

INFORME FINAL

Desarrollo bioeconómico a través de los biocombustibles en la provincia de Córdoba, Argentina: Aportes para la formulación de un plan para la aplicación de la Ley Provincial de biocombustibles y bioenergías

Coordinadores: Agustín Torroba y Mariana Fuchs



INFORME FINAL

Desarrollo bioeconómico a través de los biocombustibles en la provincia de Córdoba, Argentina: Aportes para la formulación de un plan para la aplicación de la Ley Provincial de biocombustibles y bioenergías

Coordinadores:

Agustín Torroba y Mariana Fuchs

Equipo de trabajo:

Natalia Ariño
Carolina Bondolich
Ignacio Barousse
Santiago Bassó
Luciano Caratori
Mariana Fuchs
Alberto Garibaldi
Jorge Hilbert
Edith Obschatko
Agustín Torroba
Santiago Vernazza





Desarrollo bioeconómico a través de los biocombustibles en la provincia de Córdoba, Argentina. Aportes para la formulación de un plan para la aplicación de la Ley Provincial de biocombustibles y bioenergías por IICA se encuentra publicado bajo Licencia Creative Commons Reconocimiento-Compartir igual 3.0 IGO (CC-BY-SA 3.0 IGO) (<http://creativecommons.org/licenses/by-sa/3.0/igo/>) Creado a partir de la obra en www.iica.int

El Instituto promueve el uso justo de este documento. Se solicita que sea citado apropiadamente cuando corresponda.

Esta publicación también está disponible en formato electrónico (PDF) en el sitio web institucional en <http://www.iica.int>.

Coordinación editorial: Agustín Torroba y Mariana Fuchs,
Corrección de estilo: Hebe Dato
Diagramado: María Fernanda Sequeira
Diseño de portada: María Fernanda Sequeira

Desarrollo bioeconómico a través de los biocombustibles en la provincia de Córdoba, Argentina. Aportes para la formulación de un plan para la aplicación de la Ley Provincial de biocombustibles y bioenergías/ Torroba, Agustín; Fuchs, Mariana ... [et al.].- San José, C.R.: IICA, 2022.
253 p ; 21 x 16 cm.

ISBN: 978-92-9248-973-1

1. Desarrollo sostenible 2. Agricultura sostenible 3. Innovación y competitividad 4. Seguridad alimentaria 5. Bienestar rural 6. Biocarburante I. IICA II. Desarrollo bioeconómico a través de los biocombustibles en la provincia de Córdoba. Aportes para la formulación de un plan para la aplicación de la Ley Provisional de biocombustibles y bioenergías III. Ariño, Natalia IV. Bondolich, Carolina V. Barousse, Ignacio VI. Bassó, Santiago VII. Caratori, Luciano VIII. Garibaldi, Alberto IX. Hilbert, Jorge

AGRIS
E21

DEWEY
333.17

Las ideas, las formas de expresión y los planteamientos de este documento son propios del autor (o autores), por lo que no necesariamente representan la opinión del IICA ni juicio alguno de su parte sobre las situaciones o condiciones planteadas.



CONTENIDO

RESUMEN EJECUTIVO	13
1. Introducción	39
2. Los biocombustibles líquidos, potencial de desarrollo y experiencias internacionales	40
2.1 Potencial de desarrollo bajo un modelo de bioeconomía para la provincia	40
2.2 Mercados potenciales de los biocombustibles líquidos. Escenarios de consumo potencial	41
Perspectivas globales	41
Perspectivas locales	44
2.3 Experiencias internacionales. Detección de buenas prácticas y análisis de factores de éxito	49
3. Las oportunidades del bioetanol de maíz y del biodiésel de aceite de soja desde el sector primario	74
3.1 Las oportunidades del bioetanol de maíz	74
3.1.1 Situación actual del maíz en la provincia de Córdoba	74
3.1.2 La industrialización del bioetanol y sus subproductos. Inserción y potencial de desarrollo	78
3.2. El biodiésel de aceite de soja	83
3.2.1 Situación actual del aceite y su industrialización en provincia de Córdoba	83
3.2.2 La industrialización del biodiésel: de la molienda de soja al FAME	85
3.3 Generación de valor agregado y empleo. Escenarios	91
4. Aspectos para el desarrollo potencial del mercado de los biocombustibles líquidos	96
4.1 Aspectos normativos: posibilidades y restricciones de la normativa provincial y nacional	96
4.1.1 Análisis del marco normativo nacional y provincial	96
4.1.2 Posibilidades y restricciones de la normativa vigente para la ampliación del uso de bioetanol de maíz y biodiésel	108
4.2 Aspectos tributarios: análisis del marco tributario y su posible impacto en la expansión del uso de biocombustibles y sus derivados	109



4.3.	Aspectos técnicos: desafíos para mezclas superiores a B10, para B100 y para naftas con diferentes porcentuales en mezclas de bioetanol	114
4.3.1	El biodiésel en el transporte público, de carga y en aplicaciones para flotas de vehículos	114
4.3.2	Bioetanol. Aspectos técnicos y aplicaciones automotrices	121
4.4	Aspectos logísticos: distribución mayorista y minorista	136
4.5	Aspectos ambientales y vinculados a la salud	152
4.5.1	El bioetanol y el biodiésel en el marco de la ley de promoción y desarrollo para la producción y consumo de biocombustibles y bioenergías en la provincia de Córdoba	154
4.5.2	Aspectos ambientales	154
4.5.3	Biocombustibles y los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)	157
4.5.4	Impacto en las distintas fases	161
4.6.	Aspectos comunicacionales	190
4.6.1.	Un antecedente de éxito para tener en cuenta: El gas natural comprimido (GNC)	190
4.6.2.	Pensando una campaña comunicacional para los biocombustibles	192
5.	El biogás	195
5.1	Biogás. Principales definiciones y alternativas de su uso	195
5.2	Potencial del biogás en la provincia de Córdoba	203
5.3	Perspectivas para la incorporación de renovables a la red en el corto y mediano plazo	212
5.4	Nuevo mecanismo de financiamiento para el mediano plazo: Los A6.4ERs del Mecanismo de Desarrollo Sostenible del Acuerdo de París	214
5.5	Sectores y actores cordobeses involucrados y posiblemente beneficiados por la expansión de la tecnología de la DA	216
5.6	Factores que condicionan la factibilidad técnica y económica para la generación distribuida de biogás en la provincia (FODA para avanzar en la Fase 2)	216
6.	Recomendaciones para la elaboración de un Plan de desarrollo de los biocombustibles líquidos	218



Anexos		229
Anexo 1.	Metodología de cálculo de mano de obra y de Valor Agregado Bruto	229
Anexo 2.	Rendimientos	231
Anexo 3.	Algunas definiciones y aclaraciones de la terminología de combustibles y lubricantes	232
Anexo 4.	Hoja de resultados del análisis del biodiésel argentino comparado con los requerimientos EU-RED de la Unión Europea	237
Anexo 5.	Metodología de aproximación expeditiva al potencial de captura de biometano a partir de residuos sólidos urbanos (RSU) en la provincia de Córdoba	238
Referencias y bibliografía consultada		241
Autores		251

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.	Mandato uso etanol anhidro. Brasil	47
Tabla 2.	Evolución flota automotriz en Brasil 2014-2021	48
Tabla 3.	Evolución consumo alcohol anhidro y alcohol hidratado (en millones de litros)	48
Tabla 4.	Vehículos con tecnología alternativa de propulsión (*Total)	51
Tabla 5.	Plantas productoras de biodiésel en funcionamiento	58
Tabla 6.	Evolución mercado de aceite de palma y biodiésel (en miles de toneladas)	60
Tabla 7.	Evolución del biodiésel en Indonesia (en millones de litros)	64
Tabla 8.	Burlanda seca: producción y ventas	76
Tabla 9.	Dióxido de carbono: producción y ventas	76
Tabla 10.	Exportaciones de glicerol bruto y glicerina refinada	82
Tabla 11.	Empleo en la cadena de bioetanol de maíz	84
Tabla 12.	Empleo en la cadena de biodiésel	84
Tabla 13.	Valor agregado Bruto de la producción de bioetanol de maíz	85
Tabla 14.	Valor Agregado Bruto de la producción de biodiésel	85
Tabla 15.	Montos actualizados de impuestos previstos en los artículos N°4, N°7, y N°11 de la ley de ICL e ICO2. Período base de actualización: segundo trimestre 2021, en pesos por litro	103
Tabla 16.	Ventajas y desventajas del E85	118
Tabla 17.	Ventas de naftas y gasoil en la provincia de Córdoba (m ³ /año)	127
Tabla 18.	Cantidad de estaciones de servicio (EESS) en la provincia de Córdoba por departamento y bandera	128
Tabla 19.	Ventas estimadas en estaciones de servicios (EESS) por departamento y bandera (miles m ³ /año)	132
Tabla 20.	Distancias a estaciones de servicio desde plantas de despacho de combustible y plantas biocombustibles (en km)	134
Tabla 21.	Distancias a estaciones de servicios (EESS) desde plantas de despacho de combustibles y plantas de biocombustibles (en km)	137
Tabla 22.	Abastecimiento bioetanol y biodiésel a plantas de despacho	138
Tabla 23.	Valor total por categoría de impacto para 1 kg de maíz - Caracterización. Método EPD (2018) / Caracterización /excluyendo emisión a largo plazo	162



Tabla 24.	Características de las emisiones de gases de escape de la combustión de biocombustibles	169
Tabla 25.	Resumen de aspectos ambientales del bioetanol y el biodiésel	175
Tabla 26.	Áreas de aplicación de la tecnología	185
Tabla 27.	Características principales del biogás	187
Tabla 28.	Potencial total de producción calculado	195
Tabla 29.	Impactos y externalidades de proyectos de biometano	196
Tabla 30.	Costos comparativos de combustibles	197
Tabla 31.	Costos para el sector transporte de combustibles competitivos	197
Tabla 32.	Proyectos de MDL en Argentina, LAC y el mundo. Participación del biogás sobre el total	202
Tabla 33.	FODA biogás en la provincia de Córdoba	205



ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1.	Evolución de la producción de biocombustibles líquidos (millones de m ³) bajo diferentes escenarios energéticos de IRENA	42
Ilustración 2.	Posible evolución del consumo de biocombustibles líquidos (en millones de m ³), de acuerdo con el escenario de cero emisiones netas en 2050 de la AIE	42
Ilustración 3.	Evolución de la producción mundial de biocombustibles 2019-2030 en comparación con el consumo en el escenario de desarrollo sostenible (en millones de tep)	43
Ilustración 4.	Desglose del consumo de biocombustibles en el escenario de desarrollo sostenible (en millones de tep) durante el período 2015-2030	43
Ilustración 5.	Escenario de consumo de bioetanol conservador (en m ³) en la provincia de Córdoba por fuera del corte obligatorio	45
Ilustración 6.	Escenario de consumo de bioetanol moderado (en m ³) en la provincia de Córdoba por fuera del corte obligatorio	45
Ilustración 7.	Escenario de consumo de bioetanol optimista (en m ³) en la provincia de Córdoba por fuera del corte obligatorio	46
Ilustración 8.	Escenarios de consumos de bioetanol y nafta (en m ³) en la provincia de Córdoba por fuera del corte obligatorio	47
Ilustración 9.	Escenario de consumo conservador de biodiésel (en m ³) en la provincia de Córdoba por fuera del corte obligatorio	48
Ilustración 10.	Escenario de consumo moderado de biodiésel (en m ³) en la provincia de Córdoba por fuera del corte obligatorio	48
Ilustración 11.	Escenario de consumo optimista de biodiésel (en m ³) en la provincia de Córdoba por fuera del corte obligatorio	49
Ilustración 12.	Escenarios de consumos biodiésel y gasoil (en m ³) en la provincia de Córdoba por fuera del corte obligatorio	44
Ilustración 13.	E85. Estaciones de servicio por estado	56
Ilustración 14.	Vehículos con tecnología alternativa Estados Unidos	58
Ilustración 15.	Evolución consumo mensual superetanol E85 en % del consumo total de combustible	58



Ilustración 18.	Ventas totales de biodiésel (en t)	72
Ilustración 19.	Maíz: producción, hectáreas sembradas y rendimiento	75
Ilustración 20.	Maíz: producción por provincia	76
Ilustración 21.	Córdoba. Producción por departamento	77
Ilustración 22.	Participación del costo de flete por provincia	78
Ilustración 23.	Ubicación de plantas de bioetanol de maíz	79
Ilustración 24.	Bioetanol de maíz: producción nacional y participación de Córdoba	80
Ilustración 25.	Producción de aceite de soja. Córdoba	84
Ilustración 26.	Estratificación de la industria aceitera. Córdoba,	85
Ilustración 27.	Destinos del grano de soja. Total Argentina	86
Ilustración 28.	Biodiésel: producción y destinos	87
Ilustración 29.	Destinos de la producción de soja hasta el biodiésel	87
Ilustración 30.	Aplicaciones de la glicerina	90
Ilustración 31.	Escenarios ante aumentos de la producción de bioetanol de maíz	93
Ilustración 32.	Escenarios ante aumentos de la producción de biodiésel de soja	94
Ilustración 33.	Cantidad de estaciones de servicio (EESS) en la provincia de Córdoba por bandera	138
Ilustración 34.	Cantidad de tanques en estaciones de servicio en la provincia de Córdoba	139
Ilustración 35.	Cantidad de estaciones de servicio (EESS) según cantidad de tanques en la provincia de Córdoba	141
Ilustración 36.	Ventas de naftas por bandera agrupadas según fuente de abastecimiento	143
Ilustración 37.	Ventas de gasoil por bandera agrupadas según fuente de abastecimiento	143
Ilustración 38.	Esquema de distribución de naftas por bandera	154
Ilustración 39.	Esquema de distribución de gasoil por bandera	155
Ilustración 40.	Distribución por sectores de las emisiones de Argentina	155
Ilustración 41.	Contribuciones determinadas a nivel nacional por Argentina y sus metas de emisiones a 2030	156
Ilustración 42.	Principales países según participación de las fuentes renovables de energía en transporte en 2018	158
Ilustración 43.	Análisis comparado de efectos positivos y negativos sobre los ODS	159
Ilustración 44.	Metas e indicadores de Argentina frente al objetivo 7 de energía asequible y no contaminante	159
Ilustración 45.	Posición relativa de Argentina respecto de indicadores vinculados con el acceso a la energía	160



Ilustración 46.	Posición relativa de Argentina respecto a indicadores vinculados con la eficiencia energética y las energías renovables sobre el consumo final	160
Ilustración 47.	Esquema de los impactos ambientales vinculados con la fase agrícola de la producción de bioetanol y biodiésel	162
Ilustración 48.	Componentes de la emisión de la producción de maíz	163
Ilustración 49.	Emisiones de materia prima por caso estudiado (empresas y campañas)	165
Ilustración 50.	Emisiones calculadas por unidad de energía en función de la asignación entre coproductos	165
Ilustración 51.	Comparación de valores agrícolas argentinos y de default de la UE	166
Ilustración 52.	Sumatoria de emisiones totales por caso estudiado (empresas y campañas)	167
Ilustración 53.	Síntesis de hoja de resultados comparativos	167
Ilustración 54.	Estudio comparativo de valores de emisión total	168
Ilustración 55.	Estudio comparado de los diferentes sectores estudiados	168
Ilustración 56.	Esquema de los impactos ambientales vinculados con la fase industrial de la producción de bioetanol y biodiésel	169
Ilustración 57.	Componentes de emisión de las biorrefinerías de maíz	170
Ilustración 58.	Componentes totales de la emisión del etanol de maíz	155
Ilustración 59.	Perfil ambiental de 1 kg de maíz. Córdoba Método: EPD V1.00 / Caracterización / Excluyendo emisiones a largo plazo	172
Ilustración 60.	Esquema de los impactos ambientales vinculados con la fase logística de la producción de bioetanol y biodiésel	178
Ilustración 61.	Esquema de los impactos ambientales vinculados con la combustión de bioetanol y biodiésel	179
Ilustración 62.	Valores de emisiones	186
Ilustración 63.	Emisiones netas evitadas por la sustitución doméstica de naftas por bioetanol de maíz	187
Ilustración 64.	Emisiones netas evitadas por la sustitución doméstica de gasoil por biodiésel de soja	187
Ilustración 65.	Campos de aplicación del biogás	199
Ilustración 66.	Ecuaciones de combustión del biogás	199



Ilustración 67.	Diagrama de flujo de energía de un sistema TOTEM “Total Energy Module” compacto (las cifras entre parentesis corresponden a los valores en MJ/h)	201
Ilustración 68.	Reducción del sulfhídrico	201
Ilustración 69.	Distribución de existencias porcinas en Córdoba, según potencial de generación de biogás	204
Ilustración 70.	Potencial de generación de biogás por provincia	206
Ilustración 71.	Distribución de precios según el RenovAR y escala de las plantas instaladas	210
Ilustración 72.	Valores y rangos de precios obtenidos en subastas para plantas de biogás	211
Ilustración 73.	Precios máximos, mínimos y promedio obtenidos por provincia en las subastas de RenovAR para biogás y biogás de relleno sanitario	211
Ilustración 74.	Equivalencia de la generación renovable con la demanda eléctrica y potencia instalada. 2011-junio 2021	212
Ilustración 75.	Origen por programa de la nueva incorporación de renovables a la red en el período 2021-2030	213
Ilustración 76.	Incorporación de potencia e inversiones requeridas por tecnología en el período 2022-2030	213
Ilustración 77.	Proyectos de MDL de biogás en Argentina, por provincia	215



Resumen ejecutivo

Introducción

Se presentan en esta sección los principales resultados del estudio realizado por el IICA sobre el desarrollo bioeconómico a través de los biocombustibles en la provincia de Córdoba y sus aportes para la formulación de un plan para la aplicación de la Ley Provincial de biocombustibles y bioenergías.

La sanción, en 2020, de la Ley de Promoción y Desarrollo para la Producción y Consumo de Biocombustibles y Bioenergías en la provincia de Córdoba, abre una serie de oportunidades y desafíos para promover el desarrollo agroindustrial a través del uso masivo de bioetanol de maíz y biodiésel de soja. El consumo a mayor escala de bioetanol con mezclas superiores al 12% y superiores al 5% en el caso del biodiésel supone una serie de desafíos productivos, logísticos, normativos y técnicos, a la vez que genera una serie de oportunidades desde el punto de vista ambiental, social y económico para la provincia de Córdoba.

En este sentido, la articulación de un plan orientativo a lo largo de toda la cadena de valor y sus distintos impactos son un instrumento importante para el éxito en la aplicación de la mencionada ley generando oportunidades para la promoción y el desarrollo de la producción y consumo de biocombustibles y bioenergía en la provincia.

El informe está realizado de la siguiente manera: en primer lugar, se analizan las oportunidades del bioetanol de maíz y del biodiésel a partir del aceite de soja desde el sector primario provincial, la generación de valor agregado y empleo y se elaboran escenarios para estos biocombustibles. Luego, se aborda el potencial de desarrollo de los biocombustibles líquidos, incluyendo la presentación de experiencias internacionales exitosas recientes. Los distintos aspectos que constituyen el contexto actual nacional y provincial para el desarrollo de los biocombustibles, incluyendo las dimensiones normativa, tributaria, técnica, logística ambiental y comunicacional, se presentan de manera estilizada en el Estudio. A ello se suma un análisis del biogás y su potencial como biocombustible para la provincia de Córdoba.

Finalmente, se presentan las principales conclusiones del Estudio y un conjunto de recomendaciones con el objetivo de contribuir a la elaboración de un plan de desarrollo de los biocombustibles líquidos para la provincia de Córdoba, República de Argentina.

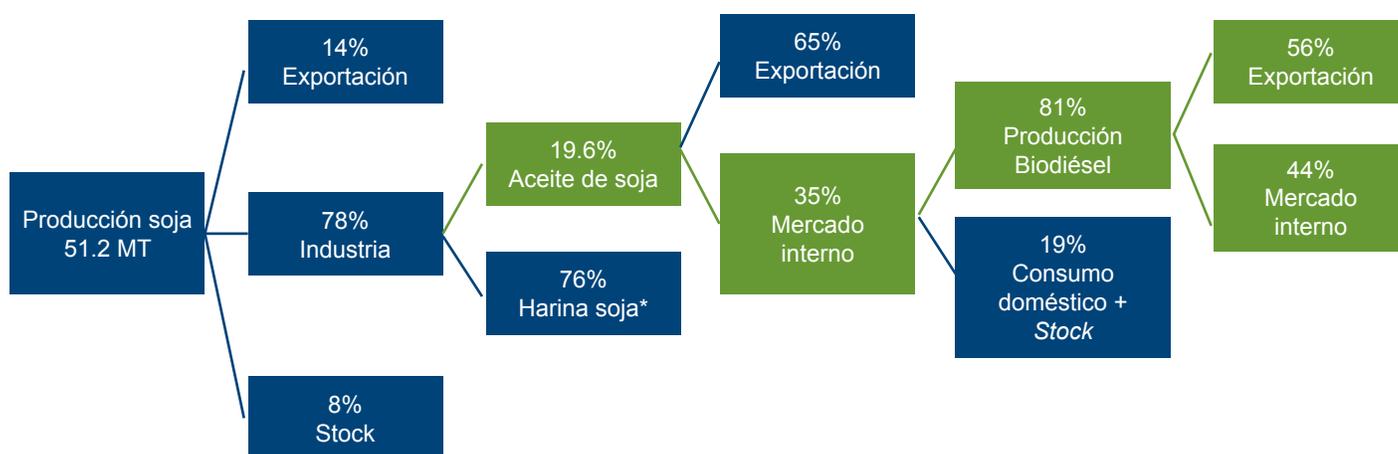
Las oportunidades de bioetanol de maíz y el biodiésel de aceite de soja desde el sector primario y agroindustrial

En cuanto a la producción de recursos biológicos para su industrialización en formato de biocombustibles y coproductos, se destaca la abundante oferta de materias primas para la producción tanto de biodiésel como de bioetanol.



En caso de la materia prima necesaria para producir biodiésel, se destaca que el país es el principal exportador de aceite de soja del mundo. Con respecto a la producción de aceite de soja en 2020, Argentina alcanzó 7.2 Mt, un 11% menos que en 2019. El 75% de la producción se exportó, mientras que el 25% se destinó al mercado interno para la producción de biodiésel, consumo doméstico y como stock. Argentina ocupa el primer lugar como exportador mundial de aceite de soja y también el primer puesto como exportador de harinas. El país se destaca en dicha posición por el desarrollo que ha tenido el complejo industrial oleaginoso situado en el Gran Rosario, orientado hacia la exportación y, además, porque el resto de los países productores tienen consumos altos de aceite en el mercado interno y, por lo tanto, menor saldo exportable.

ILUSTRACIÓN 1. Destinos de la producción de soja hasta el biodiésel Argentina. Promedio 2016-2020



Fuente: Fundación Agropecuaria para el Desarrollo de Argentina (FADA) en base a Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca de la Nación (MAGyP) e Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC).

*Incluye pellet y expeller. No se contabiliza un 4.4% correspondiente a desperdicios y merma por humedad.

La provincia de Córdoba produjo 483 mil toneladas de aceite de soja en 2020, (con una caída del 2% respecto 2019), representando el 7% de la producción nacional. Además, la provincia se destaca por ser la principal productora de expeller de soja con 292 mil toneladas, representando el 31%. Le siguen Buenos Aires, Santa Fe y Entre Ríos.

En Córdoba se procesan, en promedio, 2.5 Mt de soja, destinando 19% al aceite de soja; 73% a *pellets* y 8% a *expeller*. Además, se destaca que hay 102 empresas (de diferentes tamaños) con una capacidad instalada para procesar 23 115 toneladas de soja por día (7.3 Mt anuales). Como se mencionó, durante 2020 se produjeron 483 mil toneladas de aceite, existiendo margen para ampliar considerablemente dicha producción.

En el caso del maíz, el país se posicionó como el segundo mayor exportador en 2020. La producción nacional de maíz para la campaña 2020/21, alcanzó 60.5 Mt de maíz (3.6% más que la campaña anterior) con 9.7 millones de hectáreas sembradas y se proyecta un aumento del 2% en la superficie implantada para la campaña 2021/2022.



Asimismo, la provincia de Córdoba es la principal productora de maíz en el país, concentrando el 36% de la producción nacional, con niveles récord de producción, rinde y siembra de maíz en la campaña 2020/2021. En la campaña 2020/21, Córdoba produjo 21.7 Mt, 3 millones de hectáreas sembradas con un rendimiento promedio de 8.3 t/ha. La baja transformación del grano de maíz en origen representa una oportunidad que puede aprovecharse en actividades que demanden maíz, agregándole valor en origen, generando producción local, empleo, crecimiento y desarrollo económico. Cabe destacar que, a nivel mundial, comparando regiones productivas, teniendo en cuenta jurisdicciones comparables, Córdoba ocupa el sexto lugar detrás de los Estados de Iowa (EE. UU.), Illinois (EE. UU.), Nebraska (EE. UU.), Mato Grosso (Brasil) y Minnesota (EE. UU.).

En el plano industrial, Córdoba es líder en la elaboración de bioetanol de maíz, participando con el 73% de la producción durante el periodo 2018-2020. Además, la provincia concentra el 69% de la capacidad instalada de producción de bioetanol de maíz y el 46,5% de la capacidad instalada de todo el país.

El elevado costo de trasladar maíz y soja desde la provincia de Córdoba hasta los puertos genera un incentivo adicional para industrializar los mismos en origen. En el caso del maíz, se estima que el flete a puerto representa el 20% de los costos de producción.

La capacidad instalada de producción de ambos biocombustibles es superavitaria, generando oportunidades de desarrollo de nuevos mercados, tanto a nivel interno como externo. En el caso de los mercados de los coproductos, los mismos se han desarrollado en paralelo a los biocombustibles, con una orientación exportadora, en el caso de los derivados de la producción de biodiésel (glicerina sin procesar y refinada), y más enfocado en el mercado interno, en el caso de los derivados de producción de bioetanol (burlanda húmeda y seca, alcohol no combustible, aceite de maíz, CO₂, etc.). La ampliación del mercado de estos y la generación de bioproductos de mayor complejidad permitirá ampliar el valor agregado de la cadena, el cual se estima en 22% para el bioetanol y en un 27% para el biodiésel.

Uno de los aportes de gran relevancia de las cadenas de bioetanol de maíz y biodiésel de soja está relacionado a la generación de empleo. Los puestos de trabajos no solo se crean en la planta industrial, sino también en el campo, en el transporte, en las empresas que proveen insumos para la actividad, servicios profesionales y mantenimiento, entre otros.

En el cultivo, la cosecha y el traslado, hasta el agregado de valor en planta y la posterior comercialización de los biocombustibles, se generan cientos de puestos de trabajo (directos e indirectos). En las siguientes tablas, se muestran los empleos generados en la etapa primaria e industrial.

TABLA 1. Empleo en la cadena de bioetanol de maíz Argentina. Promedio 2019/2020. En puestos de trabajos

Concepto	Sector primario	Industria bioetanol		Total
		Empleo directo	Empleo indirecto	
Puestos de trabajo	2 569	525	1 575	4 669

Fuente: Fundación Agropecuaria para el Desarrollo de Argentina (FADA) en base a encuesta a empresas productoras, Ministerio de Trabajo, Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC) y Superintendencia de Riesgo de Trabajo (SRT).



La cadena de bioetanol de maíz genera 4 669 puestos de trabajo. El 55% (2 569) provienen de la etapa primaria, mientras el 45% restante de la industria (2 100).

TABLA 2. Empleo en la cadena de biodiésel
Argentina. Promedio 2019/2020. En puestos de trabajos

Concepto	Sector primario	Industria aceitera	Industria biodiésel		Total
			Empleo directo	Empleo indirecto	
Puestos de trabajo	13 901	5 132	1 593	4 779	25 405

Fuente: Fundación Agropecuaria para el Desarrollo de Argentina (FADA) en base a Ministerio de Trabajo, Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC) y Superintendencia de Riesgo de Trabajo (SRT).

La cadena de biodiésel genera 25 405 puestos de trabajos. El 55% (13 901) provienen de la etapa primaria, 20% de la industria aceitera (5 132) y 25% de la industria de biodiésel (6 372).

Los biocombustibles líquidos y su potencial de desarrollo: algunas experiencias internacionales

A lo largo de su historia, Argentina ha transitado por diversos modelos de desarrollo, habiendo impactado todos ellos fuertemente en el progreso económico de sus provincias.

Hoy la estructura productiva se asienta fuertemente en el sector de servicios y un fuerte componente agro y agroindustrial como generador de divisas. Los cambios de los modelos de desarrollo abrieron debates y dicotomías planteadas de manera excluyente en el país. En el siglo XX se planteó la opción entre el “librecambio o el proteccionismo”, y luego la de “campo o industria”. Ya entrado el siglo XXI, apareció el dilema de desarrollo vs. medio ambiente, planteados como temas mutuamente excluyentes y polarizados, en muchos casos, por la percepción social de los temas, con una notable ausencia de reflexiones sobre las posibilidades que ofrecen la investigación y la innovación, tanto en las ciencias biológicas y ambientales, como en las ciencias sociales. La disyuntiva “desarrollo/reducción de pobreza vs. medio ambiente” genera un fuerte debate, no solo en Argentina, sino en el resto del mundo.

El objetivo de reducir la pobreza (y el crecimiento económico requerido para ello) parecería contradictorio con la necesidad de atenuar el cambio climático y preservar el ambiente. La bioeconomía, como parte de una estrategia más amplia de desarrollo, viene a relativizar la vieja disyuntiva de “campo o industria”. En efecto, la industrialización y el aprovechamiento eficiente y sostenible de los recursos biológicos son parte fundamental de la generación de valor agregado exportable, necesario para abastecer al país de parte de las divisas necesarias para cortar con los clásicos ciclos de *stop and go* caracterizados por los estrangulamientos externos.

Respecto al aparente dilema entre desarrollo y ambiente, la bioeconomía también busca atender ambos objetivos a la vez, a través de la utilización eficiente y sostenible de los recursos de origen biológico, reduciendo los residuos, desechos y emisiones en los procesos productivos, y generando bioproductos que sustituyen productos fósiles. Apela, de esta manera, al desarrollo económico comprometido con los desafíos del cambio climático.



En Argentina, donde la disponibilidad de recursos biológicos, la capacidad de sus recursos humanos y un buen acervo de tecnologías vinculados a las cadenas de valor agropecuarias, constituyen sus mayores ventajas comparativas, el aprovechamiento productivo de la bioeconomía representa una nueva ventana de oportunidad como parte de una estrategia más amplia de desarrollo genuino y sostenible (Chavarría y Torroba, en IICA 2020¹).

Dentro de la bioeconomía, se destaca el desarrollo de los biocombustibles, constituyéndose como un importante motor que permite agregar valor al agro, diversificar la producción a la vez que permiten reemplazar productos fósiles, disminuyendo comparativamente las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

El desarrollo de los biocombustibles, para Argentina en general y para la provincia de Córdoba en particular, permiten articular uno de los senderos de la bioeconomía en el formato de industrias multiproductos, donde el proceso productivo genera una serie de coproductos adicionales a los biocombustibles, los cuales permiten generar distintas redes de valor asociadas al sector pecuario, industrial y farmacéutico, entre otros.

De esta manera, generando una agro industrialización en el interior del país, los biocombustibles son la punta de lanza de la bioeconomía como paradigma técnico productivo que permitirá contribuir al desarrollo del país y de la provincia.

El consumo y la producción global de biocombustibles comenzaron a recuperarse durante 2021 a ritmos heterogéneos, luego de la caída que sufrieran en 2020. En este sentido, la recuperación del bioetanol es menor a la del biodiésel, siendo este último especialmente impulsado por el incremento de producción y consumo de HVO (aceite vegetal hidrogenado, por sus siglas en inglés).

De acuerdo con Torroba (2021) en el mediano y largo plazo se espera un fuerte incremento en la producción mundial de biocombustibles. Los escenarios descriptos a continuación son las previsiones necesarias de consumo y producción de biocombustibles alineados a distintos escenarios energéticos de descarbonización.

Escenarios

Tomando en cuenta el “Escenario Energético Previsto” (PES, por sus siglas en inglés) de la IRENA (2017)² se estima que la producción de biocombustibles tendría un incremento del 110% en 2030, en relación con 2017, alcanzando un 189% de incremento en 2050. Si consideramos un escenario de descarbonización más agresivo (“Escenario de Transformación Energética”, TES), la producción aumentaría en 379% para 2050, correspondiendo el 15% de esta a los biocombustibles de aviación.

¹ IICA (Instituto Interamericano de Cooperación para la Agricultura). 2020. Bioeconomía: Una estrategia de desarrollo para la Argentina del Siglo XXI: Impulsando a la bioeconomía como modelo de desarrollo sustentable: entre las políticas públicas y las estrategias privadas.

² En dicho escenario se reflejan los planes previstos hasta dicho año y otros objetivos y políticas, incluidas las contribuciones determinadas a nivel nacional (CDN) en virtud del Acuerdo de París.



Asimismo, cabe mencionar las previsiones del reciente informe publicado por la AIE (2021a), “*Net zero by 2050: a roadmap for the global energy sector*”. Este informe plantea de qué manera el sector energético global puede alcanzar un escenario de cero emisiones netas para el 2050. En este sentido, prevé un significativo incremento en el consumo de los biocombustibles en la presente década. Dicho aumento estaría centrado en la movilidad terrestre por carretera y podría alcanzar un 275%. Se afirma, a su vez, que a partir de 2030 el consumo seguiría incrementándose, pero a un ritmo más lento, trasladándose su uso hacia el transporte marítimo y la aviación, mientras la electrificación se iría expandiendo en el transporte por carretera. Se estima que para el 2050 cerca de la mitad del uso de biocombustibles líquidos total se concentraría en usos alternativos al terrestre, principalmente el transporte aéreo y, en segundo lugar, el marítimo.

En consonancia con un escenario menos exigente en términos de emisiones, pero siempre ajustado a las exigencias ambientales del Acuerdo de París, es decir, en el contexto de desarrollo sostenible de la AIE, se espera un incremento del 201% en la producción de biocombustibles líquidos para 2030, con relación al consumo de 2019, alcanzando los 298 millones de toneladas equivalentes de petróleo (Mtep).

Los biocombustibles (bioetanol y biodiésel) utilizados en el transporte terrestre participarán significativamente en este incremento. En este sentido, de los 298 Mtep, el 56% sería destinado al transporte de pasajeros y un 28% al de mercancías por carretera. Por otra parte, se prevé el ingreso de otros biocombustibles, donde el sector de la aviación participaría en un 10% del consumo y el transporte marítimo alrededor del 5%.

En relación con la producción de HVO, se espera un crecimiento significativo para los próximos cinco años. Se incrementaría la capacidad productiva en hasta 33 Mm³ anuales para el 2025, suponiendo así un aumento de 250% respecto de 2020. En este sentido, no solo se incrementaría la capacidad productiva de HVO, sino también su producción, pasando esta de alrededor de 5.5 Mm³ en 2018 a 13 Mm³ en 2024. Cabe destacar, asimismo, que el segmento de producción de este biocombustible registra una creciente integración en el sector y en empresas petroleras. Se estima que el 27% del HVO producido en 2020 se originó en refinerías de petróleo, reconvertidas para la producción de biocombustibles.

Tomando en cuenta las características del sector primario e industrial local, y luego de haber realizado un análisis exhaustivo de las condiciones técnicas, logísticas, ambientales y legales, se han elaborado tres escenarios de posibles incrementos de consumo de bioetanol y biodiésel en la provincia de Córdoba. Estos escenarios son complementarios a las mezclas nacionales vigentes (B5 y E12).

En el caso de bioetanol, se parte de la base de la recuperación del consumo de naftas en el 2022 a los niveles de prepandemia. Se estima un crecimiento de la demanda de naftas del 1.8% anual durante todos los años hasta el 2030, con un crecimiento uniforme entre flotas cautivas y no cautivas³. Asimismo, se asume que están dadas las condiciones técnicas para incorporar kits de conversión para tener vehículos nafteros que funcionen también con E85⁴ y los mismos son incorporados en flotas cautivas y no cautivas a distintos ritmos. Teniendo en cuenta los aspectos mencionados, se elaboran tres escenarios: conservador, moderado y optimista.

³ Dentro de la flota cautiva, pública y privada, fueron incluidos: taxis y remises, flota policial, flotas provinciales y municipales. La flota no cautiva abarca el resto de los automóviles nafteros no incluidos en las categorías anteriores.

⁴ Se asume una disminución de rendimiento del 24% ante la irrupción de E85, siendo absorbido dicho consumo por el bioetanol.



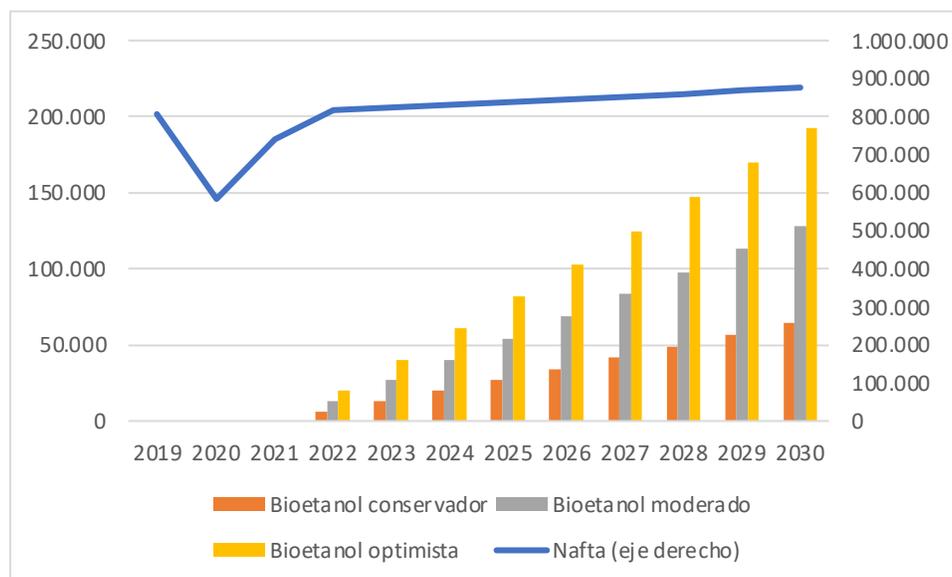
En el escenario conservador, se estima que el 5% del consumo de naftas en el mercado no cautivo y el 25% en el mercado cautivo se darán en formato de bioetanol⁵ al 2030, estimando un crecimiento interanual porcentual constante hasta llegar a dichos porcentajes, partiendo del año base 2022.

En el escenario moderado, se estima que el 10% del consumo de naftas en el mercado no cautivo y el 50% en el mercado cautivo se darán en formato de bioetanol al 2030, estimando un crecimiento interanual porcentual constante hasta llegar a dichos porcentajes, partiendo del año base 2022.

En el escenario optimista, se estima que el 15% del consumo de naftas en el mercado no cautivo y el 75% en el mercado cautivo se darán en formato de bioetanol al 2030, estimando un crecimiento interanual porcentual constante hasta llegar a dichos porcentajes, partiendo del año base 2022.

En el siguiente gráfico puede observarse un resumen de los tres escenarios en conjunto con el consumo de naftas:

ILUSTRACIÓN 2. Escenarios de consumos de bioetanol y nafta (en m³) en la provincia de Córdoba por fuera del corte obligatorio



Como principales conclusiones, al 2030 bajo el escenario conservador, el 7% del volumen consumido de nafta podría darse en formato de bioetanol (cabe resaltar que el porcentaje es en volumen y no en energía total). De la misma forma, en el escenario moderado, el 15% del consumo se daría a partir de bioetanol y en el escenario optimista se alcanzaría el 22% del mismo.

⁵ Si bien el consumo de etanol se da en formato de E85, la gráfica refleja el consumo total de bioetanol puro.



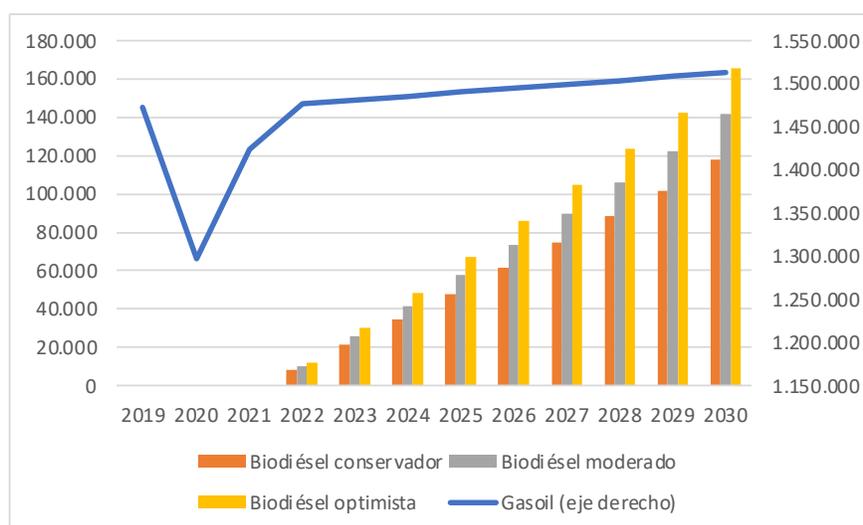
En el caso del biodiésel, se parte desde la base de la recuperación del consumo de gasoil en el 2022 a los niveles de prepandemia. Se estima un crecimiento de la demanda del 0.6% anual durante todos los años hasta el 2030, con un crecimiento uniforme entre flotas cautivas y no cautivas. Asimismo, y en línea con la sección técnica del presente trabajo, se asume que diversos tipos de vehículos están en condiciones de consumir mezclas mayores al B5 actual⁶. Con esta base común se elaboraron tres escenarios: conservador, moderado y optimista.

En el escenario conservador, se estima que el 18% del mercado no cautivo consume una mezcla promedio equivalente a B10 (5% más que la mezcla actual) al 2030. Por su parte, el 75% de la flota cautiva consume una mezcla final (a través de distintos cortes como B20, B100, etc.) del 25%, estimando un crecimiento interanual porcentual constante hasta llegar a dichos porcentajes, partiendo del año base 2022.

En el escenario moderado, se estima que el 18% del mercado no cautivo consume una mezcla promedio equivalente a B12 al 2030. Por su parte, el 75% de la flota cautiva consume una mezcla final (a través de distintos cortes como B20, B100, etc.) del 30%, estimando un crecimiento interanual porcentual constante hasta llegar a dichos porcentajes, partiendo del año base 2022.

En el siguiente gráfico puede observarse un resumen de los tres escenarios en conjunto con el consumo de gasoil:

ILUSTRACIÓN 3. Escenarios de consumos biodiésel y gasoil (en m³) en la provincia de Córdoba por fuera del corte obligatorio



Como principales conclusiones, al 2030 bajo el escenario conservador, el 7.8% del volumen consumido de gasoil podría darse en formato de biodiésel. De la misma forma, en el escenario moderado, el 9.4% del consumo se daría a partir de biodiésel, y en el escenario optimista se alcanzaría el 10.9% del mismo.

⁶ Se asume una disminución de rendimiento del 4% ante la irrupción de B100, siendo absorbido dicho consumo por el biodiésel.



En síntesis, luego del análisis de los distintos escenarios, cabe destacar la existencia de oportunidades de promover el consumo de ambos biocombustibles en la provincia de Córdoba. El impulso en las flotas cautivas será clave en ambos segmentos (bioetanol y biodiésel) así como también la incorporación de tecnología (kits para el caso de bioetanol), construir circuitos logísticos y de carga y la competitividad vía precios.

Por otra parte, el estudio de experiencias internacionales de desarrollo de los biocombustibles líquidos para algunos países permite identificar buenas prácticas y analizar los factores de éxito a la hora de pensar en políticas públicas destinadas a potenciar el desarrollo de los biocombustibles para Argentina y, en particular, para la provincia de Córdoba.

Para el caso del bioetanol de maíz, se destacan cuatro casos:

a) Brasil, donde las naftas poseen 27.5% de etanol anhidro y adicionalmente se comercializa bioetanol hidratado para vehículos *flex-fuel* que pueden utilizar dicho biocombustible

b) Estados Unidos, donde a la mezcla promedio de 10% de bioetanol (la Agencia de Protección Ambiental autorizó el uso de E15) se le agrega un canal de comercialización de E85, para modelos de automóviles *flex* calibrados para dicha proporción. La existencia de surtidores de combustibles flex permite que el consumidor pueda programar la mezcla entre E10 y E85.

c) Francia: este caso resulta interesante, desde el punto de vista de que ha reconvertido parcialmente su flota a través de kits de conversión, tecnología que permite que un vehículo convencional pueda utilizar mezclas de bioetanol hasta E85. Se estima que el parque de vehículos *flex-fuel* en circulación ronda las 144 000 unidades en Francia, de los cuales 105 000 utilizan el kit de conversión, mientras que el resto son capaces de funcionar con E85 desde fábrica. De esta manera, el E85 representa el 40% de las ventas totales de bioetanol en el país.

d) India: este país ha acelerado sus esfuerzos para alcanzar su ambicioso objetivo de consumo de E20 en el 2025. En enero de 2021, el gobierno anunció su objetivo E20 para 2025 en lugar de 2030, manteniendo su objetivo inmediato de E10 para 2022.

