882
Importación (m³)	314.118	337.259	459.632	581.228	1.014.118	1.137.259	1.464.118
Costo** (U\$S)	261.203.639	280.446.592	382.205.009	483.317.919	843.285.705	945.683.239	1.217.481.319
Bioetanol necesario (m³)	400.000	405.000	415.000	425.000	435.000	445.000	457.500
Ahorro en divisas (U\$S)	261.203.639	280.446.592	345.091.511	353.406.969	361.722.427	370.037.885	380.432.207
Divisas demandadas (U\$S)	0	0	37.113.498	129.910.950	481.563.279	575.645.354	837.049.112

Tabla XIX: Escenario II: corte naftas con 10% bioetanol (m³)

Año calendario	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Demanda nafta estimada (m³)	8.000.000	8.100.000	8.300.000	8.500.000	8.700.000	8.900.000	9.150.000
Nafta producida* (m³)	7.685.882	7.762.741	7.840.368	7.918.772	7.685.882	7.762.741	7.685.882
Importación (m³)	314.118	337.259	459.632	581.228	1.014.118	1.137.259	1.464.118
Costo** (U\$S)	261.203.639	280.446.592	382.205.009	483.317.919	843.285.705	945.683.239	1.217.481.319
Bioetanol necesario (m³)	800.000	810.000	830.000	850.000	870.000	890.000	915.000
Ahorro en divisas (U\$S)	261.203.639	280.446.592	382.205.009	483.317.919	723.444.854	740.075.770	760.864.415
Divisas demandadas (U\$S)	0	0	0	0	119.840.852	205.607.469	456.616.904

Tabla XIX: Escenario III: corte naftas con 15% bioetanol (m ³)							
Año calendario	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Demanda nafta estimada (m ³)	8.000.000	8.100.000	8.300.000	8.500.000	8.700.000	8.900.000	9.150.000
Nafta producida* (m ³)	7.685.882	7.762.741	7.840.368	7.918.772	7.685.882	7.762.741	7.685.882
Importación (m ³)	314.118	337.259	459.632	581.228	1.014.118	1.137.259	1.464.118
Costo** (U\$S)	261.203.639	280.446.592	382.205.009	483.317.919	843.285.705	945.683.239	1.217.481.319
Bioetanol necesario (m ³)	1.200.000	1.215.000	1.245.000	1.275.000	1.305.000	1.335.000	1.372.500
Ahorro en divisas (U\$S)	261.203.639	280.446.592	382.205.009	483.317.919	843.285.705	945.683.239	1.141.296.622
Divisas demandadas (U\$S)	0	0	0	0	0	0	76.184.697

Tabla XIX: Escenario IV: corte naftas con 20% bioetanol (m ³)							
Año calendario	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Demanda nafta estimada (m ³)	8.000.000	8.100.000	8.300.000	8.500.000	8.700.000	8.900.000	9.150.000
Nafta producida* (m ³)	7.685.882	7.762.741	7.840.368	7.918.772	7.685.882	7.762.741	7.685.882
Importación (m ³)	314.118	337.259	459.632	581.228	1.014.118	1.137.259	1.464.118
Costo** (U\$S)	261.203.639	280.446.592	382.205.009	483.317.919	843.285.705	945.683.239	1.217.481.319
Bioetanol necesario (m ³)	1.600.000	1.620.000	1.660.000	1.700.000	1.740.000	1.780.000	1.830.000
Ahorro en divisas (U\$S)	261.203.639	280.446.592	382.205.009	483.317.919	843.285.705	945.683.239	1.217.481.319
Divisas demandadas (U\$S)	0	0	0	0	0	0	0

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la SE (46).

* Nafta grado 1 (común) + nafta grado 2 (súper) + nafta grado 3 (ultra). Nafta grado 1, 2 y 3 producida en 2013 = 7.609.784 m³ (según datos extraídos de la SE (46)). ** Se supone precios mundiales relativamente estables. Costo promedio del m³ de nafta importada en 2013: 832 U\$S/m³.

Se aprecia que a medida que aumenta el nivel de corte, la necesidad de importación de naftas para suplir el faltante de la industria local va disminuyendo, pero en el único escenario en que no se necesitan importaciones de naftas es en el último, donde el porcentaje de corte es del 20%.

Un segundo aspecto interesante que surge de analizar la tabla anterior es la magnitud del ahorro de divisas generados (aproximadamente 4.300 millones de dólares en el escenario III y 4.400 millones en el escenario IV). A la luz de las dificultades que experimenta nuestro país por la restricción externa (insuficiencia de dólares, caída de reservas y dificultades para acceder al financiamiento interno), impulsar una política de este tipo se torna imprescindible para destinar estas divisas a otras importaciones prioritarias para la economía nacional. Como contrapartida, se verifica la dramática caída en las divisas demandadas por la importación de naftas.

Un tercer aspecto, no menor, es que la industria del bioetanol es generadora de inversiones en el interior del país, con todo lo que ello implica en materia de desarrollo, impulso a las economías regionales, empleo genuino, etc.

Por último, y para matizar las reflexiones anteriores, es necesario reconocer que probablemente el impulso a la industria del bioetanol va a generar en un primer momento una demanda de divisas para importar el equipamiento necesario para las plantas que no se produzca en el país, aunque con seguridad esta demanda no va a alcanzar las magnitudes de los ahorros expuestos en las tablas precedentes.

11.2. Gasoil

En la tabla XX, se puede apreciar la dinámica de la importación de gasoil destinado al parque automotor en el período 2010 – 2013.

Tabla XX: Importación de gasoil*				
	2010	2011	2012	2013
Volumen m ³	1.465.858	1.994.822	1.348.690	2.427.092
Monto en U\$S	872.255.032	1.625.629.472	1.155.925.577	1.987.145.795
Precio promedio por m ³ (U\$S)	595	815	857	819

Fuente: Elaboración propia en base a datos SE (46). * Gasoil grado 1 (agrogasoil) + gasoil grado 2 (común) + gasoil grado 3 (ultra).

Otro de los objetivos de este trabajo apunta a mostrar los beneficios económicos que obtendría el país a partir de la decisión política de reemplazar parcialmente la importación de gasoil a través de un mayor consumo de biodiesel procesado en el país. Como se aprecia en la tabla II, durante el año 2013 se compraron fuera del país, sólo para abastecer la demanda del mercado automotor aproximadamente 2.427.000 m³ de gasoil por aproximadamente U\$S 2.000 millones, a un promedio de 200.000 m³ por mes, según las estadísticas de la Secretaría de Energía. Esto implica que por este ítem salieron del país aproximadamente **U\$S 166 millones cada 30 días**.

Si bien la industria del biodiesel nació con un perfil netamente exportador, han surgido inconvenientes para la exportación (denuncias por dumping impuestas por España), motivo por el cual el panorama de corto plazo para las grandes fábricas (que son las que tienen una enorme capacidad exportadora) es muy complicado. Algunas están paradas desde fines de 2012 y otras podrían parar muy pronto, o reducir drásticamente su actividad.

Si se tiene en cuenta que la capacidad instalada de esta industria supera los **4,3 millones** de toneladas anuales (45), la situación descrita en el párrafo anterior (grandes fábricas con 60% de su capacidad ociosa y paralización de las inversiones que se habían anunciado), la posibilidad de aumentar el nivel de corte con biodiesel del gasoil que se destina al mercado interno podría ser una salida para este mal momento.