En cuanto al biodiésel de aceite de soja, cabe destacar el análisis de cuatro países:

a) Colombia: el 9 de abril de 2021, el gobierno colombiano emitió una resolución para aumentar el mandato de mezcla de biodiésel de B10 a B12 en la mayor parte del país. De esta manera, Colombia se convierte en uno de los primeros países en superar la mezcla obligatoria del 10%.

b) Brasil: el país tiene como objetivo el aumento anual de la mezcla de biodiésel en un 1%, de B11 en junio de 2019 (que entró en vigencia en septiembre de 2019), a B12 en marzo de 2020, B13 en marzo de 2021, B14 en marzo de 2022 y hasta B15 para marzo de 2023. Este objetivo se ha encontrado con marchas y contramarchas debido a los elevados precios del aceite.



c) Indonesia: entre los países del sudeste asiático, uno de los mayores referentes en materia de biocombustibles. Cuenta con un programa de fomento al biodiésel, que desde el 2020 establece una mezcla obligatoria del 30%, a partir del aceite de palma. Adicionalmente, se encuentra en estudio aumentar dicha mezcla a B40. Se destaca también la existencia del fondo CPO (*Crude Palm Oil Fund*), el cual se financia mediante la recaudación de gravámenes a la exportación de aceite de palma y se utiliza para proporcionar subvenciones a los productores nacionales de biodiésel.

d) Suecia: con respecto a la utilización de mandatos de uso de biocombustibles, los mismos son indirectos, ya que se obliga a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) de la gasolina y el diésel, lo que ha permitido fomentar el uso de biodiésel y bioetanol. En el período del 1° de julio de 2018 al 31 de diciembre de 2019, los objetivos fueron de al menos 2.6% de emisiones de la gasolina y 20% del diésel. Durante 2020 se establecieron en al menos 4.2% de la gasolina y 21% del diésel. Ello se tradujo en un elevado uso de mezclas de biocombustibles, especialmente de biodiésel, que representó el 33.2% del total del diésel consumido. De esta manera, en Suecia se utiliza una amplia gama de mezclas y también biodiésel en estado puro. Se destaca la alta proliferación del HVO en el consumo, el cual ha superado ampliamente al tradicional biodiésel FAME (*fatty acid methyl ester*).

Aspectos para el desarrollo potencial del mercado de los biocombustibles líquidos

Aspectos normativos

El régimen jurídico del bioetanol de maíz y del biodiésel está conformado esencialmente por la Ley Nacional N°27 640 que aprobó el Marco Regulatorio de Biocombustibles⁷ y por la Ley de la provincia de Córdoba N°10 721 de Promoción y Desarrollo para la Producción y Consumo de Biocombustibles y Bioenergía⁸. Además, a nivel provincial también cabe mencionar que esta última ley estableció ciertos beneficios fiscales para los biocombustibles. Las normas jurídicas vigentes establecen, por un lado, la obligación de mezclar biocombustibles con los combustibles fósiles. Se construye así a nivel nacional un mercado de biocombustibles altamente regulado tanto en volúmenes como en precio.

Por otro lado, el marco regulatorio también contiene las bases para la elaboración y comercialización de biocombustibles puros o biocombustibles mezclados en mayores proporciones con combustibles fósiles, para los cuales se estructura un mercado sin regulación de volúmenes y precios. Sin embargo, se advierte que la normativa sobre requisitos y condiciones aplicables no se encuentra aún suficientemente desarrollada a los fines de disipar eventuales escenarios de incertidumbre jurídica.

⁷La Ley N°27 640 fue sancionada por el Congreso de la Nación el 15 de julio de 2021, promulgada de hecho el 2 de agosto de 2021 y publicada en el Boletín Oficial de la República Argentina el 4 de agosto de 2021. La ley entró en vigor el 5 de agosto de 2021 (al día siguiente de su publicación). La ley ha sido reglamentada por el Decreto N° 717/2021 publicado en el Boletín Oficial de la República Argentina el 19 de octubre de 2021.

⁸ La Ley N°10 721 fue sancionada por la Legislatura de la provincia de Córdoba el 18 de noviembre de 2020, promulgada el 20 de noviembre de 2020 y publicada en el Boletín Oficial de la provincia de Córdoba el 27 de noviembre de 2020.



Consideraciones generales de la ley provincial

La Ley N°10 721 de la provincia de Córdoba declaró de interés provincial la promoción y desarrollo para la producción y consumo de biocombustibles y bioenergía y estableció un régimen legal, institucional y normativo para impulsar y promover su producción, consumo y aprovechamiento integral⁹.

La ley, publicada el 27 de noviembre de 2020, no prevé una fecha de vencimiento para su vigencia, con lo cual se mantendrá en vigor hasta tanto sea derogada o reemplazada. Al establecer de tal modo las normas aplicables con un horizonte de largo plazo, se advierte una diferencia relevante con el régimen nacional de la Ley N°27 640 que sí limitó su plazo de vigencia.

Debe destacarse que la Ley Provincial N°10 721 incluye una enumeración muy rica de objetivos amplios y ambiciosos. Es claramente una ley que procura consolidar a la promoción y desarrollo de los biocombustibles y la bioenergía como una verdadera política de Estado. Se advierte así otra diferencia relevante con la Ley Nacional N°27 640 que, a diferencia de su antecesora, restringió su naturaleza de legislación de promoción y fomento.

La autoridad de aplicación de la ley es actualmente el Ministerio de Servicios Públicos¹⁰. Los organismos relevantes para los biocombustibles se completan con la Secretaría de Biocombustibles y Energías Renovables creada por Decreto N°318/2021, el Consejo Consultivo para la Producción y Consumo de Biocombustibles¹¹ y Bioenergía y la Comisión de Trabajo Interministerial.

La Ley N°10 721 reconoce que, para potenciar la producción de biocombustibles y bioenergías, es necesario propender a su utilización generalizada y masiva en el ámbito provincial, en el mayor nivel de mezcla posible con los combustibles fósiles. La ley efectúa una enumeración amplia y no taxativa de sectores y actividades donde se debe procurar la utilización de biocombustibles en el mayor nivel de mezcla posible:

- a) Los vehículos de las flotas del sector público provincial y de municipios y comunas que adhieren, tanto propios como de terceros que presten servicios públicos.
- b) Las actividades industriales, mineras, de servicios, comerciales, agroindustriales y ganaderas.
- c) El transporte de cargas en general.
- d) Los espectáculos públicos.
- e) Las contrataciones de bienes, servicios y obras públicas.
- f) La recolección de residuos sólidos urbanos, peligrosos y otros.
- g) El servicio de transporte público de pasajeros, urbano e interurbano.
- h) La generación de energía eléctrica.
- i) Las empresas de logística, encomiendas y correos.
- j) El transporte escolar.
- k) Los servicios de taxis y remises.
- l) El gas envasado y sus redes de distribución.
- m) Toda otra actividad que la autoridad de aplicación desee incorporar.

⁹ Artículo N°1° de la Ley Provincial N°10 721.

¹⁰ El Decreto N°918/2020 estableció que la autoridad de aplicación sea el Ministerio de Coordinación. Luego, el Decreto N°190/2021 dispuso que el Ministerio de Coordinación podía delegar en el Ministerio de Servicios Públicos su carácter de autoridad de aplicación. Dicha delegación fue efectuada por la Resolución N°37/2021.

¹¹ Creado por el Artículo N°13 de la Ley N°10 721 y conformado por Resolución MSP N°56/2021.



Este marco jurídico posibilita y promueve la ampliación del uso del bioetanol de maíz y del biodiésel en mezclas mayores a los porcentajes obligatorios actuales, e incluso como biocombustibles puros.

La Ley Provincial N°10 724: beneficios fiscales para biocombustibles

La Ley Provincial N°10 724 que modificó el Código Tributario Provincial con vigencia a partir del 1° de enero de 2021 introdujo un conjunto de beneficios fiscales para los biocombustibles que se complementan con los instrumentos previstos en la Ley N°10 721.

En primer lugar, se eximió del Impuesto sobre los Ingresos Brutos a los ingresos provenientes del desarrollo de la actividad de producción y/o generación de biocombustibles realizada por empresas con plantas o establecimientos de producción radicados y/o instaladas en la provincia de Córdoba¹². Este beneficio fue establecido con una duración de cinco años, con lo cual vence el 31 de diciembre de 2025.

En segundo lugar, se estableció una reducción de hasta el 20% del monto a pagar del Impuesto a la Propiedad Automotor a los vehículos automotores y moto vehículos que fueran propulsados principalmente mediante la utilización de biocombustibles, en la medida que se encuentren afectados al desarrollo y/o explotación de la actividad primaria, industrial y la prestación del servicio de transporte.

La ley otorgó además la potestad al Poder Ejecutivo Provincial para hacer extensivo el beneficio a otras actividades económicas, como así también para determinar las formas y/o condiciones y/o limitaciones que estime conveniente a efectos de instrumentar las disposiciones previstas en el presente artículo.

En ejercicio de dicha potestad, se dictó el Decreto N°382/2021 que estableció una reducción adicional del 30% para llevar el beneficio hasta una reducción total del 50%.

En tercer lugar, la ley eximió del Impuesto de Sellos a los actos, contratos y/o instrumentos celebrados para impulsar el desarrollo de infraestructura, logística y equipamiento en la producción, transporte y almacenamiento de biocombustibles líquidos, gaseosos y sólidos. Este beneficio también se previó con una vigencia de cinco años.

Por un lado, la ampliación del uso de bioetanol de maíz en el mercado regulado obligatorio puede ser establecida a nivel nacional por decisión de la Secretaría de Energía de la Nación. El porcentaje de mezcla obligatorio fijado actualmente en el 12% puede ser elevado, sin limitación cuantitativa, cuando se lo considere conveniente en función del abastecimiento de la demanda, la balanza comercial, la promoción de inversiones en economías regionales y/o razones ambientales o técnicas.

Del mismo modo, la ampliación del uso de biodiésel en el mercado regulado puede ser establecida a nivel nacional por decisión de la Secretaría de Energía de la Nación. El porcentaje de mezcla obligatorio fijado actualmente en el 5% puede ser elevado, sin limitación cuantitativa, cuando se lo considere conveniente en función del abastecimiento de la demanda, la balanza comercial, la promoción de inversiones en economías regionales y/o razones ambientales o técnicas.

¹² Artículo N°24° de la Ley N°10 724.



Adicionalmente, la elevación de los porcentajes de mezcla obligatorio puede ser decidida por la Secretaría de Energía de la Nación como consecuencia de una política de sustitución de importaciones, incluso con un tratamiento diferenciado y particular a nivel geográfico.

Por otro lado, la legislación nacional expresamente posibilita y establece las bases para un mercado no regulado de biocombustibles con mezclas mayores a los porcentajes obligatorios y biocombustibles puros.

En forma complementaria, y profundizando fuertemente la promoción de los biocombustibles, la Ley Provincial N°10 721 incorpora un conjunto muy relevante de herramientas que procuran ampliar el uso de bioetanol de maíz y de biodiésel en la esfera de la provincia de Córdoba en el mayor nivel de mezcla posible, que se complementan con los beneficios impositivos de la Ley N°10 724.

Para alcanzar la efectiva ampliación del uso del bioetanol de maíz y el biodiésel, es necesario profundizar ciertos aspectos de la legislación vigente mediante reglamentaciones específicas que permitan tanto hacer operativos los instrumentos de promoción previstos, como también disipar eventuales incertidumbres jurídicas. A tal efecto, se advierten como necesarias ciertas acciones regulatorias de nivel nacional y provincial.

A nivel nacional, se deben establecer con claridad las condiciones y requisitos para biocombustibles puros y/o mezclados en porcentajes mayores al obligatorio. La Secretaría de Energía de la Nación debe, a tal efecto, reglamentar el Artículo N°23 de la Ley N°27 640.

A nivel provincial, es necesario avanzar en la reglamentación de todos los instrumentos de promoción y desarrollo de los biocombustibles de la Ley N°10 721, otorgando los recursos presupuestarios suficientes a tal efecto. En particular se podría:

- Incrementar el porcentaje de preferencia establecido por la Resolución N°14/2021. Como referencia comparativa, a nivel nacional, la Ley Nacional N°27 437 de comercio de trabajo argentino, hoy vigente, establece un porcentaje de preferencia del 15% para MiPyMEs y del 8% para el resto de las empresas; y el último proyecto de modificación de dicha ley presentado prevé aumentarlo a 20% y 15%, respectivamente.
- Incorporar en los pliegos de contratación del sector público provincial otros beneficios especiales para las ofertas vinculadas con biocombustibles y bioenergía. La ley prevé también mejoras en la puntuación y ponderación de las ofertas, y no solo preferencias porcentuales respecto de los precios ofertados.
- Aprobar y comenzar la implementación del plan de migración a biocombustibles de las flotas públicas y del servicio de transporte público de pasajeros. En particular, es importante avanzar en su implementación no solo a nivel provincial sino también a nivel de municipios y comunas.
- Aprobar y comenzar a implementar los programas para la promoción de biocombustibles y bioenergía en las actividades productivas y de servicios, en la generación eléctrica y para inversiones para la transición energética.
- Aprobar y comenzar a implementar las organizaciones, planes y programas específicos de investigación, desarrollo, educación y difusión.
- Impulsar la adhesión de los principales municipios y comunas a la ley provincial como así también la replicación de los instrumentos de la ley a nivel local.



Por último, debe advertirse que, si la Secretaría de Energía de la Nación no reglamenta las condiciones y requisitos para biocombustibles en mezclas superiores a los porcentajes obligatorios y para biocombustibles puros, el impacto de la legislación provincial se verá limitado. Al respecto, puede considerarse que los recientes “Lineamientos para un Plan de Transición Energética al 2030” aprobados por Resolución N°1 036/2021 de la Secretaría de Energía son auspiciosos para vislumbrar escenarios de políticas activas que potencien el mercado no regulado.

Sin embargo, si la restricción reglamentaria no es resuelta por la Secretaría de Energía de la Nación, podrían estudiarse alternativas de reglamentación menos ortodoxas. Por ejemplo, ante la omisión de la autoridad de aplicación nacional, las autoridades provinciales podrían avanzar en la definición de estándares de condiciones y requisitos aplicables únicamente a nivel local. De todos modos, este camino no está exento de eventuales conflictos legales atento que la Ley N°26 740 asume que la competencia para efectuar dichas definiciones legal es enteramente nacional. Es relevante por ello que exista coordinación entre ambos niveles de gobierno para evitar un conflicto interjurisdiccional que impacte en la claridad regulatoria que necesitan los operadores públicos y privados.

Aspectos Tributarios

Con la aprobación de la Ley N°27 430 en diciembre de 2017, la estructura tributaria que recae sobre los combustibles se modificó de un esquema *ad valorem*, a un impuesto de suma fija. De acuerdo con el plexo normativo, los montos fijos consignados en dicha ley se actualizarán por trimestre calendario, sobre la base de las variaciones del Índice de Precios al Consumidor (IPC), que suministre el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC), considerando las variaciones acumuladas de dicho índice desde enero de 2018, inclusive.

De esta manera, se simplificó el sistema previo, eliminando los impuestos existentes y unificándolos en dos nuevos: el Impuesto a los Combustibles Líquidos (ICL) y el Impuesto al Dióxido de Carbono (ICO₂).

Esta reforma favoreció a los biocombustibles líquidos¹³ en estado puro al no quedar alcanzados por los nuevos tributos y al establecerse que, en el caso de las mezclas con biodiésel o bioetanol, el impuesto estará totalmente satisfecho con el pago del gravamen sobre el componente nafta, gasoil y diésel oil u otro componente gravado.

Con aprobación y entrada en vigor del nuevo Marco Regulatorio de Biocombustibles a través de la Ley N°27 640 se volvió a establecer que tanto el biodiésel como el bioetanol no estaría alcanzados ni por el ICL ni por el ICO₂, siempre y cuando las materias primas utilizadas en los procesos productivos fuesen de origen nacional.

En términos monetarios, hoy los nuevos impuestos específicos representan entre el 12% y el 15% de los precios finales al consumidor en el país (porcentaje similar para Córdoba), de acuerdo con los distintos grados de naftas y gasoil¹⁴.

¹³ Previa a dicha reforma, el bioetanol estaba exento de impuestos específicos pero el biodiésel tributaba parcialmente.

¹⁴ Valores estimados a noviembre de 2021.



La estructura de impuestos se complementa con el Impuesto al Valor Agregado –IVA– (21%, alcanzando tanto a fósiles como biocombustibles), mientras que la venta minorista en estaciones de servicios (EESS) está alcanzada por el Impuesto sobre los Ingresos Brutos (IIBB) del 3.25%¹⁵.

El análisis de la estructura de precios de los combustibles permite afirmar que la estructura impositiva les otorga ventajas a los biocombustibles en comparación a los fósiles a partir de la no tributación de los impuestos específicos. La actualización de estos deviene en una cuestión importante para evitar la licuación de estos.

Las principales conclusiones obtenidas a partir del estudio de las cuestiones técnicas vinculadas al uso de los biocombustibles líquidos tanto en transporte público, como de carga y en flotas de autos vehículos, son sintetizadas a continuación.

Aspectos técnicos:

El biodiésel puede ser considerado como el único combustible alternativo que puede utilizarse en un motor diésel sin inconvenientes, ni requerir modificaciones complejas. En el mundo existen numerosas flotas de transporte público que usan biodiésel en sus distintas mezclas y en estado puro.

Las bajas emisiones que genera el biodiésel lo convierten en el combustible ideal para maquinaria agrícola, parques nacionales y, sobre todo, grandes áreas urbanas.

El bioetanol es un biocombustible que constituye una alternativa sustentable. Recientes estudios locales demuestran la posibilidad de operar con E15 sin modificaciones en la calibración de las unidades convencionales. Esos mismos estudios indican que en proporciones mayores del 17% (E17) requerirían actuar sobre las unidades de control electrónicas (ECU, por sus siglas en inglés) de los vehículos afectados, y disponer de vehículos con depósito, motor y sistema de combustible capaz de funcionar con gasolina y etanol, solos o mezclados en cualquier proporción, lo que requiere considerar la edad promedio del parque automotor.

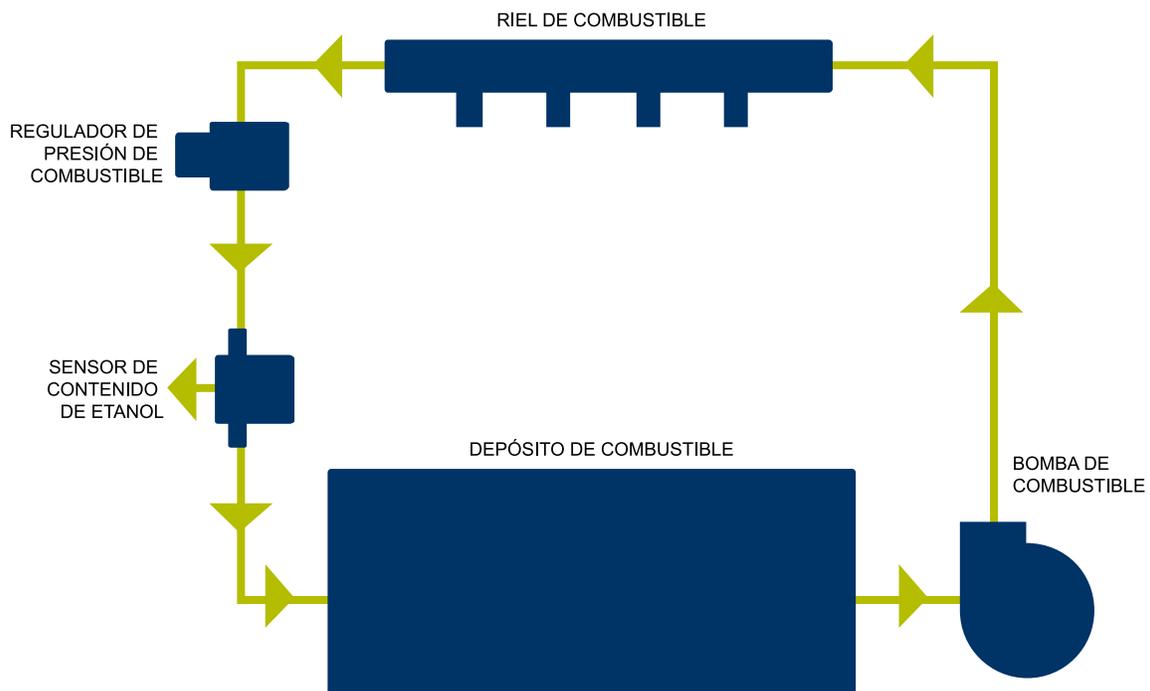
Adicionalmente, el bioetanol permite la posibilidad de adoptar el sistema E85 o FFV (*Flexible Fuel Vehicles*) o el sistema *Flex* de Brasil que acepta hasta el 100% de alcohol hidratado. En relación con su capacidad de adaptación, los tiempos de adopción y pensando en términos de una estrategia global, surge como la opción más conveniente la adopción futura de un sistema de E85.

Los vehículos que funcionan con E85 pueden proceder de fábrica adaptados a dicha calibración o también los automóviles de la flota actual pueden reconvertirse mediante los llamados kits de conversión.

¹⁵ La industria de los biocombustibles paga una alícuota de Ingresos Brutos del 1.5%, aunque hay empresas instaladas en territorio cordobés que han obtenido exenciones.



El mencionado kit consiste en un sensor capaz de establecer el porcentaje de etanol presente en el combustible, y que dicha información, juntamente con las señales emitidas por los sensores de escape informen a la ECU (*Electronic Control Unit*), y que esta determine los valores óptimos de avance de encendido y tiempos de inyección para cualquier proporción de gasolina/alcohol entre E10 y E85. De esta manera, los kits permiten que un vehículo convencional, se convierta en uno flexible que admita cualquier mezcla hasta E85. El proceso es análogo a la conversión de un vehículo convencional a uno que admita gas natural comprimido (GNC), pero el kit para E85 no requiere espacios considerables.



Asimismo, hay que destacar que ambos biocombustibles requieren cumplir con los mejores estándares de calidad y de seguridad (tanto en el proceso de producción, como en el almacenamiento de estos) para asegurar un óptimo rendimiento y evitar riesgos.

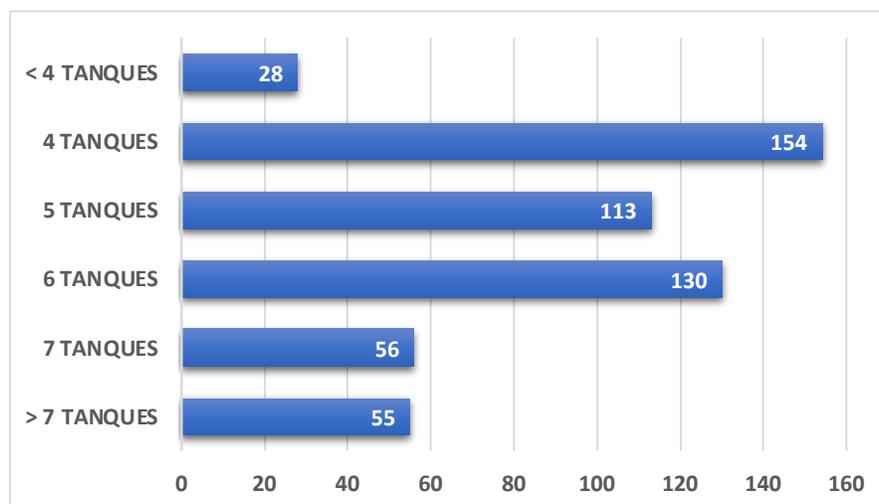
Adicionalmente, existen alternativas para su uso en mezclas en flotas con fechas de fabricación más antigua.



Aspectos logísticos relacionados con la distribución

En cuanto a la logística y almacenamiento, se destaca que el 67% de las EESS de la provincia de Córdoba que venden combustibles estarían en condiciones de almacenar y despachar cinco productos, mientras que el 46% podría despachar seis productos (dos grados de nafta, dos de gasoil y dos alternativas de biocombustibles –bioetanol y biodiésel–). En el siguiente gráfico pueden observarse la distribución de la cantidad de tanques en las EESS de la provincia de Córdoba.

ILUSTRACIÓN 4. Cantidad de tanques por estación de servicio



Por otra parte, el abastecimiento de 770 000 m³ del corte E12 a las EESS ubicadas en la provincia de Córdoba se efectúa desde las plantas de formulación de combustibles que se encuentran a una distancia promedio de 243 km. Además, para la formulación de la mezcla E12 se requiere el movimiento de 92 000 m³ de bioetanol desde las plantas de producción de biocombustibles hasta las terminales de despacho de E12, ubicadas a una distancia promedio de 294 km. La cantidad de kilómetros anuales recorridos para el suministro de E12 a EESS ubicadas en Córdoba asciende a 11.9 Mkm/año considerando una cantidad transportada de 36 m³ por viaje.

La formulación del corte E12 en EESS generaría un ahorro en logística por movimiento de producto por camión de 1.67 M de km/año, dado que, en primer lugar, se evitaría el recorrido de 1.50 M de km/año por el transporte interplanta de biocombustible y, por otra parte, la mayor cercanía de las plantas de bioetanol del sur de Córdoba con respecto a las EESS (211 km vs. 243 km) sumaría un ahorro adicional de 0.16 M de km/año. A medida que aumenta el corte de mezcla de bioetanol se hace más conveniente, desde el punto de vista logístico, el abastecimiento directo de bioetanol a las EESS y la formulación final del producto en las bocas de expendio de la provincia.

La alternativa de abastecimiento directo de bioetanol y combustibles fósiles a EESS para el expendio de un volumen de 974 000 m³ anuales de E85, equivalentes a 760 000 m³ de E12 suponiendo un menor poder calorífico del 22%, requeriría recorrer 11.7 M de km/anuales transportando combustibles por camión, marcando una leve mejora, en términos logísticos, con respecto a la alternativa actualmente vigente de suministro de E12 con mezcla en plantas de despacho (11.9 M km/año).

En el siguiente gráfico puede observarse el esquema logístico de distribución de las naftas y el bioetanol en la provincia de Córdoba.

ILUSTRACIÓN 5. Esquema de distribución de naftas por bandera



En el caso del biodiésel, en un escenario de sustitución parcial de gasoil por biodiésel, tiene sentido, en términos logísticos, reemplazar inicialmente el abastecimiento de combustibles fósiles provenientes de Campana (Buenos Aires) y Arroyo Seco (Santa Fe) por biodiésel producido en la zona de San Lorenzo (Santa Fe) para el abastecimiento de las EESS ubicadas en la provincia de Córdoba. Dados los elevados precios actuales del aceite, el biodiésel no sería competitivo, necesitando un precio a salida de planta de \$76¹⁶ en octubre para poder competir con la paridad de importación del gasoil en surtidor.

En el siguiente gráfico puede observarse un esquema logístico teórico de la distribución del gasoil y el biodiésel en la provincia de Córdoba.

¹⁶ Correspondiente a un precio de U\$0.765 por litro, de acuerdo a la cotización promedio del dólar para el mes de octubre de 2021

ILUSTRACIÓN 6. Esquema de distribución de gasoil por bandera



Considerando los precios vigentes de octubre 2021, el precio de bioetanol regulado por la Secretaría de Energía de la Nación (SEN) (49.23 \$/l)¹⁷ hubiese resultado suficiente para competir en formato E100 con el producto E12 valorizado a paridad de importación en surtidor en la provincia de Córdoba, inclusive considerando un diferencial de rendimiento del 26% para la formulación de E85.

Según el análisis realizado, la sustitución de naftas por bioetanol en la provincia de Córdoba resulta una alternativa viable y competitiva considerando aspectos logísticos y precios de importación de naftas para octubre 2021.

Aspectos ambientales y sanitarios

Desde el punto de vista ambiental, es fundamental, para alcanzar las metas mundiales de desarrollo sustentable tener en cuenta la moderna bioenergía derivada de la captura y transformación de la energía solar mediante la fotosíntesis. La biomasa tiene un gran potencial para superar la “pobreza energética”, para ello debe incrementarse su uso en escala, pasando de los 23 a los 93 EJ a nivel mundial.

¹⁷ Correspondiente a un precio de U\$0.496 por litro, de acuerdo a la cotización promedio del dólar para el mes de octubre de 2021



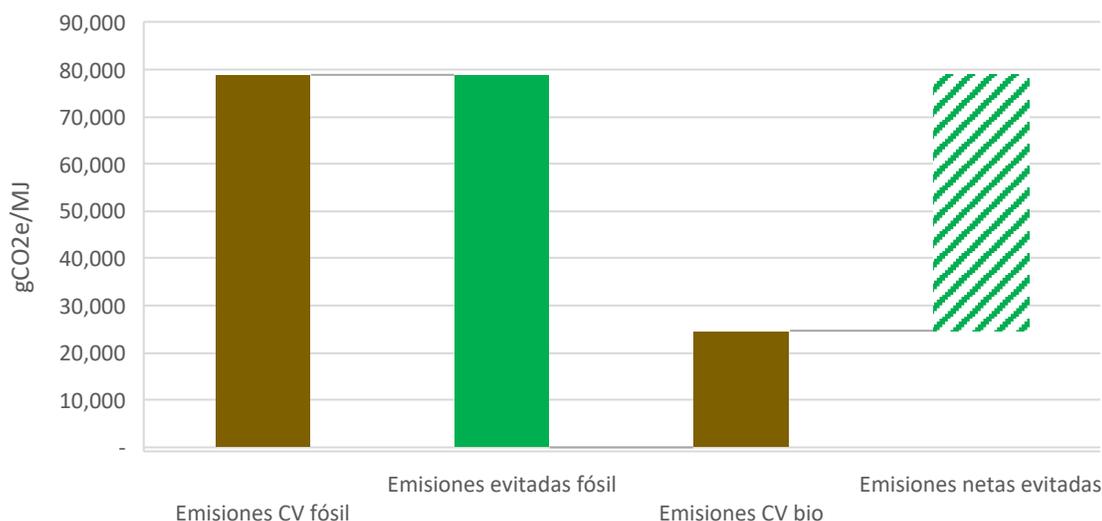
En cuanto al bioetanol, se destaca en primer lugar el alto poder de mitigación de GEI al reducir aquellos vinculados con la quema de naftas, así como la reducción de otras externalidades negativas vinculadas con su ciclo de vida, tanto en términos de emisiones al aire como a los cuerpos de agua, incluyendo la reducción de la contaminación del aire por componente de los aditivos de las naftas y por la sustitución de MTBE (*Metil-Ter-Butil-Eter*). Por otro lado, en vehículos que no cuentan con catalizadores (cada vez menos en proporción sobre el parque total) se observa un impacto medio relacionado con el incremento de las emisiones de NOx, y con un incremento en las emisiones de CO, que se da exclusivamente durante el arranque en frío de los vehículos.

Adicionalmente, se recomienda disponer de motores de gestión electrónica adecuadamente calibrados para el uso de etanol y sistemas de control de emisiones eficientes (catalizadores de tres vías) para controlar especialmente las emisiones de óxidos de nitrógeno y aldehídos y cetonas que suelen elevarse por el mayor contenido de oxígeno en el combustible.

Respecto del biodiésel, se presenta una notable reducción en emisiones de GEI por sustitución de gasoil, mientras que se reducen también las emisiones de CO, de hidrocarburos y de material particulado, así como de SO₂. Por su parte, como se señaló para el caso del bioetanol, deben contabilizarse también las reducciones en las externalidades negativas vinculadas con el ciclo de vida su contraparte fósil: el gasoil. Respecto del potencial impacto negativo en la producción de biodiésel, se destaca un posible incremento de emisiones de óxido nítrico, pero exclusivamente en motores de vieja tecnología (móviles y estacionarios) no adaptados al uso de biodiésel.

Se sintetiza en el siguiente conjunto de gráficos la reducción de emisiones netas de GEI, medidas en gramos de CO₂ equivalentes, resultante de la sustitución doméstica de combustibles fósiles por sus contrapartes de biocombustibles. En el caso de la nafta, se presenta comparada con el bioetanol de maíz, mientras que en el caso del gasoil se presenta comparado con el biodiésel de soja, para valores argentinos, según se desprende de Hilbert y Caratori (2021).

ILUSTRACIÓN 7. Emisiones netas evitadas por la sustitución doméstica de naftas por bioetanol de maíz

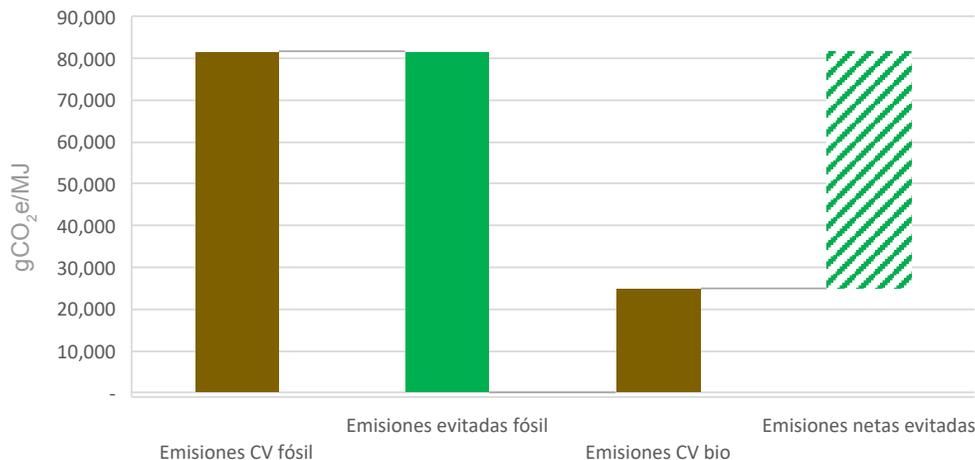


Nota: CV (Ciclo de vida)

Fuente: Hilbert y Caratori (2021).



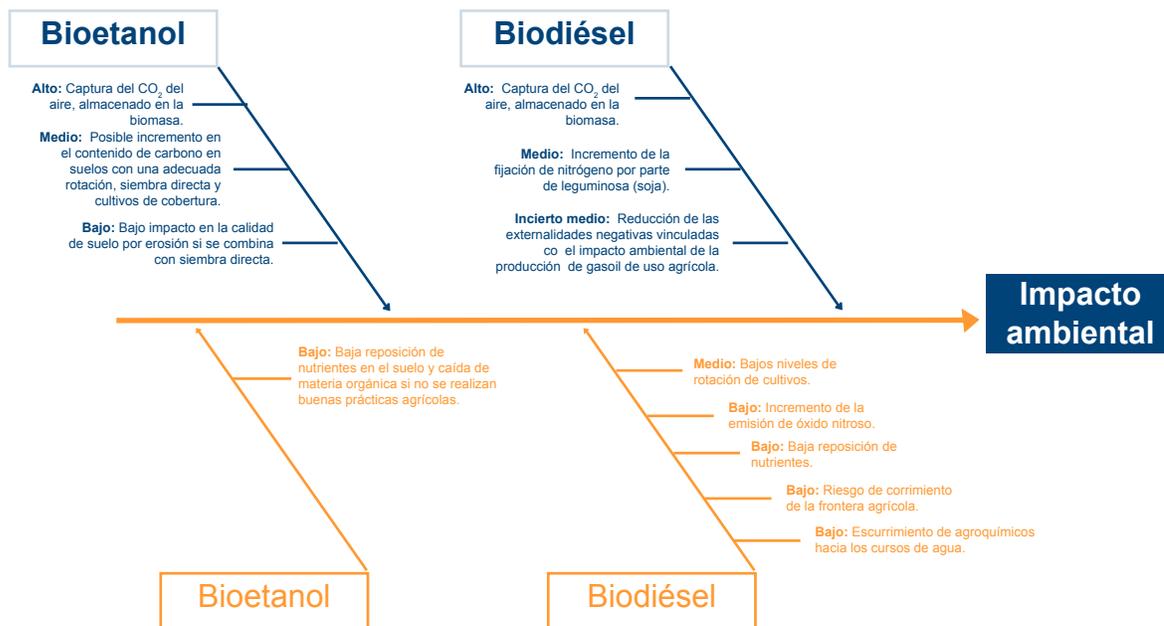
ILUSTRACIÓN 8. Emisiones netas evitadas por la sustitución doméstica de gasoil por biodiésel de soja



Nota: CV (Ciclo de vida)
Fuente: Hilbert y Caratori (2021).

A continuación, se resumirán los principales impactos ambientales vinculados a la producción de biocombustibles a lo largo de todas las etapas productivas. De esta manera, en la siguiente ilustración, se resumen de forma esquemática los principales impactos ambientales vinculados con la fase agrícola de la producción de biodiésel y bioetanol.

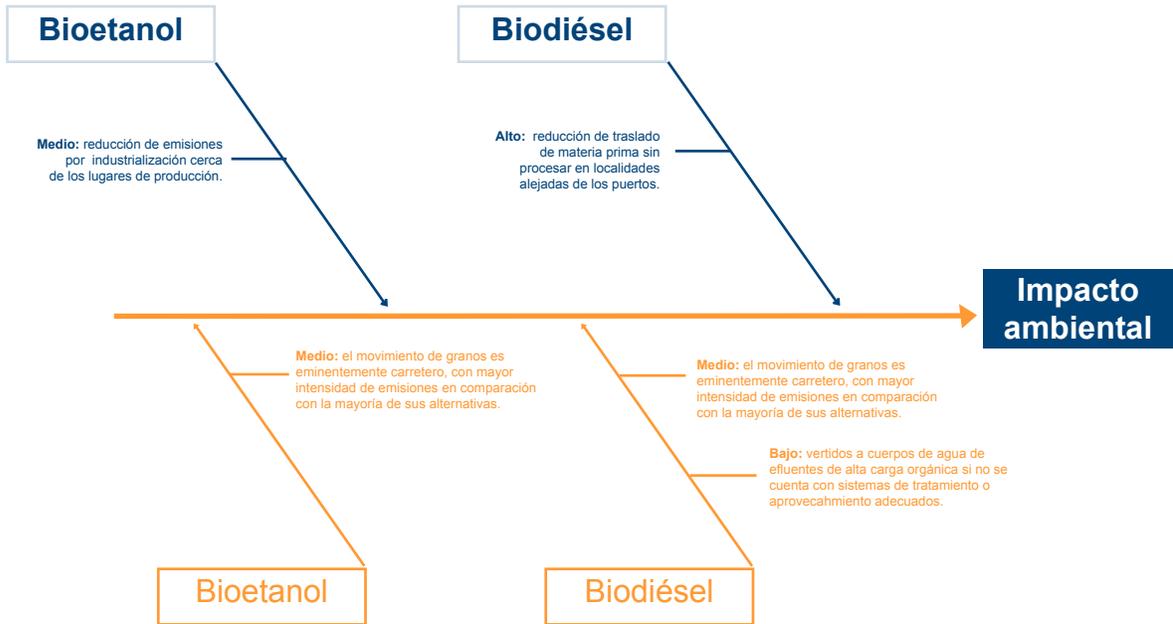
ILUSTRACIÓN 9. Esquema de los impactos ambientales vinculados con la fase agrícola de la producción de bioetanol y biodiésel





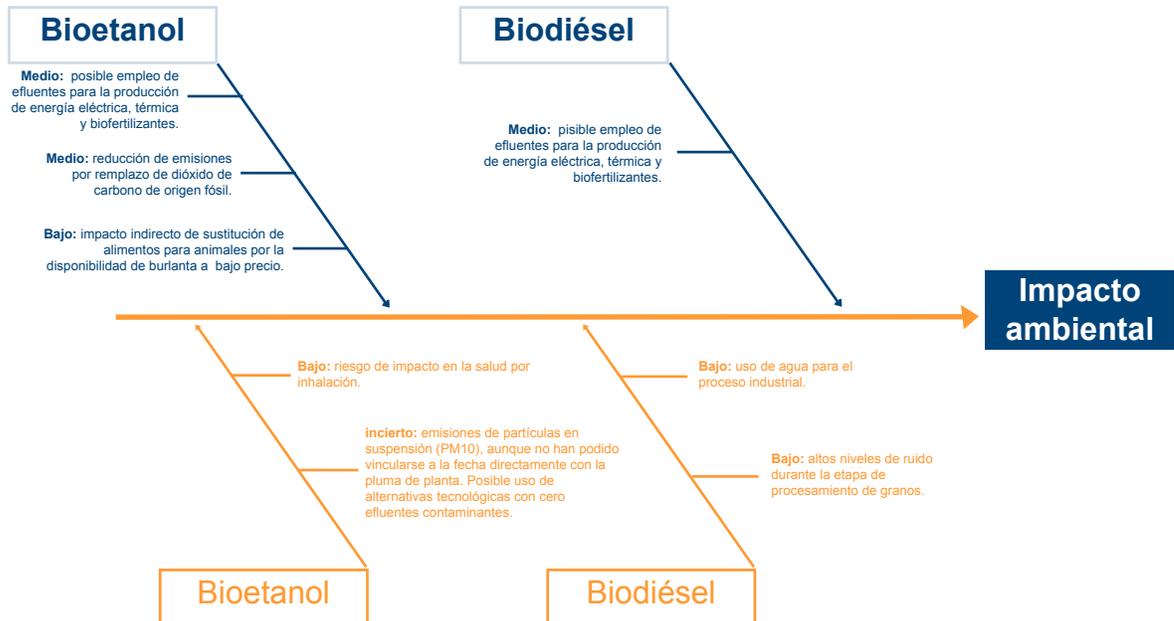
En el siguiente esquema, se resumen los principales impactos ambientales vinculados con la fase logística de la producción de biodiésel y bioetanol.

ILUSTRACIÓN 10. Esquema de los impactos ambientales vinculados con la fase logística de la producción de bioetanol y biodiésel



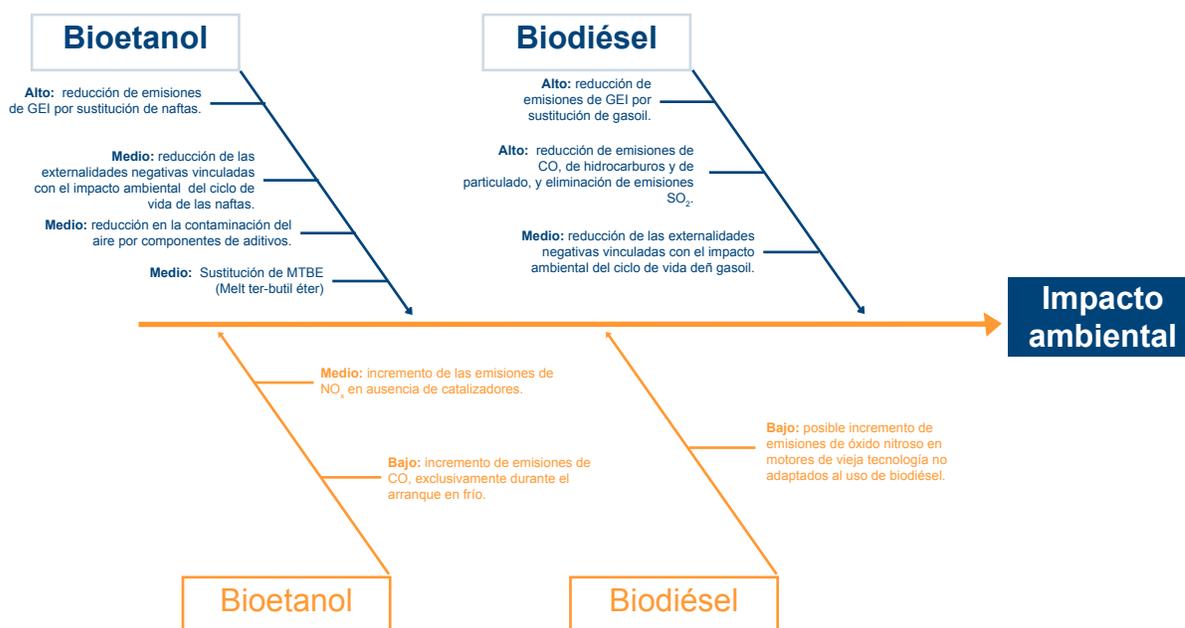
En el siguiente esquema, se resumen los principales impactos ambientales vinculados con la fase industrial de la producción de biodiésel y bioetanol.

ILUSTRACIÓN 11. Esquema de los impactos ambientales vinculados con la fase industrial de la producción de bioetanol y biodiésel



Finalmente, en el siguiente esquema, se resumen los principales impactos ambientales vinculados con la combustión de biodiésel y bioetanol.

ILUSTRACIÓN 12. Esquema de los impactos ambientales vinculados con la combustión de bioetanol y biodiésel



Aspectos comunicacionales

La comunicación y el diseño de campañas dirigidas a las distintas poblaciones objetivo y a la población en general resultan un elemento clave en la elaboración de un plan de desarrollo de los biocombustibles líquidos.

La Ley N°10 721 de Promoción y Desarrollo para la Producción y Consumo de Biocombustibles y Bioenergía de la provincia mediterránea de Córdoba prevé una demanda voluntaria de los consumidores por encima de las mezclas obligatorias de 12% de bioetanol en las naftas y de 5% de biodiésel en el diésel, tal como lo establece la Ley Nacional N°27 640.

Las mezclas obligatorias, al asegurar la demanda final de biocombustibles, no incentivaron a los fabricantes de biocombustibles a buscar un acercamiento con el consumidor ni a emprender campañas de comunicación o de marketing para vender más o a informar a la población sobre el valor agregado del bioetanol o del biodiésel.

De hecho, se ha comprobado que los mismos consumidores de las provincias productoras suelen tener un gran desconocimiento sobre los biocombustibles, sus ventajas en cuanto a mitigar el cambio climático, los aportes sociales y económicos que generan en las economías regionales, así como la incidencia favorable en la calidad del producto final cuando es mezclado con las naftas.



En el caso del bioetanol, por ejemplo, será clave en el éxito del programa comunicar bien sobre la incorporación de los kits o cajas de conversión que permiten transformar a un auto común en un automóvil *flex*, la seguridad para el vehículo, la eficiencia de la mezcla, y la calidad y disponibilidad del producto. En el caso del biodiésel, también resulta fundamental comunicar las mezclas posibles de ser utilizadas de acuerdo con los diferentes modelos de vehículos.

Este nuevo paradigma energético obligará a la provincia y a los productores a un esfuerzo sostenido en el tiempo de marketing y comunicación para que la población adopte estos “nuevos” productos y la demanda crezca vigorosamente, como lo ha hecho en países como Francia y Estados Unidos.

La adopción de un producto depende de múltiples factores como la calidad –el producto debe ser bueno/distinto/mejor–, la competitividad del precio y su disponibilidad, entre otros, pero también entran en juego variables difíciles de medir cuantitativamente como, por ejemplo, el impacto emocional de consumir un producto local y/o bueno social o ambientalmente.

Todo plan de comunicación que impulse la adopción de los biocombustibles debe sensibilizar a los consumidores sobre diferentes aspectos, incluyendo el enfoque económico, el efecto práctico –la instalación de un kit o una caja de conversión es menos costosa y engorrosa que el de un equipo de GNC, y permite una gran flexibilidad en cuanto al uso del biocombustible en sus diferentes mezclas–, la seguridad en el abastecimiento y el enfoque ambiental, productivo y social. Asimismo, resulta importante que las campañas sean sostenidas en el tiempo.

El biogás. Potencial y perspectivas en la provincia de Córdoba

Como se expusiera previamente, entre los biocombustibles, los líquidos son los que han alcanzado el mayor grado de desarrollo en Argentina y en la provincia de Córdoba. Sin embargo, los biocombustibles gaseosos también tienen un potencial que vale la pena analizar.

Los desechos orgánicos producen emisiones dañinas de metano, un GEI, a medida que se descomponen. Sin embargo, si se recogen y reciclan a través de la digestión anaeróbica, estas emisiones se previenen y los desechos se convierten en valiosos recursos verdes, como biogás, biometano, bio-CO₂ (insumo importante en evaluación para diversos proyectos de los denominados “Power-to-X”, biofertilizantes naturales y otros bioproductos valiosos. La digestión anaeróbica es simplemente el proceso natural que tiene lugar cuando los materiales biodegradables se descomponen en ausencia de oxígeno (descomposición anaeróbica). Es el mismo proceso que usan las vacas y otros rumiantes para descomponer diferentes tipos de materias primas, fundamentalmente, celulósicas. Se ha utilizado durante milenios; la evidencia sugiere que el biogás se utilizó por primera vez para calentar baños en Asiria hace casi 3 000 años.

Descrito por la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) como una “industria ganar-ganar-ganar”, la digestión anaeróbica es una tecnología lista para usar capaz de entregar vectores energéticos y potencialmente descarbonizar la energía y la industria. Lo más importante es que, dado que es una tecnología que ya es ampliamente utilizada hoy en día, es capaz de ofrecer todo su potencial —una reducción de las emisiones globales de GEI de al menos el 10%— para 2030.



Dentro de las principales fortalezas del desarrollo del biogás en Argentina en general y en la provincia de Córdoba en particular, se destacan los siguientes aspectos:

- Alta disponibilidad del recurso en particular de origen agropecuario y agroindustrial.
- Empresas con sede en la provincia con experiencia en el desarrollo de proyectos, así como en la construcción y operación de plantas.
- Crecimiento de proveedores locales de componentes y lógicas electrónicas para la operación de plantas de biogás.
- Número inicial de plantas de diversas características y materia prima de alimentación en operación exitosa.
- Tránsito avanzado de aprendizaje.
- Gran capacidad para generar empleo genuino, con alto impacto en las comunidades del interior.
- Existencia de una asociación (CADER) que convoque a todos los miembros de la cadena del biogás sobre la base de un clima cordial, confianza y diálogo permanente entre sus miembros; Capital social.
- Imagen positiva de la tecnología en el público
- Definiciones por parte del ente regulador nacional (ENARGAS) de normas técnicas (NAG 602) para la inyección de biogás a redes de gas natural, e inicio de pruebas piloto en sub distribuidoras (BAGSA) reducen el riesgo percibido para la actividad a escala.
- Existencia de normativa provincial de fomento de la tecnología (Ley N°10 721. Córdoba).
- Existencia de normativa nacional de aplicación de digeridos (Resolución SAyDS N°19/2019).

Entre las debilidades de este, se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Intervencionismo estatal (cambiando las reglas) que amenaza la generación de biogás y materias primas para otras operaciones como corrales de engorde, plantas de bioetanol, etc.
- Inestabilidad macroeconómica y reducción del acceso a fuentes de crédito internas y externas.
- Alta carga tributaria.
- Alta inversión inicial que limita la expansión de la tecnología.
- Logística de transporte ineficiente y condicionada a factores sindicales locales que pueden constituir una amenaza.
- Líneas de crédito insuficientes, con tasas y plazos inadecuados.
- Infraestructura vial insuficiente para los requisitos de movimiento de biomasa.
- Bajo uso, difusión y acceso a herramientas de cobertura de mercado y seguros agrícolas.
- Insuficiente difusión de la tecnología y sus beneficios.
- Baja competitividad en términos de precios con sustitutos con altos niveles de subsidio (gas natural) en ausencia de gravámenes a las emisiones de GEI para combustibles gaseosos.
- Para aplicaciones de generación eléctrica, discontinuidad de programas de promoción de la generación conectada a la red con compras centralizadas, como el RenovAR.
- Dentro del campo de las fuentes renovables para generación, baja competitividad por MWh respecto de la eólica y la solar fotovoltaica.
- Baja calidad de las redes de distribución y cortes de energía generan riesgos y pérdidas vinculadas con la operación de las plantas de biogás.

Entre las oportunidades se distinguen los siguientes puntos:

- Creciente demanda de energía renovable en el campo de la movilidad con posibilidades de insertar biometano comprimido o líquido.



- Flota existente de vehículos a gas natural comprimido y de estaciones de servicio para abastecerlos.
- Infraestructura de distribución de gas natural ampliada e importante que constituye un reservorio potencial que puede ser utilizado.
- Alta disponibilidad de herramientas biotecnológicas aplicadas.
- Déficit nutricional de los suelos y ausencia de sobresaturación de nutrientes.
- Posibilidad de desarrollar productos adicionales de mayor valor añadido a partir de lo digerido.
- Políticas provinciales positivas relacionadas con el creciente uso de biocombustibles.
- Profundización de los vínculos con otras actividades como *feedlot*, plantas de etanol y generando sinergias entre ellas.
- Creciente presión internacional para implementar el Acuerdo de París
- Oportunidades de desarrollo de negocio en la forma de servicios (e. g., retiro y tratamiento de residuos de industrias y sectores).
- Creciente presión internacional para implementar el Acuerdo de París y potenciales establecimientos de mecanismos de ajuste al carbono en frontera (CBAM, por sus siglas en inglés). Asimismo, oportunidades de financiamiento en el marco del Artículo N°6 del Acuerdo de París.
- Crecientes demandas de las empresas para descarbonizar sus procesos productivos y logísticos.
- Creciente interés en el Mercado a Término de Energías Renovables (MaTER).
- Potencial incremento de competitividad en términos de precios de extenderse el impuesto al dióxido de carbono a los combustibles gaseosos y de incrementar su nivel para los líquidos.
- Existencia de rellenos sanitarios con condiciones climáticas buenas para la captura de metano por descomposición anaeróbica de residuos sólidos urbanos.
- Surgimiento de nuevas modalidades comerciales vinculadas con los equipos de cogeneración pueden mejorar el flujo de los proyectos.

Las principales amenazas al desarrollo del biogás pueden sintetizarse en los siguientes apartados:

- Barreras arancelarias a la importación de bienes de capital, partes y componentes clave para el desarrollo de la tecnología.
- Debilidad de la moneda que encarece los componentes de otros países.
- Discontinuidad de los planes y promociones de energía removible a nivel nacional.
- Lentitud y complejidad para la aprobación del transporte de comercialización y uso de diversos productos de digestión anaeróbica.
- Captura de beneficios ambientales por parte del Estado.
- Cambio de marco político.
- Políticas nacionales hostiles.
- Potencial pérdida de consumo final de combustibles tradicionales en caso de extenderse las tendencias a la electrificación.
- Persistencia de condiciones macroeconómicas inestables que hagan peligrar el desarrollo de las actividades agropecuarias y agroindustriales.

La provincia de Córdoba se ubica segunda a nivel país en términos de potencial, solo superada por la provincia de Buenos Aires, y alcanza, tomando una equivalencia energética con 1 m³ de gas natural a 9 300 kcal, según la normativa vigente para la medición del gas natural en las redes domésticas, un equivalente a 257 miles de m³ diarios de gas natural (257 km³/d GNe), o al 24% del consumo de GNC en la provincia de Córdoba.



1. Introducción

El presente trabajo constituye el Informe Final del proyecto titulado “ Desarrollo bioeconómico a través de los biocombustibles en la provincia de Córdoba : Aportes para la formulación de un plan para la aplicación de la Ley Provincial de biocombustibles y bioenergías”.

La sanción, en 2020, de la Ley de Promoción y Desarrollo para la Producción y Consumo de Biocombustibles y Bioenergías en la provincia de Córdoba, abre una serie de oportunidades y desafíos para promover el desarrollo agroindustrial a través del uso masivo de bioetanol de maíz y biodiésel de soja. El consumo a mayor escala de bioetanol con mezclas superiores al 12% y superiores al 5% en el caso del biodiésel supone una serie de desafíos productivos, logísticos, normativos y técnicos, a la vez que genera una serie de oportunidades, desde el punto de vista ambiental, social y económico para Córdoba.

En este sentido, la articulación de un plan orientativo a lo largo de toda la cadena de valor y sus distintos impactos son un instrumento importante para el éxito en la aplicación de la mencionada ley, generando oportunidades para la promoción y el desarrollo de la producción y consumo de biocombustibles y bioenergía en la provincia.

Los contenidos presentados en este Informe reflejan el resultado del trabajo llevado a cabo por un conjunto de consultores expertos y constituyen la Etapa I del “Estudio previo para la formulación de un plan de aplicación de la Ley N°10 721 que permita el desarrollo de los biocombustibles en la provincia de Córdoba”.

El Capítulo 2 aborda el potencial de desarrollo de los biocombustibles líquidos, incluyendo la presentación de experiencias internacionales exitosas recientes. En el Capítulo 3 se analizan las oportunidades del bioetanol de maíz y del biodiésel a partir del aceite de soja desde el sector primario provincial, la generación de valor agregado y empleo, y se elaboran escenarios para estos biocombustibles. Los distintos aspectos que constituyen el contexto actual nacional y provincial para el desarrollo de los biocombustibles, incluyendo las dimensiones normativa, tributaria, técnica, logística, ambiental y comunicacional se presentan de manera estilizada en el Capítulo 4 del Estudio. A ello se suma, en el Capítulo 5, un análisis del biogás y su potencial para la provincia de Córdoba.

Finalmente, a modo de síntesis, se presentan las principales conclusiones del Estudio y un conjunto de recomendaciones que surgen de esta etapa del Proyecto, con el objetivo de contribuir a la elaboración de un plan de desarrollo de los biocombustibles líquidos para la provincia de Córdoba.



2. Los biocombustibles líquidos, potencial de desarrollo y experiencias internacionales¹⁸

2.1 Potencial de desarrollo bajo un modelo de bioeconomía para la provincia

Con el objetivo de adaptar la estructura productiva del país a los diferentes requerimientos sociales, económicos y ambientales, la República Argentina ha planteado a lo largo de su historia diversos modelos de desarrollo, los cuales han tenido un profundo impacto en el progreso económico de sus provincias.

De esta manera, el modelo agroexportador, de gran fuerza en las últimas décadas del siglo XIX y las primeras del siglo XX, fue posteriormente sustituido por el de industrialización sustitutiva de exportaciones (ISI) con múltiples variantes.

Hoy la estructura productiva se asienta fuertemente en el sector de servicios y un fuerte componente agro y agroindustrial como generador de divisas. Los cambios de los modelos de desarrollo abrieron debates y dicotomías planteadas de manera excluyente en el país. En el siglo XX se planteó la opción entre el “librecambio o el proteccionismo”, y luego la de “campo o industria”. Ya entrado el siglo XXI, apareció el dilema de desarrollo vs. medio ambiente, planteados como temas mutuamente excluyentes y polarizados, en muchos casos, por la percepción social de los temas, con una notable ausencia de reflexiones sobre las posibilidades que ofrecen la investigación y la innovación, tanto en las ciencias biológicas y ambientales como en las ciencias sociales. La disyuntiva “desarrollo/reducción de pobreza vs. medio ambiente” genera un fuerte debate, no solo en Argentina, sino en el resto del mundo.

El objetivo de reducir la pobreza (y el crecimiento económico requerido para ello) parecería contradictorio con la necesidad de atenuar el cambio climático y preservar el ambiente. La importancia de este problema se evidencia en que los dos últimos Premios Nobel de Economía fueron otorgados a investigadores “por integrar el cambio climático en el análisis macroeconómico de largo plazo y “por su enfoque experimental para aliviar la pobreza global”. La bioeconomía, como parte de una estrategia más amplia de desarrollo, viene a relativizar la vieja disyuntiva de “campo o industria”. En efecto, la industrialización y el aprovechamiento eficiente y sostenible de los recursos biológicos son parte fundamental de la generación de valor agregado exportable, necesario para abastecer al país de parte de las divisas necesarias para cortar con los clásicos ciclos de *stop and go* caracterizados por los estrangulamientos externos.

Respecto al aparente dilema desarrollo/ambiente, la bioeconomía también busca atender ambos objetivos a la vez, a través de la utilización eficiente y sostenible de los recursos de origen biológico, reduciendo los residuos, desechos y emisiones en los procesos productivos, y generando bioproductos que sustituyen productos fósiles. Apela, de esta manera, al desarrollo económico comprometido con los desafíos del cambio climático.

¹⁸ El presente capítulo fue elaborado en base a los aportes de Mariana Fuchs y Agustín Torroba.



En Argentina, donde la disponibilidad de recursos biológicos, la capacidad de sus recursos humanos y un buen acervo de tecnologías vinculados a las cadenas de valor agropecuarias, constituyen sus mayores ventajas comparativas, el aprovechamiento productivo de la bioeconomía representa una nueva ventana de oportunidad como parte de una estrategia más amplia de desarrollo genuino y sostenible (Chavarría y Torroba en Instituto Interamericano de Cooperación para la Agricultura 2020).

Dentro de la bioeconomía, se destaca el desarrollo de los biocombustibles, constituyéndose como un importante motor que permite agregar valor al agro, diversificar la producción a la vez que permiten reemplazar productos fósiles, disminuyendo comparativamente las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

El desarrollo de los biocombustibles, para Argentina en general y para la provincia de Córdoba en particular, permiten articular uno de los senderos de la bioeconomía en el formato de industrias “multiproductos”, donde el proceso productivo genera una serie de coproductos adicionales a los biocombustibles, los cuales permiten generar distintas redes de valor asociadas al sector pecuario, industrial y farmacéutico, entre otros.

De esta manera, generando una agro industrialización en el interior del país, los biocombustibles son la punta de lanza de la bioeconomía como paradigma técnico productivo que permitirá contribuir al desarrollo del país y de la provincia.

2.2. Mercados potenciales de los biocombustibles líquidos. Escenarios de consumo potencial

Perspectivas globales

El consumo y producción global de biocombustibles comenzó a recuperarse durante 2021 a ritmos heterogéneos, luego de la caída que sufrieran en el 2020. En este sentido, la recuperación del bioetanol es menor a la del biodiésel, siendo este último especialmente impulsado por el incremento de producción y consumo de aceite vegetal hidrogenado (HVO).

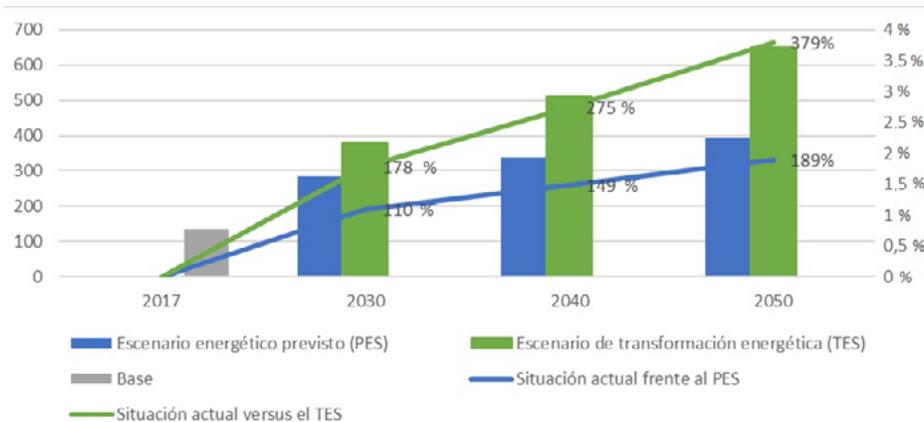
De acuerdo con Torroba (2021) en el mediano y largo plazo se espera un fuerte incremento en la producción mundial de biocombustibles. Los escenarios descriptos a continuación son las previsiones necesarias de consumo y producción de biocombustibles alineados a distintos escenarios energéticos de descarbonización.

Tomando en cuenta el “Escenario Energético Previsto” (PES) de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA, 2017)¹⁹ se estima que la producción de biocombustibles tendría un incremento del 110% en 2030, en relación con 2017; alcanzando un incremento del 189% en el 2050. Si consideramos un escenario de descarbonización más agresivo (“Escenario de transformación energética”, TES), la producción aumentaría en 379% para 2050, correspondiendo el 15% de esta a los biocombustibles de aviación.

¹⁹ En dicho escenario se reflejan los planes previstos hasta dicho año y otros objetivos y políticas, incluidas las contribuciones determinadas a nivel nacional (CDN) en virtud del Acuerdo de París.



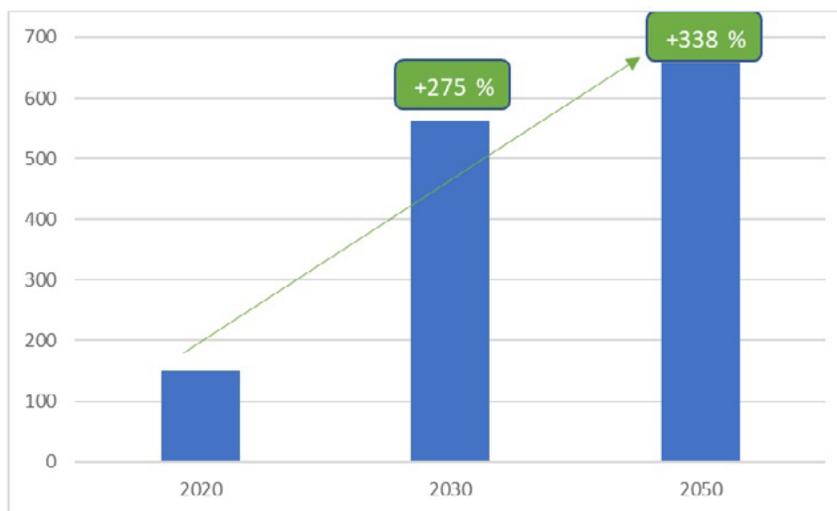
ILUSTRACIÓN 1. Evolución de la producción de biocombustibles líquidos (millones de m³) bajo diferentes escenarios energéticos de IRENA



Fuente: Torroba (2021) con base en Agencia Internacional de Energías Renovables (2017).

Asimismo, cabe mencionar las previsiones del reciente informe publicado por la AIE (2021a), “*Net zero by 2050: a roadmap for the global energy sector*”. Este informe plantea de qué manera el sector energético global puede alcanzar un escenario de cero emisiones netas para el 2050. En este sentido, prevé un significativo incremento en el consumo de los biocombustibles en la presente década. Dicho aumento estaría centrado en la movilidad terrestre por carretera y podría alcanzar un 275%. Se afirma, a su vez, que a partir de 2030 el consumo seguiría incrementándose, pero a un ritmo más lento, trasladándose su uso hacia el transporte marítimo y la aviación, mientras la electrificación se iría expandiendo en el transporte por carretera. Se estima que para el 2050 cerca de la mitad del uso de biocombustibles líquidos total se concentraría en usos alternativos al terrestre, principalmente el transporte aéreo y en segundo lugar, el marítimo.

ILUSTRACIÓN 2. Posible evolución del consumo de biocombustibles líquidos (en millones de m³), de acuerdo con el escenario de cero emisiones netas en 2050 de la AIE

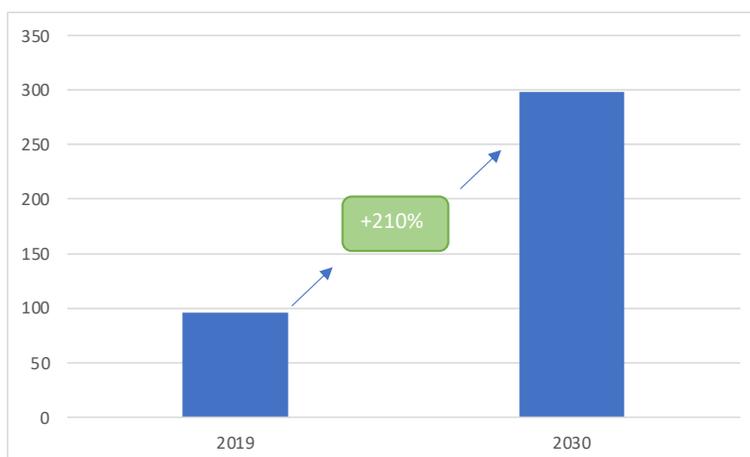


Fuente: Torroba (2021) con base en AIE (2021a).



En consonancia con un escenario menos exigente en términos de emisiones, pero siempre ajustado a las exigencias ambientales del Acuerdo de París, es decir, en el contexto de desarrollo sostenible de la AIE, se espera un incremento del 210% en la producción de biocombustibles líquidos para 2030, con relación al consumo del 2019, alcanzando los 298 M de tep.

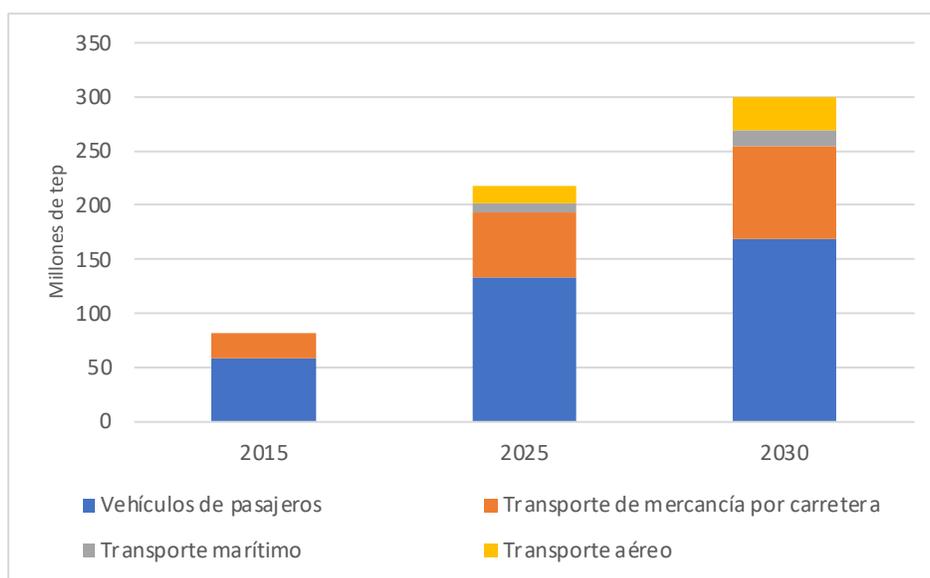
ILUSTRACIÓN 3. Evolución de la producción mundial de biocombustibles 2019-2030 en comparación con el consumo en el escenario de desarrollo sostenible (en millones de tep)



Fuente: Torroba (2021) con base en AIE 2020a.

Los biocombustibles (bioetanol y biodiésel) utilizados en el transporte terrestre participarán significativamente en este incremento. En este sentido, de los 298 M de tep, el 56% sería destinado al transporte de pasajeros y un 28% al de mercancías por carretera. Por otra parte, se prevé el ingreso de otros biocombustibles, donde el sector de la aviación participaría en un 10% del consumo y el transporte marítimo alrededor del 5%.

ILUSTRACIÓN 4. Desglose del consumo de biocombustibles en el escenario de desarrollo sostenible (en millones de tep) durante el período 2015-2030



Fuente: Torroba (2021) con base en AIE 2020a.



En relación con la producción de HVO, se espera un crecimiento significativo para los próximos cinco años. Se incrementaría la capacidad productiva en hasta 33 Mm³ anuales para el 2025, suponiendo así un aumento de 250% respecto de 2020. En este sentido, no solo se incrementaría la capacidad productiva de HVO, sino también su producción, pasando esta de alrededor de 5.5 Mm³ en 2018 a 13 Mm³ en 2024. Cabe destacar asimismo, que el segmento de producción de este biocombustible registra una creciente integración en el sector y en empresas petroleras. Se estima que el 27% del HVO producido en el 2020 se originó en refinerías de petróleo, reconvertidas para la producción de biocombustibles.

Perspectivas locales

Tomando en cuenta las características del sector primario e industrial local, y luego de haber realizado un análisis exhaustivo de las condiciones técnicas, logísticas, ambientales y legales (descriptas en el Capítulo 4) se han elaborado tres escenarios de posibles incrementos de consumo de bioetanol y biodiésel en la provincia de Córdoba. Estos escenarios son complementarios a las mezclas nacionales vigentes (B5 y E12).

En el caso de bioetanol, se parte de la base de la recuperación del consumo de naftas en el 2022 a los niveles de prepandemia. Se estima un crecimiento de la demanda de naftas del 1.8% anual durante todos los años hasta el 2030, con un crecimiento uniforme entre flotas cautivas y no cautivas^{20 21}. Asimismo, se asume que están dadas las condiciones técnicas para incorporar kits de conversión para tener vehículos nafteros que funcionen también con E85²² y los mismos son incorporados en flotas cautivas y no cautivas a distintos ritmos. Teniendo en cuenta los aspectos mencionados, se elaboran tres escenarios: conservador, moderado y optimista.

En el escenario conservador, se estima que el 5% del consumo de naftas en el mercado no cautivo y el 25% en el mercado cautivo se darán en formato de bioetanol²³ al 2030; estimando un crecimiento interanual porcentual constante hasta llegar a dichos porcentajes, partiendo del año base 2022.

²⁰ Dentro de la flota cautiva, pública y privada, fueron incluidos: taxis y remises, flota policial, flotas provinciales y municipales. La flota no cautiva abarca el resto de los automóviles nafteros no incluidos en las categorías anteriores.

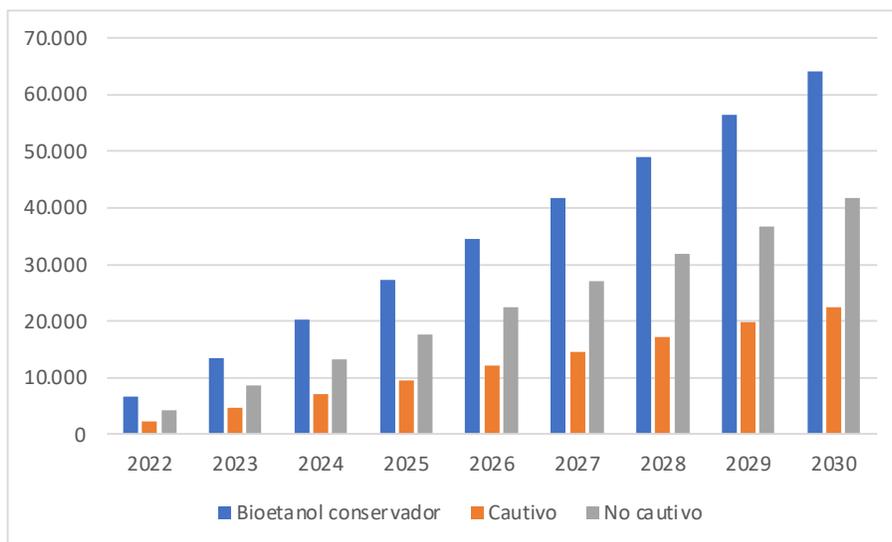
²¹ Se recomienda constituir una base de datos públicos articulando el consumo y vehículos de posibles flotas cautivas: flota pública municipal y provincial, taxis, remises, escolares, ómnibus urbanos de pasajero, policía, etc. Todo ello con el fin de poder evaluar con mayor grado de detalle los distintos niveles de penetración de los biocombustibles en los diferentes segmentos.

²² Se asume una disminución de rendimiento del 24% ante la irrupción de E85, siendo absorbido dicho consumo por el bioetanol.

²³ Si bien el consumo de etanol se da en formato de E85, la gráfica refleja el consumo total de bioetanol puro.

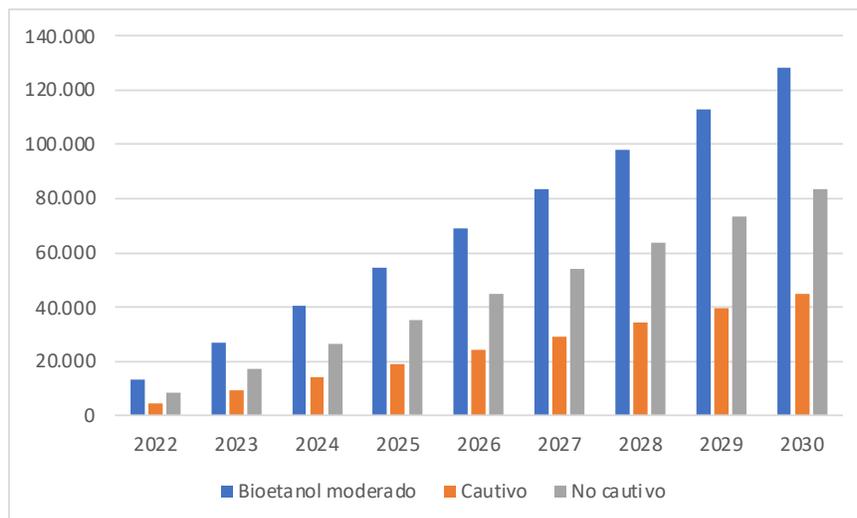


ILUSTRACIÓN 5. Escenario de consumo de bioetanol conservador (en m³) en la provincia de Córdoba por fuera del corte obligatorio



En el escenario moderado, se estima que el 10% del consumo de naftas en el mercado no cautivo y el 50%, en el mercado cautivo, se darán en formato de bioetanol al 2030, estimando un crecimiento interanual porcentual constante hasta llegar a dichos porcentajes, partiendo del año base 2022.

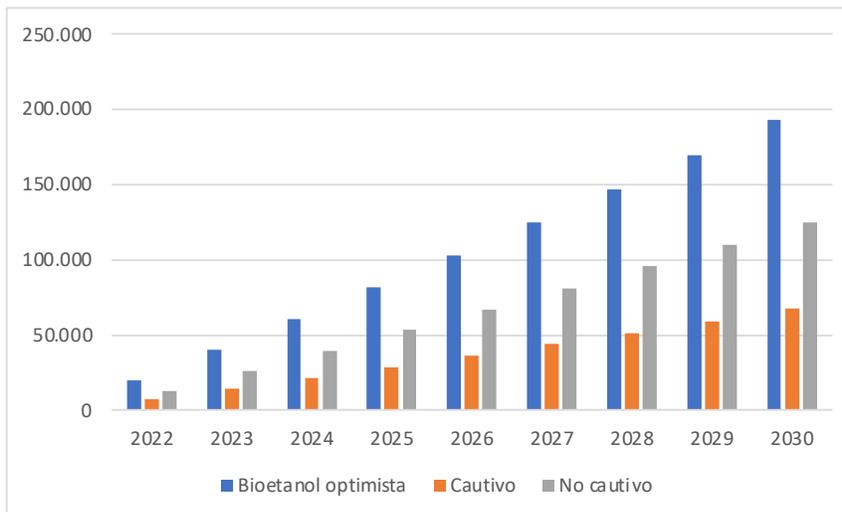
ILUSTRACIÓN 6. Escenario de consumo de bioetanol moderado (en m³) en la provincia de Córdoba por fuera del corte obligatorio





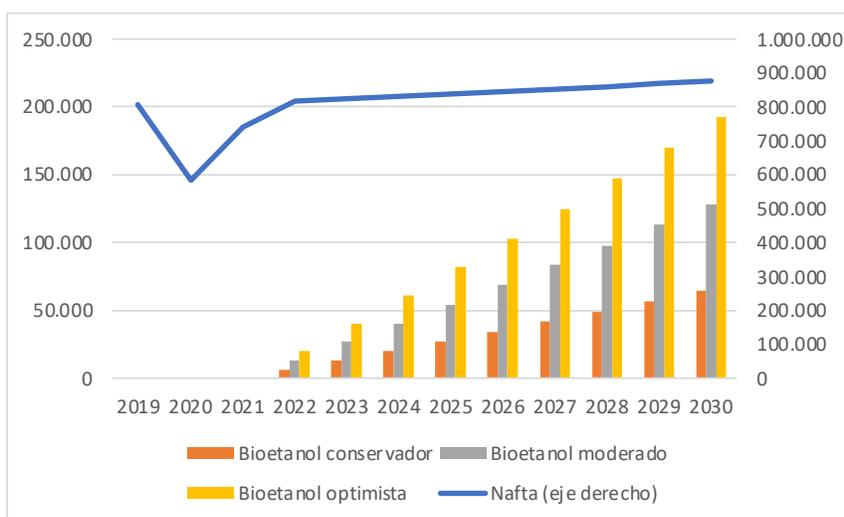
En el escenario optimista, se estima que el 15% del consumo de naftas en el mercado no cautivo²⁴ y el 75% en el mercado cautivo se darán en formato de bioetanol al 2030; estimando un crecimiento interanual porcentual constante hasta llegar a dichos porcentajes, partiendo del año base 2022.

ILUSTRACIÓN 7. Escenario de consumo de bioetanol optimista (en m³) en la provincia de Córdoba por fuera del corte obligatorio



En el siguiente gráfico se pueden observar los escenarios de consumo de bioetanol juntamente con el escenario base de nafta. Como principales conclusiones, al 2030 bajo el escenario conservador el 7% del volumen consumido de nafta podría darse en formato de bioetanol (cabe resaltar que el porcentaje está dado en volumen y no en energía total). De la misma forma, en el escenario moderado, el 15% del consumo se daría a partir de bioetanol y, en el escenario optimista, se alcanzaría el 22% del mismo.

ILUSTRACIÓN 8. Escenarios de consumos de bioetanol y nafta (en m³) en la provincia de Córdoba por fuera del corte obligatorio



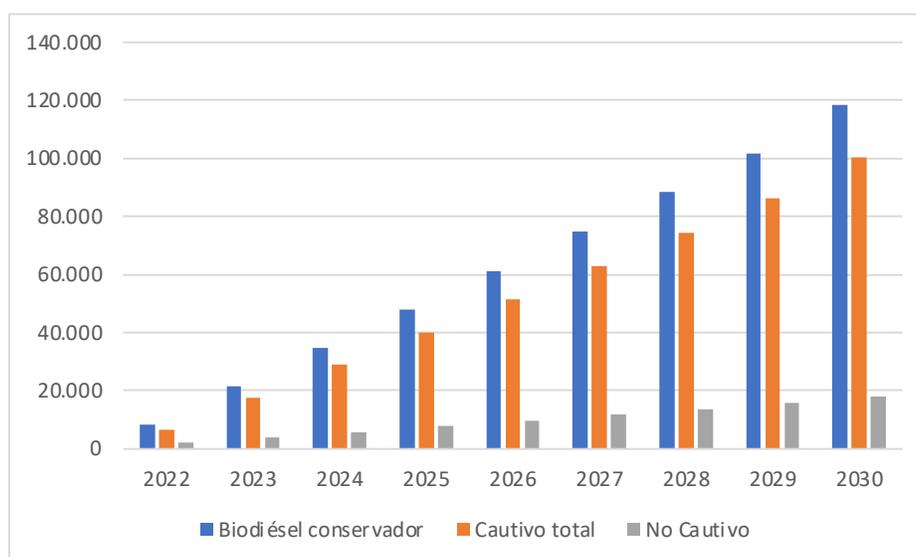
²⁴ Dentro de la flota cautiva, pública y privada, fueron incluidos: taxis y remises, flota policial, flotas provinciales y municipales. La flota no cautiva abarca el resto de los automóviles nafteros no incluidos en las categorías anteriores.



En el caso del biodiésel, se parte desde la base de la recuperación del consumo de gasoil en el 2022 a los niveles de prepandemia. Se estima un crecimiento de la demanda del 0.6% anual durante todos los años hasta el 2030, con un crecimiento uniforme entre flotas cautivas y no cautivas²⁵. Asimismo, y en línea con la sección técnica del presente trabajo, se asume que diversos tipos de vehículos están en condiciones de consumir mezclas mayores al B5 actual²⁶. Con esta base común, se elaboran tres escenarios: conservador, moderado y optimista.

En el escenario conservador, se estima que el 18% del mercado no cautivo consume una mezcla promedio equivalente a B10 (5% más que la mezcla actual) al 2030. Por su parte, el 75% de la flota cautiva consume una mezcla final (a través de distintos cortes como B20, B100, etc.) del 25%, estimando un crecimiento interanual porcentual constante hasta llegar a dichos porcentajes, partiendo del año base 2022.

ILUSTRACIÓN 9. Escenario de consumo conservador de biodiésel (en m³) en la provincia de Córdoba por fuera del corte obligatorio



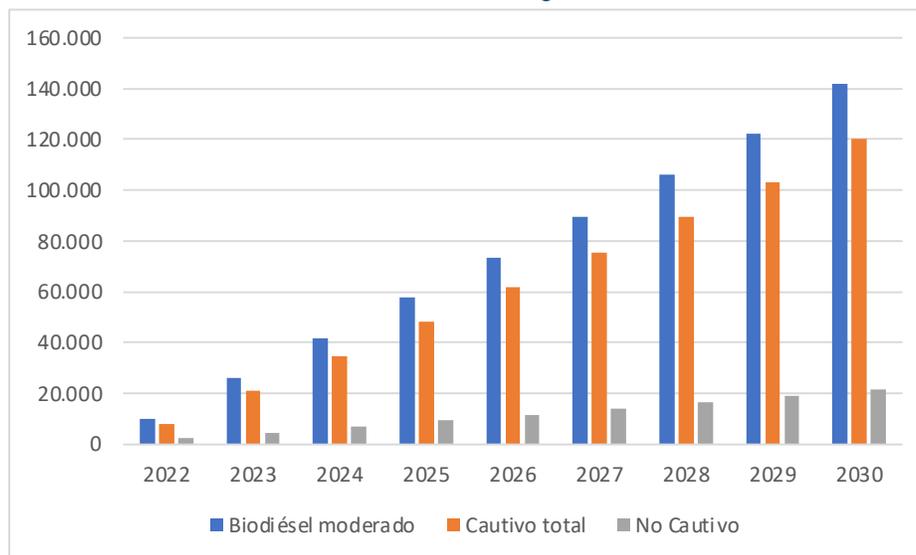
En el escenario moderado, se estima que el 18% del mercado no cautivo consume una mezcla promedio equivalente a B12 al 2030. Por su parte, el 75% de la flota cautiva consume una mezcla final (a través de distintos cortes como B20, B100, etc.) del 30%, estimando un crecimiento interanual porcentual constante hasta llegar a dichos porcentajes, partiendo del año base 2022.

²⁵ Dentro de la flota cautiva, pública y privada, fueron incluidos: ómnibus urbanos de pasajeros, maquinaria agrícola, transporte de carga pesada y sector público (flotas municipales y provinciales, vialidad, policía, etc.). La flota no cautiva abarca el resto de los automóviles nafteros no incluidos en las categorías anteriores.

²⁶ Se asume una disminución de rendimiento del 4% ante la irrupción de B100, siendo absorbida dicho consumo por el biodiésel.

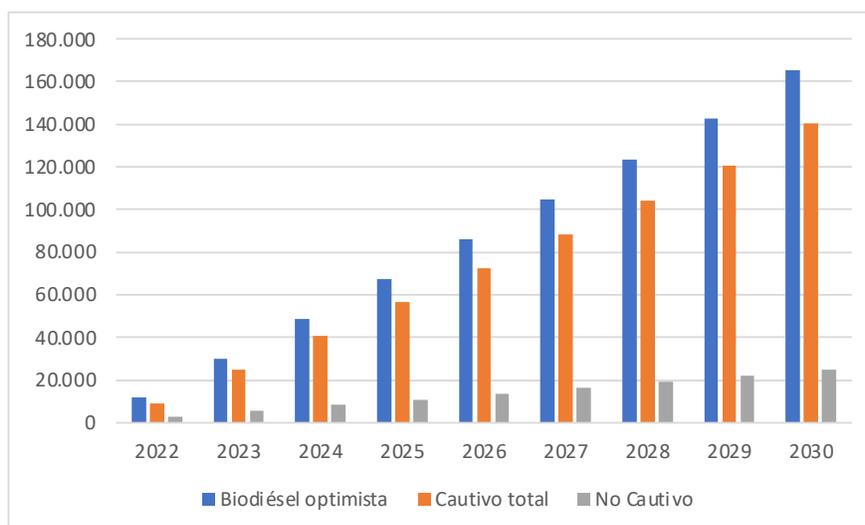


ILUSTRACIÓN 10. Escenario de consumo moderado de biodiésel (en m³) en la provincia de Córdoba por fuera del corte obligatorio



En el escenario optimista, se estima que el 18% del mercado no cautivo consume una mezcla promedio equivalente a B14 al 2030. Por su parte, el 75% de la flota cautiva consume una mezcla final (a través de distintos cortes como B20, B100, etc.) del 35%, estimando un crecimiento interanual porcentual constante hasta llegar a dichos porcentajes, partiendo del año base 2022.

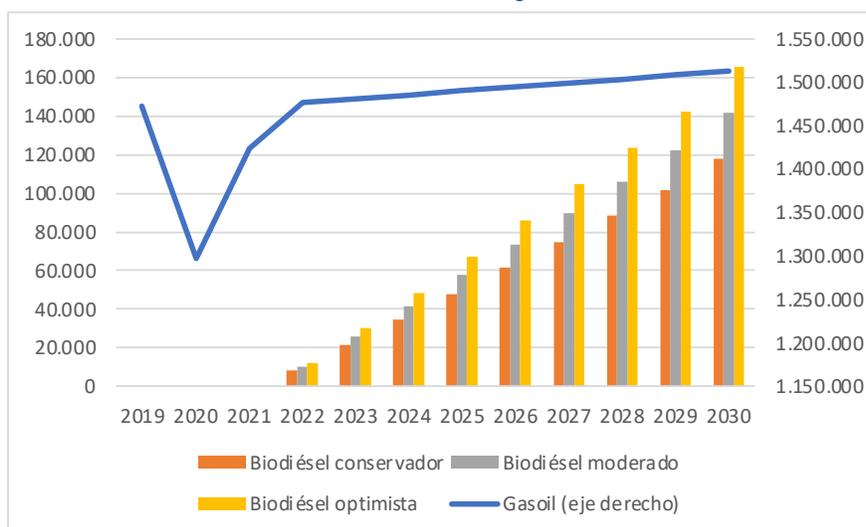
ILUSTRACIÓN 11. Escenario de consumo optimista de biodiésel (en m³) en la provincia de Córdoba por fuera del corte obligatorio





En el siguiente gráfico se puede observar los escenarios de consumo de biodiésel juntamente con el escenario base de gasoil. Como principales conclusiones, al 2030, bajo el escenario conservador, el 7.8% del volumen consumido de gasoil podría darse en formato de biodiésel. De la misma forma, en el escenario moderado, el 9.4% del consumo se daría a partir de biodiésel y, en el escenario optimista, se alcanzaría el 10.9% del mismo.

ILUSTRACIÓN 12. Escenarios de consumos biodiésel y gasoil (en m³) en la provincia de Córdoba por fuera del corte obligatorio



Se destaca que hay oportunidades de promover el consumo de ambos biocombustibles en la provincia de Córdoba. El impulso en las flotas cautivas será clave en ambos segmentos (bioetanol y biodiésel) así como también la incorporación de tecnología (kits para el caso de bioetanol), construir circuitos logísticos y de carga y la competitividad vía precios.

2.3. Experiencias internacionales. Detección de buenas prácticas y análisis de factores de éxito²⁷

En esta subsección, se presentan de manera estilizada, un conjunto seleccionado de experiencias de desarrollo de los biocombustibles líquidos para algunos países.

Los casos estudiados fueron elegidos considerando la relevancia y dinamismo del sector en dichos países, su desarrollo durante los últimos años y sobre todo los aspectos que pueden ser relevantes al momento de pensar en políticas públicas destinadas a potenciar el desarrollo de los biocombustibles para Argentina, y, en particular, para la provincia de Córdoba.