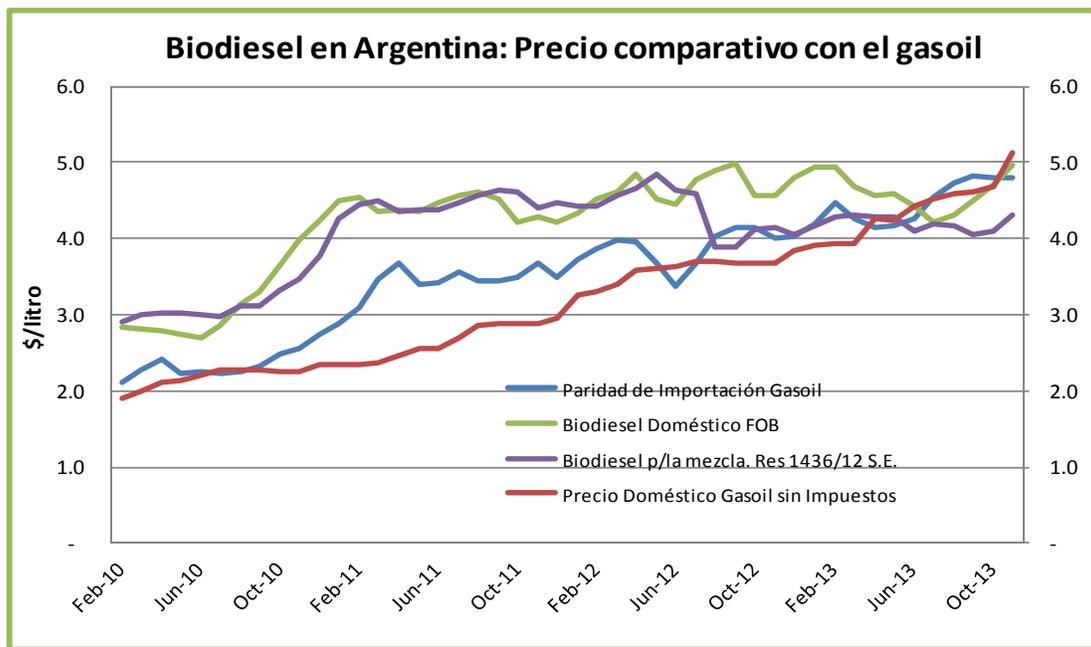
Es decir, aprovechando que el biodiesel es más barato que el gasoil que se importa para aumentar el porcentaje de corte del gasoil nacional implicaría en el cortísimo plazo dos grandes logros: por un lado reducir la demanda de divisas requeridas por la importación de gasoil y por el otro, darle bríos a un industria que se encuentra de capa caída.

A mediano y largo plazo una política de este tipo incrementaría el porcentaje de inversiones aguas arriba y aguas abajo de esta industria. Como muestra vale decir que a fines de 2013, la compañía química alemana Evonik inauguró su planta de producción de metilato de sodio (catalizador para la producción de biodiesel) en Puerto General San Martín, Santa Fe. Esta obra le demandó al grupo una inversión de más de 30 millones de dólares y permitirá sustituir la totalidad de las importaciones que actualmente realiza la Argentina de este insumo básico para la industria de biocombustibles y al mismo tiempo, exportar a toda Sudamérica (60).

Un último aspecto que no se puede dejar de mencionar es el referido a la competitividad económica del biodiesel en relación al gasoil. Parece una paradoja, pero ante un escenario de escasez de divisas, el gobierno nacional privilegia al gasoil importado desgravándolo del 41% (que tributa el gasoil de producción nacional) por un beneficio otorgado en la Ley 26.895 (Presupuesto Nacional 2014) (38), mientras se aplican esos gravámenes al biodiesel por una interpretación legal de AFIP (en noviembre de 2011 las autoridades de AFIP comenzaron a exigir a las compañías petroleras que las ventas de gasoil cortado con biodiesel tributen los impuestos específicos que gravan al gasoil al 41%). El biodiesel tributa el 41% de impuestos específicos en surtidor como si se tratara de gasoil mineral de origen nacional, aun cuando en la Ley 23.966 (Título III, Capítulo 1, artículo 4) (38) no existe alícuota de impuesto alguno para el biodiesel. De más está decir que si el biodiesel no afrontara este gravamen, su competitividad frente al gasoil importado se vería reforzada. La ley también autoriza a importar bajo el presente régimen para el año 2014 el volumen de 7.000.000 m³, los que pueden ser ampliados en hasta un 20% conforme la evaluación de su necesidad realizada en forma conjunta por la Secretaría de Hacienda y la Secretaría de Energía (38).

La figura XXIII fue elaborada con datos cedidos por el Estudio Montamat & Asociados. En ella se puede apreciar que el precio del gasoil sin impuestos tiene una tendencia a ser mayor que el precio del biodiesel en el mercado interno, con lo cual, la factibilidad económica del corte con biodiesel no estaría en discusión.

Figura XXIII: Evolución precios del biodiesel y gasoil



Fuente: Elaboración propia en base a datos de Montamat & Asociados.

La tabla XXI muestra la composición del costo de un litro de biodiesel producido en una planta modelo.

Tabla XXI: Costo de Biodiesel para una planta de 50.000 toneladas/año de producción		
	Coeficientes	En U\$S
Costo Planta (capacidad 50.000 tn/año)		12.000.000
Capital de Trabajo		5.184.000
Total		17.184.000
Financiación	40%	6.873.600
Costo Financiero	12%	824.832
Producción Anual Efectiva (% de Capacidad Teórica)	90%	45.000
Concepto		% sobre total
Precio FOB aceite crudo soja U\$S/tn	930,0	
Derechos de exportación %	32%	
Impuestos Mercado Interno sobre FAS	0,0%	
Precio interno aceite crudo soja U\$S/tn	632	
Flete (1) +Gastos de transacción Compra de Aceite	25,8	
Precio aceite puesto en Pta. Biodiesel U\$S/tn	658	
Merma de aceite en la producción de biodiesel (6%)	1,06	
Precio aceite (c/merma y flete)/tn	698	78,3%
Precio Metanol U\$S/tn	500,0	
Metanol/ tn Biodiesel (125kg)	0,125	
Costo Metanol U\$S/tn Biodiesel	63	7,0%
Otros insumos U\$S/tn Biodiesel (2)	15	1,7%
Costo Total Insumos U\$S/tn Biodiesel	78	
Mano de Obra U\$S/tn Biodiesel (3)	40	4,5%
Carga Fabril c/amortizaciones (U\$S/tn Biodiesel) (4)	30,0	3,4%
COSTO DE PRODUCCION DE BIODIESEL EN PLANTA (U\$S/tn Biod.)	845	94,9%
COSTO DE PRODUCCION DE BIODIESEL EN PLANTA (U\$S/lt Biod.) densidad 0,88	0,744	
Precio Glicerina U\$S/tn	250	
Recupero Glicerina (U\$S/tn Biodiesel) (125 kg/tn de biodiesel)	31	3,5%
COSTO NETO DE PRODUCCION DE BIODIESEL EN PLANTA (U\$S/tn Biod.)	814	91,4%
COSTO NETO PRODUCCION DE BIODIESEL EN PLANTA (U\$S/lt Biod.) densidad 0,88	0,716	
Gastos de Administ./Comercializ. (U\$S/tn Biod.) (5)	24	2,7%
Gastos de financiación (U\$S/tn Biodiesel)	18	2,1%
COSTO TOTAL (U\$S/tn Biodiesel)	856	96,1%
COSTO TOTAL (U\$S/litro Biodiesel)	0,754	
Utilidad (15% sobre el capital invertido)	34	3,9%
COSTO FINAL ANTES IMP. GAN. (U\$S/tn Biod.)	891	3,9%
COSTO FINAL ANTES IMP. GAN. (U\$S/lt Biod.)	0,784	
Costo de Biodiesel en planta \$/lt	6,270	
Margen Refinería (12%)	0,752	
Utilidad de la cadena de distribución (15%)	1,053	
PRECIO FINAL B100 SIN IMPUESTOS (IVA e Impuesto al gasoil) \$/lt	8,076	
PRECIO FINAL B5 SIN IMPUESTOS (IVA e Impuesto al gasoil) \$/lt	0,404	
IVA	1,696	
PRECIO FINAL DE VENTA B100 (BODIESEL PURO)	9,772	
PRECIO FINAL DE VENTA B5 EN SURTIDOR	0,489	
(1) Promedio de distancia recorrida: 300km		
(2) Incluye: Soda Caustica (50%)/tn; Ácido fosfórico (75-80%) ; Acido Clorhídrico (37%); Metilato de Sodio.		
(3) Fuente AABH		
(4) Incluye: Electricidad; Agua; Vapor, Gas; Reparaciones; Amortizaciones. Fuente AABH		
(5) Fuente AABH		
(6) Valor litro de gas oil 8,50 \$/lt	Valor del dólar	8,00

Fuente: Elaboración propia en base a datos MINAGRI (36).