Para el caso del bioetanol se presentan las experiencias de Brasil, Estados Unidos, Francia e India. En cuanto al biodiésel, los países tomados en cuenta como ejemplos de buenas prácticas fueron Brasil, Colombia, Indonesia y Suecia.

²⁷ Se agradece la colaboración de Santiago Vernazza en esta subsección.



A) Bioetanol. Los casos de Brasil, Estados Unidos, Francia e India

Brasil

Brasil²⁸ se destaca, en Sudamérica, por sus significativas transformaciones recientes en el mercado de biocombustibles. La gran penetración de los vehículos *flex-fuel* durante los últimos años confirma el notable desarrollo del etanol en este país. En este sentido, “RenovaBio” – programa del gobierno que busca impulsar la producción de biocombustibles para sustituir los de origen fósil, y así contribuir a la reducción de gases de efecto invernadero, según las metas adquiridas por ese país en el Acuerdo COP21 de París– se implementó a finales de 2019 y ha logrado afianzar el crecimiento del sector.

La producción total de etanol para 2021 se estima en 30 430 MI, una disminución del 13% en relación con 2020 (35 000 MI). Esta disminución se debe a que la caña de azúcar registró alzas en los volúmenes de exportación –favorecida por la sequía de Tailandia– lo cual redundó en menores niveles de caña disponible para la fabricación de etanol. Brasil es el segundo mayor productor y consumidor de etanol, después de Estados Unidos. El consumo total de etanol para su uso como combustible en 2021 se estima en 28 000 MI, una reducción de casi un millón de litros con respecto a 2020 (28 930 MI).

El 9 de diciembre de 2020, Brasil confirmó su compromiso asumido en 2015 en la Conferencia de las Partes (COP21) para reducir las emisiones nacionales de GEI en un 37% para 2025 y en un 43% para 2030, según los niveles de 2005. El país también informó que, a nivel nacional, la contribución determinada es compatible con un objetivo a largo plazo de alcanzar neutralidad climática en 2060.

Brasil, el mayor productor de etanol de caña de azúcar del mundo, introdujo una mezcla de un 5% a la nafta en 1931, aumentada a un rango del 10% al 15% en la década de 1970 y hoy es del 27.5%. En la siguiente tabla se puede ver la evolución en los últimos 15 años de las mezclas obligatorias.

²⁸ Fuentes consultadas:

Informe Anual de Biocombustibles, del Departamento de Agricultura (USDA, por sus siglas en inglés). Brasil 2021. Consultado el 15 de noviembre de 2021. Disponible en: <https://www.fas.usda.gov/data/brazil-biofuels-annual-6>.

Estadísticas Anuales de vehículos Asociación Nacional de Fabricantes de Vehículos Automotores de Brasil (ANFAVEA). Disponible en: <https://www.anfavea.com.br/>



TABLA 1. Mandato uso etanol anhidro. Brasil

Año	Mes	Mandato
2006	Ene-Feb	E25
	Mar-Oct	E20
	Nov-Dic	E23
2007	Ene-May	E23
	Jun-Dic	E25
2008	Ene-Dic	E25
2009	Ene-Dic	E25
2010	Enero	E25
	Feb-Abril	E20
	May-Dic	E25
2011	Ene-Sept	E25
	Oct-Dic	E20
2012	Ene-Dic	E20
2013	Ene-Abril	E20
	May-Dic	E25
2014	Ene-Dic	E25
2015	Ene-mar	E25
	Abr-Dic	E27
2016	Ene-Hoy	E27

Fuente: USDA 2021a

Desde 2016, no se han realizado cambios en el mandato de etanol, que permanece en 27.5% (E27) para Gasolina C (nafta común) desde el 16 de marzo de 2015. Respecto de las importaciones, se estima que para el 2021 rondarán los 485 MI, una reducción de 503 MI respecto del 2020 (988 MI registrados). Las importaciones de etanol se utilizan, principalmente, para combustible, y el principal abastecedor es Estados Unidos, seguido por Paraguay. Respecto del primero, las importaciones han caído severamente dado el fin de la exención impositiva de derechos de importación –diciembre 2020– y su restablecimiento del 20% para todos los países, excepto para el bloque comercial del Mercosur, en donde Paraguay, al ser miembro, se vio beneficiado.

El programa RenovaBio fue lanzado en diciembre de 2016 por el Ministerio de Minas y Energía (MME). El congreso brasileño formalizó el programa el 26 de diciembre de 2017, como el “National Política de Biocombustibles” a través del Proyecto de Ley N°13 576. Entre sus objetivos se destacan:

- Contribuir al cumplimiento de los compromisos del país bajo el Acuerdo de París COP21.
- Contribuir a la relación adecuada entre eficiencia energética y reducción de emisiones de GEI en la producción, comercialización y uso de biocombustibles, incluidos los mecanismos para evaluar el ciclo de vida.
- Promover la adecuada expansión de la producción y uso de biocombustibles en el ámbito energético nacional, enfatizando la continuidad del suministro de combustibles.

Por otra parte, el programa se basa en tres instrumentos principales: objetivos anuales de reducción de la intensidad de carbono (CO_2 / MJ), certificación de biocombustibles por eficiencia en la reducción de emisiones de GEI y Créditos de Descarbonización (CBio).



A mediados de los años 70, momento de la crisis energética mundial, el gobierno brasileño impulsó la investigación para el uso de etanol y metanol mezclados con nafta. De esta forma, se generó la tecnología actual para impulsar autos con combustibles no derivados del petróleo, en lo que se conoce como vehículos *flex-fuel*. Estos vehículos son capaces de funcionar por combustión interna con una variedad de combinaciones de gasolina y etanol. Sus motores pueden quemar cualquier mezcla, desde la calibración actual de la gasolina con bioetanol anhidro hasta etanol puro hidratado (E100). La producción de vehículos *flex-fuel* comenzó en Brasil en marzo de 2003 y viene creciendo aceleradamente en los últimos años, como se observa en la siguiente tabla.

TABLA 2. Evolución flota automotriz en Brasil 2014-2021

Año	Nafta	Eléctrico	Flex Fuel	Diésel	Total
2014	184 841	855	2 940 508	207 279	3 333 483
%	5.5	0.1	88.2	6.2	100
2015	136 150	846	2 194 020	149 516	2 480 532
%	5.5	0.1	88.4	6	100
2016	80 495	1 091	1 750 748	156 262	1 988 596
%	4	0.1	88	7.9	100
2017	68 902	3 296	1 927 221	176 565	2 175 984
%	3.2	0.2	88.6	8.1	100
2018	81 935	3 970	2 168 173	221 260	2 475 338
%	3.3	0.2	87.6	8.9	100
2019	73 853	11 858	2 328 650	251 222	2 665 583
%	2.8	0.4	87.4	9.4	100
2020	58 930	19 745	1 664 999	211 154	1 954 828
%	3	1	85.2	10.8	100
2021	41 320	24 153	1 211 285	194 500	1 471 258
%	2.8	1.6	82.3	13.2	100

Fuente: ANFAVEA (Asociación Nacional de Fabricantes de Vehículos Automotores de Brasil).

Teniendo en cuenta los distintos usos del etanol, puede distinguirse su consumo entre etanol hidratado y etanol anhidro. En la siguiente tabla se puede observar la evolución de dicho consumo en los últimos diez años.

TABLA 3. Evolución consumo alcohol anhidro y alcohol hidratado (en millones de litros)

Año	Etanol combustible	Etanol hidratado	Etanol anhidro
2012	17 790	9 850	7 940
2013	21 456	11 755	9 701
2014	24 085	12 994	11 091
2015	28 796	17 862	10 934
2016	26 201	14 586	11 615
2017	25 562	13 642	11 920
2018	29 740	19 385	10 355
2019	32 848	22 544	10 304
2020	28 931	19 258	9 673
2021	27 990	18 000	9 990

Fuente: Departamento de Agricultura



Box: “Combustível do futuro”, el nuevo programa aprobado en Brasil para descarbonizar su transporte

En abril de 2021, el Consejo Nacional de Política Energética de Brasil (CNPE) aprobó el programa ‘Combustível do Futuro’ con el que pretende dar una clara señal al mercado sobre la planificación energética del gobierno federal para la descarbonización del sector del transporte.

El nuevo programa del gobierno estará dividido en ejes temáticos y buscará la integración de políticas ya establecidas para el sector, como *RenovaBio* y *Rota 2030*, dos programas que persiguen descarbonizar el transporte a partir del uso de biocombustibles e impulsar la investigación, el desarrollo y la innovación en mejorar la eficiencia energética de los vehículos.

Una de las apuestas es ampliar el análisis del ciclo de vida del combustible (que ya ocurre en *RenovaBio*), para considerar la huella de carbono desde la producción del combustible hasta su consumo final, lo que se conoce como “del pozo a la rueda”.

Un eje estará puesto en el ciclo Otto; otro eje, en el diésel; otro en la captura y almacenamiento de carbono de biocombustible e hidrógeno; otro en biocombustibles de aviación, combustibles marinos de bajas emisiones; y, alentar a los operadores petroleros a utilizar parte de la I + D para los combustibles del futuro.

Estados Unidos

Estados Unidos²⁹ es el principal productor mundial de etanol –principalmente a base de maíz–. Existen más de 210 plantas de etanol repartidas por el cinturón de maíz capaces de producir más de 15 500 Mgal (58 000 MI) de etanol por año. Dado que esto representa más de lo que los consumidores y la industria de los Estados Unidos demandan, queda un gran remanente como oferta para la exportación. En 2017/2018, exportó un récord de 1 620 Mgal (4 000MI) de etanol de Estados Unidos.

El tope de mezcla está fijado hoy en día en 10% (E10), pero la Agencia de Protección Ambiental (EPA) aprobó una petición para subir el tope a 15% (E15). Cabe destacar que, en Estados Unidos, los automóviles *flex-fuel* tienen una calibración y un funcionamiento diferente que los de Brasil. Los cortes de etanol en gasolina no son homogéneos, debido a que la independencia de los estados les otorga potestad para fijar cortes alternativos. Como caso destacable, el Estado de Minnesota se encuentra impulsando un E20. Del otro lado, menos del 2% de las EESS expenden combustible E85, aunque se destaca el uso de surtidores *flex-fuel*, los cuales permiten configurar la mezcla de gasolina-bioetanol en un rango variable desde 0 hasta 85%. La mayor concentración de EESS con E85 disponible coincide, presumiblemente, con el cinturón maicero.

²⁹ Fuentes consultadas:

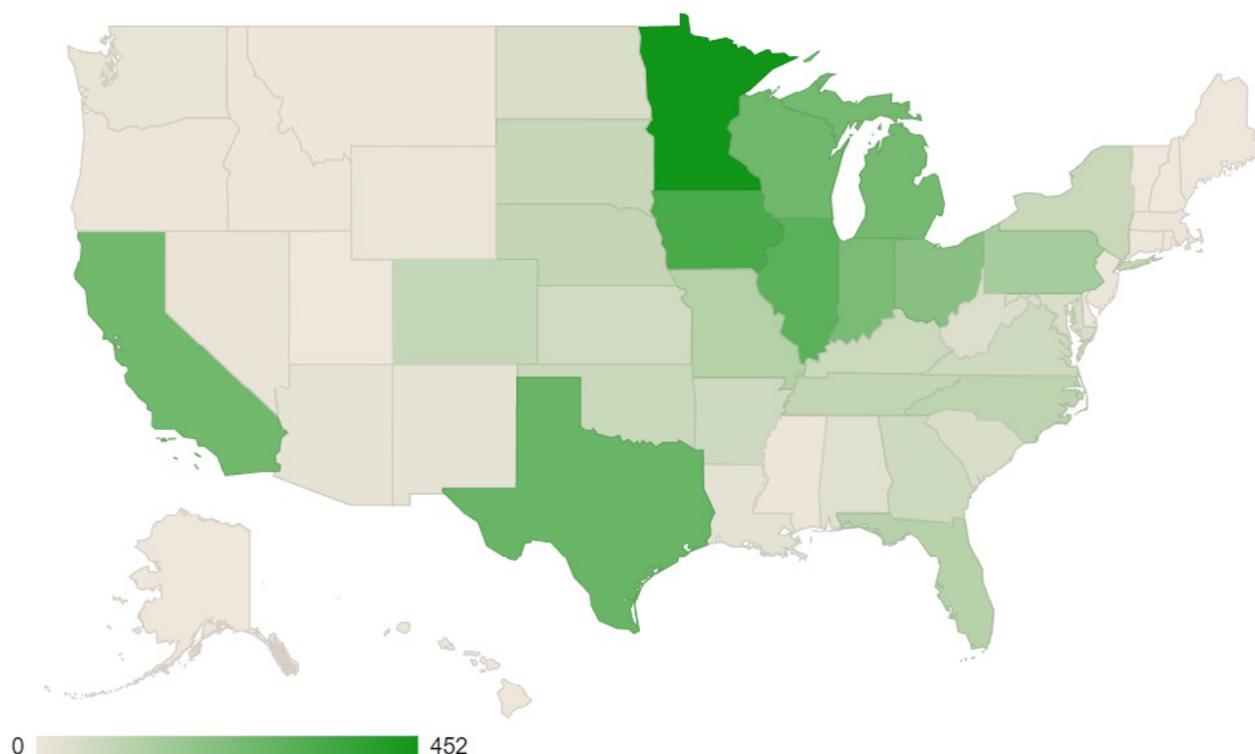
Torroba, A. (2020): “Los biocombustibles líquidos en las Américas Situación actual y potencial de desarrollo”. IICA.

US Grains. Disponible en: <https://grains.org/Ita/buying-selling/etanol/el-mercado-del-etanol/>

Universidad de Florida. IFAS Extension. Disponible en: <https://edis.ifas.ufl.edu/publication/FE974>



ILUSTRACIÓN 13. E85. Estaciones de servicio por estado



Fuente: Departamento de Energía de los Estados Unidos.

La crisis energética mundial de 1973 influyó directamente en la legislación de los Estados Unidos con respecto a los estándares de economía de combustible y el apoyo a los combustibles alternativos. Como resultado, se sancionó la Ley de Conservación y Política Energética en 1975, y adicionalmente, en 1988, la Ley de combustibles alternativos para motores estableció distintas condiciones para los fabricantes de autos.

En adición, la Ley del Impuesto sobre la Energía de 1978 proporcionó una exención de impuestos de USD 0.40 por galón de etanol –se trata de 3.78 litros aproximadamente– (impuesto especial de USD 0.04 sobre la nafta mezclada con etanol al 10%). Esta exención fiscal fue incrementándose en el tiempo y posteriores leyes fueron ampliándola³⁰.

Además de la política fiscal, la Ley de Política Energética de 1992 introdujo una política integral destinada a reducir la dependencia del petróleo importado y mejorar la calidad del aire, abordando el tema de los combustibles alternativos, las energías renovables y la eficiencia energética. La Ley de Política Energética de 2005 planteó incentivos fiscales para combustibles alternativos, así como otras iniciativas políticas. Estableció los estándares de combustibles renovables (RFS) con el objetivo de aumentar la producción de etanol de 4 000 Mgal en 2006 a 7.5 000 Mgal en 2012.

³⁰ Cabe aclarar que la ley de seguridad energética de 1980, que incluye al bioetanol, constituye asimismo un antecedente de la Ley de Política Energética de 1992: <https://www.govinfo.gov/content/pkg/STATUTE-94/pdf/STATUTE-94-Pg611.pdf>



La Ley de Seguridad e Independencia Energética (EISA) de 2007 amplió en gran medida los mandatos de mezcla de biocombustibles, requiriendo que los combustibles de transporte vendidos en los Estados Unidos contengan un mínimo de 36 000 Mgal de combustibles renovables para 2022. Esta ley cubrió cuatro tipos de biocombustibles: combustibles renovables (incluido el etanol a base de maíz), biocombustibles avanzados, diésel a base de biomasa y biocombustibles celulósicos. Además, los biocombustibles de cada categoría deben alcanzar ciertos umbrales mínimos de rendimiento de emisiones de GEI durante el ciclo de vida.

Aparte de estos esfuerzos legislativos, los factores del mercado también jugaron un papel importante en la producción de biocombustibles. Antes de la recesión de 2008/09, los precios de la energía se mantuvieron altos durante un período prolongado y los precios del petróleo crudo alcanzaron un récord de USD 140 por barril, lo que aceleró efectivamente el ritmo del desarrollo de energías alternativas. Debido al apoyo del gobierno y a estos factores del mercado, la producción de etanol en los Estados Unidos alcanzó los 13 300 Mgal en 211 refinerías de etanol en 2012. Se estimó que el crecimiento de la industria del etanol en los Estados Unidos contribuyó con aproximadamente USD 43 400 M al producto interno bruto³¹.

La EPA tiene la facultad de establecer cuotas anuales de biocombustibles a incorporarse en los combustibles fósiles en mezclas obligatorias. En el bioetanol, a fines de los años 90, tomó impulso la incorporación de los vehículos flex-fuel en el país. La flota actual de este tipo de vehículos está estimada en el orden de los 18 millones (menos del 10% de la flota total de vehículos).

A continuación, se detalla una tabla que muestra la estimación de la EIA sobre los vehículos propulsados por energías alternativas en Estados Unidos para el 2018. Cabe destacar que de las tecnologías que se miden, cerca del 60% pertenece a autos que funcionan con E85.

TABLA 4. Vehículos con tecnología alternativa de propulsión *Total

Tecnología	Cantidad	Porcentaje
Gas Natural Comprimido (CNG)	4 451	0.3
Eléctricos	253 678	17.7
E85	813 774	56.8
A Hidrógeno (HYD)	2 513	0.2
Gas Natural Licuado (LNG)	0	0.00
Gas de petróleo licuado (LPG)	2 468	0.2
Híbridos diésel / eléctrico (DSL)	491	0.1
Híbridos nafta /eléctricos (GAS)	355 713	24.7
Total	1 433 088	100.00

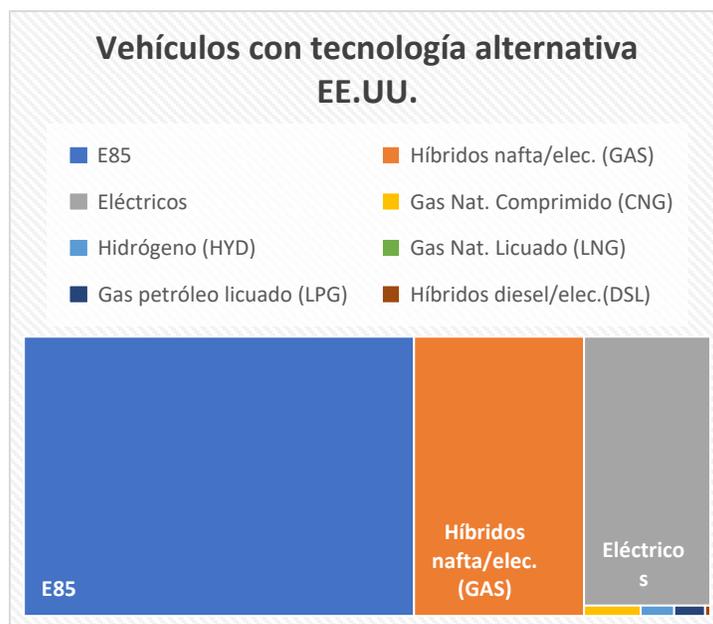
Fuente: U.S. Energy Information Administration.

*Incluye tanto a la flota privada como pública para el 2018.

³¹ (Urbanchuk, 2013) ver en <https://www.agri-pulse.com/ext/resources/pdfs/a/b/f/1/4/ABF-Economics-ethanol-study-2-18-2014.pdf>



ILUSTRACIÓN 14. Vehículos con tecnología alternativa de los Estados Unidos (estimación para 2018)

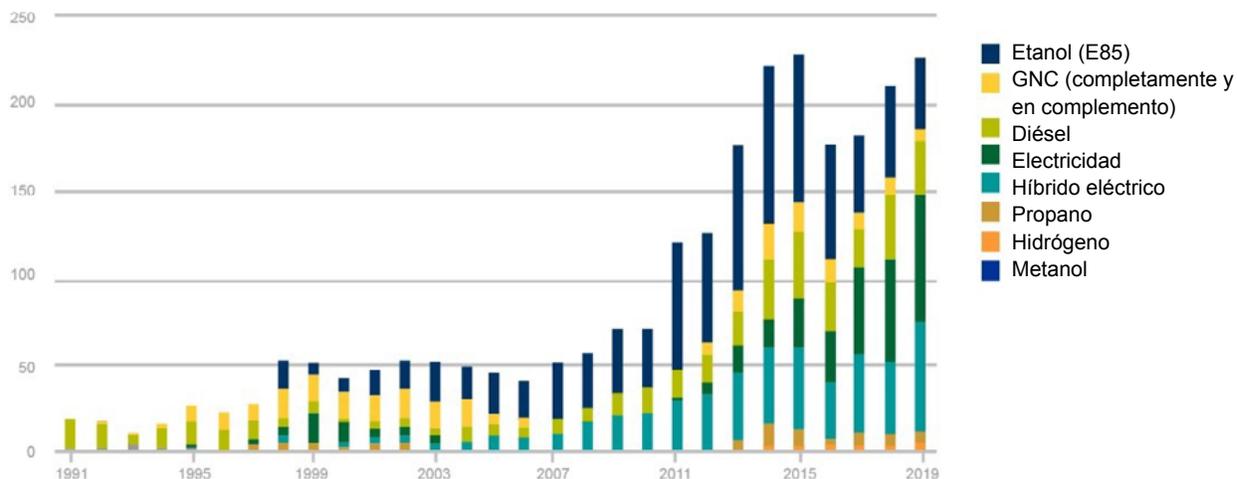


Fuente: U.S. Energy Information Administration. Incluye tanto a la flota privada como pública para el 2018.

Por otra parte, también resulta relevante destacar que, si se analizan las flotas de vehículos alternativos de las agencias federales para el 2017, la mayor parte de estas está formada por vehículos que funcionan con E85. Es por esto que los denominados *Light-Duty*, de un total de 168 816 vehículos, 165 086 funcionan con E85 (98%); en la categoría de *Medium Duty*, son 35 276 de 35 587 (99%). Por último, la categoría *Heavy-Duty*, son 56 de 207 vehículos (27%).

En la siguiente figura se aprecia la evolución de los últimos años de la oferta de modelos de autos según cada tecnología. Es posible apreciar el gran incremento de los vehículos a E85, así como también los eléctricos y los distintos modelos de vehículos ofrecidos por tipo de tecnología.

ILUSTRACIÓN 15. Oferta de modelos livianos AFV, HEV y diésel, por tipo de tecnología



Fuente: Departamento de Energía de Estados Unidos.



Francia

Francia³² constituye uno de los países europeos con desarrollo de los biocombustibles más interesantes. En el marco de su compromiso con un programa de desarrollo de biocombustibles, dicho país se encuentra implementando una serie de medidas para fomentar su producción y comercialización, como, por ejemplo, el establecimiento de metas ambiciosas en las mezclas con los combustibles fósiles.

Las principales medidas de fomento al sector tienen que ver con incrementar los porcentajes máximos de incorporación en combustibles distribuidos con el lanzamiento de gasolina SP95 E10 en 2009 y la incorporación de hasta un 10% en volumen de biodiésel en diésel B10 en 2015; así como también autorizar combustibles con alto contenido en biocombustibles, como el superetanol E85 (que contiene entre 65 y 85% en volumen de etanol) en 2007, así como diésel B30 (que contiene 30% en volumen de biodiésel) y en 2016 combustible ED95 (que contiene hasta el 95% en volumen de etanol), luego, en 2018 el combustible B100 destinado a flotas cautivas.

En cuanto a los incentivos fiscales, el Artículo N°32 de la ley de finanzas de 2005 introdujo un impuesto (TGAP, rebautizado como Impuesto de Incentivo relacionado con la Incorporación de Biocombustibles en la ley de finanzas de 2019) sobre la liberación de naftas, por un lado, y diésel, por otro, basado en el precio de venta sin IVA. El objetivo tiene que ver con fomentar la incorporación y distribución de biocombustibles, penalizando a los operadores que liberen una proporción de biocombustibles para consumo inferior al objetivo de incorporación en cada uno de los sectores.

El Artículo N°43 de la Ley de Transición Energética para el Crecimiento Verde establece que se debe dar prioridad al desarrollo de biocombustibles avanzados, preservando al mismo tiempo las inversiones realizadas en los canales convencionales de producción de biocombustibles. Los objetivos de incorporación de biocombustibles avanzados a los combustibles se definen en la Programación Plurianual de Energía.

Respecto del bioetanol, se utiliza como mezcla en naftas comerciales en el SP95-E5 (5%) y SP95-E10 (10%). A su vez, el superetanol E85, contiene entre 65 y 85% en volumen de etanol. Este combustible está disponible en Francia en EESS desde 2007 y se destina a vehículos denominados *flex-fuel* –de fábrica o convertidos posteriormente– que cuentan con las adaptaciones necesarias (sistema de inyección, ajustes de combustible, motor, compatibilidad de materiales plásticos y juntas, disposiciones específicas para asegurar el arranque en frío). El etanol también se puede utilizar en forma de ED95, un combustible compuesto en un 95% de bioetanol y destinado a vehículos equipados con un motor tipo diésel específicamente diseñado, y para flotas cautivas con logística para este suministro y mantenimiento dedicado.

³² Fuentes consultadas:

Ministerio de la Transición Ecológica de Francia. Consultado 30/09/2021. Disponible en: https://www.ecologie.gouv.fr/biocarburants#scroll-nav__2

Epure. Consultado 30/09/2021. Disponible en: <https://www.epure.org/wp-content/uploads/2020/08/200803-DEF-PP-E85-factsheet-Single-pages.pdf>

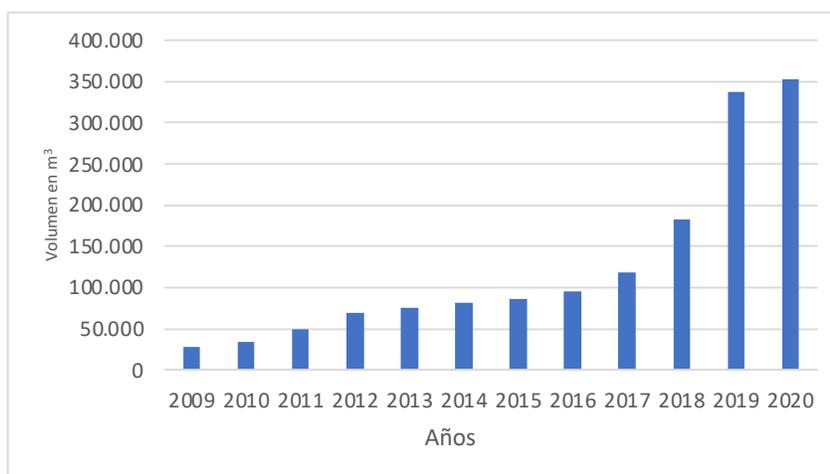
Datos del superetanol E85, agosto de 2021. SNPAA

Magazine Autoplus, N°1594, 22 de marzo de 2019, « Super E85, tout savoir pour en profiter », p. 36-39. Disponible en: <https://www.bioethanolcarburant.com/comment-rouler-au-superethanol-e85/aide-a-la-conversion-des-boitiers-e85/>



El consumo anual de E85 tuvo un progresivo crecimiento en los últimos doce años, acrecentándose desde 2016. Actualmente, el 28% de las EESS lo ofrecen, aunque dependiendo de la región del país pueden encontrarse variaciones. Fue adquiriendo mayor peso en el mercado de los combustibles, pasando de un 1.7% en agosto de 2018, a un 3.6% en mismo mes del 2021, lo que marca un incremento del 112% en tan solo tres años. Cabe destacar que mientras que las ventas de naftas con E10 concentran alrededor de la mitad del mercado de nafta en Francia (49.7% en el 2019), el E85 apenas participa en un 3% del mercado de combustibles con 337 MI³³. A pesar del exiguo porcentaje, el superetanol representa el 40% de las ventas totales de etanol en Francia.

ILUSTRACIÓN 16. Producción anual de superetanol E85



Fuente: elaboración propia a partir de SNPAA-agosto 2021.

Los vehículos franceses tributan parte de sus impuestos en función del dióxido de carbono emitido por kilómetro. Todos los vehículos que están equipados para el uso de E85 tienen menores emisiones y, por lo tanto, se benefician de una reducción del 40% en el impuesto al CO₂.

ILUSTRACIÓN 17. Evolución consumo mensual superetanol E85 en % del consumo total de combustible



Fuente: elaboración propia a partir de SNPAA-agosto 2021.

³³ En el año 2021, las ventas de E85 en Francia superaron los 467 mil metros cúbicos.



En cuanto a la distribución operativa de esta tecnología, se estima que el parque de vehículos *flex-fuel* en circulación ronda las 144 000 unidades en Francia, de los cuales 105 000 utilizan el kit de conversión, mientras que el resto son capaces de funcionar con E85 desde fábrica.

En síntesis, Francia resulta uno de los ejemplos más destacables en el uso de biocombustibles, particularmente de etanol, a través de adaptaciones tecnológicas sobre vehículos ya existentes (kits de conversión a E85). Se trata de un sector que fue potenciado a partir de los compromisos ambientales, políticas gubernamentales de fomento y adopción de los consumidores, dando como resultado un amplio y sostenido crecimiento en los últimos años.

Box: caja o kit de conversión ¿cómo funciona?

La introducción de los kits de conversión en Francia permite a los vehículos nafteros utilizar E85 por un costo entre 700 y 1600 euros –incluyendo instalación, homologación y garantía–. Sin embargo, es importante señalar que las estimaciones de ahorro rondan los 600 euros anuales, dado que la ganancia neta por litro entre la SP95-E10 y E85 ronda los 0.71 euros, calculado para 13 000 km anuales y a razón de 7l/100 km. Por lo tanto, una de las principales razones del éxito del E85 tiene que ver con el bajo precio producto del apoyo del gobierno, que se traduce en beneficios –ante la reducción del costo del combustible– para los usuarios.

Los kits de conversión son unidades electrónicas que se colocan debajo del capó para que el motor inyecte la cantidad correcta de combustible en función de la proporción de etanol en el tanque. Garantiza así un funcionamiento óptimo del vehículo, reduciendo los volúmenes consumidos. La forma de funcionamiento es a través de una sonda, que mide la proporción de etanol en el combustible. Cuanta más alta sea la mezcla, más aumentará en la unidad la cantidad de combustible inyectado. En definitiva, la caja asegura que el motor reciba la cantidad de energía indicada por la computadora, ajustando automáticamente el volumen de combustible inyectado. Por lo tanto, un automóvil equipado para un E85 podrá funcionar con todas las naftas y con todas las mezclas vendidas en las estaciones de servicio.

Para utilizar mayores cortes de bioetanol a las mezclas predeterminadas se necesita un automóvil *flex* de origen o equipar al auto con un kit de conversión. El modelo por utilizar dependerá del tipo de auto y su mecánica, como, por ejemplo, si el motor tiene inyección directa o indirecta. **Se estima que el 90% de los autos actuales está en condiciones de beneficiarse con un kit de conversión.**

India

India³⁴ ha acelerado sus esfuerzos para alcanzar su ambicioso objetivo de E20 en el 2025. En enero de 2021, el gobierno anunció su año objetivo E20 para 2025, en lugar de 2030, manteniendo su objetivo inmediato de E10 para 2022. En este sentido, en junio de 2021, el gobierno ordenó a las empresas paraestatales de comercialización de petróleo que vendieran nafta mezclada con E-20 a partir del 1° de abril de 2023.

³⁴ Fuentes consultadas:

Biofuels Annual Report. India. Departamento de Agricultura (USDA, por sus siglas en inglés).-GAIN junio 2021. "Roadmap for Ethanol Blending in India 2020-2025" Report of the Expert Committee. Ministry of Petroleum and Natural Gas. Junio 2021.



Asimismo, en 2020, se amplió el alcance del Programa de mezcla de etanol (EBP) para incluir excedentes de arroz y maíz como materias primas viables, así como la melaza pesada B y C y el jugo de caña de azúcar, para alcanzar los objetivos de mezcla.

India logró una penetración récord en el mercado de etanol combustible, alcanzando una mezcla del 7.5% en 2021, debido a la reducción de la demanda de gasolina, ya que la movilidad sigue siendo limitada debido a la pandemia del COVID-19. Algunos expertos plantean que se podría lograr el E10 para 2022 debido a la disminución sin precedentes de la demanda de nafta. Según las estimaciones proyectadas antes de la pandemia, India habría probablemente logrado una proporción de mezcla de 3.7 y 5.4% en 2020 y 2021 respectivamente, cifras superadas ampliamente.

El consumo de etanol combustible y no combustible superará la producción nacional por séptimo año consecutivo. En 2021, las importaciones de etanol cubrirán en gran medida el suministro para apoyar a los sectores industriales y de bebidas alcohólicas. Las políticas del Gobierno de la India han intentado aumentar la producción nacional, incluyendo un aumento del impuesto sobre el etanol desnaturalizado y la prohibición continua del etanol importado para la mezcla de combustibles.

En 2020, Estados Unidos fue, como venía siéndolo históricamente, el mayor proveedor de etanol de la India, con una participación de mercado del 99%. Se prevé que las importaciones crezcan un 4% alcanzando 750 MI (casi todos desnaturalizados) en 2021.

Otra de las políticas de fomento al sector a considerar y estudiada por un comité de expertos de India sería la concreción de acuerdos financieros tripartitos para la producción de etanol entre bancos, empresas petroleras e ingenios azucareros. El banco prestamista desembolsaría préstamos elegibles a ingenios azucareros para la producción de etanol.

El Gobierno de la India prevé que para el 2025 se logrará el E20 a partir de:

- a) Crecimiento de la producción nacional de biocombustibles
- b) Uso de múltiples materias primas
- c) Fomentar la mezcla de biocombustibles para complementar el uso de nafta y diésel en vehículos y maquinaria

Si bien los programas recientes han intentado aumentar las capacidades existentes de destilación de caña de azúcar y etanol y priorizar materias primas alternativas, solo han sido parcialmente exitosos. El programa de mezcla de etanol nunca ha cumplido completamente los mandatos de mezcla durante años de excedentes de producción de azúcar, y menos aún durante las recesiones cíclicas de la zafra.

Para impulsar más el destino de caña de azúcar hacia el etanol, el 20 de mayo de 2021, el Gobierno de la India redujo su subsidio al azúcar en el marco del máximo de cuota de exportación admisible de 82 a 55 \$/t. Se estima que la India continuará exportando azúcar con subsidios hasta 2023.



El 31 de mayo de 2021, el gobierno indio enmendó la Orden de Control de la Caña de Azúcar de 1966 para permitir el establecimiento de unidades independientes de etanol para impulsar la producción. Anteriormente, el etanol solo se podía producir a partir de melaza o jugo de azúcar. Sin embargo, la capacidad de destilación de etanol existente en India es insuficiente para acomodar el exceso de azúcar como materia prima para producir este biocombustible. El gobierno comenzó a abogar por el uso de materias primas viables alternativas como cereales (arroz, trigo, cebada, maíz y sorgo) para lograr sus mandatos de mezcla.

En este marco, se estima que es muy poco probable que India logre el E20 para 2025, dados los numerosos desafíos sectoriales, incluida la incapacidad general de la industria de la caña de azúcar para suministrar materia prima para la demanda de etanol. Además, si las importaciones de etanol de grado combustible siguen prohibidas, la capacidad total de suministro seguirá siendo limitada. Sigue siendo probable que los “combustibles avanzados” basados en residuos de celulosa (residuos agrícolas) o algas solo serán capaces de cubrir una pequeña parte de la demanda de combustible para el transporte de vehículos ligeros en 2025, incluso con enormes desembolsos de subsidios.

Particularmente, el Estado de Delhi apunta al uso de biocombustibles y vehículos eléctricos como impulso de transporte limpio. Por ese motivo, se están formulando políticas para promover y endurecer normas de emisión para cumplir con sus objetivos de reducción de carbono, apegándose firmemente a su fecha límite de 2022, para implementar normas más estrictas de eficiencia de combustibles, entre las cuales el aumento de la mezcla obligatoria se posiciona como uno de los pilares más importantes.

Su objetivo principal es la emisión de CO₂ inferior a 130 g/km hasta 2022 y, de ahí en adelante, 120 g/km. Su compromiso en el marco del Acuerdo de París sería reducir las emisiones de carbono en un 33-35% para 2030.

Entre los instrumentos de política que implementará la India se encuentra establecer la obligatoriedad de que los automóviles de gasolina tengan motores de combustión flexibles para que también puedan funcionar con mezclas de etanol con alto contenido del combustible. Apuntan a que sea un 20% del volumen total. Por este motivo, tanto los productores de etanol y de azúcar tienen grandes planes de expansión.

El mercado actual del etanol de la India se estima en un valor cercano a los USD 2 740 M, mientras que el total de la capacidad instalada anual de etanol y alcohol se encuentra en alrededor de 6 930 MI con alrededor de 231 destilerías.

Se pronostica que el consumo total de etanol de India en 2021 aumentará en un 25%, alcanzando un récord de 4 120 MI, impulsado principalmente por etanol para la mezcla de combustibles, ya que India presiona para cumplir con sus mandatos E10 en 2022 y E20 en 2025.



La tasa de mezcla sería potencialmente más alta si las importaciones de etanol de uso de combustible se permitieran, se redujeran los tipos arancelarios y se rectificaran las ineficiencias del programa de adquisiciones.

La producción de etanol de India en 2021 se pronostica en 3 170 MI, un 7% más que en 2020. Se prevé que el suministro de melaza para etanol alcance un volumen récord, debido a varios factores, incluyendo incentivos de precios más altos que desvían la melaza pesada B y el jugo de caña de azúcar para producir combustible de grado etanol.

A pesar del aumento de la producción nacional, India sigue siendo un importador neto de etanol. En 2020, las importaciones indias de etanol aumentaron un 3% alcanzando 722 MI, valorados en USD 300 M. Estados Unidos es quien lidera las importaciones. La fuerte demanda local de etanol industrial y de grado médico sigue impulsando las exportaciones estadounidenses. Otros proveedores a la India en el período fueron Brasil, China, Pakistán, Singapur y Sri Lanka.

B) Biodiésel. Los casos de Colombia, Brasil, Indonesia y Suecia

Colombia

En cuanto al estudio de casos sobre el desarrollo del mercado del biodiésel, resulta relevante el análisis de la situación en Colombia³⁵. Dicho país redujo su mandato de mezcla de etanol de manera transitoria (de E10 a E4, para luego subir la mezcla escalonadamente hasta retomar el 10%), mientras que el mandato de mezcla de biodiésel aumentó de B10 a B12 en la mayor parte del país. El aumento en el biodiésel es permanente. Por dicho motivo, se espera que la producción y el uso de biodiésel nacional alcance niveles récord en 2021. Se estima que el consumo de diésel aumentará un 10%, a medida que se recupera la economía del país, proyectándose un consumo de 685 MI, todos provenientes de origen nacional, producido a partir del aceite de palma.

El 9 de abril de 2021, el gobierno colombiano emitió una resolución para aumentar el mandato de mezcla de biodiésel de B10 a B12 en la mayor parte del país. La justificación declarada en la resolución es que la capacidad de biodiésel de Colombia permite aumentar la mezcla. En la siguiente tabla se presentan las plantas en funcionamiento en la actualidad.

³⁵ Fuentes consultadas:

Informe Anual Biocombustibles Departamento de Agricultura (USDA, por sus siglas en inglés). Disponible en: <https://www.fas.usda.gov/data/colombia-biofuels-annual-7>

Información estadística FEDE Biocombustibles. Consultado 14/10/2021. Disponible en: <https://www.fedebio-combustibles.com/>



TABLA 5. Plantas productoras de biodiésel en funcionamiento

Región	Empresa	Cantidad t/año
Santa Marta, Magdalena	Biocombustibles Sostenibles del Caribe	110 000
Codazzi, Cesar	Oleoflores	70 000
Barranquilla, Atlántico	Romil de la Costa	0
Gálapa, Atlántico	Biodiésel de la Costa	0
Santa Marta, Magdalena	Odín Energy	0
Facatativá, Cundinamarca	Biodiésel de la Costa	200 000
Barrancabermeja, Santander	Ecodiésel Colombia	130 000
San Carlos de Guaroa, Meta	Aceites Manuelita	115 200
San Carlos de Guaroa, Meta	Inversiones La Paz	70 000
Barrancabermeja, Santander	ALPO	12 000
Santa Marta, Magdalena	Biocosta Green Energy	60 000
Total		767 200

Fuente: Federación Nacional de Combustibles de Colombia (FEDE).

El gobierno colombiano controla estrictamente el mercado de combustibles. El Ministerio de Minas y Energía (MME) tiene la autoridad para establecer los mandatos de mezcla de biocombustibles, regular el combustible y los precios y establecer reglamentos técnicos sobre normas para biocombustibles. Desde 2005, cuando comenzó la implementación en Colombia de los mandatos de mezclas de biocombustibles, se implementaron múltiples cambios, aunque aún la aplicación difiere según la región. De hecho, rigen diferentes mandatos según departamento. Por ejemplo, el B12 rige para todo el país excepto para los departamentos que limitan con Venezuela, ya que en estos la mezcla es de solo el 2%.

Para el 2030, Colombia se comprometió a reducir sus emisiones de GEI en un 51%, objetivo en el cual su política de biocombustibles tiene gran responsabilidad.

La política de Colombia sobre biocombustibles se desarrolló principalmente para apoyar la economía rural a través de corrientes de ingresos para las industrias de la caña de azúcar y el aceite de palma. También tuvo como objetivo diversificar las fuentes de energía, al disminuir la dependencia de los combustibles fósiles y, más recientemente, Colombia ha agregado el objetivo de introducir combustibles respetuosos con el medio ambiente para reducir las emisiones de GEI.

Colombia administra su mercado de biocombustibles mediante un sistema de mandatos, desgravación fiscal, regulaciones ambientales y controles de precios. La estrategia de biocombustibles de Colombia se originó en dos leyes del MME (Ley N°693 de 2001 para el etanol y Ley N°939 de 2004 para el biodiésel) que establecen la calidad del combustible a partir de estándares; y en determinar los impuestos, la fijación de precios y el respaldo de mezclas. Se han implementado incentivos fiscales desde 2002, pero la implementación de los mandatos ha cambiado con el tiempo y no se aplican uniformemente en todo el país.



En algunos casos, el gobierno ha eliminado los mandatos de mezcla de biocombustibles por períodos de tiempo debido a una escasez de producción nacional, a pesar de que las importaciones podrían haber apoyado un uso mayor sostenido. El retroceso en los mandatos de mezclas en todo el país, cuando el suministro nacional de materias primas es inadecuado, ha llevado al estancamiento en el mercado del etanol, especialmente de 2014 a 2017, y a un mercado de biodiésel en su mayoría estancado durante la última década, con algunos retrocesos en 2016 y 2017.

En septiembre de 2019 el gobierno introdujo el B12. Estos mandatos se aplican a todas las áreas excepto a tres departamentos limítrofes con Venezuela, donde no existe un mandato de mezcla para el etanol y se establece solo el 2% para el biodiésel dado el contrabando. Los mandatos E10 y B12, los más altos jamás establecidos, se introdujeron para reducir los niveles de contaminación en las principales ciudades metropolitanas, contribuir a los compromisos de cambio climático de Colombia, e incentivar la producción local.

A pesar de aumentar el mandato de mezcla de biodiésel a B12 en septiembre de 2019, después de solo 20 días, Colombia volvió a disminuirlo debido a la menor producción nacional de aceite de palma. Una resolución estableció que el mandato de mezcla de biodiésel disminuiría a B2 a fines de septiembre de 2019 y aumentaría gradualmente nuevamente a B10 en diciembre de 2019. En 2020, el mandato de mezcla de biodiésel era B10. El 9 de abril de 2021, el gobierno colombiano emitió una resolución para aumentar el mandato de mezcla de biodiésel de B10 a B12 a partir de abril de 2021 en la mayor parte del país.

En la siguiente tabla, se compara la producción de aceite de palma, su venta para la producción de biodiesel, la producción y venta del biodiésel en el período 2008-2018.

TABLA 6. Evolución mercado de aceite de palma y biodiésel (en miles de toneladas)

Año	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Producción aceite de palma	777.5	805	753	945	973.7	1 040.8	1 109.7	1 275.2	1 146.2	1 627.6	1 630.4
Venta aceite para biodiésel	40.7	107	298.2	385.1	445.5	458.8	470.9	488.6	458.8	458.4	431.8
Prod. biodiésel	22.7	163.1	337.7	443	490	503.3	518.1	513.4	458.8	460.1	S/D
Ventas biodiésel	S/D	169.1	337.7	273.2	488.2	505.7	518.7	523.4	507	513.3	551.5

Fuente: FEDE Biocombustibles.



Box: motores *flex*. Potencialidades de la articulación público-privada

Recientemente, la compañía alemana Volkswagen decidió invertir una partida importante en etanol para Latinoamérica, luego de comprobar que los autos que usan ese combustible contaminan menos que los híbridos y los eléctricos. Actualmente, se encuentran en conversaciones con el gobierno colombiano. La empresa sostiene la importancia de que el país piense en políticas públicas que lleven a incentivar la producción de vehículos que contaminen menos y que generen mayor empleo local. Para ello propone al gobierno colombiano que promueva el aumento de lo que podría denominarse la “siembra de combustibles”, entendiendo que el fomento de la producción de biocombustible conduce a la generación de empleo en los cultivos y las destilerías ya existen en dicho país. Todo ello tendría un significativo positivo en términos de desarrollo territorial y mejoramiento de calidad de la población. La visión empresarial, en este caso particular, se extiende a toda su política regional en cuanto a los beneficios ambientales. De hecho, en Brasil producen motores *flex* desde el 2003, que a la fecha ya pueden usar 100% de alcohol como combustible.

Fuente: Ver nota en www.portafolio.co (2021).

Brasil³⁶

El Programa Nacional de Producción de Biodiésel (PNPB) de Brasil fue creado en 2004 para promover la producción nacional de biodiésel, reducir la dependencia de las importaciones de petróleo y reducir las emisiones contaminantes y los costos relacionados con la salud. Además, el PNPB fue establecido para generar empleos e ingresos y aliviar las disparidades económicas regionales al traspasar los beneficios a los agricultores familiares, especialmente a los del norte y noreste de Brasil.

La Ley Federal N°11 097, promulgada en enero de 2005, incluyó el biodiésel en la matriz energética brasileña y delegó la autoridad a la Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP); para regular y monitorear todas las actividades relacionadas con la producción de biodiésel, la mezcla obligatoria (Bx), el control de calidad, la distribución de productos y la comercialización.

A través del PNPB, el gobierno regula el mercado de biodiésel a través de un sistema de subasta pública que establece el volumen de biodiésel que debe producirse y entregarse a las distribuidoras de combustibles en un período particular del año y el precio promedio de venta. El sistema de subastas da preferencia a los productores con el “Sello de combustible social”, un mecanismo creado por el gobierno para brindar incentivos a los agricultores más empobrecidos (agricultores familiares) en áreas desfavorecidas. El “Sello de combustible social” es emitido por el Ministerio de Agricultura, Ganadería y Abastecimiento (MAPA) y debe renovarse cada cinco años.

³⁶ Fuente consultada: “Biofuels Annual Report” Brazil, USDA-GAIN agosto 2021



Solo los productores de biodiésel con el sello antes mencionado son elegibles para el 80% del volumen total subastado. Para obtener el sello, los productores de biodiésel deben cumplir con los siguientes requisitos:

- Comprar porcentajes mínimos establecidos de materia prima de agricultores familiares.
- Garantizar la compra de cantidades disponibles.
- Establecer contratos con agricultores, brindar asistencia técnica y capacitación.

El mandato del biodiésel

La Ley Federal N°11 097 del 2005 definió y estableció un mandato legal para el uso de biodiésel como combustible. La ley autorizó el uso de una mezcla de 2% de biodiésel (B2) hasta 2008 cuando B2 se convirtió en obligatorio a nivel nacional, es decir, todo el diésel mineral debe tener una mezcla de 2% de biodiésel. Sin embargo, el rápido aumento de la capacidad industrial brasileña y la probable sobreoferta de biodiésel en el mercado interno llevaron al Consejo Nacional de Política Energética (CNPE) a adoptar requisitos para mezclas más altas.

La Resolución CNPE N°16 de 2018, recomienda el aumento anual de la mezcla de biodiésel en un 1%, de B11 en junio de 2019 (que entró en vigencia en septiembre de 2019), a B12 en marzo de 2020, B13 en marzo de 2021, B14 en marzo de 2022 y a B15 para marzo de 2023.

Tras la resolución del CNPE, el 1° de marzo de 2020, la ANP aumentó el volumen de biodiésel mezclado con diésel vendido en surtidor al 12% (B12). Sin embargo, por primera vez desde la resolución del CNPE y en un intento por controlar los precios del biodiésel que aumentaron drásticamente en las siguientes subastas debido a la escasez de materia prima de biodiésel, ANP redujo el volumen de biodiésel mezclado con diésel de 13 a 10% a partir de septiembre de 2020; y más tarde al 11% a partir de noviembre de 2020 para las subastas 75 y 76% para entregas en septiembre/octubre y noviembre/diciembre, respectivamente.

La mezcla volvió al 12% en enero de 2021. El 1° de marzo de 2021, Brasil aumentó el volumen de biodiésel mezclado con diésel vendido en surtidor al 13% (B13), siguiendo la Resolución N°16 de la CNPE de 2018. Sin embargo, debido a la persistencia de altos precios de las materias primas, ANP volvió a reducir el volumen de biodiésel mezclado con diésel, del 13 al 10% a partir de mayo de 2021.

A pesar de la reducción de la mezcla de biodiésel, los precios de las subastas se mantuvieron muy elevados. La 79ª subasta generó 1 050 MI de biodiésel a un precio promedio de 5.536 R\$/l, un aumento del 18% con respecto al precio promedio de la anterior subasta de biodiésel (78ª subasta). A fines de junio, los precios del biodiésel en la subasta 80ª se mantuvieron estables en moneda local y similares a la subasta anterior, generando 1 102 MI de biodiésel a un precio promedio de 5 485 R\$/l.

El 12 de julio, el CNPE autorizó la devolución de la mezcla de biodiésel al 12% para la subasta 81ª con entregas en septiembre / octubre. El Gobierno de Brasil espera que la revisión del mandato para la 81ª subasta de biodiésel ayude a evitar un aumento excesivo en el precio final del diésel para el consumidor final, ya que la reanudación de la actividad económica contribuye al aumento de la demanda interna de combustible. Fue recién el 1° de marzo de 2021 que la tasa de mezcla obligatoria de biodiésel se elevó al 13%, en comparación con la tasa de mezcla del 12% que había estado en vigor desde marzo de 2020.



El 30 de diciembre de 2020, el CNPE emitió la Resolución N°14 con lineamientos para implementar un nuevo entorno de mercado para el comercio de biodiésel, que debería reemplazar las actuales subastas públicas de biodiésel. La ANP es la encargada de regular el nuevo modelo de comercialización de biodiésel, que entrará en vigencia el 1° de enero de 2022 y deberá cumplir con lo siguiente:

- Protección de los intereses de los consumidores en relación con el precio, la calidad del producto y la oferta.
- Garantía de suministro de combustible en el territorio nacional.
- Promoción de la libre competencia.
- Aumento de la participación de los biocombustibles en la combinación energética nacional con base en perspectivas económicas, sociales y ambientales.
- Estar de acuerdo con la Política Nacional de Biocombustibles.

Según la Resolución N°14 del CNPE, el nuevo modelo solo permitirá la venta de biodiésel de plantas de biodiésel autorizadas por ANP. La resolución proporciona un período de transición de 12 meses al nuevo modelo de mercado. El nuevo modelo debe asegurar que hasta el 80% del biodiésel vendido en Brasil provenga de plantas de biodiésel con el “Sello social de biocombustible”. El porcentaje será fijado conjuntamente por el Ministerio de Minas y Energía (MME) y el Ministerio de Agricultura, Ganadería y Abastecimiento (MAPA). Hasta el 1° de enero de 2022, las subastas públicas continuarán siendo promovidas y operadas en la estructura actual, según lo dispuesto en la Resolución CNPE N°5/2007.

A fines de abril de 2021, la ANP anunció una propuesta y los parámetros para cambiar la comercialización de biodiésel del actual modelo de subasta pública del país a un modelo híbrido, a partir de enero de 2022. El modelo permitirá a los productores y distribuidores de biodiésel liquidar contrato de venta libre (OTC) garantizando el 80% del suministro de biodiésel durante los próximos dos meses, siguiendo el mismo calendario utilizado para la actual subasta pública. El 20% restante se negociará en el mercado al contado. Solo los distribuidores de combustible con al menos el 5% de la participación de mercado en cualquier combustible en 2020 deberán comprometer el 80% del volumen negociado a contratos OTC.

Según la ANP, el nuevo modelo permitirá que el 86% del biodiésel vendido por los distribuidores brasileños en 2020 sea comercializado bajo el modelo OTC obligatorio. Los productores de biodiésel con una participación de mercado del 3% o más en 2020 también deberán comprometer el 80% del volumen comercializado en el mismo período de dos meses del año anterior a través de contratos OTC. El 12 de agosto de 2020, la ANP inició un período de comentarios públicos de 45 días sobre el nuevo modelo para el mercado de biodiésel para elaborar más la propuesta.

Brasil es hoy el tercer mayor productor de biodiésel, después de Indonesia y Estados Unidos. La producción total de biodiésel brasileño en 2021 se pronostica en 6 900 MI, un leve aumento de 400 millones de litros con respecto a 2020. A pesar del importante crecimiento proyectado en el consumo de diésel para 2021, la reducción constante de los niveles de mezcla obligatorios ha afectado negativamente los volúmenes requeridos para ser entregados en la subasta pública.

El consumo interno de biodiésel en Brasil sigue estando regulado por el gobierno y es una función de dos variables: 1) la tasa de mezcla obligatoria de biodiésel y 2) el consumo total de diésel.



A pesar de la pandemia del COVID-19 y la desaceleración general resultante de la economía brasileña, la demanda de diésel se ha mantenido estable e incluso se espera que experimente un crecimiento en 2021. Las cifras de consumo de diésel de la ANP muestran un consumo de 57 000 MI para 2020 y un estimado para los primeros seis meses de 2021 de cerca de 30 000 MI.

Indonesia

Entre los países del sudeste asiático, uno de los mayores referentes en materia de biocombustibles es Indonesia³⁷. Cuenta con un programa de fomento al biodiésel, que desde el 2020 establece una mezcla del 30%, a partir del aceite de palma. A partir de 2015, con la regulación 12/2015, mantiene este ambicioso plan de B30 incluso en un periodo de crisis provocada por la pandemia del COVID-19, siendo la mezcla más alta en todo el mundo. En adición, se encuentra en estudio el incremento a B40, aunque se estima poco probable que suceda antes de 2022 o 2023.

Indonesia comenzó a adoptar una política de biocombustibles a nivel nacional en 2006 mediante la emisión de la Regulación Gubernamental N°1 referida a la adquisición y el uso de biocombustibles. En apoyo de la Regulación N°1, el Decreto Presidencial N°10/2006 estableció un Equipo Nacional de Desarrollo de Biocombustibles, responsable de supervisar la implementación de programas de biocombustibles y la creación de un plan para el desarrollo de biocombustibles.

De acuerdo con el plan, el desarrollo de biocombustibles tiene como objetivos: aliviar la pobreza y el desempleo, impulsar la economía y actividades a través de la adquisición de biocombustibles y reducir el consumo interno de combustibles fósiles. Este reglamento fue seguido por la Cámara de Representantes de Indonesia (DPR) que también aprobó la Ley de Energía (UU. 30/2007) para fortalecer la normativa que prioriza el uso de energías renovables.

La Política Nacional de Energía (KEN), establecida a través del Reglamento Gubernamental N°79/2014 es ahora la base política más importante para el programa de biocombustibles. KEN tiene como objetivo un uso de energía renovable del 23% en toda la economía para 2025 y del 31% en 2050. La contribución de los biocombustibles para alcanzar estos objetivos se traduce aproximadamente en 13 900 MI y 52 300 MI de uso de biocombustible, respectivamente.

Los objetivos de sustentar una política a favor del biodiésel tienen que ver con reducir la importación de combustibles, generar demanda interna de aceite de palma y reducir emisiones. La distribución obligatoria la realiza la empresa estatal de energía y el minorista de combustible.

El programa de biodiésel fue inestable hasta que se estableció un mecanismo de apoyo más confiable. El gobierno de Indonesia comenzó a proporcionar subsidios a través del Presupuesto Estatal Nacional (APBN) a través del fondo CPO (Crude Palm Oil Fund), que se estableció en 2015 para recaudar un impuesto sobre las exportaciones de productos de aceite de palma. Desde 2015, Indonesia ha expandido agresivamente el programa de mezcla desde su aplicación inicial cubriendo solo Industrias de Obligación del Sector Público (PSO) a un programa B20 a nivel nacional en 2018 y, a partir de enero de 2020, a B30 a nivel nacional. En el siguiente cuadro podremos ver la evolución del sector en los últimos años.

³⁷ Fuentes consultadas:

Informe Anual Biocombustibles USDA. Disponible en: https://apps.fas.usda.gov/newgainapi/api/Report/DownloadReportByFileName?fileName=Biofuels%20Annual_Jakarta_Indonesia_06-21-2021.pdf



TABLA 7. Evolución del biodiésel en Indonesia (en millones de litros)

Año	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021*
Stock inicial	29	27	11	97	94	110	152	258	294	329
Producción	2 270	2 950	3 500	1 200	3 500	2 800	5 600	7 700	8 500	9 250
Importación	5	24	0	0	0	0	28	0	0	0
Exportación	1 608	1 942	1 569	343	476	187	1 772	1 271	39	100
Consumo	669	1 048	1 845	860	3 008	2 572	3 750	6 393	8 426	9 200
Mezcla efectiva (%)	1.9	3	5.6	2.7	10.5	8.2	11.9	19.7	29.7	29.6

*2021: dato estimado.

Fuente: Departamento de Agricultura

Teniendo en cuenta que la mayor parte del consumo va a B30, es interesante notar el aumento progresivo presentado en el sector ante los cambios a partir del 2015.

Se trata de un sector con altas intervenciones del sector público. Se espera que durante 2021 el gobierno mantenga la tasa de mezcla B30 con un volumen de asignación de 9 200 MI. La asignación es un 9% más alta que el consumo de 2020 a partir de la recuperación parcial esperada del consumo de diésel desde que comenzó la pandemia. El subsidio al biodiésel alcanzó los 4 052 IDR/l (USD 0.28) en promedio en 2020, saltando de solo 444 IDR/l (\$0.003) en 2019. Los montos de los subsidios se han mantenido altos en el 2021, alcanzando un promedio de 4 281 IDR/l (\$0.30) durante los primeros seis meses.



Box: agencia de Gestión del Fondo de Plantaciones de Palma de Aceite (BPDPKS) y el fondo CPO (*Crude Palm Oil Fund*)

El fondo CPO de Indonesia se financia mediante la recaudación de gravámenes a la exportación de aceite de palma y se utiliza para proporcionar subvenciones a los productores nacionales de biodiésel.

En 2015, se reformó por completo el mecanismo de apoyo financiero para el consumo interno de biodiésel. El nuevo esquema, con las modificaciones necesarias, ha demostrado ser muy eficaz y duradero hasta ahora. Gestionado por la Agencia de Gestión del Fondo de Plantaciones de Palma de Aceite (BPDPKS), los fondos se recaudan de un impuesto a la exportación de aceite de palma para compensar la diferencia de precios entre el biodiésel y el diésel fósil. La agencia también utiliza el fondo para actividades de investigación y desarrollo, replantación y promoción de la palma.

En diciembre de 2018, el gobierno de Indonesia cambió su formulación de gravamen a la exportación de una estructura de tipo fijo a una basada en precios, en respuesta a la disminución de los precios del aceite de palma en bruto. A principios de 2019, el Gobierno detuvo la recaudación de impuestos por completo, lo que provocó que el fondo CPO no recaudara nuevos ingresos durante la totalidad de 2019, reanudándose en enero de 2020.

En junio de 2020, el gobierno de Indonesia volvió a modificar la estructura del gravamen a la exportación a una tasa fija, agregando 5 USD/t adicionales por tonelada para las exportaciones de productos de aceite de palma en 24 categorías, incluido el biodiésel de palma. Seis meses después, el gobierno cambió el esquema de gravámenes a una estructura progresiva, con la tasa arancelaria más alta con un tope de 255 USD/t. Como resultado de la implementación de la nueva estructura progresiva, durante un período de precios al alza, una afluencia de ingresos ha recapitalizado el fondo CPO, que había estado en peligro de gastar sus reservas acumuladas a fines de 2020.

De 2015 a 2020, el impuesto recaudado por las exportaciones de productos de aceite de palma se estima en IDR 63 billones (USD 4 400 M), la gran mayoría de los cuales se distribuyó como subsidio al biodiésel (aproximadamente IDR 58 billones o \$4 000 M). El desembolso del subsidio alcanzó un récord de IDR 28 billones (\$1 900 M) en 2020 y se espera que aumente en 2021. Según una estimación de BPDPKS, se requieren IDR 45 billones (USD 3 100 M) para cubrir 9.2 000 MI de B30 en 2021.

Fuente: Biofuels Annual. Indonesia. Departamento de Agricultura (USDA junio 2021).



Respecto a las exportaciones, se mantienen bajas dados los altos impuestos de exportación, el impacto de la demanda de diésel en Europa producto de la crisis de la pandemia del COVID-19, y la reducción de la demanda en China como consecuencia del aumento de los precios. Las exportaciones de biodiésel se pronostican en 100 MI, históricamente una cifra muy baja y con pocos cambios respecto a 2020.

La producción y el consumo de etanol sigue siendo prácticamente inexistente debido a las limitaciones de las materias primas y la inexistencia de un plan de subvenciones viable. El gobierno continúa evaluando la viabilidad del etanol para reducir la dependencia del combustible importado, así como también la llamada “*green gasoline*” derivada del aceite de palma.

En cuanto a los biocombustibles avanzados, la empresa petrolera estatal *Pertamina* está por desarrollar una capacidad limitada para producir diésel renovable derivado de la hidrogenación (HVO), pero aún está en las primeras etapas. No hay otros esfuerzos para desarrollar otros biocombustibles avanzados en este momento.

Suecia

Suecia³⁸ es considerado un país líder en la transición hacia una economía baja en carbono dado que presenta la participación más baja de combustibles fósiles en el suministro de energía primaria entre los países miembros de la AIE (Agencia Internacional de la Energía); y, es el segundo país con menores emisiones de CO₂ por producto bruto interno (después de Suiza) y per cápita (después de México).

En junio de 2016, el Parlamento sueco llegó a un convenio sobre el marco de la política energética del país, denominado Acuerdo Energético, que establece que la política energética debe combinar sostenibilidad ecológica, competitividad y seguridad de abastecimiento. En el marco de este acuerdo, se estableció como objetivo para 2045 cero emisiones netas de GEI y, a partir de entonces, lograr emisiones negativas, para cuyo cumplimiento se espera en 2040 una participación del 100% de las energías renovables en la generación de electricidad.

En lo que se refiere al sector del transporte, se busca una reducción de las emisiones de GEI del orden del 70%, en relación con el período 2010-2030. El sector del transporte depende significativamente, de los derivados del petróleo, pero en los últimos años ha habido un aumento en el uso de los biocombustibles y, entre los miembros de la AIE, Suecia es el país con una mayor proporción de combustibles renovables en dicho sector. En 2017 los biocombustibles representaron el 18% del consumo final total en el transporte (17% de biocombustibles líquidos y 1% de biogás).

³⁸ Fuentes consultadas:

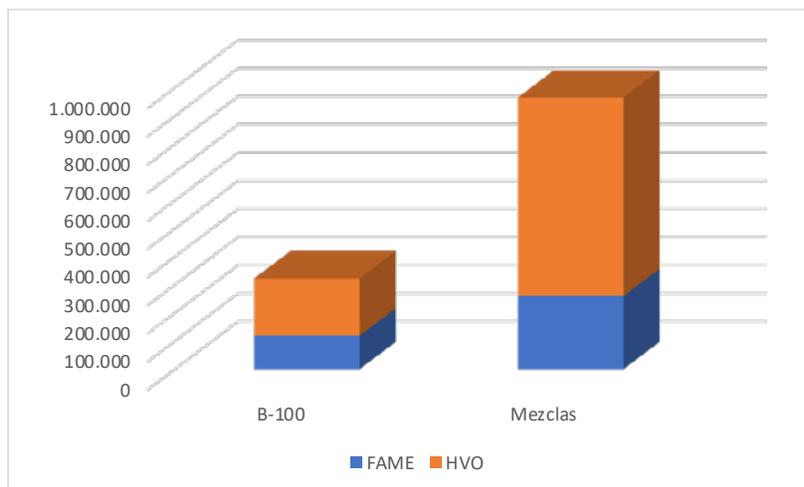
Torroba, A. (2021): “Biocombustibles líquidos: Institucionalidad y formulación de políticas públicas”. IICA. Disponible en: <http://repositorio.iica.int/handle/11324/18566>

IVL and the Swedish Transport Administration (2019): “The contribution of Advanced Renewable Transport Fuels to transport decarbonization in Sweden – 2030 and beyond”. Disponible en: <https://www.ivl.se/download/18.20b-707b7169f355daa77ae0/1561538469463/C416.pdf>



En la siguiente Ilustración se presentan las ventas de biodiésel, tanto en su consumo para B100, como para mezclas.

ILUSTRACIÓN 18. Ventas totales de biodiésel (en t) año 2020



Inicialmente, el crecimiento de los biocombustibles se produjo mediante el bioetanol, obligando a las grandes EESS a ofrecer al menos una opción de biocombustible. Por lo tanto, este era el biocombustible más utilizado en mezclas bajas en gasolina o como combustible E85 en vehículos especiales. En los últimos años, el biodiésel se ha convertido en el principal biocombustible en el transporte por carretera, por medio de un rápido crecimiento del HVO.

Con respecto a la utilización de mandatos, de acuerdo con la Agencia Sueca de Energía (SEA, 2020), la promulgación de la Ley N°2017:1201 obliga a reducir las emisiones de GEI de la gasolina y el diésel, lo que ha permitido fomentar el uso de biocombustibles. Esto contribuirá a cumplir en 2030 el objetivo nacional de reducción del 70% de emisiones de GEI en el transporte nacional. Para ello, los proveedores de combustibles deben cumplir progresiva y anualmente objetivos de reducción de dichas emisiones. En el período del 1° de julio de 2018 al 31 de diciembre de 2019, los objetivos fueron de al menos 2.6% de emisiones de la gasolina y 20% del diésel. Durante 2020 se establecieron en al menos 4.2% de la gasolina y 21% del diésel.

Ello se tradujo en un elevado uso de mezclas de biocombustibles, especialmente de biodiésel, que representó el 33.2% del total del diésel consumido, mientras que la mezcla efectiva de bioetanol en gasolinas fue de 8.7% en 2019.

En Suecia se aplica un impuesto a la energía y al carbono (AIE, 2019). El primero en establecerse fue el gravamen a la energía, que en 1991 se complementó con la carga al carbono, que ha aumentado gradualmente para fomentar una transición energética sostenible. El impuesto al carbono se elevó en 2018, convirtiéndose en el impuesto al carbono más alto del mundo.

Desde 1994 el impuesto al CO₂ se ajustó anualmente de conformidad con la inflación y, a partir de 2017, el gobierno introdujo un incremento anual adicional de 2% para permitir que los impuestos aumentasen según el crecimiento de dicho índice. Junto con el relativo al carbono, el impuesto a la energía constituye un nivel impositivo total al consumo de combustible. Ambos se consideran fundamentales para reducir las emisiones de todos los sectores y cumplir con los objetivos de la política climática del país.



Entre 2000 y 2004 el gobierno introdujo un programa de reforma fiscal verde y aumentó significativamente el impuesto al CO₂, pero redujo los impuestos a la energía para moderar el incremento total de impuestos. Estos niveles impositivos han dado lugar a altos precios en los combustibles. En el segundo trimestre de 2018, los consumidores pagaron el precio más alto del diésel de los países miembros de la AIE y el noveno más alto de la gasolina. A partir del 1° de julio de 2018, al implementarse la obligación de la reducción de las emisiones, los impuestos a la energía y al carbono se redujeron en la gasolina y el diésel, a fin de evitar grandes aumentos que repercutieran en el consumidor.

Box: los biocombustibles de fuentes renovables. El HVO: aceite vegetal hidrotratado (Hydrotreated Vegetable Oil)

El aceite vegetal hidrotratado (HVO) es un hidrobiodiésel de origen renovable que comienza a tener protagonismo en algunos países bálticos y escandinavos. Entre sus beneficios se destacan: permite transformar de manera eficiente y sostenible un producto biológico (aceite y grasas) en un carburante; y emite hasta 90 veces menos gases de efecto invernadero que un diésel convencional, ya que el hidrógeno es el agente catalizador.

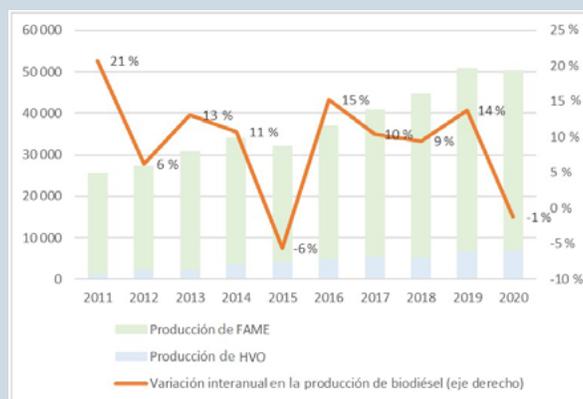
El HVO puede ser utilizado como componente de mezcla en diésel fósil o como combustible autónomo (HVO100). Se puede producir a partir de varias materias primas diferentes, como aceite de cocina usado (UCO), grasas o aceites vegetales de colza, palma, maíz, soja u otro origen. Según la Agencia Sueca de Energía, el mercado sueco de HVO se compone principalmente de HVO hecho de (UCO), destilado de ácidos grasos de palma (PFAD) y grasa animal.

El uso de este diésel renovable y limpio se encuentra actualmente más desarrollado en el transporte marítimo, en autobuses y en camiones. Algunas marcas como Volvo, Mercedes-Benz y Scania ya lo emplean desde hace años en sus vehículos pesados.

La principal productora mundial de HVO100 es la petrolera finlandesa Neste. La compañía ofrece este combustible de forma pura en 70 estaciones de servicio de Finlandia, al igual que en todas las capitales bálticas (Riga, Tallin y Vilnius), y su objetivo es aumentar la producción y la apuesta por este diésel de origen biológico en los próximos años.

En los últimos diez años la producción de HVO mostró un aumento en torno al 450% a nivel mundial y ya representa un 15% del total de biodiésel producido.

Variación interanual porcentual, tendencia y producción total (en miles de m³) de biodiésel (FAME y HVO) en el mundo



Fuente: Torroba (2021b).



El HVO se ha desarrollado rápidamente en Suecia durante los últimos años tanto en términos absolutos volumen, como respecto a la composición de diferentes tipos de HVO. El mercado de HVO creció de 320 GWh en 2011 a 11 529 GWh en 2016.³⁹

3. Las oportunidades del bioetanol de maíz y del biodiésel de aceite de soja desde el sector primario ⁴⁰

En el presente capítulo se analizan las oportunidades de desarrollo para los biocombustibles desde el punto de vista del sector primario. En primer lugar, se hace hincapié en el bioetanol, analizando la situación actual del maíz en la provincia de Córdoba, y luego sobre la industria, centrado el análisis en el bioetanol, los subproductos, su inserción y el potencial de desarrollo.

En segundo lugar, con el foco puesto en biodiésel, se abarca la situación actual del aceite y su industrialización en Córdoba, analizando la producción, cantidad de plantas que hay en la provincia y potencial de producción, para luego continuar con la molienda de la soja hasta el FAME. Finalmente, se analiza la inserción del biodiésel y el glicerol (subproducto) y su potencial de desarrollo.

3.1 Las oportunidades del bioetanol de maíz

3.1.1 Situación actual del maíz en la provincia de Córdoba

La producción nacional de maíz para la campaña 2020/21 alcanzó 60.5 Mt de maíz ⁴¹ (3.6% más que la campaña anterior) con 9.7 millones de hectáreas sembradas⁴² y se proyecta un aumento del 2% en la superficie implantada para la campaña 2021/2022.

La provincia de Córdoba⁴³ es la principal productora de maíz del país, concentrado el 36% de la producción nacional. En la campaña 2020/21, Córdoba produjo 21.7 Mt y 3 millones de hectáreas sembradas con un rendimiento promedio de 8.3 t/has⁴⁴.

³⁹ Fuente consultada: Swedish Energy Agency (SWEA). <https://www.energimyndigheten.se>

⁴⁰ El presente capítulo fue elaborado en base a los aportes de la Fundación Agropecuaria para el Desarrollo de Argentina (FADA).

⁴¹ Fuente: Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca de la Nación (MAGYP, 2021a).

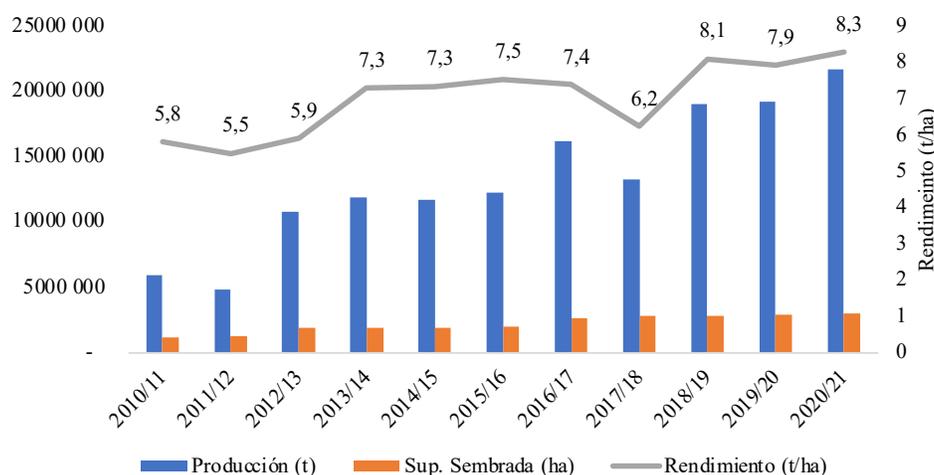
⁴² Las hectáreas sembradas comprenden la superficie destinada a grano (comercial y autoconsumo, silaje, diferidos, etc.).

⁴³ Cabe destacar que, a nivel mundial, comparando regiones productivas, teniendo en cuenta jurisdicciones comparables, Córdoba ocupa el sexto lugar detrás de los estados de Iowa (EE. UU.), Illinois (EE. UU.), Nebraska (EE. UU.), Mato Grosso (Brasil) y Minnesota (EE. UU.).

⁴⁴ Último dato disponible. Fuente Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca de la Nación (2021a)



ILUSTRACIÓN 19. Maíz: producción, hectáreas sembradas y rendimiento
Córdoba. Campaña 2010/11- Campaña 2020/21



Fuente: elaboración propia en base a Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca de la Nación (2021a).

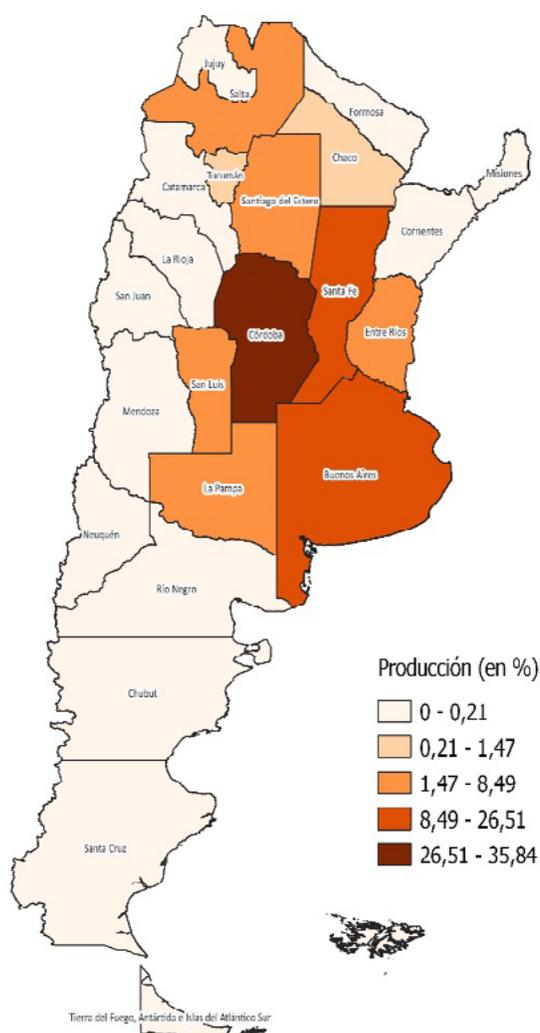
En diez años, la producción de maíz creció un 266%, pasando de 5.9 Mt en 2011 a 21.7 Mt en 2021, aumentando la superficie sembrada en 1.86 Mha (163%) y una mejora en los rindes del 43%. En la campaña 2020/21, Córdoba alcanzó un récord en términos de producción, rinde y siembra de maíz.

En el periodo señalado, la producción estuvo afectada por dos factores importantes: sequía en 2018, que impactó directamente sobre los rindes y el volumen de producción, recuperándose en la siguiente campaña, y los DEX⁴⁵ (eliminados en 2015 e implementados nuevamente a fines de 2019 y vigentes hasta la actualidad), con una tasa del 12% del precio FOB del maíz, impactando en forma negativa sobre el precio que reciben los productores, inferior a si no existiera dicho tributo.

⁴⁵ Derechos de Exportación.



ILUSTRACIÓN 20. Maíz: producción por provincia

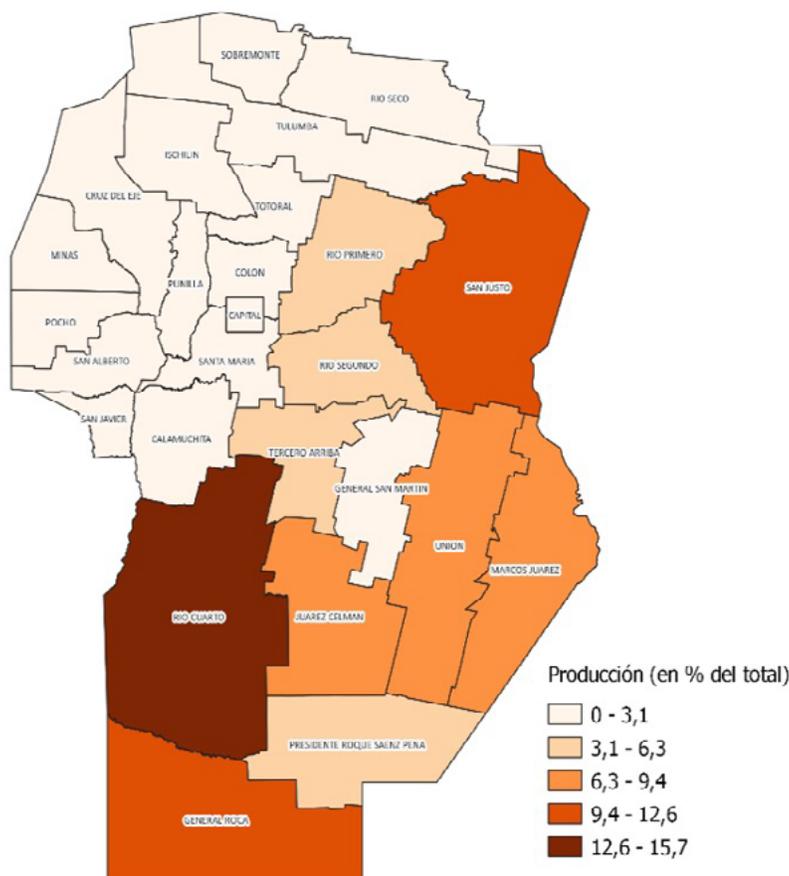


Fuente: elaboración propia en base a Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca de la Nación (2021a).

Al analizar los departamentos que conforman la provincia de Córdoba, se puede detectar cuales son los de mayor producción provincial y nacional. Desde 2013/14 hacia adelante (excepto la campaña 2017/18) Río Cuarto es el mayor productor de maíz provincial y nacional. En la campaña 2020/21 representó el 15.7% del maíz producido en Córdoba, seguido por San Justo con el 11.5%. Los rendimientos por hectárea de maíz varían de acuerdo con el departamento analizado; sin embargo, en la última campaña oscilaron entre las 6.5 y 9.8 t/ha.



ILUSTRACIÓN 21. Córdoba. Producción por departamento
Campaña 2020/21. En % de la producción total de la provincia de Córdoba



Fuente: elaboración propia en base a Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca de la Nación (2021a).

La producción de maíz tiene dos destinos: exportaciones y mercado interno. En 2020 las exportaciones de maíz originadas en Córdoba alcanzaron 12.1 Mt, equivalente al 63% de la producción. El 37% restante (7.1 Mt) quedó en el mercado interno para distintos usos: producción de carnes (bovina, aviar y porcina), leche, molienda húmeda, molienda seca y bioetanol.

La producción de bioetanol en Córdoba, uno de los destinos más nuevos para el agregado de valor del maíz, en 2020 consumió un total de 839 000 t, participando con el 4.4% de la producción de maíz en la provincia⁴⁶. Como el 2020 fue un año que afectó duramente la industria de bioetanol, se observa que al considerar el promedio de los últimos tres años (2018-2020), se absorbió, en promedio, 946 000 t de maíz al año para producir un promedio anual de 378 335 m³.

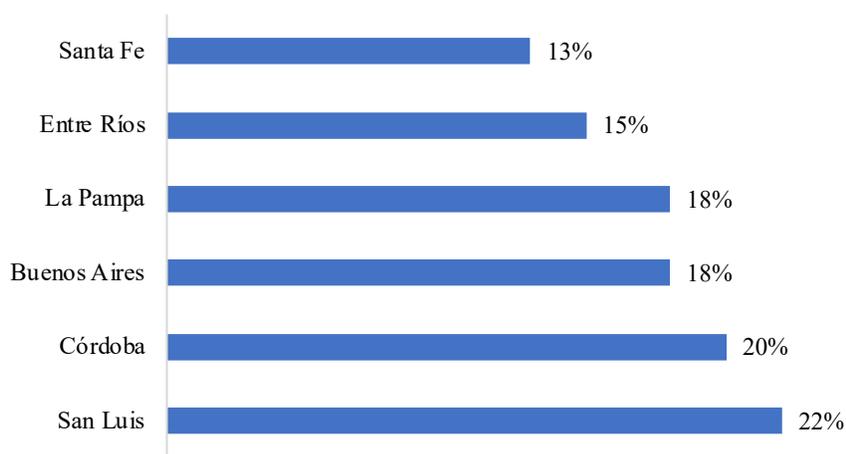
⁴⁶ Se utilizó la conversión de 2.5 t de maíz por m³ de bioetanol. Esta conversión surge de encuestas realizadas a empresas productoras y miembros de la Cámara de Bioetanol de Maíz. Por otro lado, es importante mencionar que el MAGyP considera que la conversión es de 2.7t de maíz por m³ de bioetanol.



La gran proporción de exportaciones de maíz en Argentina, y Córdoba en particular, muestra una baja transformación del grano en origen en comparación a otros países como Brasil y Estados Unidos, que transforman más del 60% de su producción de maíz, en el primer caso, y superando el 80%, en el segundo. Esta baja utilización local del grano representa un potencial que puede aprovecharse en actividades que demanden maíz, agregándole valor en origen, generando producción local, empleo, crecimiento y desarrollo económico.

Algo para destacar de la producción de maíz son los obstáculos en términos de costos y competitividad. Por ejemplo, considerando una hectárea de maíz, hay dos cuestiones a resaltar: por un lado, los gastos de *fobbing* representan entre el 8% y el 10% de todos los costos involucrados. Estos gastos son un 20% menos que el costo de fertilizantes en maíz. Por otro lado, son los fletes donde se va incrementando la participación a medida que uno se desplaza hacia el interior mediterráneo. En el caso del maíz, el flete representa el 18% de los costos en Buenos Aires, Córdoba el 20%, San Luis el 22%, La Pampa el 18% y Entre Ríos el 15%. En Santa Fe, como el grueso de la producción se encuentra relativamente cerca de los puertos, representa el 13%. (Fundación Agropecuaria para el Desarrollo de Argentina, 2021b).

ILUSTRACIÓN 22. Participación del costo de flete por provincia Argentina. Septiembre 2021. En % de los costos de una ha de maíz



Fuente: Fundación Agropecuaria para el Desarrollo de Argentina (2021b).

3.1.2 La industrialización del bioetanol y sus subproductos. Inserción y potencial de desarrollo

En Argentina se elabora bioetanol de maíz y de caña de azúcar para ventas al corte con nafta. Inicialmente, se producía bioetanol de caña de azúcar de manera exclusiva en el complejo azucarero del NOA (noroeste argentino), pero poco a poco las provincias y productores de maíz vislumbraron que el agregado de valor por medio de la producción de bioetanol era factible en las provincias con abundancia de esta materia prima. Así, comenzó a desarrollarse la cadena de bioetanol de maíz, una industria conformada por seis empresas, distribuidas en las provincias de Córdoba, San Luis, Santa Fe y Santiago del Estero.

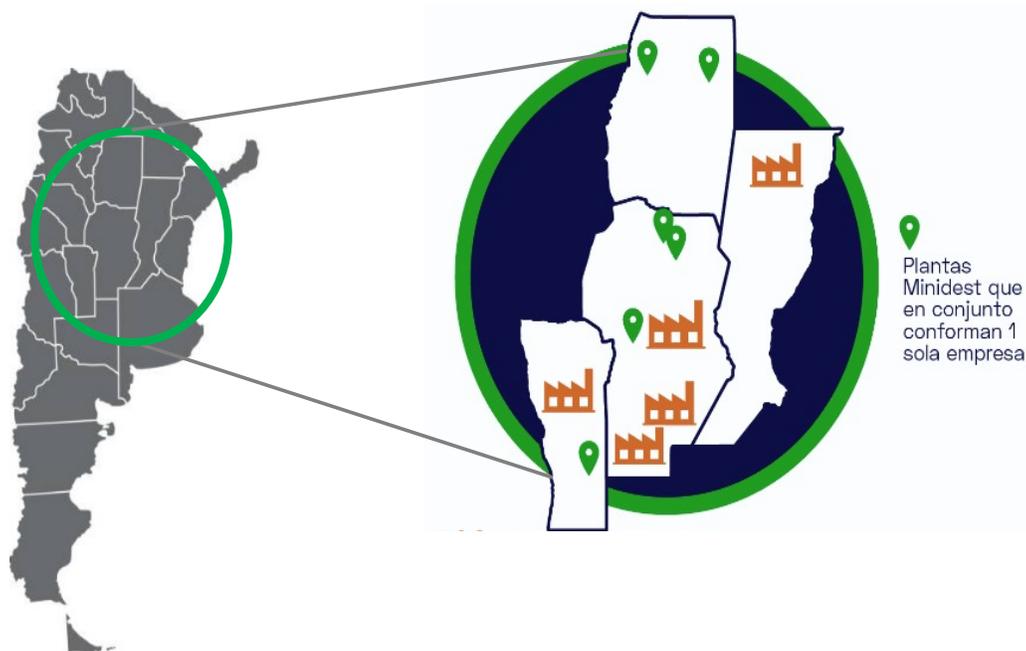
La producción de bioetanol de maíz posee un techo productivo más alto que el de caña de azúcar, ya que este último se encuentra más limitado por su zona agroecológica de producción.



La producción de bioetanol de maíz posee un techo productivo más alto que el de caña de azúcar, ya que este último se encuentra más limitado por su zona agroecológica de producción.

En 2020, la industria de bioetanol de maíz contaba con una capacidad instalada de 716 569 m³ anuales⁴⁷, de los cuales Córdoba concentra el 69%, Santa Fe 15%, San Luis 14% y Santiago del Estero 2%⁴⁸. En base a las inversiones previstas por el sector, en 2022, se contaría con una capacidad productiva de 862 719 m³. Sin embargo, cuando se realizaron las encuestas a las empresas, solo dos empresas tenían previsto nuevas inversiones, mientras que las demás no tenían pensado invertir en el corto o mediano plazo.

ILUSTRACIÓN 23. Ubicación de plantas de bioetanol de maíz
Año 2021



Fuente: Fundación Agropecuaria para el Desarrollo de Argentina (2021a).

Si se toma el periodo 2018-2020, la producción de bioetanol de maíz alcanzó los 521.000 m³ en promedio por año, y Córdoba concentró el 73% de la producción. En 2020, la producción cayó un 24% respecto a 2019 a causa del fuerte golpe que ocasionó la pandemia. En el caso de Córdoba, la producción descendió un 9%. Dejando de lado el suceso de 2020, la industria de bioetanol de maíz venía trabajando con un volumen de producción superior a los 551.000 m³ anuales desde el 2017. En 2019, la industria trabajó al 78% de su capacidad instalada anual⁴⁹, mientras que el 2020 cerró con el 69%.

⁴⁷ En base a encuestas a empresas productoras miembro de la Cámara de Bioetanol de Maíz.

⁴⁸ La empresa Maíz Energía S.A. está conformada por 6 plantas denominadas “Minidest” por su menor escala, que se encuentran distribuidas: tres en Córdoba, dos en Santiago del Estero y una en San Luis.

⁴⁹ Capacidad instalada en 2019: 707 419 m³.