11.2.1. Análisis de distintos escenarios

A continuación se exponen tres escenarios de corte de gasoil con biodiesel para los próximos siete años. En todos ellos se puede apreciar la estimación del gasoil demandado y producido por las refinerías locales, la cantidad de gasoil importado que se necesita para equilibrar oferta con demanda en caso de que no se realice el corte. Por otro lado, se aprecia la cantidad de biodiesel que se demandaría si se toma la decisión política de avanzar con una política de corte, el ahorro en divisas que eso implica y por último las divisas que se seguirían demandando para importar el gasoil faltante.

Si bien la utilización de biodiesel puede generar algún tipo de inconveniente en los motores, no debería haber problemas con cortes menores al 20%. Por otro lado, en nuestro país una parte muy importante del gasoil no se consume en vehículos particulares, sino que se destina a la actividad agrícola y a la generación de energía eléctrica. En consecuencia, los porcentajes de corte que se exponen a continuación podrían variar en función del destino que posea el gasoil (menor para autos y mayor para motores diesel más robustos como los utilizados en maquinaria agrícola, grandes grupos electrógenos y calderas para generación eléctrica térmica).

Tabla XXII: Escenario I: corte gasoil con 10% biodiesel (m³)

Año calendario	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Demanda gasoil estimada (m³)	16.200.000	16.700.000	17.200.000	17.700.000	18.300.000	18.900.000	19.500.000
Gasoil producido* (m³)	11.797.651	11.915.628	12.034.784	12.155.132	12.276.683	12.399.450	12.523.445
Importación estimada (m³)	4.402.349	4.784.372	5.165.216	5.544.868	6.023.317	6.500.550	6.976.555
Costo** (U\$S)	3.604.357.352	3.917.133.393	4.228.943.519	4.539.778.072	4.931.500.805	5.322.228.355	5.711.950.770
Biodiesel necesario (m³)	1.620.000	1.670.000	1.720.000	1.770.000	1.830.000	1.890.000	1.950.000
Ahorro en divisas (U\$S)	1.347.104.210	1.388.681.500	1.430.258.791	1.471.836.081	1.521.728.830	1.571.621.578	1.621.514.327
Divisas demandadas (U\$S)	2.313.650.292	2.589.743.029	2.864.854.739	3.138.975.609	3.486.934.854	3.833.883.345	4.179.810.973

Tabla XXII: Escenario II: corte gasoil con 15% biodiesel (m³)

Año calendario	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Demanda gasoil estimada (m³)	16.200.000	16.700.000	17.200.000	17.700.000	18.300.000	18.900.000	19.500.000
Gasoil producido* (m³)	11.797.651	11.915.628	12.034.784	12.155.132	12.276.683	12.399.450	12.523.445
Importación estimada (m³)	4.402.349	4.784.372	5.165.216	5.544.868	6.023.317	6.500.550	6.976.555
Costo** (U\$S)	3.604.357.352	3.917.133.393	4.228.943.519	4.539.778.072	4.931.500.805	5.322.228.355	5.711.950.770
Biodiesel necesario (m³)	2.430.000	2.505.000	2.580.000	2.655.000	2.745.000	2.835.000	2.925.000
Ahorro en divisas (U\$S)	2.020.656.315	2.083.022.251	2.145.388.186	2.207.754.122	2.282.593.245	2.357.432.368	2.432.271.490
Divisas demandadas (U\$S)	1.640.098.187	1.895.402.279	2.149.725.343	2.403.057.568	2.726.070.439	3.048.072.556	3.369.053.809

Tabla XXII: Escenario III: corte gasoil con 20% biodiesel (m³)

Año calendario	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Demanda gasoil estimada (m³)	16.200.000	16.700.000	17.200.000	17.700.000	18.300.000	18.900.000	19.500.000
Gasoil producido* (m³)	11.797.651	11.915.628	12.034.784	12.155.132	12.276.683	12.399.450	12.523.445
Importación estimada (m³)	4.402.349	4.784.372	5.165.216	5.544.868	6.023.317	6.500.550	6.976.555
Costo** (U\$S)	3.604.357.352	3.917.133.393	4.228.943.519	4.539.778.072	4.931.500.805	5.322.228.355	5.711.950.770
Biodiesel necesario (m³)	3.240.000	3.340.000	3.440.000	3.540.000	3.660.000	3.780.000	3.900.000
Ahorro en divisas (U\$S)	2.694.208.420	2.777.363.001	2.860.517.582	2.943.672.163	3.043.457.660	3.143.243.157	3.243.028.654
Divisas demandadas (U\$S)	966.546.082	1.201.061.529	1.434.595.948	1.667.139.527	1.965.206.024	2.262.261.766	2.558.296.646

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la SE (46) y Estudio Montamat & Asoc.

* Gasoil grado 1 (agrogasoil) + gasoil grado 2 (común) + gasoil grado 3 (ultra). Gasoil grado 1, 2 y 3 producido en 2013 = 11.680.843 m³ (según datos extraídos de la SE (46)). ** Se supone precios mundiales relativamente estables. Costo promedio del m³ de gasoil importado en 2013 = 819 U\$S/m³.

Se aprecia que a medida que aumenta el nivel de corte, la necesidad de importación de gasoil para suplir el faltante de la industria local va disminuyendo, aunque en ninguno de los tres escenarios propuestos se elimina totalmente la necesidad de importar gasoil. Esto significa que la economía deberá continuar haciendo frente durante varios años más a la importación de gasoil, en la medida que la producción local de diesel se mantenga aproximadamente constante.

Un segundo aspecto interesante que surge de analizar las tablas anteriores es la magnitud del ahorro de divisas generados (aproximadamente 10.000 millones de dólares en el escenario I y 20.700 millones de dólares en el escenario III).

Un aspecto, no menor, que debe considerarse cuando se analiza la posible sustitución de gasoil importado por biodiesel es que el ahorro en divisas que provoca la menor importación de gasoil es compensado por la caída en el ingreso de divisas producto de la disminución de las exportaciones de aceite de soja que deja de exportarse para producir biodiesel y así sustituir importación de gasoil.

Tal y como se mencionó anteriormente, la industria del biodiesel local no está atravesando un buen momento, motivo por el cual, una política de ampliación de los porcentajes de corte locales de gasoil con biodiesel estaría entre otras cosas elevando el porcentaje de capacidad instalada, permitiendo la amortización de las inversiones, preservando los puestos de trabajo generados por esta cadena de valor y ayudando a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

12. Conclusiones

A lo largo de este trabajo, se ha echado luz sobre diversos aspectos que atañen al problema energético argentino.

Pasando de lo general a lo particular, se pudo confirmar la importancia del sector energético para la seguridad de los países y por ende, la necesidad de contar con suministros confiables que enfrentan los estados a nivel planetario. También son impactantes los desafíos que trae aparejado el cambio climático, y la oportunidad que esto abre para el desarrollo de las energías renovables.

Respecto a la República Argentina, se pudo apreciar la magnitud del desafío energético que afrontamos debido al crecimiento del parque automotor y del parque térmico de generación eléctrica, las crecientes importaciones de energéticos y el esfuerzo en materia de divisas que esto implica para la macroeconomía. Se destaca también la creciente masa de dinero (5% del PIB aproximadamente) que el estado destina a subsidiar la demanda de diversos servicios públicos. Estos subsidios, tal y como pudimos apreciar en la [tabla I](#) tienen como beneficiarios en su gran mayoría a personas que pertenecen a los quintiles de ingresos más altos, lo que impacta negativamente en la distribución del ingreso.

Como puntos positivos, se destacan en primer lugar, las ventajas comparativas que posee el país en la producción de cereales y oleaginosas, la gran capacidad de las plantas de crushing y elaboración de aceites, así como el moderno parque de plantas productoras de biocombustibles. La posibilidad de incrementar los niveles de corte de los combustibles de origen fósil con biocombustibles para reducir las importaciones y de ese modo ahorrar divisas que son indispensables para otros sectores del entramado productivo del país es totalmente factible, ya que actualmente los biocombustibles son económicamente competitivos comparados con los combustibles fósiles. Es importante mencionar que las condiciones de competitividad de los biocombustibles respecto a los combustibles fósiles pueden variar como consecuencia de cambio en “las condiciones de contorno”. Entre las diversas causas que pueden alterar la competitividad de los biocombustibles se pueden mencionar las variaciones a nivel mundial del precio de los commodities (petróleo, soja, maíz, etc.), la aplicación de barreras al comercio, la inestabilidad de la macroeconomía, los cambios en el marco legal local que los rige (regulaciones, alícuotas, niveles de corte), etc. Esta tesis podría servir de base para realizar un estudio detallado con el fin de cuantificar la influencia de las distintas variables en la competitividad de los biocombustibles respecto a los combustibles derivados del petróleo, de similares aplicaciones.

Por otro lado, la industria local del biodiesel está atravesando un mal momento debido a las trabas comerciales aplicadas por Europa, que deriva en que esta industria esté trabajando actualmente muy por debajo de su capacidad.

Si bien, y tal como quedó demostrado durante esta tesis, tanto el biodiesel como el bioetanol son competitivos, no está claro que un mayor uso del biodiesel en el mercado interno traiga aparejado ahorro de divisas, ya que la menor importación de gasoil se contrapone con la menor exportación de aceite de soja. El beneficio en divisas sí es interesante en el caso del bioetanol. El incremento en el uso del biodiesel se justifica en estos momentos por la posibilidad de que las industrias aumenten su porcentaje de uso de la capacidad instalada y que de esa forma pueda hacer frente a las amortizaciones de capital y conservar las fuentes de trabajo.

Por último, y tal como se mencionó a lo largo del trabajo, la industria de los biocombustibles es una industria profundamente federal, que genera trabajo y desarrollo en el interior de nuestro país, lo cual es otro motivo válido para justificar el incremento de los niveles de corte.

13. Anexos

Anexo I: Energía más segura pero menos sustentable. Por Daniel Montamat.

Cuando uno analiza la evolución de la matriz de energía primaria en el siglo XXI, la gran sorpresa no la da la irrupción del shale gas a partir de su desarrollo en Estados Unidos, sino el carbón, la fuente fósil de mayor crecimiento pese a ser la más contaminante. En la última década la producción de electricidad del mundo se duplicó, y las dos terceras partes de esa nueva generación las aportó el carbón mineral. Si se mantuvieran las tasas de crecimiento relativo de los últimos años, el carbón mineral podría volver a transformarse (lo fue hasta mediados del siglo pasado), en la próxima década en la fuente más importante de energía primaria, desplazando al petróleo.

Detrás del auge del carbón mineral priman razones de seguridad energética. El carbón es sucio y contaminante, pero su geopolítica está exenta de las tensiones que rodean al petróleo y al gas natural. Su manipuleo y logística permiten contar con un mercado mundial y un precio de referencia internacional (el gas natural todavía no lo tiene) que facilita las transacciones. China ha triplicado en los últimos años la demanda de carbón. Su industria carbonífera produce en toneladas equivalente más cantidad de energía primaria que todo el petróleo que se produce en Medio Oriente. El gas no convencional está sustituyendo carbón en la generación eléctrica de los Estados Unidos, pero el carbón americano excedente ha encontrado un nuevo mercado en Europa. Algunos analistas señalan que la era dorada del gas en Estados Unidos se ha transformado en la era dorada del carbón en Europa. La cantidad de electrones generados con carbón en Europa está creciendo en algunos países a tasas anualizadas de casi el 50%. El carbón americano permite a los europeos reducir la dependencia del gas ruso (más caro) y, entre otras ironías del aquí y el ahora, facilita la inserción de las energías renovables que muchos generadores eléctricos están obligados a despachar con preferencia a las fuentes convencionales en las horas de demanda pico. El carbón también cubrió la mayor parte del déficit de generación provocado por la pausa nuclear que se ha impuesto Japón y algunos países europeos después de Fukushima, con Alemania a la cabeza. Durante el 2012 el carbón mineral desplazó al gas natural como fuente dominante de generación eléctrica en Gran Bretaña. Con estos ejemplos en países que presumían de tener estrategias y políticas de largo plazo en energía y medio ambiente; los países emergentes también han decidido privilegiar la energía segura que resulte más barata. Es serio, porque si bien no son responsables de las emisiones de gases de efecto invernadero acumuladas del pasado, serán los principales responsables de las emisiones que sobrevendrán. Mientras tanto las emisiones siguen creciendo con prisa y sin pausa. Desde la cumbre de Rio en 1992 hasta la realizada en el año 2012 las emisiones crecieron de 356 ppm (partes por millón) a 392 ppm. Llegaremos a las 450 planteadas como límite mucho antes de lo previsto, con lo cual el objetivo que la temperatura media del planeta no aumente más de 2 grados centígrados respecto a los valores anteriores a la revolución industrial se vuelve una quimera. El último reporte del Banco Mundial sobre cambio climático advierte que vamos rumbo a un escenario traumático con 4 grados centígrados de aumento de la temperatura media para fines de siglo. Las consecuencias están a la vista hoy: desaparecen glaciares, se derriten los hielos en Groenlandia y en la Antártida, aumenta el nivel de las aguas y se multiplican las catástrofes climáticas. Pero ya no se negocian compromisos vinculantes para reducir las emisiones, ni se plantean medidas alternativas para internalizar los costos ambientales de la energía fósil. Los programas para “desenergizar la economía” (reducir la tasa de intensidad energética) y “descarbonizar la energía” sucumbieron a las urgencias cortoplacistas.

Seguridad energética no implica sustentabilidad energética. En cambio, la energía sustentable es también energía segura, en el presente y en el futuro. Segura porque diversifica las fuentes de provisión, y segura porque preserva el medio ambiente para esta generación y para las que vienen.

Anexo II: Reseña histórica del uso de bioetanol como combustible.

Esta reseña fue realizada en base a información obtenida de los trabajos, “**Alconafta ¿un combustible alternativo?**” de los autores S. Trumper y E. Cabanillas (61), “**Perspectivas de los biocombustibles en la Argentina y en Brasil**” publicado por SAGPyA y el Instituto Interamericano de Cooperación para la Agricultura (IICA) (62), “**Los biocarburantes en Brasil**” publicado por el Parlamento Europeo (63) y el “**Anuario 2014 de la industria automovilista brasilera**” publicado por la Asociación Nacional de Fabricantes de Vehículos Automotores (ANFAVEA) (27).

Argentina

En Argentina existió un programa de desarrollo y uso de bioetanol, iniciado en 1922 y finalizado aproximadamente en 1989, cuyos principales acontecimientos se describen a continuación:

En **1922** una publicación de la Estación Experimental Agro-Industrial Obispo Colombes (EEAOC), situada en Las Talilas y dependiente del Gobierno de la Provincia de Tucumán, informaba sobre la posibilidad del uso de alcohol como combustible, especialmente para motores de combustión interna, ya sea solo o en mezclas con éter, bencina o nafta.

En mayo de **1928** se llevó a cabo la primera experiencia relacionada con este tema. En esa oportunidad se utilizó una mezcla carburante, llamada combustible Giacosa por ser su inventor Luis Giacosa (quien patentó su invento el 3 de octubre de 1927 con el N° 27.861). Dicha mezcla demandaba el 15% de petróleo crudo, el 5% de metileno y el 80% restante de alcohol, no pudiendo mezclarse con agua.

La prueba fue realizada por el director general de YPF, entonces Coronel Enrique Mosconi, en Campamento Vespucio (Salta) y consistió en vaciar totalmente el tanque del camión Ford T que usaba el militar y llenarlo con combustible Giacosa. Los resultados fueron: hubo arranque instantáneo, no producía emanaciones de CO, por lo que su combustión era completa y la mezcla combustible-aire absorbida por las válvulas de admisión podía comprimirse nueve veces en su volumen sin detonar por presión; al destaparse el motor no se advirtió la presencia de residuos carbonosos en la cámara de compresión y en la válvula de escape.

En **1942**, el gobernador de Tucumán, Miguel Critto, utilizó un vehículo accionado con un combustible que tenía el 30% de alcohol desnaturalizado y el 70% de nafta para recorrer los cerros tucumanos a 800 metros de altura sobre el nivel del mar. El automóvil tuvo un excelente funcionamiento.

En el Departamento de Investigaciones y Desarrollo de YPF se realizaron ensayos sobre este tema desde 1940, los que fueron oportunamente informados al Ministerio de Agricultura de la Nación.

En **1951**, se retomaron estos trabajos a solicitud de la Gobernación de Tucumán y más recientemente en **1974** se cursó información actualizada a la Comisión del Senado, a representantes del Consejo Federal de Investigaciones y a la Comisión Carburante Nafta-Alcohol de la Secretaría de Estado de Energía.