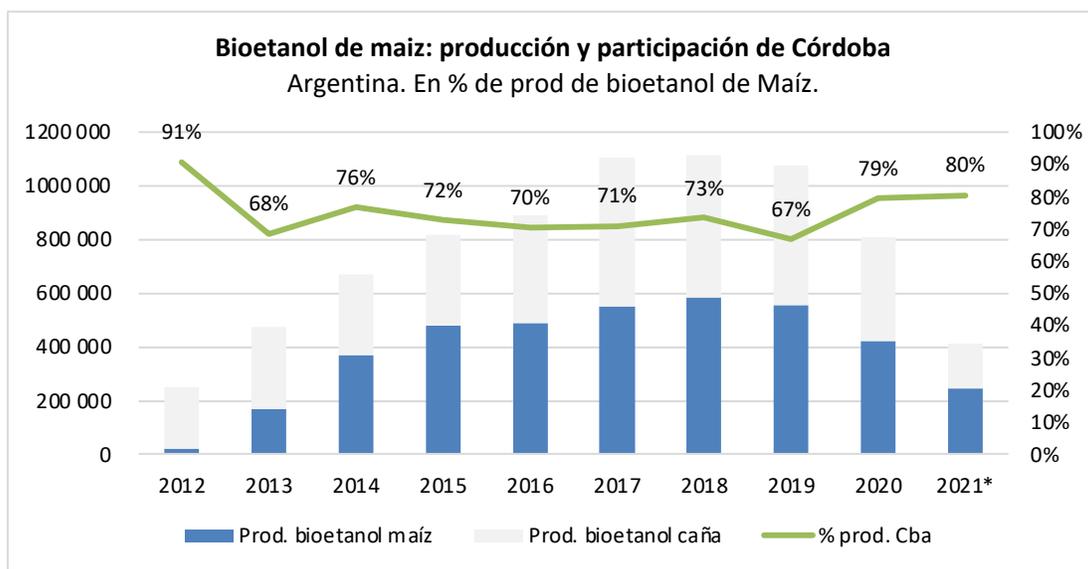
En Argentina, la oferta de bioetanol para el corte con naftas se ajusta a la asignación de un cupo reglamentario fijado por la Secretaría de Energía, quien también fija el precio de venta.

Durante 2020, el cupo de producción que recibió bioetanol de maíz fue de 376 989 m³, es decir el 52% del cupo total de bioetanol (considerando caña y maíz). Si tomamos, como ejemplo, el 2019, previo a los efectos negativos de la pandemia, se le asignó un cupo de 545 907 m³ al bioetanol de maíz, alcanzó una producción de 553 829 m³ y ventas totales por 549 320 m³. Un detalle para destacar es que se cumple con el 100% del cupo asignado por la Secretaría de Energía.

Respecto al precio, en la Resolución N°852/2021, se determina el mismo precio de venta para el bioetanol de maíz y caña de azúcar a partir de septiembre 2021 y además se establece que la actualización de su precio será en función de la variación del precio de las naftas en surtidor⁵⁰.

La nueva ley de biocombustibles, Ley N°27 640, fija en su Artículo N°14 que “Las metodologías de cálculo de los precios de los biocombustibles para el abastecimiento de las mezclas obligatorias con combustibles fósiles que establezca la autoridad de aplicación deberán garantizar una rentabilidad determinada por la misma, considerando los costos de su elaboración, transporte y el precio para producto puesto en su planta de producción”.

ILUSTRACIÓN 24. Bioetanol de maíz: producción nacional y participación de Córdoba
Periodo 2012-2021. En % de producción de bioetanol de maíz



Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Energía (2022). * Acumulado enero-junio.

⁵⁰ Se considerará el promedio ponderado de las ventas de nafta Grado 2 y Grado 3 llevadas a cabo por la empresa YPF S.A en los últimos doce meses.



Coproductos

En el proceso de producción de bioetanol se pueden obtener varios coproductos: burlanda húmeda, burlanda seca (DDGS), dióxido de carbono (CO₂), aceite de maíz, vinaza y alcohol no carburante.

En el proceso se obtiene energía (bioetanol para uso como combustible), alimento animal (burlanda húmeda y DDGS –con alto contenido proteico– para bovinos –tambo, *feedlot*–, porcinos y aves), aceite de maíz, CO₂ (para la elaboración de bebidas gaseosas, entre otros usos), alcohol no carburante (con destinos alternativos, como el farmacéutico y la rectificación de bebidas, entre otros usos) y vinaza (utilizada como abono y mejorador de suelos, e insumo para otros procesos productivos, como la generación de energía).

De acuerdo con la estrategia y tecnología que tiene cada empresa son los coproductos que capturan u obtienen. Por ejemplo, todas las empresas obtienen como coproducto la burlanda húmeda, y la mayoría de las empresas aplican secado para obtener DDGS. Por otro lado, de las 6 empresas productoras de bioetanol de maíz, solo dos capturan el CO₂, cuatro producen vinaza, tres aceite y tres alcohol no carburante⁵¹.

La inserción del bioetanol de maíz está concentrada en el mercado interno para el corte con nafta, existiendo ventas de alcohol no carburante con distintos fines. En este último caso, durante 2019 se comercializó un volumen de 168 155 m³ y 181 373 m³ durante enero-octubre de 2020.

A continuación, se desarrollan con mayor detalle cuestiones referidas a la burlanda seca y CO₂, dos coproductos con gran potencial de desarrollo en la industria del bioetanol.

Burlanda seca y CO₂

En base a encuestas realizadas a empresas productoras de bioetanol de maíz durante 2020, se detalla el volumen de producción y ventas para burlanda seca y CO₂.

TABLA 8. Burlanda seca: producción y ventas
(En toneladas. Año 2019 y 2020)

Burlanda (DDGS)	2019	2020*
Producción	202 461	167 353
Ventas	198 020	166 835
Mercado interno	161 566	152 270
Mercado externo	36 454	14 565

Fuente: FADA en base a encuestas a empresas productoras. *Acumulado enero-octubre.

⁵¹ En base a encuestas realizadas en 2020 a empresas productoras miembro de la Cámara de Bioetanol de Maíz.



En el caso de la burlanda seca (DDGS) durante 2019 se produjo 202 461 toneladas, concentrando el 82% de las ventas al mercado interno y el 18% a exportaciones.

TABLA 9. Dióxido de carbono: producción y ventas
En toneladas. Año 2019 y 2020

CO ₂	2019	2020*
Producción	36 647	35 111
Ventas	34 745	33 653

Fuente: FADA en base a encuestas realizadas a empresas productoras. *Acumulado enero-octubre.

Agregar valor en origen, como convertir maíz en bioetanol, genera a lo largo de la cadena diversos aportes socioeconómicos al país: generación de empleo, diversificación de la matriz energética, ahorro de divisas, sustitución de importaciones de nafta, aporte tributario, reducción de emisión de gases de efecto invernadero (GEI), innovación e implementación de tecnología de punta, entre otros, impactando directamente sobre el crecimiento y desarrollo de las regiones. A continuación, se detalla el potencial que presenta la industria de bioetanol:

- **Potencial de producción**

En este sentido, la industria de bioetanol de maíz puede crecer sin inconvenientes en la medida que aumente su consumo, quedando por resolver dónde colocar el aumento de oferta de subproductos, principalmente burlanda, con potencial de colocación en el mercado externo. El maíz está disponible en la provincia para su utilización (63% de lo producido se exporta sin agregado de valor) y la industria de bioetanol trabaja con capacidad ociosa. Se estima que, en 2022, la industria contará con 864 000 m³ de capacidad instalada.

Actualmente el corte de bioetanol con nafta es del 12% (se reparte 6% bioetanol de maíz y 6% caña de azúcar), sin embargo, como se detallará en el Capítulo 4, la nueva ley de biocombustibles da lugar a incrementar dicho corte para bioetanol de maíz como también reducirlo hasta un 3%, en volumen. Como se analizará más adelante, también existen otras opciones para aumentar las ventas de bioetanol independientemente del corte o mezcla obligatoria.

Si se toma el caso de la provincia de Córdoba, por cada 1% que aumente el uso de maíz para bioetanol, se les agrega valor a 9 458 t de maíz más, incrementa la producción de bioetanol en 3 783 m³ adicionales y la producción de 2 081 t más de DDGS y 3 481 de burlanda húmeda.

- **Potencial de nuevos destinos**

Desde el punto de vista de los DDGS, existe un potencial en dos sentidos. Por un lado, seguir expandiendo las ventas el mercado interno, dando a conocer los beneficios y lo que implica, en términos de calidad de la burlanda, como alimentación animal y, por otro lado, existe un potencial al desarrollar el mercado externo, ya que la burlanda seca, al poder ser transportada y tener mayor durabilidad que la húmeda, puede venderse a países limítrofes, incluso a otros continentes. Sin embargo, dicha posibilidad de expansión está sujeta al incremento de producción de bioetanol de maíz.



Además, existe también el potencial de exportar bioetanol. Por ejemplo, en 2020, la empresa, ACA Bio, cumpliendo con los requisitos y certificaciones correspondientes, exportó más de 7 000 m³ de bioetanol cordobés a Europa⁵².

En este caso, el viejo continente exige la certificación de la huella de carbono de la producción de bioetanol, es decir, demostrar que el ahorro de emisiones de GEI sea del 68% respecto a las emisiones de la nafta, con certificación ISCC (agencia alemana). Además, se requiere que el maíz que llega a la planta donde se transforma en bioetanol, sea “maíz sustentable” certificado bajo esquema ISCC o 2BSvs. En el caso de ACA Bio, certificó con el esquema 2BSvs, convirtiéndose en la primera empresa argentina en certificar este esquema para el maíz.

Todo el proceso de certificación comienza desde la producción primaria, certificando “maíz sustentable”, hasta que el bioetanol llega al puerto. Por otro lado, el importador debe estar certificado con ISCC por la medición de GEI del transporte marítimo hasta que el bioetanol se corta con la nafta en el destino.

Como se observa, no es un procedimiento sencillo, pero lo interesante es que una empresa cordobesa ya abrió una puerta al mundo, marcando un paso más para la industria.

3.2 El biodiésel de aceite de soja

3.2.1 Situación actual del aceite y su industrialización en provincia de Córdoba

En 2020, la producción de aceite de soja en Argentina alcanzó 7.2 Mt, un 11% menos que en 2019. El 75% de la producción se exportó, mientras que el 25% se destinó al mercado interno para la producción de biodiésel, consumo doméstico y como *stock*. Argentina ocupa el primer lugar como exportador mundial de aceite de soja y, también, el primer puesto como exportador de harinas. El país se destaca en dicha posición por el desarrollo que ha tenido el complejo industrial oleaginoso situado en el Gran Rosario orientado hacia la exportación y, además, porque el resto de los países productores tienen consumos altos de aceite en el mercado interno y, por lo tanto, menor saldo exportable.

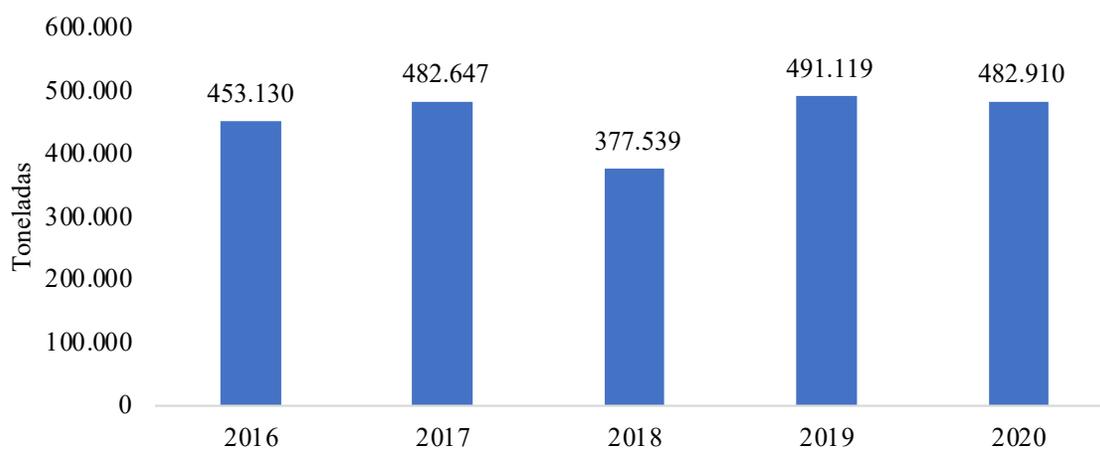
⁵² Previamente había realizado exportaciones a Brasil.



La provincia de Córdoba produjo 483 000 t de aceite de soja en 2020, (con una caída del 2% respecto 2019), representando el 7% de la producción nacional. Además, la provincia se destaca por ser la principal productora de expeller de soja con 292 000 t, representando el 31%. Le siguen Buenos Aires, Santa Fe y Entre Ríos.

En Córdoba se procesan, en promedio, 2.5 Mt de soja, destinando, 73% *pellets*, 19% aceite de soja y 8% a *expeller*.

ILUSTRACIÓN 25. Producción de aceite de soja. Córdoba 2016-2020. En toneladas



Fuente: elaboración propia en base a Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca de la Nación (2021b).

Al analizar la estructura de la industria según su capacidad de procesar soja, se encuentran dos características en Córdoba. Por un lado, empresas de escalas superiores a 200 t/día: cinco empresas con capacidad de procesar entre 200 y 1 000 t/día⁵³ y una 1 empresa con capacidad de 17 000 t/día⁵⁴.

Por otro lado, en base a datos de CABIOCOR (2021), existen 96 extrusoras de soja⁵⁵ distribuidas en toda la provincia, con una escala de procesamiento inferior a las 200 t/día, alcanzando un promedio de 42 t/día. Estas empresas se caracterizan por ser PyMEs familiares o de grupos asociativos de productores y presentan la posibilidad de elaborar un producto diferenciado, con alto potencial para fortalecer los encadenamientos productivos locales y regionales, generadores de empleo en el interior, teniendo su producto la posibilidad de ser vendido en el mercado interno y externo. Estas empresas tienen por objeto la obtención del aceite de soja como principal producto y obtienen *expeller* (utilizado como alimento) en forma simultánea. Las mismas usan el extrusado como tecnología de extracción de aceite, que tiene un rendimiento soja-aceite inferior al uso de solvente.

⁵³ Las empresas consideradas son: Bunge con 1 000 t/día, Nieu Wereld (parada) 350 t/día, Alimentos Santa Rosa 250 t/día, oleaginosa Gral. Cabrera (parada) 270 t/día, Nueva Aceitera Ticino SA 200 t/día. En este caso, incluimos empresas que se encuentran paradas, pero no inactivas, considerando que aportan a la capacidad instalada de la provincia. No se incluyó aquellas que están inactivas como AGD Velez Sarsfield 500 t/día y Bio-Com SA 130 t/día. Toda esta información proviene de Hinrichsen (2021).

⁵⁴ Corresponde a la empresa AGD. Fuente: Hinrichsen (2021).

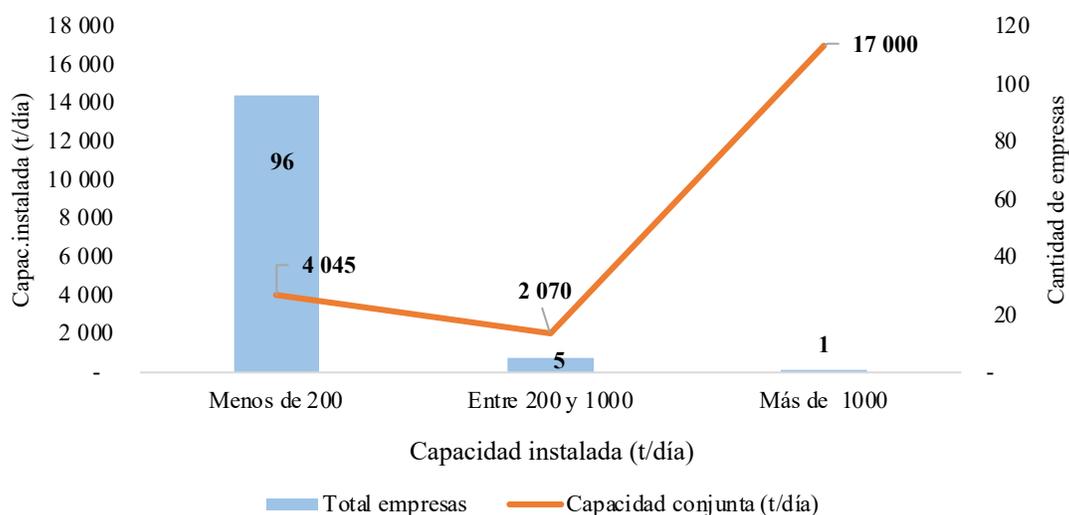
⁵⁵ Plantas activas. Además, hay nueve plantas inactivas que no están incluidas en este análisis.



Considerando las 102 empresas, Córdoba cuenta con una capacidad instalada para procesar 23 115 t/día de soja (7.7 Mt/año)⁵⁶. En el caso de las PyMEs extrusoras de soja, procesan en conjunto, alrededor de 1.02 Mt de soja al año, obteniendo 127 133 t de aceite, es decir, el 26% de la producción de aceite cordobés. En el caso de las PyMEs, operan en promedio, con el 70% de su capacidad instalada.

Es importante destacar que la información disponible para las PyMEs extrusoras de soja fue provista por CABIOCOR, ya que no se encuentra información pública detallada y actualizada disponible sobre capacidad instalada por empresa, volumen de producción, entre otros datos.

ILUSTRACIÓN 26. Estratificación de la industria aceitera. Córdoba, Año 2021



Fuente: elaboración propia en base a Hinrichsen (2021) y CABIOCOR (2021).

3.2.2 La industrialización del biodiésel: de la molienda de soja al FAME

La cadena de valor del biodiésel de soja está compuesta por tres etapas de producción: producción primaria, industria aceitera e industria de biodiésel. Cabe mencionar que además de estas etapas, se requiere de proveedores de insumos, maquinarias y distintos servicios (profesionales, transporte y comercialización, entre otros) para que las diferentes etapas puedan producir y los productos intermedios o finales lleguen a destino.

Analizando los destinos de la producción de soja en las campañas 2016 a 2020, el 14% se exportó, y 78% se industrializó en aceite de soja y harinas (*pellet* y *expeller*). Este aspecto, marca una diferencia con otros cultivos, ya que el principal destino de la producción es la exportación del grano, sin agregado de valor. En este caso, gran parte de los productos industrializados, como aceite y harinas, tienen como principal destino la exportación.

⁵⁶ Considerando 335 días operativos

ILUSTRACIÓN 27. Destinos del grano de soja. Total Argentina
En % de la producción. Promedio 2016-2020



Fuente: Elaboración propia en base a Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca de la Nación (2021 b).

La producción de aceite de soja sigue la misma tendencia que la producción del grano, alcanzando en 2016 un récord en la producción con 8.7 Mt de aceite y 34.1 Mt de harina, mientras que en 2020 la producción fue de 7.2 Mt. En el proceso industrial, la relación técnica (rendimiento) entre soja y aceite es alrededor del 18-20%, mientras que para las PyMEs extrusoras dicho rendimiento está en torno al 13-15%. En el caso de los subproductos (harinas proteicas) dicha relación es entre el 80-82% por tonelada molida de soja. Entre 2016 y 2020 se exportó, en promedio, el 65% de la producción y el 35% quedó en el mercado interno para consumo doméstico y biodiésel.

Avanzando sobre la cadena de valor, la industria de biodiésel tiene como principal insumo el aceite de soja, concentrando el 81% del aceite que queda en el mercado interno.

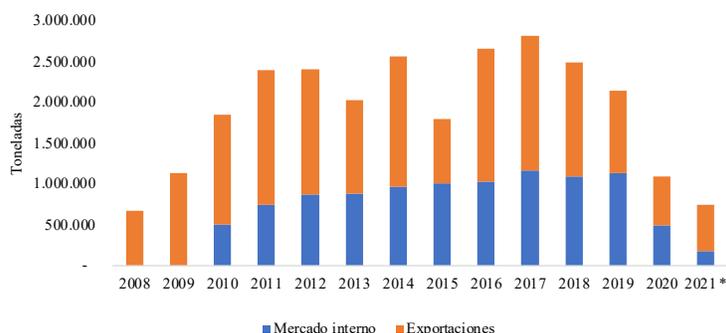
En el proceso productivo, el rendimiento promedio entre aceite y biodiésel es 1, es decir que, por cada tonelada de aceite se obtiene, en promedio, 1 tonelada de biodiésel⁵⁷. Además, del mismo proceso, se obtiene en simultáneo la glicerina.

La producción de biodiésel en Argentina comenzó en 2008 con un crecimiento ininterrumpido hasta 2012. En 2017 la industria alcanzó un récord de producción con 2.8 Mt, para luego caer año a año. En 2020, la producción fue un 60% inferior que el máximo histórico de 2017, en un contexto donde la producción venía cayendo cada año, sumado al efecto negativo de la pandemia.

⁵⁷ El proceso de transesterificación se compone de la siguiente manera: por cada tonelada de aceite de soja, se utiliza un 10% de metanol y 1.8% de metilato de sodio. De esto se obtiene 1 t de biodiésel, 12% de glicerol y 0.05% ácido graso.



ILUSTRACIÓN 28. Biodiésel: producción y destinos Argentina. Periodo 2008-2021. En toneladas



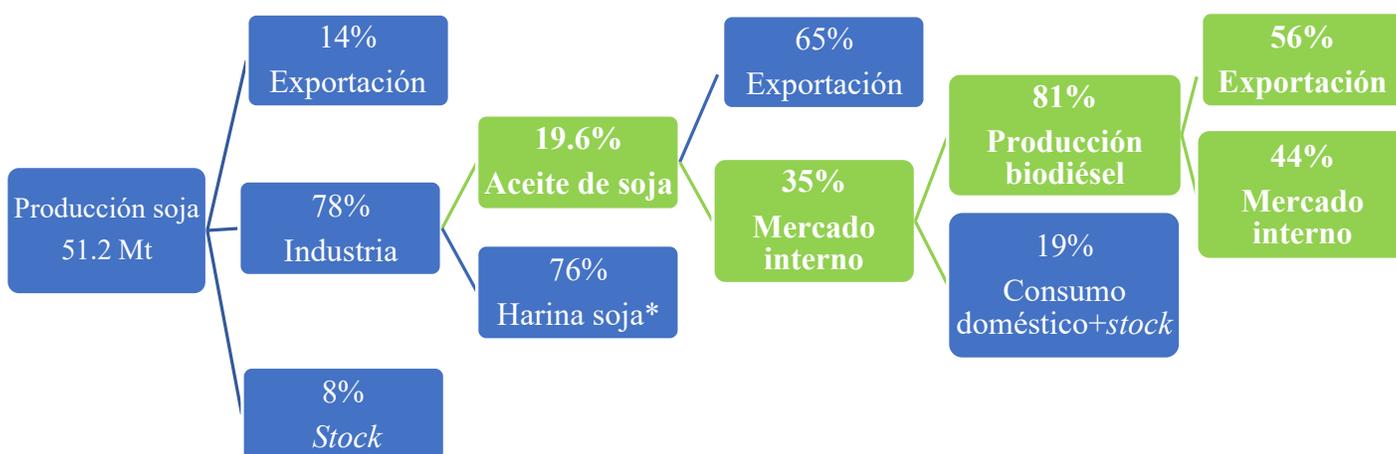
Fuente: Elaboración propia en base a Secretaría de Energía (2022). * Acumulado enero-junio.

El biodiésel argentino tiene dos destinos: mercado interno y externo. En el promedio de los últimos cinco años (2016-2020), el 56% de la producción se exportó, mientras que el 44% se utilizó en el mercado interno para el corte con combustible. En el acumulado enero-junio 2021, el 76% de la producción se exportó.

Actualmente hay 33 empresas autorizadas por la Secretaría de Energía para producir biodiésel, con una capacidad que ronda los 8 Mt/año.

Las ventas al mercado interno, al igual que el bioetanol de maíz, están sujetos a la autorización del Estado para poder producir y comercializar biodiésel para el corte, con un precio de venta regulado por el Estado. Actualmente, por medio de la Resolución N°853/2021 se definieron los precios para los meses de septiembre, octubre y noviembre de 2021.

ILUSTRACIÓN 29. Destinos de la producción de soja hasta el biodiésel Argentina. Promedio 2016-2020



Fuente: Elaboración propia en base a Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca de la Nación (2021b). *Incluye *pellet* y *expeller*. No se contabiliza un 4.4% correspondiente a desperdicios y merma por humedad.



Inserción y potencial de desarrollo del biodiésel y sus coproductos

El biodiésel argentino tiene una inserción en el mercado interno que, en promedio, representa el 44% de la producción, mientras que la inserción en el mercado externo alcanza el 56%⁵⁸.

Las ventas al mercado interno están determinadas por el porcentaje de corte con gasoil establecido por la Secretaría de Energía. Previo a la sanción de la nueva Ley de biocombustibles N°27 640, el corte era del 10%, actualmente bajó al 5% e incluye la posibilidad de reducirlo hasta el 3% en volumen. En el Capítulo 4 se desarrollará los aspectos normativos vinculados a la mezcla obligatoria y la posibilidad de introducir consumos alternativos.

• **Potencial de producción**

Como se mencionó previamente, el potencial de producción de biodiésel y sus coproductos está determinado por dos aspectos: el aumento del consumo en el mercado interno y la mayor demanda externa.

- a) Desde el punto de vista de la oferta de soja, la disponibilidad es muy elevada: en la campaña 2020/21 se produjeron 46.2 Mt, lo que industrializado en su totalidad representarían aproximadamente 8.3 Mt de aceite de soja y 37.9 Mt de harinas.
- b) Desde la oferta de aceite de soja, su potencial también es alto. En el país hay disponibilidad de 7.1 Mt de aceite de soja para distribuirlo en exportaciones y en un mayor uso para el biodiésel. En Córdoba, dado la capacidad instalada que tiene la industria aceitera, hay un potencial de procesar 7.3 Mt de soja, obteniendo potencialmente 1.5 Mt de aceite de soja para los distintos destinos.
- c) En base a la capacidad instalada de la industria de biodiésel, considerando que existe una importante capacidad ociosa, hay margen para incrementar la producción de biodiésel con las inversiones ya realizadas. Entre 2016 y 2020, la industria operó al 51% de su capacidad instalada, situación que se agravó con la pandemia.
- d) Desde el punto de vista de la demanda, para incrementar la producción de biodiésel hace falta aumentar las exportaciones, por un lado, y aumentar el uso interno, por otro.

A nivel país, si la producción promedio de biodiésel (años 2016 a 2020) aumentara un punto porcentual, se les agregaría valor a 125 159 t de soja más, aumentaría la producción de aceite en 22 529 t y se obtendrían 2 703 t más de glicerina.

• **Potencial de reducción de emisiones de GEI**

Este punto se desarrollará en el Capítulo 4. Sin embargo, cabe destacar que la producción de biodiésel de soja permite reducir las emisiones de GEI, ampliando su potencial ante aumentos de su producción.

⁵⁸ Promedio de cinco años, 2016-2020.



- **Potencial en el desarrollo de coproductos de biodiésel: glicerol**

De la producción del biodiésel se obtiene como coproducto la glicerina, el cual se considera interesante ya que podría convertirse en una importante fuente natural de materia prima química. Dicho producto puede comercializarse en bruto o refinado, y es utilizado como ingrediente o para la transformación en productos cosméticos, artículos de tocador, cuidado personal, medicamentos, tabaco y productos alimenticios (se lo puede utilizar para producir propilenglicol, utilizado principalmente en la industria alimenticia como aditivo), entre otros.

En base al Informe de Biocombustibles elaborado por el MAGyP, en 2019, Argentina exportó 105 000 t de glicerol en bruto, equivalente a USD 13.6 millones, a China y Países Bajos principalmente. Las exportaciones de glicerina refinada alcanzaron 118 000 t, equivalente a USD 54.4 millones, con mayor diversificación de sus destinos: Brasil, Chile, China, México y Sudáfrica, entre otros. En ambos casos, las ventas al exterior cayeron fuertemente en 2020, un -62% y -32%, respectivamente.

TABLA 10. Exportaciones de glicerol bruto y glicerina refinada Argentina. En toneladas. Periodo 2019 a 2021

Producto	2019	2020	2021*	Var % 2020/2019
Glicerol bruto	105 062	39 885	24 739	-62%
Glicerina refinada	118 199	79 789	64 016	-32%

Fuente: Elaboración propia en base a Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca de la Nación (2021c).
*Acumulado enero a septiembre.

En 2019, los principales productores de glicerina cruda fueron de la UE con 1.41 Mt, seguido por Indonesia con 839 000 t., y luego Brasil, Estados Unidos y Argentina, en quinto lugar, con 213 000 t.

A continuación, se presenta una síntesis de algunas aplicaciones de la glicerina en diferentes industrias.



ILUSTRACIÓN 30. Aplicaciones de la glicerina

<p>Industria farmacéutica y cosmética</p> <p>Humectante, suavizante, lubricante, solvente, retardador de la deshidratación. Reemplazo del sorbitol (derivado del petróleo) en pastas dentales. Lo importante de la glicerina es que puede ser usada directamente sobre la piel sin dañarla, y dadas sus propiedades hidratantes y suavizantes se vuelve un componente altamente utilizado por esta industria.</p>	<p>Industria de alimentos y bebidas</p> <p>Aditivo para productos horneados, preservante de frutas, inhibidor de la cristalización de azúcares en la fabricación de helados y golosinas, conservante, reductor de los contenidos de grasas como ésteres de glicerol, agente emulsionante, espesante y edulcorante en bebidas.</p>
<p>Industria plástica y de pinturas</p> <p>Pinturas epóxicas, fabricación de celofán y producción de epiclorhidrina.</p>	<p>Otros</p> <p>Explosivos (nitroglicerina), balanceados animales (previene la cetosis en vacas lecheras y aporta energía como precursor de la glucosa), anticongelantes, industria tabacalera, etc.</p>

Fuente: Fundación Agropecuaria para el Desarrollo de Argentina en base a consultas a CARBIO.

Existe un amplio mercado que demanda glicerina por sus múltiples aplicaciones y usos. Además, cabe destacar que los consumidores son cada vez más exigentes sobre los ingredientes y el origen con los que se elaboran los productos que consumen, de tal forma que el glicerol obtenido del biodiésel no solo permite ser revalorizado como coproducto, sino que tiene el plus de venir de un modelo que contribuye a la sostenibilidad del ambiente.

Sin embargo, un aspecto a destacar es la alta volatilidad que tiene el mercado de la glicerina, tanto en volumen como precio, ya que depende de la demanda, la oferta y del constante reacondicionamiento de los destinos, en el caso de exportación. Además, en Argentina el volumen de producción de glicerina depende de la producción de biodiésel y, por lo tanto, si esta última cae, también lo hace su coproducto.

De acuerdo a la opinión de expertos consultados, los desafíos que enfrenta la industria en el desarrollo del mercado de glicerina son: la imposibilidad de realizar acuerdos de largo plazo debido al limitado horizonte de producción cuya suerte está atada a la fortuna del biodiésel, tanto en el mercado interno como en el externo; y, por el lado de la exportación, la competencia con los subsidios que recibe la industria del biocombustible en la mayor parte de los países productores.

Por otro lado, la industria oleoquímica a partir del biodiésel tiene la posibilidad de nuevos desarrollos con los ácidos grasos. En Indonesia, por ejemplo, se realiza la destilación y concentración de ácidos grasos para su comercialización. En Argentina aún no se realiza, ya que se requiere de altas inversiones y todavía la tecnología es incipiente. Sin embargo, lo que sí se realiza es la transformación de ácidos grasos en oleína, utilizado para alimento animal o materia prima en plantas de segunda generación, y también se vende como aceite recuperado a Europa.

Para que estos desarrollos (glicerina y ácidos grasos), crezcan, se requiere acceso al mercado internacional sin trabas.

3.3 Generación de valor agregado y empleo. Escenarios

Empleo

Uno de los aportes de gran relevancia de las cadenas de bioetanol de maíz y biodiésel de soja está relacionado a la generación de empleo. Los puestos de trabajos no solo se crean en la planta industrial, sino también en el campo, en el transporte, en las empresas que proveen insumos para la actividad, servicios profesionales y mantenimiento, entre otros.

En el cultivo, la cosecha, el traslado hasta el agregado de valor en planta y la posterior comercialización de los biocombustibles se generan cientos de puestos de trabajo (directos e indirectos). En las siguientes tablas, se muestran los empleos generados en la etapa primaria e industrial⁵⁹.

TABLA 11. Empleo en la cadena de bioetanol de maíz
Argentina. Promedio 2019/2020. En puestos de trabajos

Concepto	Sector primario	Industria bioetanol		Total
		Empleo directo	Empleo indirecto	
Puestos de trabajos	2 569	525	1 575	4 669

La cadena de bioetanol de maíz genera 4 669 puestos de trabajos. El 55% (2 569) provienen de la etapa primaria, mientras el 45% restante de la industria (2 100).

TABLA 12. Empleo en la cadena de biodiésel
Argentina. Promedio 2019/2020. En puestos de trabajos

Concepto	Sector primario	Industria aceitera	Industria biodiésel		Total
			Empleo directo	Empleo indirecto	
Puestos de trabajos	13 901	5 132	1 593	4 779	25 405

La cadena de biodiésel genera 25 405 puestos de trabajos. El 55% (13 901) provienen de la etapa primaria, 20% de la industria aceitera (5 132), y 25% de la industria de biodiésel (6 372).

Valor Agregado Bruto

El Valor Agregado Bruto (VAB) se refiere a una forma teórica de cuantificar y analizar el valor generado en un período, por una o varias actividades económicas, focalizado en la producción de bienes o servicios para satisfacer necesidades humanas, mediante procesos desarrollados para tal fin, en los cuales se transforman recursos naturales, aplicando trabajo, capital, conocimiento y tecnología.

⁵⁹ Para más detalle de la metodología, ver el Anexo 1.

Este indicador permite estimar el valor que agrega la industria de biocombustibles en el proceso de transformación del maíz, por un lado, y del aceite de soja, por otro.⁶⁰

El VAB de la industria del bioetanol es de USD 61 millones anuales, considerando una producción de 569.000 m³ de bioetanol de maíz, en el periodo mayo 2018-abril 2019. Esto quiere decir que la industria le agregaba un 22% de valor a los bienes y servicios utilizados en el proceso de elaboración del biocombustible.

TABLA 13. Valor agregado Bruto de la producción de bioetanol de maíz
Argentina. Promedio mayo 2018 a abril 2019

Concepto	\$/m3	USD/m3	millones \$/año	millones USD/año
Valor Bruto de Producción	20 420	586	11 617	333
Bienes y servicios de uso intermedio	16 693	479	9 497	272
Valor Agregado Bruto	3 727	107	2 120	61

El VAB de la industria del biodiésel es de USD 409 millones anuales considerando una producción de 2.43 Mt del biocombustible para el 2018. Esto quiere decir que la industria le agregaba un 27% de valor a los bienes y servicios utilizados en el proceso de elaborar el biodiésel.

TABLA 14. Valor Agregado Bruto de la producción de biodiésel
Argentina. Año 2018

Concepto	\$/t	USD/t	millones \$/año	millones USD/año
Valor Bruto de Producción	22 067	785	53 600	1 907
Bienes y servicios de uso intermedio	17 332	617	42 099	1 498
Valor Agregado Bruto	4 735	168	11 501	409

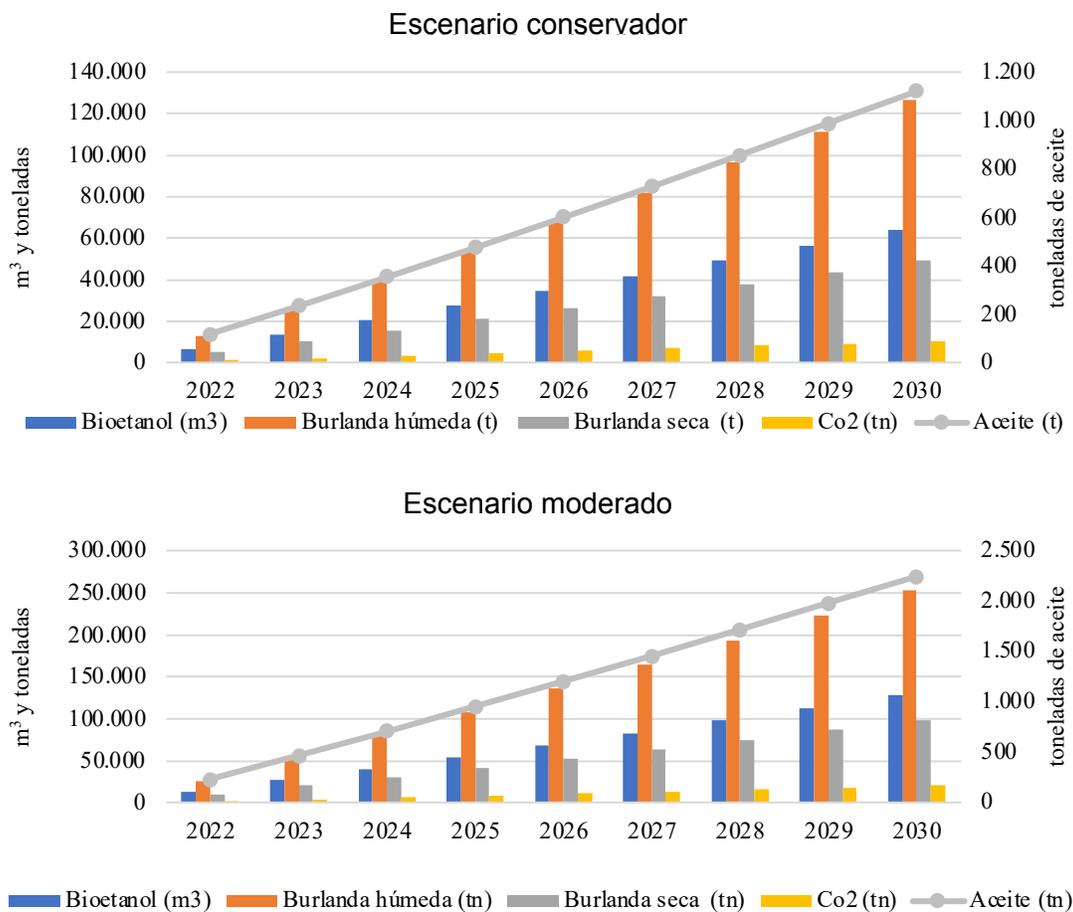
⁶⁰ Para más detalle de la metodología, ver el Anexo 1.

Escenarios

En base a escenarios de consumos potenciales de biocombustibles para la provincia de Córdoba descritos en el capítulo siguiente⁶¹, se generan sus correspondientes escenarios de coproductos obtenidos. Es decir que, en cada escenario, se estimó el volumen de coproductos que se podría obtener al correspondiente nivel de producción. Por ejemplo, en el escenario conservador de bioetanol, para el 2022, se plantea que el bioetanol podría aumentar 6 635 m³, por lo tanto, para ese mismo escenario la producción de burlanda húmeda aumentaría 13 105 t, burlanda seca, 5 111 t, 1 095 t de CO₂ y, también, 116 t de aceite de maíz⁶². Siguiendo con el mismo ejemplo, en el caso del biodiésel, para el mismo escenario conservador a 2022, la producción del biocombustible aumentaría 7 493 t, generando una producción adicional de glicerina de 899 t y 37 t de ácidos grasos⁶³.

A continuación, se muestran los diferentes escenarios.

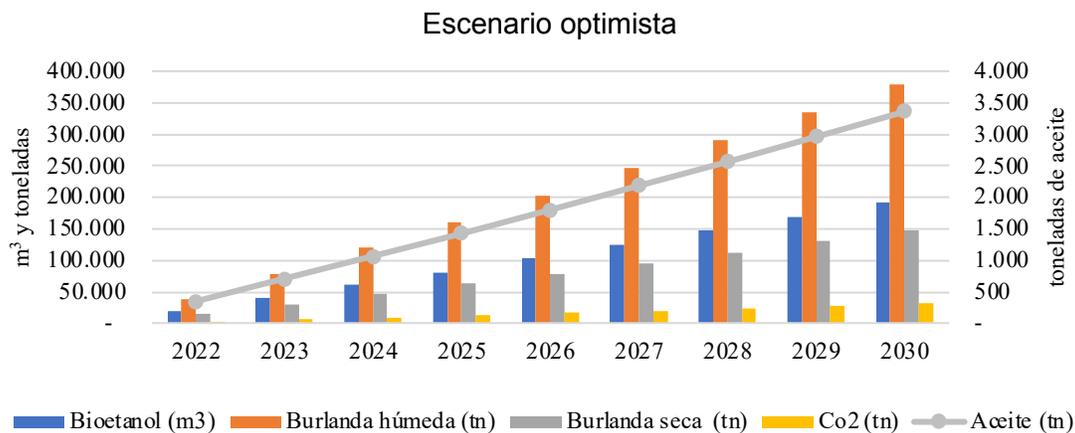
ILUSTRACIÓN 31. Escenarios ante aumentos de la producción de bioetanol de maíz. Escenario conservador, moderado y optimista. Periodo 2022-2030



⁶¹ Los detalles y supuestos de los escenarios se encuentran disponibles en el capítulo siguiente.

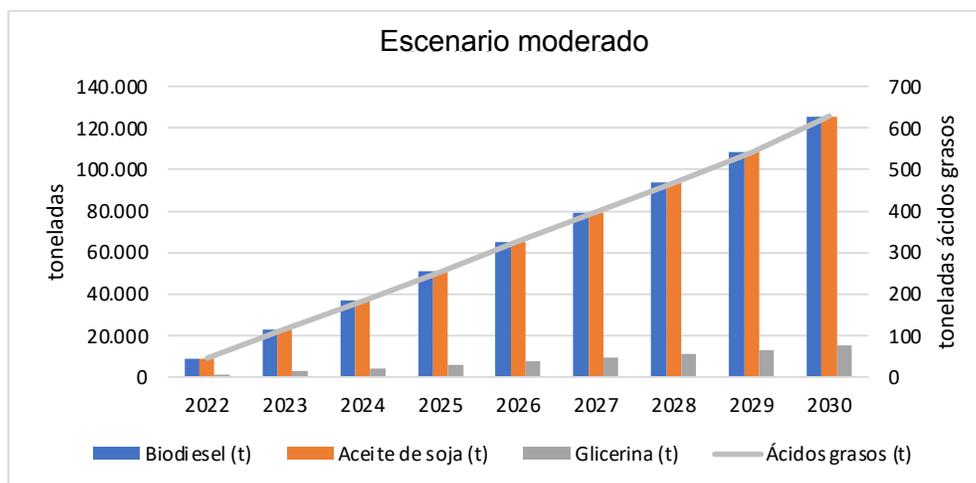
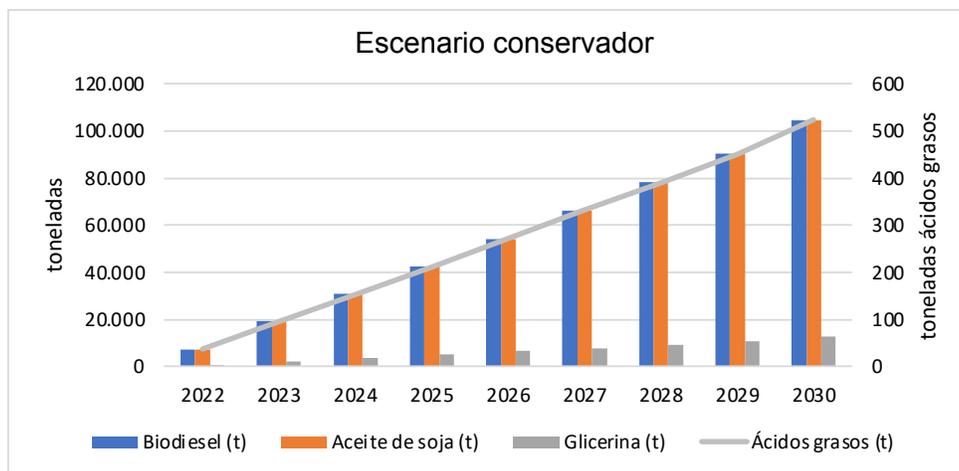
⁶² Un aspecto para considerar es que solo dos empresas producen CO₂ y tres empresas elaboran aceite de maíz.

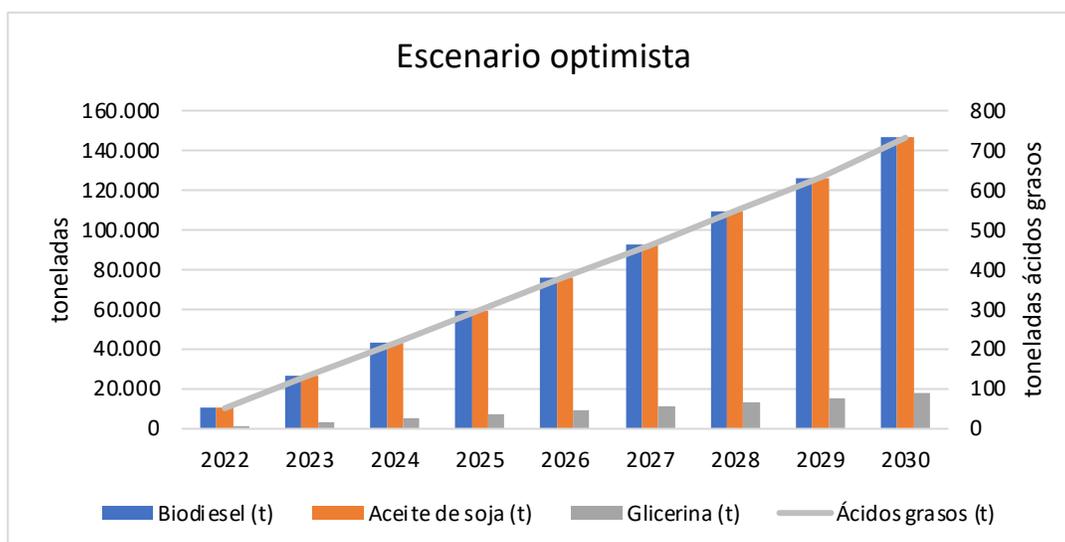
⁶³ Para más detalle de los rendimientos, ver el Anexo 2.



En el caso del biodiésel se incluyó el aceite de soja adicional que se requerirá en cada aumento de producción del biocombustible. Los escenarios se muestran a continuación.

ILUSTRACIÓN 32. Escenarios ante aumentos de la producción de biodiésel de soja
Escenario conservador, moderado y optimista. Periodo 2022-2030





Considerando el escenario moderado, se estima que el VAB a 2030 para la producción de bioetanol de maíz, alcanzaría USD 13.7 millones adicionales. Por otro lado, en el caso del biodiésel sumaría USD 21.1 millones.



4. Aspectos para el desarrollo potencial del mercado de los biocombustibles líquidos

4.1 Aspectos normativos: posibilidades y restricciones de la normativa provincial y nacional⁶⁴

El régimen jurídico del bioetanol de maíz y del biodiésel está conformado, esencialmente, por la Ley Nacional N°27 640 que aprobó el Marco Regulatorio de Biocombustibles⁶⁵ y por la ley de la provincia de Córdoba N°10 721 de Promoción y Desarrollo para la Producción y Consumo de Biocombustibles y Bioenergía⁶⁶. Además, a nivel provincial también cabe mencionar a la Ley N°10 724 que estableció ciertos beneficios fiscales para los biocombustibles.

Las normas jurídicas vigentes establecen, por un lado, la obligación de mezclar biocombustibles con los combustibles fósiles. Se construye así a nivel nacional un mercado de biocombustibles altamente regulado tanto en volúmenes como en precio.

Por otro lado, el marco regulatorio también contiene las bases para la elaboración y comercialización de biocombustibles puros o biocombustibles mezclados en mayores proporciones con combustibles fósiles, para los cuales se estructura un mercado sin regulación de volúmenes y precios. Sin embargo, se advierte que la normativa sobre requisitos y condiciones aplicables no se encuentra aun suficientemente desarrollada a los fines de disipar eventuales escenarios de incertidumbre jurídica.

En la presente subsección se presenta, en primer lugar, una descripción de las características más relevantes de este marco jurídico, tanto a nivel nacional como provincial. Posteriormente, se realiza un análisis de las posibilidades y restricciones de la normativa vigente para la ampliación del uso de bioetanol de maíz y biodiésel.

4.1.1 Análisis del marco normativo nacional y provincial

La Ley Nacional N°27 640: consideraciones generales

La Ley N°27 640 aprobó el Marco Regulatorio de Biocombustibles que comprende todas las actividades de elaboración, almacenaje, comercialización y mezcla de biocombustibles en todo el territorio nacional.

Su vigencia está prevista hasta el 31 de diciembre de 2030, con la potestad del Poder Ejecutivo de extenderla por única vez por cinco años adicionales⁶⁷.

⁶⁴ La presente Sección fue elaborado a partir de los aportes de Santiago Bassó.

⁶⁵ La Ley N°27 640 fue sancionada por el Congreso de la Nación el 15 de julio de 2021, promulgada de hecho el 2 de agosto de 2021 y publicada en el Boletín Oficial de la República Argentina el 4 de agosto de 2021. La ley entró en vigor el 5 de agosto de 2021 (al día siguiente de su publicación). La ley ha sido reglamentada por el Decreto N°717/2021 publicado en el Boletín Oficial de la República Argentina el 19 de octubre de 2021.

La Ley N°10 721 fue sancionada por la Legislatura de la provincia de Córdoba el 18 de noviembre de 2020, promulgada el 20 de noviembre de 2020 y publicada en el Boletín Oficial de la provincia de Córdoba el 27 de noviembre de 2020.

⁶⁶ La ley ha recibido diversas reglamentaciones que se explican más adelante.

⁶⁷ Artículo N°1 de la Ley N°27 640.



La Ley N°27 640 reemplaza a la Ley N°23 287 que creó el Plan Nacional Alconafta, a la Ley N°26 093 que estableció el Régimen de Regulación y Promoción para la Producción y Uso Sustentables de Biocombustibles, y la Ley N°26 334 que aprobó el Régimen de Promoción de la Producción de Bioetanol⁶⁸. A diferencia de sus antecesoras, el espíritu y estructura de la Ley N°27 640 no está dirigido expresamente a promover y fomentar el desarrollo de los biocombustibles. Se trata, en verdad, de un marco regulatorio de biocombustibles, como el propio nombre de la ley lo indica, que establece condiciones y requisitos para las empresas y para los biocombustibles.

Por un lado, la ley establece que la elaboración, almacenamiento y comercialización de biocombustibles, como así también su mezcla con combustibles fósiles en cualquier proporción, debe ser efectuada únicamente por empresas habilitadas a tales efectos por la Secretaría de Energía. La normativa prevé que, sin dicha habilitación, la actividad será considerada clandestina⁶⁹. En el caso de biodiésel se prevé incluso que no se habilitará la incorporación de nuevas empresas en el mercado hasta tanto se agote la capacidad instalada de las actualmente existentes⁷⁰.

Por otro lado, se dispone que todos los biocombustibles y sus mezclas con combustibles fósiles que se comercialicen dentro del territorio nacional deben cumplir con la normativa de calidad vigente para cada uno de los productos en cuestión⁷¹.

La autoridad de aplicación de la ley es la Secretaría de Energía de la Nación. Por ende, es quien tiene la potestad de regular la producción, comercialización y uso sustentable de los biocombustibles⁷² como así también adecuar las especificaciones de calidad de los biocombustibles⁷³, con facultades para dictar normas complementarias para interpretar y aclarar el régimen legal⁷⁴.

Desde el punto de vista impositivo, la Ley N°27 640 establece que el biodiésel y el bioetanol no estarán gravados por el Impuesto a los Combustibles Líquidos (ICL) y por el Impuesto al Dióxido de Carbono (ICO₂) alcanzando dicho tratamiento a todas sus etapas de producción, distribución y comercialización. En el caso de mezcla con combustibles fósiles, el gravamen recae solo sobre el componente de combustible fósil. Este tratamiento impositivo solo aplica si las materias primas principales utilizadas son de origen nacional⁷⁵.

⁶⁸ El Artículo N°21 de la Ley N°27 640 estableció que quedarán sin efecto todas las disposiciones establecidas en las leyes N°23 287, N°26 093 y N°26 334 y toda la normativa reglamentaria de las mismas. Este trabajo no analizará si la sustitución de dicho marco jurídico incurrió en una afectación del principio constitucional de no regresividad en materia ambiental, con lo cual tampoco puede ser entendido cómo que se comparte o se considera que dicha afectación no ocurrió, o que el marco jurídico nacional actual está exento de cuestionamientos constitucionales.

⁶⁹ Artículo N°5 de la Ley N°27 640.

⁷⁰ Artículo N°11, tercer párrafo de la Ley N°27 640.

⁷¹ Artículo N°7 de la Ley N°27 640.

⁷² Artículo N°3, inciso a de la Ley N°27 640.

⁷³ Artículo N°3, inciso b de la Ley N°27 640.

⁷⁴ Artículo N°3, inciso m de la Ley N°27 640.

⁷⁵ Artículo N°22 de la Ley N°27 640.



El 19 de octubre de 2021 se publicó en el Boletín Oficial de la República Argentina el Decreto N°717/2021. Dicho decreto efectuó una reglamentación acotada de la ley, delegando en la Secretaría de Energía el dictado de la normativa aclaratoria y complementaria necesaria. A la fecha dicha normativa aún no ha sido dictada por la Secretaría de Energía. Ello no obsta a su efectiva aplicación, aunque aumenta la incertidumbre regulatoria, esencialmente sobre las condiciones y requisitos para operar en el mercado no regulado de biocombustibles puros y mezclas en porcentajes mayores al obligatorio.

Adicionalmente, debe destacarse que el 1° de noviembre de 2021 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N°1 036/2021 de la Secretaría de Energía que aprobó los “Lineamientos para un Plan de Transición Energética al 2030”. Si bien no es una norma jurídica que establezca derechos y obligaciones, actúa como una “guía imprescindible en materia de transición energética, conteniendo algunas definiciones políticas y programáticas en materia de biocombustibles, principalmente en materia de ampliación de su utilización, conforme analizaremos más adelante.

La Ley Nacional N°27 640: mezcla obligatoria de biocombustibles con combustibles fósiles – mercado con regulación de volúmenes y precio–

La Ley N°27 640 establece un régimen de mezcla obligatoria de biocombustibles con combustibles fósiles (mercado o segmento mandatorio), brindando así cierta continuidad al régimen creado a partir de la Ley N°26 093. En la actualidad, se estructura a partir de las siguientes características:

- Todo combustible líquido clasificado como gasoil o diésel oil debe contener un porcentaje obligatorio de biodiésel de 5% en volumen sobre la cantidad total del producto fina⁷⁶.
- Todo combustible líquido clasificado como nafta debe contener un porcentaje obligatorio de bioetanol de 12% en volumen sobre la cantidad final del producto⁷⁷.

El abastecimiento de los volúmenes de biodiésel para el cumplimiento de la mezcla obligatoria con gasoil y/o diésel se lleva a cabo por las empresas elaboradoras de dicho biocombustible que no desarrollen actividades vinculadas con la exportación de biodiésel y/o de sus insumos principales, sea en forma directa o indirecta a través de sus empresas controlantes y/o controladas⁷⁸. La asignación de volúmenes es efectuada por la autoridad de aplicación a prorrata y en función del equivalente mensual de su capacidad de elaboración anual, con un límite máximo de 50 000 t/año.

En los casos en que la asignación previamente indicada no resulte suficiente para satisfacer la demanda mensual de biodiésel para cumplir con la mezcla obligatoria, las cantidades faltantes se abastecen en partes iguales por las empresas previamente indicadas que aún cuenten con posibilidades de provisión⁷⁹.

⁷⁶ Artículo N°8, primer párrafo de la Ley N°27 640.

⁷⁷ Artículo N°9, de la Ley N°27 640.

⁷⁸ Artículo N°11, primer párrafo de la Ley N°27 640.

⁷⁹ Artículo N°11, segundo párrafo de la Ley N°27 640.



Debe advertirse que la autoridad de aplicación puede elevar el porcentaje obligatorio de mezcla de biodiésel cuando lo considere conveniente en función del abastecimiento de la demanda, la balanza comercial, la promoción de inversiones en economías regionales y/o razones ambientales o técnicas, o bien reducirlo hasta un porcentaje del 3% cuando el incremento en los precios de los insumos básicos para la elaboración del biodiésel pudiera distorsionar el precio del combustible fósil en el surtidor o ante situaciones de escasez de biodiésel⁸⁰. Dicha reducción será soportada por todas las empresas elaboradoras de manera proporcional y de acuerdo con los mismos parámetros utilizados para asignarles los volúmenes de biodiésel a cada una de ellas⁸¹.

El abastecimiento de los volúmenes de bioetanol para el cumplimiento de la mezcla obligatoria con nafta se lleva a cabo en función de determinados parámetros diferenciados según la materia prima de origen.

Para el caso del bioetanol elaborado a base de caña de azúcar:

- Los volúmenes de bioetanol correspondientes al 6% de la mezcla obligatoria son asignados a las elaboradoras de bioetanol a base de caña de azúcar, a prorrata y en función de los cupos de bioetanol anuales vigentes conforme la legislación anterior (Ley N°26 093 y N°26 334)⁸².
- La autoridad de aplicación puede reducir transitoriamente el porcentaje de bioetanol a base de caña de azúcar en caso de escasez general comprobada⁸³.
- La autoridad de aplicación puede elevar el porcentaje de bioetanol a base de caña de azúcar cuando lo considere conveniente en función del abastecimiento de la demanda, la balanza comercial, razones ambientales o técnicas o promoción de inversiones en economías regionales⁸⁴.

Para el caso del bioetanol elaborado a base de maíz:

- Los volúmenes de bioetanol correspondientes al 6% de la mezcla obligatoria son asignados a las elaboradoras de bioetanol a base de maíz, a prorrata y en función de los cupos de bioetanol anuales vigentes conforme la legislación anterior (Ley N°26 093 y N°26 334)⁸⁵.
- La autoridad de aplicación puede elevar el porcentaje obligatorio cuando lo considere conveniente en función del abastecimiento de la demanda, la balanza comercial, la promoción de inversiones en economías regionales y/o razones ambientales o técnicas⁸⁶.
- La autoridad de aplicación puede reducir el porcentaje obligatorio hasta el 3% en volumen cuando el incremento en los precios de los insumos básicos para la elaboración del bioetanol a base de maíz pudiera distorsionar el precio del combustible fósil en el surtidor y/o ante situaciones de escases de bioetanol a base de maíz⁸⁷. En tal caso, 2/3 de la reducción serán soportados por las empresas elaboradoras que, en forma directa o indirecta a través de sus controlantes y/o controladas, desarrollen actividades vinculadas con la exportación de los insumos principales para su elaboración; y 1/3 por el resto de las empresas elaboradoras.

⁸¹ Artículo N°11, cuarto párrafo de la Ley N°27 640.

⁸² Artículo N°12, inciso a, primer párrafo de la Ley N°27 640.

⁸³ Artículo N°12, inciso a, segundo párrafo de la Ley N°27 640.

⁸⁴ Artículo N°12, inciso a, segundo párrafo de la Ley N°27 640.

⁸⁵ Artículo N°12, inciso b, primer párrafo de la Ley N°27 640.

⁸⁶ Artículo N°12, inciso b, segundo párrafo de la Ley N°27 640.

⁸⁷ Artículo N°12, inciso b, segundo párrafo de la Ley N°27 640.



- El Decreto Reglamentario N°717/2021 estableció expresamente que no considerará materializado el supuesto que habilitaría a reducir el porcentaje obligatorio de bioetanol de maíz mientras se aplique la metodología de precio establecida por la Resolución N°852/2021 (sobre la cual nos detendremos seguidamente).

En cuanto al precio, la Ley N°27 640 establece que la autoridad de aplicación debe establecer el precio de adquisición del biodiésel y del bioetanol destinado a cumplir con la mezcla obligatoria de acuerdo con metodologías de cálculo que determine para cada uno de los productos⁸⁸.

Las metodologías de cálculo de los precios deben garantizar una rentabilidad determinada, considerando los costos de su elaboración, transporte y el precio para producto puesto en su planta de producción⁸⁹.

Con relación al precio del bioetanol, si bien no existe una metodología de cálculo con una fórmula definitiva que considere todos los elementos indicados por la Ley N°27 640; el Decreto N°717/2021 cristalizó la metodología de la Resolución N°852/2021 de la Secretaría de Energía. Dicha Resolución estableció un precio por litro para ambos segmentos de bioetanol y dispuso que dicho precio se actualizará mensualmente de acuerdo con la variación porcentual del precio en el surtidor de las naftas comercializadas a través de las estaciones de servicio (EESS) de YPF en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (CABA)⁹⁰. Este mecanismo de actualización tiene vocación de permanencia en cuanto puede aplicarse *sine die* y siempre y cuando no haya modificación normativa. El mecanismo podría entrar en crisis si en algún momento las actualizaciones por variación del precio en surtidor no son suficientes para cubrir los costos y rentabilidad conforme la Ley N°27 640.

En cambio, con relación al precio del biodiésel directamente no existe metodología alguna de actualización. La última norma dictada es la Resolución N°853/2021 de la Secretaría de Energía que prevé un precio por tonelada para las operaciones de septiembre de 2021⁹¹, otro para las operaciones de octubre de 2021⁹², y otro para las de noviembre de 2021⁹³. A partir de diciembre de 2021 la autoridad de aplicación deberá establecer una metodología definitiva o bien continuará con precios fijados en forma transitoria.

⁸⁸ Artículo N°13, primer párrafo de la Ley N°27 640.

⁸⁹ Artículo N°14 de la Ley N°27 640.

⁹⁰ El precio se fijó en 59.35 \$/l para ambos segmentos. Para el cálculo de la variación porcentual del precio en surtidor de las naftas se considera el promedio ponderado de las ventas de nafta Grado 2 y Grado 3 llevadas a cabo por YPF en la C.A.B.A. en los últimos doce meses conforme información de la Dirección Nacional de Economía y Regulación de la Subsecretaría de Hidrocarburos de la Secretaría de Energía de la Nación.

⁹¹ 122 453 \$/t.

⁹² 124 900 \$/t.

⁹³ 127 400 \$/t.



La Ley Nacional N°27 640: biocombustibles puros y mezclas superiores al porcentaje obligatorio

La Ley N°27 640 habilita expresamente la posibilidad de elaborar y comercializar biocombustibles puros o mezclados en porcentajes superiores a los obligatorios (mercado o segmento mandatorio o no voluntario).

A tal efecto, la ley dispone que la autoridad de aplicación debe establecer los requisitos y condiciones para autoconsumo, distribución y comercialización de biodiésel, bioetanol en estado puro –B100 y E100–, biogás crudo, biogás, biometano, *biojet* u otros biocombustibles puros o mezclados en distintos porcentajes con combustibles fósiles autorizados, así como sus diferentes mezclas. El Decreto N°717/2021 no reglamentó la ley en esta materia, ratificando la delegación en la Secretaría de Energía del dictado de las normas complementarias y aclaratorias necesarias⁹⁴. A la fecha de elaboración de este informe⁹⁵ la autoridad de aplicación no había cumplido con este mandato de la Ley N°27 640 y del Decreto N°717/2021.

A su vez, la Ley N°27 640 establece que las empresas mezcladoras pueden adquirir libremente biocombustibles para obtener mezclas superiores a las del porcentaje obligatorio vigente, pactando en tal caso precio y aprovisionamiento⁹⁶.

Dicha regla es incluso repetida para el bioetanol de caña de azúcar en el Artículo N°12, inciso a, tercer párrafo de la Ley N°27 640. El mencionado artículo dispone que las empresas mezcladoras pueden comprar libremente bioetanol a base de caña de azúcar y superar el porcentaje de corte obligatorio, en función de las particularidades de sus respectivas plantas y procesos, de la optimización de costos que se reflejen en el precio final, el costo de los sustitutos y del ahorro de divisas, hasta el límite que impongan las normas técnicas en vigencia sobre la calidad y composición fisicoquímica del producto final.

Adicionalmente, la ley nacional prevé que, de manera complementaria al corte obligatorio, y cuando las condiciones de mercado lo permitan, la autoridad de aplicación arbitrará los medios necesarios para sustituir la importación de combustibles fósiles con biocombustibles, con el objeto de evitar la salida de divisas, promover inversiones para la industrialización de materia prima nacional y alentar la generación de empleo⁹⁷.

⁹⁴ Artículo N°4 del Decreto N°717/2021.

⁹⁵ Noviembre del 2021.

⁹⁶ Artículo N°13, segundo párrafo de la Ley N°27 640.

⁹⁷ Artículo N°16, primer párrafo de la Ley N°27 640.



A los fines de desarrollar la sustitución de importaciones, la autoridad de aplicación podrá asignar volúmenes de biocombustibles a tal efecto, establecer sus requisitos y condiciones de comercialización, impulsar acuerdos de abastecimiento y establecer porcentajes de mezcla diferentes⁹⁸. Esta última potestad es particularmente relevante ya que se admite establecer porcentajes de mezcla diferentes y/o tratamientos particulares por región geográfica y/o para periodos o meses del año de consumo y/o tratamientos particulares⁹⁹.

Por último, cabe señalar que, más allá de la falta de reglamentación previamente indicada, los “Lineamientos para un Plan de Transición Energética al 2030” aprobados por Resolución N°1 036/2021 de la Secretaría de Energía proyectan dos escenarios de ampliación de la utilización de los biocombustibles en porcentajes superiores a los obligatorios. En efecto, los referidos “Lineamientos” prevén que, para el 2030, en un escenario vinculado con las políticas existentes, el 5% de las ventas de vehículos nafteros contará con tecnología *flex* y el 25% de las ventas de buses de larga distancia serán B20. A su vez, en un escenario de políticas activas, el 20% de los vehículos nafteros contarán con tecnología *flex*, 8 000 buses de corta distancia serán B100, el corte efectivo de bioetanol será de un 14.8% y el corte efectivo de biodiésel del 9.3%, en ambos casos por la conjunción entre el mercado obligatorio y el voluntario. De tal modo, los “Lineamientos” permiten vislumbrar una pronta reglamentación que habilite y potencie al mercado voluntario.

Efectuada la descripción del marco nacional vigente, cabe señalar que más adelante (en el apartado 3) se analizarán las posibilidades y restricciones de dicha normativa para la ampliación del uso de bioetanol de maíz y biodiésel.

La Ley Provincial N°10 721: consideraciones generales

La Ley N°10 721 de la provincia de Córdoba declaró de interés provincial la Promoción y Desarrollo para la Producción y Consumo de Biocombustibles y Bioenergía y estableció un régimen legal, institucional y normativo para impulsar y promover su producción, consumo y aprovechamiento integral¹⁰⁰.

La ley, publicada el 27 de noviembre de 2020, no prevé una fecha de vencimiento para su vigencia, con lo cual se mantendrá en vigor hasta tanto sea derogada o reemplazada. Al establecer de tal modo las normas aplicables, con un horizonte de largo plazo, se advierte una diferencia relevante con el régimen nacional de la Ley N°27 640, que sí limitó su plazo de vigencia.

Debe destacarse que la Ley Provincial N°10 721 incluye una enumeración muy rica de objetivos amplios y ambiciosos. Es claramente una ley que procura consolidar a la promoción y desarrollo de los biocombustibles y la bioenergía como una verdadera política de estado. Se advierte así otra diferencia relevante con la Ley Nacional N°27 640 que, a diferencia de su antecesora, restringió su naturaleza de legislación de promoción y fomento.

⁹⁸ Artículo N°17 de la Ley N°27 640.

⁹⁹ Artículo N°17, inciso d de la Ley N°27 640.

¹⁰⁰ Artículo N°1 de la Ley Provincial N°10 721.



A la fecha de elaboración de este informe, la ley aún no ha sido reglamentada en su totalidad por el Poder Ejecutivo¹⁰¹. Como los instrumentos de la Ley N°10 721 se vinculan esencialmente con diferentes esferas de actuación del estado provincial, es necesario completar el proceso de reglamentación para asegurar su efectiva vigencia.

La autoridad de aplicación de la ley es actualmente el Ministerio de Servicios Públicos¹⁰². Los organismos relevantes para los biocombustibles se completan con la Secretaría de Biocombustibles y Energías Renovables creada por Decreto N°318/2021, el Consejo Consultivo para la Producción y Consumo de Biocombustibles¹⁰³ y Bioenergía y la Comisión de Trabajo Interministerial¹⁰⁴.

La Ley N°10 721 reconoce que, para potenciar la producción de biocombustibles y bioenergías, es necesario propender a su utilización generalizada y masiva en el ámbito provincial, en el mayor nivel de mezcla posible con los combustibles fósiles¹⁰⁵. A tal efecto, la ley efectúa una enumeración amplia y no taxativa de sectores y actividades donde se debe procurar la utilización de biocombustibles en el mayor nivel de mezcla posible, a saber:

- a) Los vehículos de las flotas del sector público provincial y de municipios y comunas que adhieren, tanto propios como de tercero que presten servicios públicos.
- b) Las actividades industriales, mineras, de servicios, comerciales, agroindustriales y ganaderas.
- c) El transporte de cargas en general.
- d) Los espectáculos públicos.
- e) Las contrataciones de bienes, servicios y obras públicas.
- f) La recolección de residuos sólidos urbanos, peligrosos y otros.
- g) El servicio de transporte público de pasajeros, urbano e interurbano.
- h) La generación de energía eléctrica.
- i) Las empresas de logística, encomiendas y correos.
- j) El transporte escolar.
- k) Los servicios de taxis y remises.
- l) El gas envasado y sus redes de distribución.
- m) Toda otra actividad que la autoridad de aplicación desee incorporar¹⁰⁶.

¹⁰¹ Se dictó el Decreto N°918/2020 reglamentando su Artículo N°15 y designando al ministerio de Coordinación como autoridad de aplicación. El Decreto N°918/2020 fue dictado el 28 de diciembre de 2020 y publicado en el Boletín Oficial de la provincia de Córdoba el 23 de junio de 2021.

Se dictó también el Decreto N°190/2021 que autorizó al Ministerio de Coordinación a delegar en el Ministerio de Servicios Públicos su carácter de autoridad de aplicación. El Decreto N°190/2021 fue dictado el 12 de marzo de 2021 y publicado en el Boletín Oficial de la provincia de Córdoba el 25 de junio de 2021.

Por su parte, el Ministerio de Coordinación dictó la Resolución N°14/2021 que reglamentó el Artículo N°4° de la ley sobre biocombustibles y bioenergía en los pliegos de licitaciones del sector público. La Resolución N°14/2021 fue dictada el 5 de febrero de 2021 y publicada en el Boletín Oficial de la provincia de Córdoba el 11 de febrero de 2021.

¹⁰² El Decreto N°918/2020 estableció que la autoridad de aplicación sea el Ministerio de Coordinación. Luego, el Decreto N°190/2021 dispuso que el Ministerio de Coordinación podía delegar en el Ministerio de Servicios Públicos su carácter de autoridad de aplicación. Dicha delegación fue efectuada por la Resolución N°37/2021.

¹⁰³ Creado por el Artículo N°13 de la Ley N°10 721 y conformado por Resolución MSP N°56/2021.

¹⁰⁴ Creada por Resolución MSP N°128/2021. Está integrada por representantes de los Ministerios que componen el Gabinete Productivo Provincial.

¹⁰⁵ Artículo N°3 de la Ley N°10 721.

¹⁰⁶ Artículo N°3 de la Ley Provincial N°10 721.



Ahora bien, para cumplir con sus objetivos, la Ley N° 10 721 establece una serie de instrumentos consistentes en:

- a) La incorporación en los pliegos de contrataciones públicas de beneficios vinculados con el uso de biocombustibles.
- b) La migración hacia el mayor nivel posible de uso de biocombustibles en las flotas públicas y en el servicio de transporte público de pasajeros.
- c) La promoción del uso de biocombustibles en las actividades productivas y de servicios, en la generación eléctrica y en las inversiones para la transición energética.
- d) La promoción de la investigación, desarrollo e innovación en materia de biocombustible, como así también en la educación y difusión de los beneficios de la bioeconomía.

A tal efecto, el Poder Ejecutivo Provincial, al elaborar el presupuesto general de cada año, debe determinar los montos y cupos a asignar a los respectivos programas para respaldar económicamente la ejecución de las diferentes acciones encomendadas por la Ley N° 10 721¹⁰⁷.

La ley prevé también la creación de un registro con acceso público, vía web, para informar, de manera segura y transparente, los aspectos vinculados a la Ley N° 10 721. Dicho registro es el Registro Único de Producción y Consumo de Biocombustibles y Bioenergía creado en el ámbito de la Secretaría de Biocombustibles y Energías Renovables conforme Resolución MSP. N° 51/2021.

Los municipios y comunas de la provincia de Córdoba son invitados a adherir a la ley provincial. Ello implica también una invitación a replicar, en el límite de sus competencias, los instrumentos previstos en la Ley Provincial N° 10 721.

La Ley Provincial N° 10 721: contrataciones del sector público

La Ley N° 10 721 establece que, en el ámbito del sector público provincial, es obligatorio incluir en todos los pliegos de contrataciones cláusulas específicas que acuerden beneficios especiales para los oferentes que acrediten uso de biocombustibles en sus vehículos o provean bienes reciclables o biomateriales¹⁰⁸.

La obligación tiene un alcance amplio. Desde el punto de vista subjetivo, aplica para todo el sector público provincial, tanto financiero como no financiero. A su vez, desde el punto de vista objetivo, rige para todas las contrataciones de bienes, servicios y obra pública, cualquiera sea la modalidad elegida y el régimen aplicable.

Los beneficios especiales previstos por la ley se concretan a través de diferenciación en la puntuación y ponderación de las ofertas en los procedimientos de contratación.

Para la efectiva aplicación de este instrumento, es central su reglamentación. A tal efecto, el Ministerio de Coordinación, como autoridad de aplicación de la ley, dictó la Resolución reglamentaria N° 14/2021.

¹⁰⁷ Artículo N° 12 de la Ley Provincial N° 10 721.

¹⁰⁸ Artículo N° 4 de la Ley Provincial N° 10 721.



Concretamente, la Resolución N°14/2021 prevé que los Pliegos de Bases y Condiciones deberán otorgar preferencia de hasta un 3% a las ofertas que incluyan la provisión de bienes reciclables o biomateriales y/o el uso de biocombustibles en sus vehículos¹⁰⁹. A su vez, establece que cada unidad contratante deberá determinar en el caso concreto la modalidad bajo la cual se acreditará la provisión de bienes reciclables o biomateriales y/o el uso de biocombustibles.

La Ley Provincial N°10 721: flotas y transporte públicos de pasajeros

La Ley N°10 721 establece también la obligación de utilizar biocombustibles en las flotas del sector público y en los servicios de transporte público de pasajeros en todo el territorio provincial¹¹⁰.

Con relación a las flotas públicas, la obligación alcanza a todo el sector público provincial, tanto financiero como no financiero. La ley prevé que cada organismo debe presentar, dentro de los 180 días de publicada la Ley N°10 712, un plan progresivo de migración hacia el uso de biocombustibles en toda su flota, incorporando el mayor nivel de mezcla posible y un plan de modernización y renovación de la flota para cumplir con la exigencia legal¹¹¹. El plazo mencionado fue prorrogado por otros 180 días, por la Resolución MSP. N°92/2021.

Con relación al transporte público, la obligación rige tanto para la jurisdicción provincial como municipal, en todas sus modalidades de prestación. En este caso, es la autoridad de aplicación de la ley quien debe establecer un cronograma de migración hacia biocombustibles. Si bien no se prevé un plazo para aprobar dicho cronograma, la ley establece que será obligatorio y que la asignación de cualquier subsidio provincial está supeditada a la efectiva utilización de los biocombustibles en los tiempos y proporción que establezca la autoridad de aplicación¹¹².

Para la efectiva aplicación de este instrumento, es central avanzar en su reglamentación e implementación mediante la aprobación de los correspondientes planes de migración.

La Ley Provincial N°10 721: programas de fomento de actividades productivas y de servicios, generación eléctrica y transición energética.

La Ley N°10 721 dispone, adicionalmente, que deben aprobarse e implementarse diversos programas de fomento vinculados con actividades productivas y de servicios, generación eléctrica y transición energética.

En primer lugar, la ley establece que el Poder Ejecutivo debe elaborar un programa que contemple acciones específicas que incentiven y alienten el uso de biocombustibles y sus coproductos en todas las actividades productivas y de servicios¹¹³.

¹⁰⁹ Artículo N°2 de la Resolución N°14/2021.

¹¹⁰ Artículos N°5 y N°6 de la Ley N°10 721.

¹¹¹ Artículo N°5 de la Ley N°10 721.

¹¹² Artículo N°6 de la Ley N°10 721.

¹¹³ Artículo N°7, primer párrafo de la Ley N°10 721.



En segundo lugar, la ley prevé que los programas de promoción, subsidios, exenciones, incentivos y beneficios fiscales actualmente existentes, en los que exista alguna relación con la producción o consumo de combustibles o generación de electricidad, deben adecuarse progresivamente para priorizar en su asignación a los beneficiarios que propendan al uso extensivo de biocombustibles¹¹⁴.

En tercer lugar, se establece el deber del Poder Ejecutivo Provincial de implementar programas específicos de fomento y promoción de todas aquellas actividades productivas y de servicios que garanticen agregado de valor en origen, transformando biomasa o aprovechamiento de la biomasa residual¹¹⁵.

En cuarto lugar, la Ley N°10 721 dispone que el Poder Ejecutivo Provincial debe incentivar y fomentar, a través de programas específicos, el uso de biocombustibles en toda actividad asociada a la generación eléctrica en la provincia¹¹⁶. Se prevé también que en forma complementaria a las reglamentaciones del ENARGAS, se debe incentivar y fomentar la producción y uso del biogás en todas sus formas.

Por último, la Ley N°10 721 establece el deber del Poder Ejecutivo Provincial de aprobar programas de fomento, incentivos, exenciones, subsidios y beneficios fiscales a los fines de facilitar y acelerar las inversiones requeridas en la transición energética y la generación de empleo sustentable, asegurando la permanente y sostenida disminución de emisiones con impacto negativo al medio ambiente.

Para la efectiva aplicación de este conjunto de instrumentos, es necesario avanzar en su aprobación e implementación a nivel reglamentario.

En tal sentido, a la fecha de este informe ya se ha aprobado y comenzado a implementar el Programa de Autoconsumo de Biodiésel 100% (BIODIÉSELCBA) creado por el Decreto N°319/2021¹¹⁷. El Programa busca promover en la provincia de Córdoba la autoproducción y autoconsumo de biodiésel en estado puro, sin mezclas con ningún combustible fósil, elaborado en planta propia o de terceros, sin existir operación comercial alguna, esto es, ni compra, a un fabricante de biodiésel, ni venta a otro usuario para su consumo¹¹⁸. Los usuarios del biodiésel puro elaborado en planta propia o de terceros, recibirán una identificación específica que acreditará su pertenencia al Programa (el “Sello B100”) que les permitirá recibir los siguientes beneficios:

¹¹⁴ Artículo N°7, segundo párrafo de la Ley N°10 721.

¹¹⁵ Artículo N°7, tercer párrafo de la Ley N°10 721. A tal efecto se efectúan una enumeración no taxativa que incluye residuos y aguas residuales urbanas, restos de poda y aceites vegetales usados, residuos ganaderos y agroindustriales derivados de industrias lácteas, maniseras, de mueble, alimentarias, excedentes agrícolas, residuos forestales, coproductos y derivaciones industriales, entre otros.

¹¹⁶ Artículo N°8 de la Ley N°10 721.

¹¹⁷ Es relevante también la Resolución MSP. N°55/2021 que definió los conceptos de autoconsumo provincial de biodiesel puro (B100), biodiésel, insumos de biodiesel y usuario B100 autoconsumo provincial; como así también estableció los sujetos y operatorias alcanzadas.

¹¹⁸ Las bases del Programa están publicadas en https://ministeriodeserviciospublicos.cba.gov.ar/wp-content/uploads/2021/07/AutoconsumoB100_BasesyCondiciones_vers13-07-21.pdf Consultado el 20/9/2021.



- a) Beneficios especiales en puntuación y ponderación de ofertas en caso de participar en compras públicas conforme el art.4 de la Ley N°10 721.
- b) Los beneficios impositivos provinciales para la producción y uso de biocombustibles en la Provincia establecidos en Ley N°10 724 (exención de Ingresos Brutos, reducción de impuesto a la propiedad automotor del 50% y exención de impuesto de sellos).
- c) La posibilidad de elaborar biodiésel para otro usuario que provea insumos mediante contrato de maquila.
- d) Financiamiento específico para la construcción de nuevas plantas y adecuación de plantas existentes¹¹⁹.

La Ley Provincial N°10 721: investigación, desarrollo, educación y difusión

Finalmente, la Ley N°10 721 dispone que el Poder Ejecutivo Provincial debe incentivar, a través de organizaciones y planes específicos, la investigación, el desarrollo científico-tecnológico y la innovación en todos los aspectos vinculados a la producción de biocombustibles, la transformación de la biomasa y la bioeconomía del conocimiento¹²⁰.

A su vez, la ley también prevé que el Poder Ejecutivo Provincial incorpore en los programas educativos, formales e informales y de todos los niveles, contenidos específicos sobre la necesidad de migrar a fuentes renovables de energía, los beneficios de la bioeconomía y la economía circular, la transición energética y el uso responsable de la energía. Debe asimismo contemplar acciones de difusión para alcanzar el mayor grado de conciencia social¹²¹.

La aprobación y reglamentación de los planes y programas específicos es necesaria para su efectiva implementación.

¹¹⁹ Para el ejercicio 2021, el Decreto N°319/2021 prevé fondos para financiamiento por hasta \$500 M de pesos en total. Las herramientas de financiamiento consisten en aportes económicos no reintegrables y una línea de asistencia crediticia especial a través del Banco de la provincia de Córdoba. El Anexo II del Decreto N°319/2021 contiene el detalle de monto máximo de las asistencias y condiciones de las asistencias. Se puede consultar también en el sitio web de la nota previa.

¹²⁰ Artículo N°9 de la Ley N°10 721. Como objetivos de impulso específico se enumeran: a) el desarrollo de capacidades y fortalezas institucionales y territoriales para dotar a la región de instrumentos de ejecución de políticas activas, dinámicas y flexibles a mediano y largo plazo; b) la conectividad útil y eficaz entre organizaciones afines; c) la intervención mediante programas y acuerdos; d) la cooperación internacional; e) la información y comunicación para promover el conocimiento y estimular la apropiación de oportunidades; f) la creatividad y el compromiso individual y colectivo de agentes estatales y de la sociedad en su conjunto; y g) la adopción del principio de investigación e innovación responsable en un marco de respeto a la biodiversidad y los derechos a la salud y al ambiente.

¹²¹ Artículo N°10 de la Ley N°10 721.



La Ley Provincial N°10 724: beneficios fiscales para biocombustibles

La Ley Provincial N°10 724, que modificó el Código Tributario Provincial, con vigencia a partir del 1 de enero de 2021 introdujo un conjunto de beneficios fiscales para los biocombustibles que se complementan con los instrumentos previstos en la Ley N°10 721.

En primer lugar, se eximió del Impuesto sobre los Ingresos Brutos a los ingresos provenientes del desarrollo de la actividad de producción y/o generación de biocombustibles realizada por empresas con plantas o establecimientos de producción radicados y/o instalados en la provincia de Córdoba¹²². Este beneficio fue establecido con una duración de cinco años, con lo cual vence el 31 de diciembre de 2025.

En segundo lugar, se estableció una reducción de hasta el 20% del monto a pagar del Impuesto a la Propiedad Automotor a los vehículos automotores y moto vehículos que fueran propulsados principalmente mediante la utilización de biocombustibles, en la medida que se encuentren afectados al desarrollo y/o explotación de la actividad primaria, industrial y la prestación del servicio de transporte¹²³.

La ley otorgó, además, la potestad al Poder Ejecutivo Provincial para hacer extensivo el beneficio a otras actividades económicas como así también para determinar las formas y/o condiciones y/o limitaciones que estime conveniente a efectos de instrumentar las disposiciones previstas en el presente artículo. En ejercicio de dicha potestad, se dictó el Decreto N°382/2021 que estableció una reducción adicional del 30% para llevar el beneficio hasta una reducción total del 50%.

En tercer lugar, la ley eximió del Impuesto de Sellos a los actos, contratos y/o instrumentos celebrados para impulsar el desarrollo de infraestructura, logística y equipamiento en la producción, transporte y almacenamiento de biocombustibles líquidos, gaseosos y sólidos. Este beneficio también se previó con una vigencia de cinco años¹²⁴.

4.1.2 Posibilidades y restricciones de la normativa vigente para la ampliación del uso de bioetanol de maíz y biodiésel

Efectuada la descripción de la normativa vigente a nivel nacional y provincial en materia de biocombustibles, se advierte que dicho marco jurídico posibilita y promueve la ampliación del uso del bioetanol de maíz y del biodiésel en mezclas mayores a los porcentajes obligatorios actuales, e incluso como biocombustibles puros.

Por un lado, la ampliación del uso de bioetanol de maíz en el mercado regulado obligatorio puede ser establecida a nivel nacional por decisión de la Secretaría de Energía de la Nación. El porcentaje de mezcla obligatorio, fijado actualmente en el 12%, puede ser elevado, sin limitación cuantitativa, cuando se lo considere conveniente en función del abastecimiento de la demanda, la balanza comercial, la promoción de inversiones en economías regionales y/o razones ambientales o técnicas.

¹²² Artículo N°24° de la Ley N°10 724.

¹²³ Artículo N°25° de la Ley N°10 724.

¹²⁴ Artículo N°26 de la Ley N°10 724.



Del mismo modo, la ampliación del uso de biodiésel en el mercado regulado puede ser establecida a nivel nacional por decisión de la Secretaría de Energía de la Nación. El porcentaje de mezcla obligatorio, fijado actualmente en el 5%, puede ser elevado, sin limitación cuantitativa, cuando se lo considere conveniente en función del abastecimiento de la demanda, la balanza comercial, la promoción de inversiones en economías regionales y/o razones ambientales o técnicas.

Adicionalmente, la elevación de los porcentajes de mezcla obligatorio puede ser decidida por la Secretaría de Energía de la Nación como consecuencia de una política de sustitución de importaciones, incluso con un tratamiento diferenciado y particular a nivel geográfico.

Por otro lado, la legislación nacional expresamente posibilita y establece las bases para un mercado no regulado de biocombustibles con mezclas mayores a los porcentajes obligatorios y biocombustibles puros.

En forma complementaria, y profundizando fuertemente la promoción de los biocombustibles, la Ley Provincial N°10 721 incorpora un conjunto muy relevante de herramientas que procuran ampliar el uso de bioetanol de maíz y de biodiésel en la esfera de la provincia de Córdoba en el mayor nivel de mezcla posible, que se complementan con los beneficios impositivos de la Ley N°10 724.

Ahora bien, para alcanzar la efectiva ampliación del uso del bioetanol de maíz y el biodiésel, es necesario profundizar ciertos aspectos de la legislación vigente mediante reglamentaciones específicas que permitan tanto hacer operativos los instrumentos de promoción previstos, como también disipar eventuales incertidumbres jurídicas.

A tal efecto, se advierten como necesarias ciertas acciones regulatorias tanto a nivel nacional como provincial.

A nivel nacional, se deben establecer con claridad las condiciones y requisitos para biocombustibles puros y/o mezclados en porcentajes mayores al obligatorio. La Secretaría de Energía de la Nación debe, a tal efecto, reglamentar el Artículo N°23 de la Ley N°27 640.

A nivel provincial, es necesario avanzar en la reglamentación de todos los instrumentos de promoción y desarrollo de los biocombustibles de la Ley N°10 721, otorgando los recursos presupuestarios suficientes a tal efecto. En particular, se podría:

- Incrementar el porcentaje de preferencia establecido por la Resolución N°14/2021. Como referencia comparativa, a nivel nacional, la Ley Nacional N°27 437 de Compre Trabajo Argentino hoy vigente establece un porcentaje de preferencia del 15% para MiPyMEs y del 8% para el resto de las empresas, y el último proyecto de modificación de dicha ley presentado prevé aumentarlo a 20% y 15% respectivamente.
- Incorporar en los pliegos de contratación del sector público provincial otros beneficios especiales para las ofertas vinculadas con biocombustibles y bioenergía. La ley prevé también mejoras en la puntuación y ponderación de las ofertas, y no solo preferencias porcentuales respecto de los precios ofertados.

- 
- Aprobar y comenzar la implementación del plan de migración a biocombustibles de las flotas públicas y del servicio de transporte público de pasajeros. En particular, es importante avanzar en su implementación no solo a nivel provincial sino también a nivel de municipios y comunas.
 - Aprobar y comenzar a implementar los programas para la promoción de biocombustibles y bioenergía en las actividades productivas y de servicios, en la generación eléctrica y para inversiones para la transición energética.
 - Aprobar y comenzar a implementar las organizaciones, planes y programas específicos de investigación, desarrollo, educación y difusión.
 - Impulsar la adhesión de los principales municipios y comunas a la ley provincial como así también la replicación de los instrumentos de la ley a nivel local.

Por último, debe advertirse que, si la Secretaría de Energía de la Nación no reglamenta las condiciones y requisitos para biocombustibles en mezclas superiores a los porcentajes obligatorios y para biocombustibles puros, el impacto de la legislación provincial se verá limitado. Al respecto, puede considerarse que los recientes “Lineamientos para un Plan de Transición Energética al 2030” aprobados por Resolución N°1036/2021 de la Secretaría de Energía son auspiciosos para vislumbrar escenarios de políticas activas que potencien el mercado no regulado.

Ahora bien, si la restricción reglamentaria no es resuelta por la Secretaría de Energía de la Nación, podrían estudiarse alternativas de reglamentación menos ortodoxas. Por ejemplo, ante la omisión de la autoridad de aplicación nacional, las autoridades provinciales podrían avanzar la definición de estándares de condiciones y requisitos aplicables únicamente a nivel local. De todos modos, este camino no está exento de eventuales conflictos legales atento que la Ley N°26 740 asume que la competencia para efectuar dichas definiciones legales es enteramente nacional. Es relevante, por ello que exista coordinación entre ambos niveles de gobierno para evitar un conflicto interjurisdiccional que impacte en la claridad regulatoria que necesitan los operadores públicos y privados.

4.2 Aspectos tributarios: análisis del marco tributario y su posible impacto en la expansión del uso de biocombustibles y sus derivados

Con la aprobación de la Ley N°27 430 en diciembre de 2017, la estructura tributaria que recae sobre los combustibles se modificó de un esquema *ad valorem*, a un impuesto de suma fija. De acuerdo con el plexo normativo, los montos fijos consignados en dicha ley se actualizarán por trimestre calendario, sobre la base de las variaciones del Índice de Precios al Consumidor (IPC), que suministre el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC), considerando las variaciones acumuladas de dicho índice desde enero de 2018, inclusive.

De esta manera, se simplificó el sistema previo, eliminando los impuestos existentes y unificándolos en dos nuevos: el Impuesto a los Combustibles Líquidos (ICL) y el Impuesto al Dióxido de Carbono (ICO₂).