Todos estos intentos realizados en casi 50 años no alcanzan continuidad sino a partir de **1979** cuando se inició en la EEAOC, bajo la dirección del Dr. Ing. José Luis Busto, el programa de ensayos denominado **Programa Alconafta** y que tenía por objeto promover la utilización del alcohol etílico como combustible, estudiando la factibilidad de utilización de la alconafta. Varias fábricas de la industria automotriz pusieron a disposición, sin cargo, pares de vehículos idénticos, de modo que los experimentadores pudiesen hacer funcionar en cada caso una unidad con nafta pura y la otra con alconafta, para desarmar los motores a ciertos intervalos y comparar los desgastes registrados como consecuencia del uso de un combustible u otro.

Tucumán comienza el consumo masivo de alconafta común, una mezcla con 12% de alcohol etílico y el resto nafta común, lo que da por resultado un combustible de 83 octanos capaz de reemplazar totalmente el consumo de nafta común a partir del 15 de marzo de **1981**. En el período que se extiende hasta el 1° de mayo de **1983**, la experiencia que se acumula en los distintos eslabones de las cadenas de distribución de combustibles permite el lanzamiento de la alconafta súper sin mayores problemas.

En el mes de abril, previo al lanzamiento de la venta obligatoria de alconafta común y especial, durante 16 días, tres automóviles, con motores de la mayor compresión que cada marca comercializaba, funcionaron accionados con alconafta súper recorriendo 20.000 kilómetros. Destapados los motores empleados en la prueba y comparados sus estados con el de otros de igual fabricación e idéntica cantidad de kilometraje, cedidos por usuarios particulares, que usaron nafta súper sin la mezcla de alcohol, se comprobó el total éxito de la prueba.

El 20 de septiembre se incorporan al plan alconafta las provincias de Salta y Jujuy con lo que se dio por finalizada la primera etapa, cuyo objetivo era el de absorber los excedentes de alcohol de melaza, sin realizar ninguna extensión de los cultivos de la caña de azúcar.

En diciembre del año **1984** se agregan las provincias de Catamarca y La Rioja, y en marzo de **1985** la provincia de Santiago del Estero quedando de esta forma toda la región NOA integrada al consumo obligatorio de alconafta súper y común.

El objetivo de esta segunda fase era aprovechar totalmente la capacidad de destilación, con posibilidad de eliminar parte de la exportación de azúcar, si los precios internacionales eran desfavorables. Además se preveía la posibilidad de la molienda directa de caña de azúcar en el norte para la obtención del alcohol destinado a la mezcla.

El 30 de octubre de **1985** se integran al plan las provincias de Santa Fe y Entre Ríos. Desde esta fecha hasta principios de **1987** siguieron incorporándose las provincias de las regiones Litoral y NEA, quedando en total **12 provincias integradas al plan**. El objetivo de esta tercera etapa era aprovechar totalmente la capacidad de molienda, eliminando toda la exportación de azúcar o incorporando otras materias primas aptas para producir alcohol con aceptable relación energética. Se preveía la posibilidad de incrementar la capacidad de destilación y deshidratación.

En el año **1987** las 12 provincias integradas al plan consumían aproximadamente **250** millones de litros de alcohol anhidro por año, y se estimaba que la industria y el cañaveral existentes poseían capacidad para producir 450 millones de litros de alcohol.

También, es importante señalar que la alconafta era económica en la medida en que el Estado renunciaba al impuesto a los combustibles sobre el 15% de alcohol contenido en la mezcla, es decir la alconafta estaba subsidiada.

Durante los años siguientes, las zafras no fueron buenas, no alcanzándose a cubrir el consumo necesario de alcohol. Por otra parte, el precio internacional del azúcar recuperó su rentabilidad, lo que sumado a las presiones que ejercían las empresas petroleras sobre el Estado, hicieron que el plan alconafita fuera dejado de lado poco a poco, hasta desaparecer por completo.

Cabe resaltar que estaba prevista una cuarta etapa del plan en la que se estimaban necesarios 410 millones de litros por año de alcohol etílico. Para ello eran necesarias inversiones para posibilitar el aumento en la capacidad de molienda, destilación, deshidratación y producción de materia prima. Esta etapa nunca se llevó a cabo.

Brasil

En el país vecino, para equilibrar el consumo de petróleo con la producción del mismo se realizaron intensos estudios desde finales de la década del `60 hasta inicios de la década del `70, basándose en estudios realizados en Tucumán en el año 1927, con la finalidad de identificar una alternativa económicamente viable del petróleo como fuente de combustible. El etanol fue la alternativa escogida. En el año 1975 como respuesta a los fuertes aumentos del precio del petróleo se inició el programa **ProAlcohol**, con el objetivo de utilizar el etanol como combustible sustituto de la gasolina y aumentar su producción para uso industrial.

El Plan Nacional del Alcohol, como se informa por notas de Brasilia 1661/75 y 165/76, propone reducir el consumo nacional de nafta, a través de la mezcla de este combustible con alcohol anhidro, extraído de la caña de azúcar o de la mandioca, en una proporción de 20 partes de alcohol por cada 80 de nafta. Esta decisión se dió en un contexto en el cual la producción nacional de petróleo no poseía valores relevantes, Itaipú, Tucurí y otros proyectos hidroeléctricos de envergadura estaban en los comienzos de su construcción, y las usinas nucleares sólo entrarían en funcionamiento masivo en la década del `80. En contraposición, el empleo del alcohol anhidro como carburante era viable a corto plazo.

Para 1980 Brasil disponía de 3.000 millones de litros de alcohol carburante, lo que eximió al país de gastar ese año 500 millones de dólares en importaciones de hidrocarburos. El Plan Nacional del Alcohol se integra así en la estrategia gubernamental tendiente a reducir las compras de petróleo foráneo, compras que desde 1974 significan para Brasil una copiosa sangría financiera.

Los requerimientos de materia prima originados por el programa alcoholero se atendieron mediante la plantación de nuevos cañaverales. Para impulsar el programa, se restringió el volumen de azúcar que se elaboraba para exportación, en beneficio de una mayor producción de alcohol carburante. Vale decir que, antes de lo previsto, El Plan Nacional del Alcohol contaba con volúmenes considerables de materia prima.

En 1982 se alcanzaron los 5.200 millones, procesando 77 millones de toneladas de materia prima en 1,5 millones de hectáreas.

En el año 1987 se utilizaban más de 8.000 millones de litros de alcohol hidratado 96° en aproximadamente 3 millones de vehículos (24% del parque automotor total), mientras que el resto de los vehículos se propulsaba con mezclas de hasta 20% de alcohol anhidro (2.400 millones de litros de alcohol 100°). También existían 22.800 estaciones de servicio que expendían alcohol y alconafita. El programa significó la creación de 250.000 empleos directos y unos 2 millones de indirectos, el incremento en las remuneraciones del sector y la instauración de importantes beneficios sociales para los trabajadores agrícolas y sus familias, en tan solo 10 años.

Entre 1973 y 1990 el programa se basó en cuatro conceptos:

- Un volumen de compras garantizadas de bioetanol por parte de Petrobras.
- Un precio garantizado para el bioetanol.
- El establecimiento de incentivos a la inversión en nuevos centros de producción, mediante la concesión de tipos de interés preferentes.
- Una subvención a la compra de vehículos impulsados por bioetanol puro.

A fines de los `80, el descubrimiento de yacimientos por Petrobras debilitó el principal argumento a favor del desarrollo del sector del bioetanol, es decir, de la independencia respecto a la importación de petróleo. La caída de los precios del petróleo hizo que el apoyo a los precios de compra del bioetanol resultase insoportable para las finanzas públicas, como consecuencia de un diferencial demasiado elevado entre los precios de la nafta y del bioetanol, que corría por cuenta del Estado.

Por otra parte, la evolución del mercado del azúcar, cuyo atractivo para los productores de caña había aumentado, desempeñó asimismo un papel importante. Los productores de caña tenían que tomar partido cada año por el azúcar o por el bioetanol, en función de la cotización del azúcar en el mercado mundial.

Durante la década de 1990, el programa fue revisado a fondo. A partir de 1999 se produjo la apertura del mercado del etanol y el fin de los precios garantizados. Las principales modificaciones introducidas en el programa ProAlcohol fueron las siguientes:

- La orientación hacia el sistema de mezcla, mediante la supresión de las ayudas específicas para la adquisición de vehículos impulsados por bioetanol puro.
- La concesión de ventajas fiscales a favor del bioetanol. Por ejemplo, en los Estados de Matto Grosso y de São Paulo, la exención fiscal equivale al coste del etanol, lo que supone una desgravación fiscal prácticamente total para la venta de etanol.
- La obligación de añadir a la gasolina una proporción mínima de etanol del orden del 22 al 24 %, determinada por el Gobierno.
- Por último, la puesta en marcha por parte del Ministerio de Agricultura, con el fin de estabilizar los precios del alcohol (e indirectamente del azúcar), de un mecanismo de apoyo al almacenamiento del alcohol en fábrica (ayudas oficiales en forma de créditos con tipos de interés subvencionado).

A la vista del éxito alcanzado, la mayoría de los fabricantes de automóviles presentes en el mercado ofrecen actualmente vehículos de este tipo.

El parque automovilístico brasileño a fines de 2013, alcanzó según estimaciones de ANFAVEA aproximadamente los 39,6 millones de vehículos. En el año 2006 se fabricaron los últimos vehículos “dedicados” (funcionan exclusivamente con bioetanol). En 2013 se produjeron en Brasil 3.736.629 vehículos de los cuales el 79% (2.950.611) fueron vehículos “flex” que consumen una mezcla de bioetanol y nafta, el 10,4% (387.160) vehículos nafteros y el 10,7% restante (398.858) diesel.

Una de las consecuencias de la utilización de bioetanol como combustible fue la reducción del nivel de monóxido de carbono liberado por los vehículos. Este hecho demuestra como el programa está contribuyendo con los esfuerzos de Brasil para garantizar la protección ambiental.

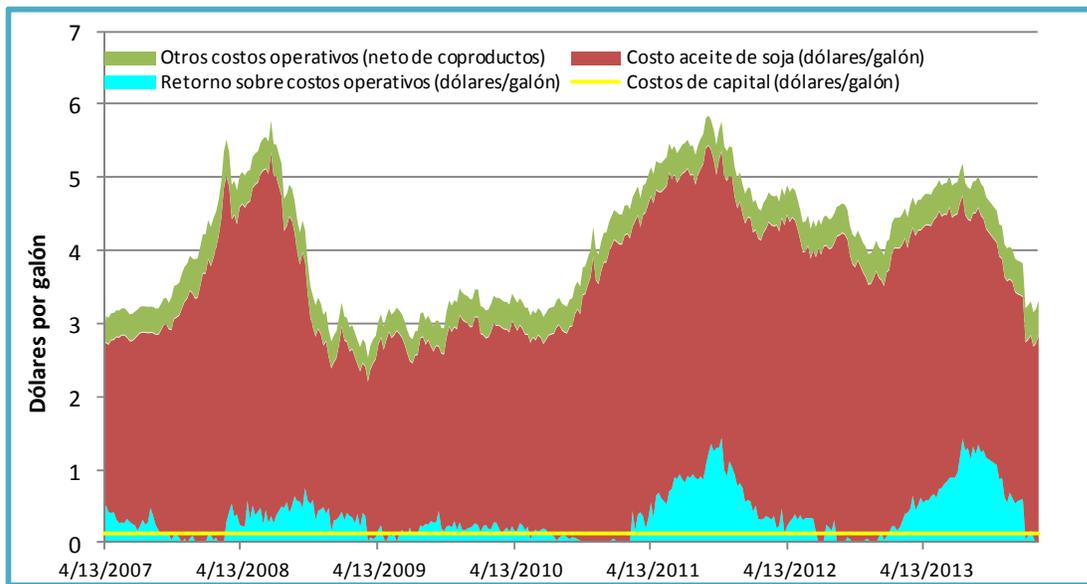
Hoy, Brasil tiene la tecnología y el equipamiento capaz de mantener una gran producción anual de bioetanol y exporta tecnología, equipamientos y servicios.

Actualmente, al no existir más las razones que originaran el programa ProAlcohol en la década del `70 y al haberse cumplido los objetivos de éste, el programa continúa con nuevos propósitos:

- Utilizar la tecnología brasileña desarrollada.
- Producir nuevos puestos de trabajo.
- Mantener el compromiso de protección ambiental.

Anexo III: Estructura de costos de planta de biodiesel en EEUU (64)

El siguiente gráfico, y el de la página siguiente están elaborados con datos recopilados por el Centro para la Agricultura y el Desarrollo Rural (CARD) de la Universidad de Iowa (USA). Este centro realiza el seguimiento de los rendimientos sobre costos operativos que posee el biodiesel. Los estudios están basados en una planta típica de flujo continuo que utiliza el aceite de soja como materia prima para la producción del biocombustible. En los cálculos de rendimientos, se supone que se necesitan 7,6 libras de aceite de soja para producir un galón de biodiesel y se obtiene 1,04 kilos de glicerina como co- producto principal. Otros gastos de explotación incluyen al metanol como su principal componente. Los precios del biodiesel de soja son informados semanalmente por el Servicio de Marketing Agrícola (www.ams.usda.gov), y los precios del metanol son informados mensualmente por Methanex. Se ha calculado los rendimientos operativos del biodiesel desde el 13 de abril de 2007 hasta el 14/02/2014. El gráfico divide el precio del biodiesel en tres componentes: el costo del aceite de soja, otros gastos de explotación (netos de glicerina, y otros co- productos) y otros gastos, tales como la financiación de la planta y el rendimiento del capital. La línea horizontal (a 0,12 dólares por galón) tiene como objetivo representar los costos de capital. Un retorno operativo positivo no implica necesariamente beneficios, pero señala el potencial de ganancias de la industria. Los beneficios están implícitos en el marco del actual conjunto de supuestos cuando los rendimientos sean superiores a la línea horizontal que representa los costos de capital.



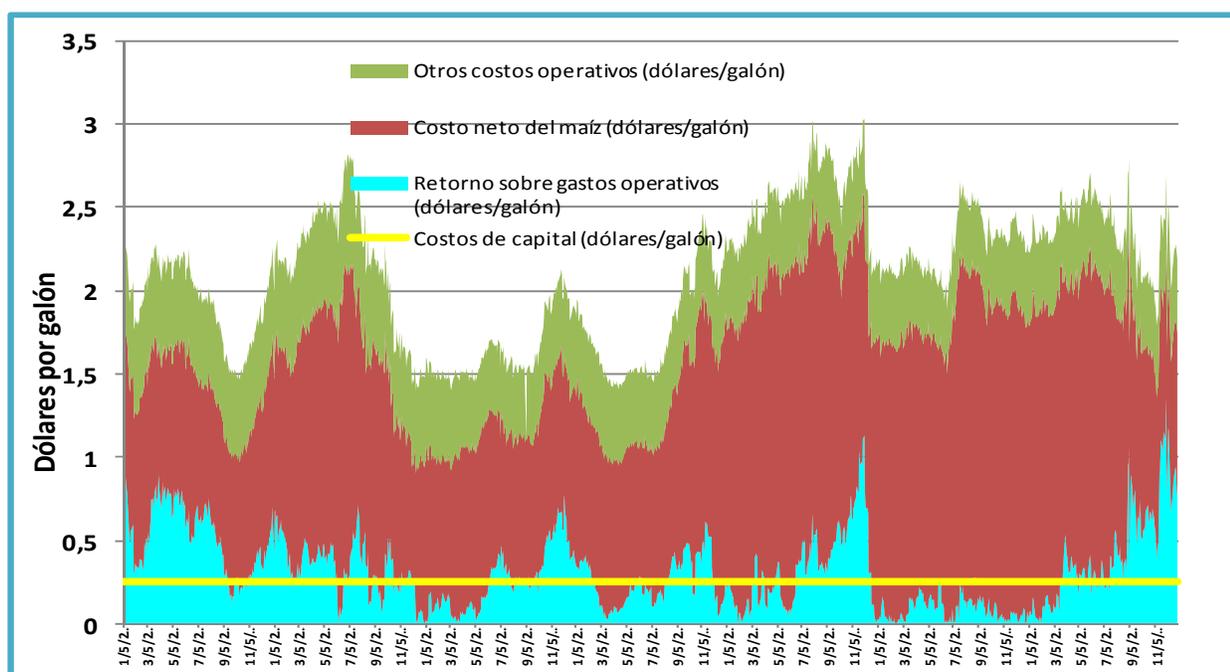
Anexo IV: Estructura de costos de planta de bioetanol en EEUU (05/01/2007 – 31/12/2013) (64)

El retorno sobre los costos de operación es una señal del nivel de rentabilidad de la producción de bioetanol. Este rendimiento se calcula como la diferencia entre los ingresos procedentes de los productos y subproductos de las biorefinerías (bioetanol y granos secos de destilería con solubles (DDGS)) y los costos de los insumos variables de producción (maíz, gas natural y otros costos tales como enzimas, mano de obra, electricidad y agua).

El Centro para la Agricultura y el Desarrollo Rural (CARD) calcula los rendimientos sobre costos de operación del bioetanol basándose en una planta de bioetanol de maíz representativa de Iowa, que utiliza una técnica de producción con maíz seco y molino. En los cálculos de rendimientos, se supone que un bushel de maíz (25,40 kg) y 72,8 unidades térmicas británicas de gas natural se requieren para crear 2,80 galones de bioetanol desnaturalizado y 17 libras de DDGS. También se incluyen otros costos operativos de 0,30 dólares por galón de bioetanol.

Los precios del maíz están tomados del precio diario del futuro más próximo en Chicago, complementado con el precio base de maíz de Iowa. El precio base de maíz semanal se calcula como la diferencia entre el precio que pagan las plantas de bioetanol de Iowa, según lo informado por el USDA, menos el precio de futuros en Chicago más cercano. El precio diario del bioetanol se tomó de los contratos de futuros más próximos para el bioetanol que se transan en Chicago, complementado con el precio base del bioetanol en Iowa, que se calcula en base a datos del USDA. El precio del gas natural se toma del contrato de futuros más próximo en Nueva York Mercantile Exchange margen fijo calculado a partir del precio medio pagado por el gas natural, los usuarios industriales en Iowa según ha informado la Agencia de Información de Energía de EEUU. El precio de los DDGS que se utilizan para obtener el precio neto del maíz, se calculan tomando la media de los precios del mes anterior.

Por definición, el retorno sobre los costes variables más los costes variables es igual al precio del bioetanol. El gráfico muestra cómo el precio del bioetanol se divide entre diversos componentes, tales como el costo neto de maíz (precio del maíz menos el valor de los granos de destilería), otros gastos de funcionamiento (incluye el costo del gas natural) y otros costos, tales como la financiación de la planta y el rendimiento del capital. La línea horizontal (a 0,25 dólares por galón) intenta capturar los costos de capital y otros costos fijos. Un retorno operativo positivo no implica necesariamente beneficios pero señala el potencial de ganancias de la industria. Los beneficios están implícitos en el marco del actual conjunto de supuestos cuando los rendimientos sean superiores a la línea horizontal.



14. Índice de figuras

I	Producción mundial de petróleo	6
II	Precios del barril de petróleo.	6
III	Producción mundial de gas	6
IV	Precios del gas por millón de BTU	7
V	Generación eléctrica por tipo 2013	10
VI	Evolución de los subsidios económicos	11
VII	Producción mundial de biocombustibles	19
VIII	Crecimiento parque automotor	24
IX	Generación anual por tipo 2003-2013	25
X	Evolución molienda y capacidad de molienda	35
XI	Producción y consumo local de aceite de soja	36
XII	Evolución superficie sojera	39
XIII	Proceso de producción del biodiesel de soja	40
XIV	Evolución superficie maicera	43
XV	Cosechas y rindes de maíz	43
XVI	Proceso de producción del bioetanol de maíz	44
XVII	Evolución área cañera	47
XVIII	Áreas aptas para plantar caña	48
XIX	Áreas actuales de cultivo de caña	49
XX	Potenciales áreas de expansión	49
XXI	Proceso de producción del bioetanol de caña	50
XXII	Evolución precios bioetanol y naftas	56
XXIII	Evolución precios del biodiesel y gasoil	59

15. Índice de tablas

I	Efecto conjunto de los subsidios a la energía y al transporte	11
II	Producción global de biocombustibles 2012 (15 principales)	20
III	Producción per cápita de biocombustibles 2012	20
IV	Combustibles quemados para generación eléctrica	25
V	Incremento del parque de generación eléctrica argentino	26
VI	Proyecciones de uso de combustibles (Millones de litros)	27
VII	Normativa	32
VIII	Composición del mercado de biodiesel	36
IX	Compañías productoras de biodiesel	37
X	Matriz FODA del biodiesel de soja	41
XI	Volumen bioetanol de maíz entregado a petroleras (litros)	45
XII	Proyectos de bioetanol a partir de maíz	45
XIII	Matriz FODA del bioetanol de maíz	46
XIV	Hectáreas aptas para cultivo de caña de azúcar	48
XV	Volumen bioetanol de caña de azúcar entregado (litros)	51
XVI	Matriz FODA del bioetanol de caña de azúcar	52
XVII	Importación de naftas	54
XVIII	Análisis de costos de producción bioetanol	55
XIX	Escenarios corte naftas	56
XX	Importación de gasoil	58
XXI	Costo de biodiesel para una planta de 50.000 toneladas/año de producción	60
XXII	Escenarios corte gasoil	61

16. Glosario

AABH	Asociación Argentina de Biocombustibles e Hidrógeno.
AFIP	Administración Federal de Ingresos Públicos
ANFAVEA	Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores
API	American Petroleum Institute
ASAP	Asociación Argentina de Presupuesto y Administración Financiera Pública
BM	Banco Mundial
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BO	Boletín Oficial
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico SA
CA	Cámara de Alcoholes
CAA	Centro Azucarero Argentino
CIARA	Cámara de la Industria Aceitera de la República Argentina
DNRPA	Dirección Nacional del Registro de la Propiedad Automotor
DOE	Department of Energy
EEAOC	Estación Experimental Agropecuaria Obispo Colombes
EIA	Energy Information Administration
ENARSA	Energía Argentina SA
EPA	Environmental Protection Agency
ER	Energías Renovables
FADA	Fundación Agropecuaria para el Desarrollo de Argentina
FIT	Feed-In-Tariffs
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GSR	Global Status Report
IEA	International Energy Agency
INDEC	Instituto Nacional de Estadísticas y Censos
INTA	Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria
ITC	Investment Tax Credit
IVA	Impuesto al Valor Agregado
MAIZAR	Asociación Maíz Argentino
MINAGRI	Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía.
PIB	Producto Interno Bruto
ppm	Partes por millón
PTC	Production Tax Credit
RPS	Renewable Portfolio Standards
SE	Secretaría de Energía
USDA	United States Department of Agriculture
YPF	Yacimientos Petroleros Fiscales
WDGS	Wet Distillers Grains with Solubles
WEC	World Energy Council

17. Bibliografía y páginas web.

- 1) IPCC, 2007: Resumen para Responsables de Políticas. En, Cambio Climático 2007: Impactos y Vulnerabilidad. Contribución del Grupo de Trabajo II al Cuarto Informe de Evaluación del IPCC, M.L. Parry, O.F. Canziani, J.P. Palutikof, P.J. van der Linden y C.E. Hanson, Eds., Cambridge University Press, Cambridge, Reino Unido.
- 2) International Energy Agency. www.iea.org
- 3) Klare, Michael. Planeta sediento, recursos menguantes. Madrid, Tendencias, 2008.
- 4) <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyWorld2013.pdf>
- 5) Corden Warren Max, Neary J. Peter. Booming Sector and De-Industrialisation in a Small Open Economy. The Economic Journal, Vol. 92, No. 368. (Dec., 1982).
- 6) Chisari Omar, Romero Carlos, Govinda Timilsina. Potential gains and losses of biofuel production in Argentina: a computable general equilibrium analysis. Development Research Group, Environment and Energy Team. World Bank. Washington, DC. 2012.
- 7) Chidiak Martina, Rozemberg Ricardo, Filipello Cecilia, Gutman Verónica, Rozenwurcel Guillermo, Affranchino Marcia. Sostenibilidad de biocombustibles e indicadores GBEP. Un análisis de su relevancia y aplicabilidad en Argentina. Documento de iDeAS N° 11. Centro de iDeAS – UNSAM. Buenos Aires. 2012.
- 8) <http://www.globalpetrolprices.com/> (09/04/2014).
- 9) <http://www.nosis.com.ar/SitioNosisWeb/SectorEXI/EXIInformesPaisesMundo.aspx>. (15/04/2014).
- 10) CAMMESA. <http://portalweb.cammesa.com/memnet1/Pages/descargas.aspx> (15/04/2014).
- 11) Lombardi Manuel, Mongan Juan Carlos, Puig Jorge, Salim Leon. Una aproximación a la focalización de los subsidios a los servicios públicos en Argentina. Documento de trabajo DPEPE N° 09/2014. Febrero 2014.
- 12) Appleyard Dennis, Field Alfred Jr. Economía Internacional. Cuarta Edición. Mc Graw Hill. 2003.
- 13) 5th International Concentrated Solar Thermal Power Summit. <http://www.csptoday.com/csp/pdf/CSPFITGUIDE.pdf>. (17/12/2013).
- 14) Cory Karlynn, Couture Toby, Kreycik Claire. Feed-in Tariff Policy: Design, Implementation, and RPS Policy Interactions. National Renewable Energy Laboratory. US Department of Energy. Marzo 2009.
- 15) Fell Harrison, Linn Joshua, Munn Clayton. Designing Renewable Electricity Policies to Reduce Emissions. Resources for the future. 1616 P St. NW Washington, DC 20036. December 2012.

- 16) REN21 (2012): Renewables 2013, Global Status Report. REN21 Secretariat. Paris, France.
- 17) <http://datos.bancomundial.org/indicador/SP.POP.TOTL> (18/01/2014).
- 18) Bioenergy Technologies Office. Department of Energy.
<https://www1.eere.energy.gov/bioenergy/> (20/12/2013).
- 19) Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, Biomass Program en:
<http://www1.eere.energy.gov/biomass/about.html> (18/01/2014).
- 20) U.S. Environmental Protection Agency, Renewable Fuel Standard (RFS), en:
<http://www.epa.gov/otaq/fuels/renewablefuels/index.htm> (18/01/2014).
- 21) U.S. Department of Energy, Office of the Biomass Program, Analysis of the Ethanol Market and the Proposed Alternative Fuels Standard. Disponible en:
http://www1.eere.energy.gov/cleancities/toolbox/pdfs/haq_webcast.pdf (11/01/2014).
- 22) http://energy.gov/sites/prod/files/2013/10/f3/epact_2005.pdf (15/12/2013).
- 23) <http://www.gpo.gov/fdsys/pkg/PLAW-110publ140/html/PLAW-110publ140.htm>
(15/12/2013).
- 24) http://www.biodiesel.com.ar/download/Biocombustiveis_09esp-programabrasileirobiodiesel.pdf (18/12/2013).
- 25) Rodrigues, Rodrigo Augusto y Accarini José Honorio, Programa Brasileño de Biodiesel, en:
http://www.biodiesel.com.ar/download/Biocombustiveis_09esp-programabrasileirobiodiesel.pdf (13/01/2014).
- 26) http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L8723.htm (10/03/2014).
- 27) Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores. Anuário da Indústria Automobilística Brasileira 2014. <http://www.anfavea.com.br/>
- 28) www.map.ren21.net
- 29) http://ec.europa.eu/energy/renewables/index_en.htm
- 30) http://europa.eu/legislation_summaries/energy/european_energy_policy/127079_es.htm
- 31) <http://eurlex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0016:0062:en:PDF>
(12/01/2014).
- 32) European Biofuels Technology Platform, en: <http://www.biofuelstp.eu/legislation.html> (18/01/2014).
- 33) <http://www.dnrpa.gov.ar/>
- 34) World Energy Council. World Energy Trilemma. Regency House, 1–4 Warwick Street, London W1B 5LT, United Kingdom. 2013

- 35) www.usda.gov
http://gain.fas.usda.gov/Recent%20GAIN%20Publications/Biofuels%20Annual_Buenos%20Aires_Argentina_6-28-2013.pdf (05/01/2014).
- 36) Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca de la Nación. www.minagri.gov.ar
- 37) Asociación Maíz Argentino. <http://www.maizar.org.ar/>
- 38) www.infoleg.gov.ar
- 39) <http://www.gob.gba.gov.ar/legislacion/legislacion/1-13719.html> (10/04/2014).
- 40) http://www.carbio.com.ar/es/pdf/legal/26_Ley9397PROVINCIADECORDOBA.pdf
(10/04/2014).
- 41) <http://www.santafe.gov.ar/index.php/web/content/view/full/38302> (10/04/2014).
- 42) Hilbert Jorge, Sbarra Rodrigo, López Amorós Martín. Producción de biodiesel a partir de aceite de soja. Contexto y evolución reciente. Buenos Aires. Ediciones INTA. 2012.
- 43) Cámara de la Industria Aceitera de la República Argentina. <http://www.ciara.com.ar/>
- 44) Departamento de Agricultura de los Estados Unidos. <http://www.usda.gov/>
- 45) Cámara Argentina de Energías Renovables. + RENOVABLES 2012/2013. 4ta Edición. 2013.
- 46) Secretaria de Energía de la Nación. <http://www.energia.gov.ar/>
- 47) http://inta.gov.ar/documentos/balance-energetico-de-la-produccion-de-biodiesel-a-partir-de-soja-en-la-republica-argentina-1/at_multi_download/file/bc-inf-08-08_Balance_energetico.pdf
- 48) Lobato Virginia, et al. Metodología para optimizar el análisis de materias primas para biocombustibles en los países del cono sur. Montevideo: PROCISUR. 2007.
- 49) Organización Latinoamericana de Energía. <http://www.olade.org>
- 50) CIEMAT. Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas. España. http://www.energiasrenovables.ciemat.es/adjuntos_documentos/BioetanolCiemat2005.pdf
- 51) Elsayed M. A., Matthews R., Mortimer D., “Carbon and energy balances for a range of biofuels options” Resources Research Unit. Sheffield Hallam University. 2003.
[http://www.forestry.gov.uk/pdf/fr_ceb_0303.pdf/\\$FILE/fr_ceb_0303.pdf](http://www.forestry.gov.uk/pdf/fr_ceb_0303.pdf/$FILE/fr_ceb_0303.pdf)
- 52) Wang M., Saricks C., Santini D., Effects of fuel ethanol use on fuel-cycle energy and greenhouse gas emissions. Center for Transportation Research. Argonne National Laboratory. United States Department of Energy. 2005.
- 53) Fundación Agropecuaria para el Desarrollo de Argentina. <http://www.fundacionfada.org/>
- 54) Departamento de Energía de los Estados Unidos. <http://www.energy.gov/>

- 55) Cámara de Alcoholes. <http://www.camaradealcoholes.org.ar> (18/02/2014).
- 56) Centro Azucarero Argentino. <http://www.centroazucarero.com.ar/> (18/02/2014).
- 57) Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria. <http://inta.gob.ar/>
- 58) Estación Experimental Obispo Colombes. <http://www.eeaoc.org.ar/>
- 59) Instituto Nacional de Estadísticas y Censos. www.indec.gov.ar
- 60) Evonik Argentina. <http://corporate.evonik.com.ar/region/argentina/es/Pages/default.aspx>
- 61) <http://www.ambiente-ecologico.com/revist53/alnaft53.htm>
- 62) <http://webiica.iica.ac.cr/argentina/documentos/at-A&E-Biocombustibles.pdf>
- 63) http://www.europarl.europa.eu/meetdocs/2004_2009/documents/nt/692/692070/692070es.pdf
- 64) Center For Agricultural and Rural Development. Iowa State University. <http://www.card.iastate.edu/> (16/02/2014).
- 65) Diamand, Marcelo. La Estructura Productiva Desequilibrada Argentina y el Tipo de Cambio. 1972.
- 66) Diamand, Marcelo. Doctrinas económicas, desarrollo e independencia. 1973.
- 67) López, A., “Recursos naturales, crecimiento y desarrollo”, en S. Keifman (coord.), Progresos en Crecimiento, Colección Progresos en Economía, AAEP, Buenos Aires, 2012.
- 68) Maloney, W. F. Innovation and Growth in Resource Rich Countries. Working Papers Central Bank of Chile, 148, 2002.
- 69) www.ren21.net (Renewable Energy Policy Network for the 21st Century)
- 70) <http://www.un.org/es/members/>