Esta reforma favoreció a los biocombustibles líquidos¹²⁵ en estado puro al no quedar alcanzados por los nuevos tributos y al establecerse que, en el caso de las mezclas con biodiésel o bioetanol, el impuesto estará totalmente satisfecho con el pago del gravamen sobre el componente nafta, gasoil y diésel oil u otro componente gravado.

Con aprobación y entrada en vigor del nuevo Marco Regulatorio de Biocombustibles a través de la Ley N°27 640 se volvió a establecer que tanto el biodiésel como el bioetanol no estaría alcanzados ni por el ICL ni por el ICO₂, siempre y cuando las materias primas utilizadas en los procesos productivos fuesen de origen nacional. De esta manera, el Artículo N°22 estableció:

“El biodiésel y el bioetanol no estarán gravados por el Impuesto a los Combustibles Líquidos (ICL) y por el Impuesto al Dióxido de Carbono (ICO₂), establecidos en el título III, capítulos I y II, respectivamente, de la ley 23.966, alcanzando el citado tratamiento a todas sus etapas de producción, distribución y comercialización. En el caso de la mezcla de dichos biocombustibles con combustibles fósiles, el gravamen recaerá solo por el componente de combustible fósil que integre la mezcla. El tratamiento impositivo previsto en el presente artículo regirá hasta la fecha de finalización del régimen y corresponderá en tanto y en cuanto las materias primas principales utilizadas en los respectivos procesos productivos sean de origen nacional”.

En términos monetarios, hoy los nuevos impuestos específicos representan entre el 12% y el 15% de los precios finales al consumidor en el país (porcentaje similar para Córdoba), de acuerdo con los distintos grados de naftas y gasoil¹²⁶.

TABLA 15. Montos actualizados de impuestos previstos en los artículos N°4, N°7, y N°11 de la ley de ICL e ICO₂. Período base de actualización: segundo trimestre 2021, en pesos por litro

	Impuesto sobre los combustibles líquidos	Impuesto al dióxido de carbono	Total Impuestos específicos
Nafta hasta 92 RON	20.798	1.274	22.072
Nafta de más de 92 RON	20.798	1.274	22.072
Gasoil	12.826	1.463	14.289
Biodiésel	0	0	0
Bioetanol	0	0	0

Fuente: AFIP¹²⁷.

¹²⁵ Previa a dicha reforma, el bioetanol estaba exento de impuestos específicos pero el biodiésel tributaba parcialmente.

¹²⁶ Valores estimados a noviembre de 2021.

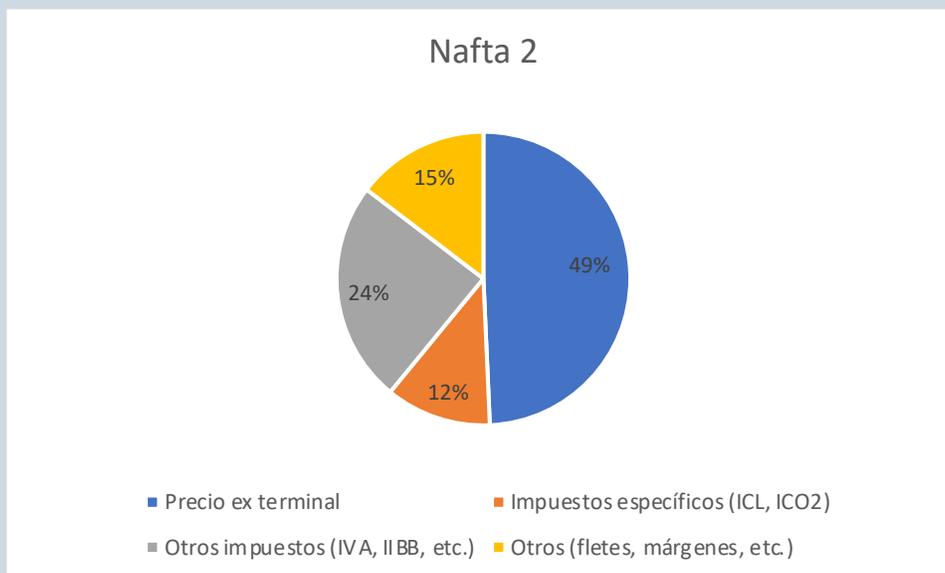
¹²⁷ <http://biblioteca.afip.gob.ar/cuadroslegislativos> (Consultado el 3 de diciembre de 2021)

La estructura de impuestos se complementa con el Impuesto al Valor Agregado (21%, alcanzando tanto a fósiles como biocombustibles), mientras que la venta minorista en EESS está alcanzada por el Impuesto a los IIBB del 3.25%¹²⁸.

Box: estructura de precios de los combustibles

Para determinar la estructura de costos de un litro de combustible, se debe partir del costo de este a la salida de la terminal de mezcla. El precio *ex terminal* se forma calculando lo que en la industria se denomina *crack spread* o margen de refinación. Esto es el resultado bruto de restar el precio base de los combustibles producidos al precio del petróleo. Es el resultado bruto de la operación de refinación sin incluir los costos de la actividad más allá de la materia prima básica. De manera sencilla, si un barril de petróleo cuesta USD 60, el litro de petróleo cotizará en alrededor de USD 0.377. Con un tipo de cambio de \$100, el litro de petróleo para elaborar la canasta de subproductos (nafta, gasoil, *fueloil*, etc.) costará \$37.7. A este precio base hay que agregarle el margen de refinación, el traslado a terminal y la mezcla con biocombustibles para llegar al precio *ex terminal*. A partir de allí, el proceso continúa con el flete al punto de venta, los impuestos específicos (impuestos al CO₂ e impuesto a los combustibles líquidos: ICO₂, ICL), los márgenes de comercialización y venta y los impuestos generales (IVA, IIBB y tasas en caso de corresponder de acuerdo a cada distrito). Este es el esquema sencillo de composición de los precios internos. A continuación, se exhibe gráficamente la composición de los precios del gasoil y naftas de grado dos, de acuerdo con los precios promedio a nivel país para agosto de 2021.

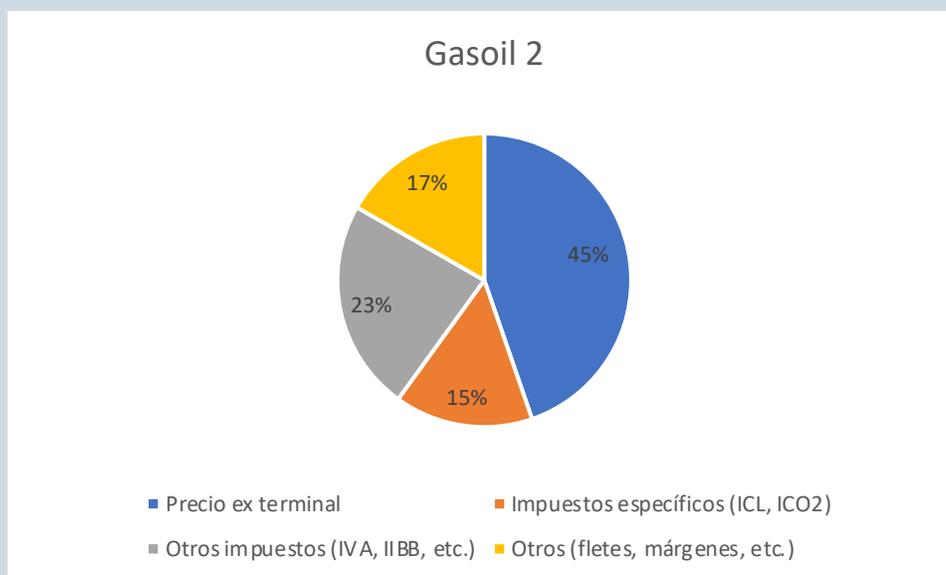
Composición de la estructura de precios de la nafta Grado 2



¹²⁸ La industria de los biocombustibles paga una alícuota de IIBB del 1.5%, aunque hay empresas instaladas en territorio cordobés que han obtenido exenciones.



Composición de la estructura de precios del gasoil Grado 2



La estructura impositiva les otorga ventajas a los biocombustibles en comparación a los fósiles a partir de la no tributación de los impuestos específicos. La actualización de estos deviene en una cuestión importante para evitar la licuación de las ventajas.



4.3 Aspectos técnicos: desafíos para mezclas superiores a B10, para B100 y para naftas con diferentes porcentuales en mezclas de bioetanol ^{129 130}

4.3.1 El biodiésel en el transporte público, de carga y en aplicaciones para flotas de vehículos

En la presente subsección se abordan los aspectos relacionados con el comportamiento, almacenamiento y la logística del biodiésel, particularmente en el uso de flotas cautivas. Este análisis se basa en recientes experiencias con biodiésel combinado con gasoil y con biodiésel puro (B100), en vehículos para el transporte Público para la ciudad de Rosario, en flotas de empresa Provincial de Energía de Santa Fe¹³¹, en FADEEAC (Federación Argentina de Entidades Empresarias del Autotransporte de Cargas) y en ALUR (Alcoholes del Uruguay). Cabe aclarar que en la presente sección se hace referencia a dichas experiencias desarrolladas y documentadas por un grupo de expertos, a través de millones de kilómetros recorridos por unidades de diversos tipos alimentadas con BXX¹³². Los kilometrajes acumulados en las citadas experiencias, sumados, configuran a la fecha los ensayos documentados que mayor kilometraje han acumulado en el mundo¹³³.

A) El biodiésel y sus características

El biodiésel es un producto con características de aplicación similar al diésel de petróleo, pero que se deriva de biomasa, por lo que constituye un biocombustible renovable. Químicamente se entiende por biodiésel a un combustible obtenido a partir de aceites vegetales o grasas animales mediante un proceso químico llamado transesterificación. El biodiésel elaborado de acuerdo con normas y estándares de calidad que aseguren su calidad, lo hace apto como combustibles para motores ciclo diésel, pudiendo ser utilizado puro o mezclado con gasoil convencional en cualquier proporción, y funcionar sin inconvenientes.

El biodiésel puro no contiene petróleo. Las mezclas de biodiésel con diésel del petróleo y el biodiésel al 100% son más seguras de almacenar, de manipular y de utilizar que el diésel convencional. El biodiésel es el único combustible alternativo que puede usarse directamente y sin ningún problema en cualquier motor diésel, sin ser necesaria ningún tipo de modificación, excepto algunos retenes y mangueras de suministro de combustible de caucho en unidades anteriores al año 2000. Existen ya en el mundo numerosas flotas de transporte público que utilizan biodiésel en sus distintas mezclas y puro. Las bajas emisiones del biodiésel lo convierten en un combustible ideal para el uso en áreas marinas, parques nacionales, maquinaria agrícola, pero sobre todo en las grandes áreas urbanas.

¹²⁹ Esta Sección fue elaborada en base a los aportes realizados por el Ing. Alberto Garibaldi.

¹³⁰ En el Anexo 3 se presentan definiciones y aclaraciones de la terminología técnica utilizada en la presente Sección

¹³¹ Un informe parcial del ensayo puede encontrarse en Secretaría de Estado de la Energía, Gobierno de Santa Fe (2019).

¹³² Las mezclas de biodiésel con gasoil se identifican con la sigla “BXX” donde la “B” indica que es una mezcla de gasoil con biodiésel, y “XX” indica el porcentual de biodiésel contenido en dicha mezcla. Así B10 es una mezcla de 10% de biodiésel y 90% de diésel de petróleo. Una mezcla de 25% de biodiésel con 75% de diésel de petróleo se conoce como B25. En general se denominan como BXX y al biodiésel puro se lo designa como B100, exigiendo al Proveedor de biodiésel la entrega de certificados de calidad acorde a las normas vigentes con cada partida de combustible entregada.

¹³³ Se trata de un equipo de expertos liderados por el Ing. Alberto Garibaldi, en base a cuyos aportes se elaboró la presente sección del Estudio.



Dado que las propiedades del biodiésel son similares a las del diésel de petróleo, se pueden mezclar ambos en cualquier proporción llegando al biodiésel puro o 100%.

Los efectos del uso de biodiésel de mala calidad en motores diésel son similares a los del gasoil de mala calidad. La Resolución SE N°828/10 y sus modificaciones establecen las especificaciones del biodiésel B100 en el orden Nacional, y define la obligación de análisis y reporte de calidad en cada lote de biodiésel combustible entregado al cliente.

Las fuentes renovables de origen vegetal o animal transformables a combustible diésel son los aceites de soja, colza, girasol, palma, aceites comestibles usados, microalgas y grasas animales, entre otros. Las características del biodiésel pueden tener algunas diferencias de comportamiento dependiendo de sus orígenes. Particularmente, el aceite de soja es uno de los que mejores comportamientos genera.

Las emisiones de partículas finas generadas en la combustión de los motores diésel han sido identificadas como un factor de riesgo importante para la salud¹³⁴. Cuanto más pequeña es la partícula, mayor el riesgo. Los vehículos accionados por motores diésel sin tratamiento de los gases de escape contribuyen sensiblemente a la contaminación de partículas finas, óxidos de nitrógeno e hidrocarburos no quemados, que son particularmente riesgosos para la salud en áreas urbanas.

El uso del biodiésel en un motor diésel convencional resulta en una reducción drástica de hidrocarburos no quemados, monóxido de carbono, y partículas carbonosas en comparación con las emisiones del combustible diésel convencional. Además, y particularmente en el reemplazo de diésel Grado 2, tanto los óxidos como los sulfatos debidos al azufre (mayores componentes de la lluvia ácida) se reducen en la medida que crece el % de biodiésel, reduciéndose a cero cuando se trata de biodiésel puro (B100).

Los humos negros de escape (particularmente visibles en las aceleraciones) usando gasoil convencional, se reducen drásticamente con el uso del biodiésel: La opacidad disminuye hasta un 70% en el caso del biodiésel puro. Tanto las emisiones totales de las partículas en suspensión del biodiésel como las ppm de CO son, en promedio, 60% más bajas que las generadas por el diésel. Para el caso de los HC (Hidrocarburos totales sin quemar) la reducción puede llegar al 70%¹³⁵.

De los agentes contaminantes principales del escape, los hidrocarburos no quemados y los óxidos de nitrógeno son precursores de la formación de ozono o *smog*. El uso de biodiésel en un motor diésel convencional da lugar a la reducción substancial de hidrocarburos no quemados, monóxido de carbono y partículas de materia. El uso del biodiésel disminuye la fracción sólida de carbón de las partículas mientras que el oxígeno presente en biodiésel permite un proceso más completo de la combustión.

Las emisiones de óxidos de nitrógeno se mantienen o aumentan levemente, dependiendo del ciclo de servicio del motor o de los métodos de prueba empleados, pero al igual que con el gasoil pueden ser eliminadas mediante el tratamiento con Urea o Add Blue.

¹³⁴ Cabe aclarar que los aspectos vinculados con el impacto ambiental y sobre la salud son ampliados en la Subsección 4.5.

¹³⁵ Valor de referencia internacional.



Para que un combustible originado en una fuente renovable de origen vegetal o animal pueda utilizarse válidamente, cualquiera sea el tipo de motor considerado, se deben dar determinadas condiciones a saber:

- Impliquen la menor cantidad de modificaciones a los motores en uso.
- No ocasione una significativa reducción de la potencia o limitaciones en las condiciones de empleo.
- Guarde una relación entre el consumo y la prestación de las máquinas equivalente o similar a la lograda con el actual gasoil.
- Requiera bajas inversiones en el proceso de sustitución.
- Pueda estar disponible inmediatamente o en muy corto plazo.
- Garantice un balance energético adecuado.
- Llegue al mercado con un precio que sea competitivo con el del combustible al que sustituye.

El uso del biodiésel puro o mezclado no afecta los sistemas de postratamiento de escape.

El número de cetano es un indicador de la habilidad de los combustibles para autoinflamarse, después de que han sido inyectados al motor diésel.

El diésel que se utiliza para transporte urbano y de carga, requiere tener un número de cetano de 45 o mayor, pero debido a que un número de cetano mayor se traduce también en mayores costos del combustible, se lo trata de mantener entre 43 y 47. El ligeramente mayor número de cetano del biodiésel (generalmente entre 46 y 54, dependiendo de la materia prima utilizada) puede reducir el retraso a la ignición favoreciendo la eficiencia del ciclo. Este factor junto con la menor volatilidad del biodiésel, contribuyen a mejorar las características de la combustión (comienzo más gradual de la combustión), con relación al diésel de petróleo.

B) Almacenamiento y logística del biodiésel

Se define como biodegradable a “Cualquier sustancia que puede ser degradada por la acción biológica.” O también, como “El producto o sustancia que puede descomponerse en los elementos químicos que lo conforman, debido a la acción de agentes biológicos, como plantas, animales, microorganismos y hongos, bajo condiciones ambientales naturales.” El biodiésel es un componente biodegradable y no tóxico, ya que no contiene azufre ni compuestos aromáticos. Justamente, su característica de biodegradable permite que sea usado para limpiar eficazmente derrames de petróleo y/o hidrocarburos combustibles.

El biodiésel es progresivamente atacado por el oxígeno del aire. A este fenómeno se lo denomina “oxidación”. Si el biodiésel permanece almacenado por períodos prolongados, es recomendable la oscuridad y minimizar el contacto con oxígeno del aire. La luz facilita la oxidación temprana de los ácidos grasos insaturados.

Debe evitarse la contaminación con agua dado que, a partir de determinados niveles, hay posibilidad de contaminación microbiológica. El biodiésel o sus mezclas se debe almacenar en un ambiente limpio, seco, oscuro y, preferentemente, fresco. Cabe destacar la existencia en el mercado de aditivos dedicados a la mejor conservación del biodiésel almacenado.



En caso de almacenar B100, antes de empezar a usar el tanque, se recomienda:

- Limpieza total del tanque de almacenamiento.
- El tanque debe poseer inclinación y purga inferior.
- Establecer procedimiento de purgado programado.
- Los tanques deberán estar debidamente aislados para evitar grandes diferencias de temperaturas.
- Asegurar rotación frecuente del *stock* de B100.

En general, los procedimientos estándares para el almacenamiento y la manipulación del diésel de petróleo se pueden utilizar para el biodiésel.

Los materiales aceptables para el tanque de almacenaje incluyen el aluminio, el acero, el polietileno fluorado, el polipropileno fluorado y el teflón. El cobre, plomo, la lata y el zinc deben ser evitados.

En el caso de derrames en el medio ambiente, la degradación debida a microorganismos resulta ser un atributo positivo porque hace al biodiésel biodegradable con mayor facilidad y en menor tiempo que el gasoil.

La experiencia sugiere que tanto para las mezclas BXX como para el B100 es mandatorio operar con tanques limpios, construidos con materiales adecuados, con venteos de aire filtrado, con mantenimiento y controles programados, en ambientes/recintos con el menor cambio de temperatura posible, y con cuidados particulares en lo que respecta a acumulación de agua en contacto con el combustible.

El biodiésel es disolvente de algunos materiales y residuos. Su efecto solvente desprende todos los residuos acumulados en las paredes de los tanques o en las tuberías y los incorpora al sistema de alimentación, existiendo el riesgo de taponamiento de los filtros de combustible del motor.

Existe, también, el riesgo en tanques que no hayan sido usados por tiempos prolongados y contengan combustibles degradados o restos contaminados bacteriológicamente, que producirán un inmediato ataque químico y/o bacteriológico al biodiésel incorporado, y conducirán a su degradación.

Las propiedades de flujo en frío del biodiésel son importantes. A diferencia de las naftas, el diésel de petróleo y el biodiésel pueden comenzar a congelarse o gelificarse a temperaturas en el orden de los 0°C. El punto de enturbiamiento del biodiésel (la temperatura a la que comienzan a formarse cristales, también llamado "*cloud point*" o punto de nube) es mayor que el del diésel de petróleo. Si el combustible comienza a gelificarse, puede obstruir filtros y, finalmente, ser tan espeso que no podrá ser bombeado desde el tanque de combustible al motor. Sin embargo, con la correcta mezcla y manipulación, existen abundantes experiencias en B20/B30 utilizado con éxito durante todo el año en climas de frío intenso. El biodiésel de soja, por ejemplo, tiene un punto de nube de 0° C.

Por el contrario, el diésel de petróleo, dependiendo del origen y la elaboración, tiene una amplia gama de valores, los más frecuentes en el orden de los -5°C.

Con el agregado de aditivos tanto las mezclas BXX como al B100 pueden reducir su punto de enturbiamiento a valores similares al del combustible diésel de petróleo.



C) El comportamiento en los motores y cuestiones técnicas

En algunos motores antiguos (previos al año 2000), el B100 o el BXX en proporciones superiores al 25% ataca las piezas de goma (especialmente la goma natural). Los motores modernos utilizan elastómeros sintéticos, que en su mayoría no sufren alteraciones de este tipo.

Por su mayor poder detergente, el B100 puro o mezclas BXX con porcentajes superiores al 15% de biodiésel, remueven los depósitos del fondo del tanque, los arrastran y, eventualmente, tapan los filtros. El problema se resuelve cambiando filtros de combustible más a menudo hasta tanto sean removidos totalmente dichos depósitos.

El uso del biodiésel no anula la garantía por defectos de fabricación del motor. Sin embargo, puede ocurrir que se tapen los filtros como resultado de echar B100 en un tanque que durante años ha contenido siempre gas oil. O que se deterioren piezas de goma/retenes por utilizar B100 que no cumpla con las especificaciones requeridas. Es lógico que el fabricante no responda de dichos fallos, pues no son imputables a defectos de fabricación del motor. De hecho, muchos vehículos traen un *sticker* o calcomanía junto al tapón del tanque referente al tipo de combustible recomendado por el fabricante.

Otra característica del biodiésel es que no requiere recalibrar la inyección cuando se lo usa. Dado su levemente inferior poder calorífico por litro, el uso de biodiésel puede ocasionar una pérdida de potencia del orden de 5 al 7%, que solo se manifestará operando con el acelerador a pleno. En la práctica, dado el mejor grado de combustión, la diferencia ronda en el orden del 3%. Es posible, no obstante, recalibrar la inyección para lograr la potencia original. Sin embargo, los usuarios de B100 no formulan quejas, ni solicitan recalibración alguna.

Los numerosos ensayos con B25 indican un incremento en el consumo referido a combustibles B10 (mezclas estándar) del orden de 1.5%, valor indetectable en la práctica. Respecto de B100 las diferencias están en el orden del 5 al 7%.

Es conveniente evitar el contacto directo del B100 con la pintura de la carrocería, o, en su defecto, limpiar de manera inmediata en caso de derrame, ya que algunos tipos de pinturas puede resultar afectadas.

El uso de biodiésel no daña el sistema de inyección sino todo lo contrario. La lubricidad es un factor muy importante para la durabilidad de todo componente del motor, en particular, la bomba inyectora o de presión para los inyectores y los propios inyectores, que están lubricados exclusivamente por el combustible. Recordemos que el componente lubricante original de los combustibles diésel es el azufre, del cual también conocemos sus graves efectos contaminantes para la formación de óxidos, ácidos y carbones. Un combustible diésel sin capacidad lubricante produciría graves daños en el sistema de inyección. Debido al advenimiento de combustibles diésel “ecológicos”, en los cuales se eliminó o redujo a un mínimo el azufre (Grado 3), se hizo necesario el uso de algún aditivo para recuperar la lubricidad. La falta de lubricidad por muy bajo o nulo contenido de azufre concluirá en desgastes prematuros. Al contrario, una lubricidad adecuada reducirá el desgaste y aumentará el tiempo de vida de los componentes. La utilización del biodiésel incrementa notablemente la lubricidad del combustible, aún con pequeños niveles de biodiésel. La solución más frecuente e internacionalmente adoptada para combustibles diésel sin azufre es el agregado de biodiésel (1% o más), el que reemplaza como lubricante al citado azufre.



Independientemente de la utilización de diferentes combustibles, en el motor es particularmente importante que la calidad del aceite lubricante sea siempre la óptima. Tratándose de motores nuevos o con poco uso, es siempre recomendable el uso de lubricantes sintéticos, dadas sus superiores prestaciones frente a los lubricantes convencionales e inclusive a los semisintéticos. Los lubricantes sintéticos y semisintéticos de buena calidad son altamente detergentes. Consecuentemente deben tomarse precauciones frente a motores que han usado lubricantes convencionales, y que acumularon residuos en los componentes internos del motor. El nuevo lubricante los desprenderá, pudiendo eventualmente obstruir el chupador del cárter, el filtro de aceite, sensores de presión, etc. Es por ello que, cuando se migra a B100 o a porcentajes de BXX altos, es aconsejable una renovación primaria de lubricante a no más allá de los 2 500/3 000 km, pudiendo, en algunos casos extremos, resultar necesaria una limpieza del cárter y del chupador de aceite.

Un biodiésel completamente degradado por excesivo tiempo de almacenaje, o bacteriológicamente contaminado, puede generar la obstrucción del filtro de combustible. No obstante, es frecuente que en unidades que han estado usando gasoil de petróleo y deciden migrar a biodiésel se obstruya el filtro de combustible con pocos kilómetros de recorrido. Ello se debe, reiteramos, a la elevada capacidad detergente del biodiésel, que ataca y remueve todos los depósitos y sedimentos en los tanques y sistemas de alimentación de combustible de las unidades afectadas, pudiendo saturar dichos filtros.

Es altamente recomendable que antes de pasar a B100 se someta a las unidades a un período de rodaje de “limpieza”, incrementando progresivamente el porcentaje de biocombustible con mezclas BXX (B25, B50) para remover la gran mayoría de impurezas.

El biodiésel tiene un punto de evaporación algo más alto que el diésel fósil, por lo que es posible que, si se dan las condiciones de temperatura en el interior de los cilindros, no todo el biocombustible inyectado a la cámara de combustión pase a estado gaseoso se adhiera a las paredes de los cilindros y termine pasando al aceite del motor. Este fenómeno se conoce como “dilución”, y se ve favorecido cuando se opera con bajas exigencias térmicas, como ser en ralentí, con bajas cargas mecánicas, o en bajas temperaturas consecuentes del sistema de enfriamiento (sin termostato). Algunos fabricantes de camiones, que permiten el uso de biodiésel en sus motores, recomiendan cambiar el aceite más seguido para evitar que la dilución afecte la densidad y viscosidad del aceite del cárter. En cualquier motor diésel, es inevitable que una pequeña cantidad de combustible pase a través de los aros del pistón y contamine al aceite del motor.

La dilución, cuando se presenta en los motores diésel, tiende a ser mayor, los motores de inyección directa, que con los de inyección indirecta.

La dilución del lubricante debida al combustible es importante desde tres puntos de vista:

- a) El combustible diésel de petróleo es considerablemente más liviano que el aceite lubricante y tiene mínimo poder lubricante, por lo cual, al mezclarse con el aceite, reduce la capacidad de este para lubricar.



- b) Inicialmente la dilución genera la pérdida de viscosidad del lubricante. Después de un periodo de tiempo en operación, los antioxidantes propios del lubricante del motor son utilizados por el combustible diluido, comenzando a transformarse química e inversamente a lo anterior, aumentando la viscosidad del lubricante. Obviamente, el aumento en la viscosidad del lubricante contaminado dificulta su circulación a través del circuito de aceite, complicando la lubricación, e incrementando el desgaste del motor.
- c) Dadas las características físicas del biodiésel que ya mencionamos, la dilución con biodiésel tiene tendencia a ser mayor, no obstante, y dada su capacidad lubricante afecta sensiblemente menos al motor que el gas oil convencional, o no lo afecta. Igualmente es recomendable controlar el nivel de aceite del motor, que bajo ningún punto de vista debería aumentar.

Numerosos ensayos, en bancos de pruebas y en flotas de diversas unidades, muestran que, aún con valores teóricamente inaceptables de dilución usando biodiésel puro, los motores no vieron comprometido su funcionamiento hasta tanto se agotó la reserva de antioxidantes del lubricante original, y comenzaron los incrementos de viscosidad. Contrariamente a lo generalmente supuesto, la alta lubricidad del biodiésel impide daños consecuentes con la dilución, con posibles incrementos en la vida útil del motor, atribuibles a importantes reducciones en partículas metálicas y en carbón.

Algunos fabricantes de motores, que permiten el uso de biodiésel, recomiendan cambiar el aceite más seguido para evitar que cambie considerablemente la densidad del aceite del cárter.

En pruebas realizadas en la ciudad de Rosario, utilizando B100 en unidades para transporte urbano, con más de 17 Mkm acumulados, con inyección directa, demostró que los motores no se vieron afectados en su normal funcionamiento por ningún problema atribuible al combustible.

Al utilizar mezclas de biodiésel (hasta B100), debería tenerse en cuenta lo siguiente:

- Posible obstrucción del filtro de combustible (problema habitual cuando se cambia a biodiésel en motores usados).
- Leve degradación de fluidez en tiempo frío.
- Limitaciones de estabilidad y almacenamiento (absorción de humedad, oxidación y crecimiento microbiano).
- Posible degradación de los materiales elastómeros de retenes y juntas, particularmente de caucho o vitón (principalmente en motores usados). En vehículos con 20 años o más, y a mediano plazo el biodiésel ablandará y degradará ciertos tipos de elastómeros y compuestos de caucho natural usados en mangueras y sistemas de sellado de bombas de combustible más viejas.
- Deben tenerse precauciones al utilizar altos porcentajes de mezcla para asegurarse de que el sistema de combustible existente, en motores más viejos, no contenga los compuestos de elastómeros incompatibles con el biodiésel. Los fabricantes recomiendan que las gomas butílicas o naturales no entren en contacto con biodiésel puro, caso contrario quedarán pegajosas y se disolverán. La mayoría de los vehículos construidos después de 1998 poseen tuberías y sellos completamente sintéticos, con lo cual no sufrirán este problema. Cabe destacar que los vehículos más viejos requieren supervisión.



4.3.2 Bioetanol. Aspectos técnicos y aplicaciones automotrices

Esta subsección explora las posibilidades del bioetanol como combustible para aplicaciones automotrices, contemplando su viabilidad desde el punto de vista del funcionamiento de los motores, emisiones, almacenamiento, materiales que pudiesen verse afectados, pruebas y caracterización de los motores, según los porcentuales de mezcla. Adicionalmente, se explora el uso masivo del etanol en Argentina, aplicaciones futuras para vehículos con impulsión eléctrica, y una visión en la composición del parque automotriz local.

Basado en estudios locales ejecutados sobre el motor y sobre el vehículo, se analizó el comportamiento de naftas de origen nacional con diferentes porcentuales en mezcla de etanol, poniendo especial atención en su influencia como antidetonante (influencia en el RON y MON), su influencia en los consumos de combustible, en el par y la potencia entregados por los motores, y en las emisiones de escape.

Se exponen conclusiones basadas en resultados experimentales propios y antecedentes sobre el comportamiento de mezclas E10, E12.5 y E15 (mezclas nafta/etanol al 10, 12.5 y 15%), y se analizan las posibilidades del sistema E85 mundial y exitosamente adoptado con excepción de Brasil, consistente en mezclas entre E10 y E85, conocido también como FFV o *Flexible Fuel Vehicles*.

Para el caso de Argentina, el E85 surge como el sistema más recomendable, ya que permitiría incorporarse a algo mundialmente difundido y experimentado. La opción de un sistema similar al de Brasil (E27-E100) pero adaptado a nuestras mezclas (E10-E100) sería de características únicas en el mundo, con las dificultades que ello implica en la importación y exportación de unidades, lo cual generaría una nueva dependencia tecnológica de Brasil. El *flex* brasilero impediría la posibilidad de adaptar unidades actualmente en circulación, posibilidad que permiten los kits de adaptación a E85, ampliamente difundidos en el mundo.

Complementariamente, se adjunta una visión de futuro resumiendo, brevemente, las posibilidades del etanol como fuente energética para celdas de combustible en vehículos de impulsión eléctrica.

El etanol constituye un excelente biocombustible que configura una alternativa sustentable. Es compatible con la gasolina en mezclas de hasta el 17% sin tener que introducir cambios en las actuales calibraciones y componentes. Permite la posibilidad de adoptar el sistema E85, FFV (vehículos de combustible flexible, por sus siglas en inglés) o el sistema *Flex* de Brasil que acepta hasta el 100% de alcohol hidratado. Visto como simplicidad de adaptación, tiempos de adopción y como estrategia global, surge como (más conveniente) la adopción futura de un sistema de E85 antes que el sistema *Flex* de Brasil.



A) El bioetanol y sus características

El etanol es un producto elaborado por medio de la fermentación de los azúcares y almidones contenidos en la materia orgánica de las plantas, fundamentalmente la caña de azúcar y el maíz, con enzimas o levaduras y, debido a esta fuente de obtención natural y renovable, en numerosos ámbitos se lo denomina bioetanol.

En ese proceso se obtiene el alcohol hidratado, con un contenido aproximado de 5% de agua que, tras ser deshidratado, se puede utilizar como combustible. De este etanol mezclado con la gasolina, se obtiene un biocombustible de alto poder energético y con características muy similares a la gasolina, pero con una importante reducción de las emisiones contaminantes en los motores tradicionales de combustión.

Las legislaciones de la mayoría de los países permiten utilizar etanol mezclado con gasolina en concentraciones del 5 y 12%, denominados E5 y E12 respectivamente, que no requieren modificaciones en los motores actuales. Recientes estudios locales demuestran la posibilidad de operar con E15 sin modificaciones en la calibración de las unidades convencionales. Esos mismos estudios indican que en proporciones mayores al 17% (E17) se requeriría actuar sobre las unidades de control electrónicas (ECU, según sus siglas en inglés) de los vehículos afectados, y disponer de vehículos con depósito, motor y sistema de combustible capaces de funcionar con gasolina y etanol, solos o mezclados en cualquier proporción; tema que requiere considerar la edad promedio del parque automotor.

Un vehículo de combustible alternativo es aquel que cuenta con motor de combustión interna fabricado con capacidad de operar con combustibles alternos, que son aquellos que suministran energía al motor sin depender exclusivamente de los derivados del petróleo, como la gasolina y gasoil. Entre los vehículos de combustible alternativo se incluyen los vehículos *flex* (gasolina/alcohol en cualquier proporción), vehículos de gas natural, vehículos a biodiésel y vehículos de hidrógeno, incluyendo el hidrógeno como combustible directo o para generación eléctrica en celda de hidrógeno o de combustibles que lo contengan.

La tecnología de los vehículos *flex* es la más difundida, dado que les permite funcionar con cualquier proporción de gasolina y etanol. En los Estados Unidos y Europa los motores son optimizados para operar con una mezcla máxima de etanol anhidro del 85% (E85). Este límite se fijó para evitar problemas de arranque con el motor frío durante temporadas o lugares de baja temperatura; el E85 puede ser reducido durante el invierno a E70. En Brasil, con mayor temperatura media, desarrollaron y comercializan vehículos capaces de operar con cualquier mezcla de etanol hasta un 100% de etanol hidratado (E100). No obstante, como la gasolina pura no se vende en ese país desde 1993, los vehículos *flex* brasileños operan con cualquier mezcla de gasolina y alcohol E20/E27 hasta E100.

Inicialmente, y para evitar problemas de arranque en clima frío, los vehículos *flex* fabricados en Brasil contaban con un pequeño tanque auxiliar de gasolina, que era inyectada para el arranque en frío cuando la temperatura ambiente era inferior a 15°C. La tercera generación de motores *flex* lanzados en 2009, permite prescindir del tanque auxiliar para el arranque en frío.



Prescindiendo de los nuevos desarrollos de impulsión eléctrica en sus diversas formas y diferentes almacenamientos energéticos (para motores de encendido por chispa el etanol), el metanol y el gas natural GNV son los tres combustibles alternativos que han recibido mayores apoyos gubernamentales, permitiendo el desarrollo de vehículos comercialmente posibles en varios países del mundo.

Como respuesta a la primera crisis del petróleo, combinado con la menor demanda de azúcar mundial, Brasil inicia su programa oficial de inclusión del etanol en 1977 (“Programa Nacional do Alcool”). Una iniciativa de alcance nacional, financiada por el gobierno, para lograr una reducción progresiva de todos los vehículos de combustible derivado del petróleo, y orientado a la sustitución de la gasolina por el etanol producido a partir de la caña de azúcar.

La primera medida que adoptó Brasil fue establecer una mezcla de alcohol anhidro con gasolina convencional. Esta mezcla es utilizada desde entonces, y el contenido de etanol desde 1993 está fijado por ley para fluctuar entre E20 y E27, dependiendo de los resultados de la cosecha de caña de azúcar, el principal insumo para producir el etanol brasileño.

El gobierno brasileño impulsó la industria del etanol como combustible mediante tres medidas importantes: compras garantizadas de la empresa petrolera estatal Petrobras; préstamos con intereses de bajo costo para las empresas del sector agroindustrial del etanol; y precios fijos para la gasolina y el etanol.

La adopción de la tecnología *flex* por parte de los usuarios fue facilitada por la rápida expansión de la red de distribución de combustible existente.

En los Estados Unidos, el apoyo inicial para desarrollar combustibles alternativos por parte del gobierno fue también como respuesta a la crisis del petróleo de 1973 y, posteriormente, con el objetivo de mejorar la calidad del aire.

Frente a la crisis, el desarrollo de combustibles líquidos tuvo preferencia sobre los gaseosos, no solo porque tienen una mejor densidad energética por unidad de volumen, sino también porque son más compatibles con los sistemas de distribución de combustibles y los motores existentes, evitando así un distanciamiento de las tecnologías actuales y aprovechando los vehículos y la infraestructura existente.

Tanto en Brasil como en Estados Unidos el mayor reto para el desarrollo de la tecnología de los vehículos con etanol total o parcialmente mezclado como combustible, fue perfeccionar los materiales para que fuesen compatibles con la mayor reactividad química del combustible.

B) Almacenamiento y seguridad

El almacenamiento y la estabilidad de mezclas de etanol son cuestiones especiales debido a la afinidad del etanol por el agua y el riesgo de separación de fases. Además, el etanol tiende a limpiar las impurezas de los tanques de combustible y los conductos de circulación, a riesgo de tapar el filtro de combustible.



El efecto del agua difiere significativamente, dependiendo de si el agua se disuelve en la gasolina o está en una fase separada. Una pequeña cantidad de agua en un combustible homogéneo no tiene ningún efecto adverso. Si se produce la separación de fases, la mezcla etanol y de agua permanece como una capa en la parte inferior del tanque y el índice de octano de la capa de gasolina cae. El motor se detiene si toma la fase de etanol y agua. Además, una mezcla de etanol y agua es corrosiva.

El riesgo de separación de fases depende de la temperatura y de los contenidos de aromáticos y de etanol de la gasolina. A bajas temperaturas, aumenta el riesgo de separación de fases. Cuanto mayor sea el contenido de etanol y aromáticos de la gasolina, mayor será la proporción de agua que puede ser absorbida por el combustible sin separación de fases. La separación de fases puede ocurrir cuando cambian las condiciones críticas. Por ejemplo, si un tanque que contiene una pequeña mezcla de etanol se llena con gasolina, la concentración de etanol en la mezcla cae. En esta situación, la presencia del agua originalmente disuelta en el combustible puede ser suficiente para precipitar la separación de fases. Lo mismo puede suceder si la temperatura ambiente disminuye. El riesgo de separación de fases es sensiblemente menor si se utilizan agentes estabilizadores.

Para evitar la separación de fases, se utiliza etanol anhidro para mezclas de bajo nivel de etanol y gasolina. Toda la cadena del proveedor al dispensador debe estar libre de agua. En la práctica, el etanol anhidro es transportado por camiones cisterna y almacenado en tanques especialmente diseñados. Las mezclas de etanol de bajo nivel se mezclan típicamente en una terminal de producto o dispensador justo antes de su entrega al minorista o al usuario final. Es posible que se necesiten procedimientos de limpieza adicionales para las tuberías y tanques de etanol. En los Países Bajos, el 15% de etanol hidratado (HE15) ha sido estudiado como combustible para los automóviles de gasolina.

Cuando se utiliza gasolina no oxigenada, el agua se acumula en la parte inferior del tanque. Con la gasolina que contiene alcohol, el contenido de alcohol de esta capa de agua aumenta, y poco a poco el tanque “se seca”. El alcohol se añade a veces al combustible para este propósito. Si hay mucha agua en el fondo del tanque, existe el riesgo de que la capa de alcohol/agua sea introducida en el motor.

- *La seguridad*

Con el etanol puro, el vapor en el espacio de aire en el tanque de combustible es inflamable en un amplio rango de temperatura de aproximadamente 12-43°C. Tanto con gasolina, demasiado rica, como con diésel, demasiado pobre, la mezcla no es inflamable en el rango de temperatura ambiente normal. El etanol y los vapores de gasolina son más densos que el aire y tienden a asentarse en zonas bajas. Sin embargo, el riesgo de inflamabilidad con el combustible E10 es cercano al de la gasolina.

En caso de incendios se necesitan espumas resistentes al etanol de alta concentración, mientras que los productos químicos contra incendios tradicionalmente utilizados para la gasolina, son insuficientes.

El etanol puro quema sin humo o llamas visibles, mientras que la llama de etanol en mezclas con gasolina es visible a la luz del día. La alta conductividad eléctrica del combustible en general aumenta la seguridad al disipar la carga estática, por ejemplo, en el repostaje.



Los desnaturalizantes se requieren en el etanol para combustible para hacerlo tóxico. Los desnaturalizantes pueden afectar el funcionamiento del motor y, por lo tanto, solo se deben usar desnaturalizadores aceptados de acuerdo a la legislación y las normas.

- *Emisiones por evaporación*

Las emisiones por evaporación se acumulan por permeabilidad, fugas (líquido y vapor) y ventilación del tanque de combustible.

El etanol puede aumentar la velocidad de permeabilidad a través del sistema de combustible.

El etanol es un compuesto polar poseedor de una molécula más pequeña /que los hidrocarburos típicos y puede pasar las paredes del sistema de combustible. La influencia del etanol sobre la penetración parece ser mayor en bajas concentraciones

Generalmente, las mezclas de bajo nivel de etanol y gasolina tienden a aumentar las emisiones por evaporación. Sin embargo, los resultados de diferentes estudios no son consistentes. Se considera que la variación entre los resultados de las emisiones por evaporación con diferentes automóviles se debe a factores como el diseño, el volumen y la eficiencia del sistema de recuperación de gases con carbón activado o “*canister*” que resulta afectado en presencia del etanol, factor que debe ser experimentalmente considerado.

- *Óxidos de nitrógeno*

Las temperaturas de las llamas para los alcoholes son más bajas que para, por ejemplo, óxidos de nitrógeno los aromáticos, lo que podría conducir a menores emisiones para los combustibles de alcohol que para la gasolina. Recordemos que los NO_x tienen básicamente su origen en la oxidación del nitrógeno atmosférico con el oxígeno del mismo origen, dentro de la cámara de combustión debido a las altas temperaturas reinantes, y cuanto mayor sea dicha temperatura mayor, será la cantidad formada. Reduciendo dichas temperaturas se disminuye su formación.

- *Monóxido de carbono e hidrocarburos*

Las emisiones de CO y HC del sistema de escape se reducen generalmente con el aumento del contenido de etanol. *Estudios han mostrado que, el E10 dio como resultado una reducción del 25-30% en la emisión de CO y una reducción de alrededor del 7% en la emisión de HC en comparación con la gasolina de línea de base.*

Para las unidades con sistemas de circuito cerrado y catalizadores, los beneficios en emisiones de CO y HC con etanol se obtienen, principalmente, en arranque en frío o en aceleraciones severas.



- *Aldehídos y etanol*

La emisión de acetaldehído aumenta sustancialmente cuando los combustibles que contienen etanol se comparan con la gasolina. La emisión de formaldehído aumenta también cuando se usa etanol como componente de mezcla de bajo nivel para la gasolina

En síntesis, la tecnología de los automotores se ha desarrollado drásticamente en los últimos 20 años. En lo referente a combustibles muchos de los estudios con mezclas de etanol de baja concentración se han llevado a cabo con automóviles que no representan la tecnología actual. El nivel de emisiones de los automóviles nuevos tiende a ser bajo y, por lo tanto, el efecto del combustible en las emisiones de escape es pequeño a la temperatura normal. Las diferencias en las emisiones entre los combustibles se observan principalmente en condiciones de arranque en frío, de conducción pesada y bajas temperaturas.

El principal inconveniente, de la adición de etanol de bajo nivel a la gasolina, es un aumento en los compuestos orgánicos volátiles y las emisiones de acetaldehído. El catalizador de escape puede eliminar eficazmente las emisiones de aldehído, pero no funciona correctamente, por ejemplo, durante el arranque en frío. Lo mismo se aplica a las emisiones de etanol.

El etanol tiene, generalmente, un impacto positivo en las emisiones de CO y HC del tubo de escape. Las emisiones de partículas suelen disminuir con gasolina que contiene etanol.

A partir del 2011, la EPA permitió el uso de E15 en modelos 2011 y autos más nuevos de gasolina. Las bombas despachadoras de E15 deben estar identificadas. El manual del usuario del vehículo puede indicar el contenido máximo de etanol recomendado por el fabricante.

Un auto recorrerá entre 3% a un 4% de kilómetros por litro menos si usa E10; y entre 4% a un 5% menos si usa E15 que si usara 100% gasolina.

C) El comportamiento en los motores y cuestiones técnicas

Las tecnologías FFV consisten en motores adaptados para funcionar no solo con gasolina tradicional, sino también con mezclas de gasolina y etanol a un máximo del 85%. El bioetanol con un 85% de mezcla (E85) tiene un comportamiento equivalente al de los carburantes de 105 octanos.

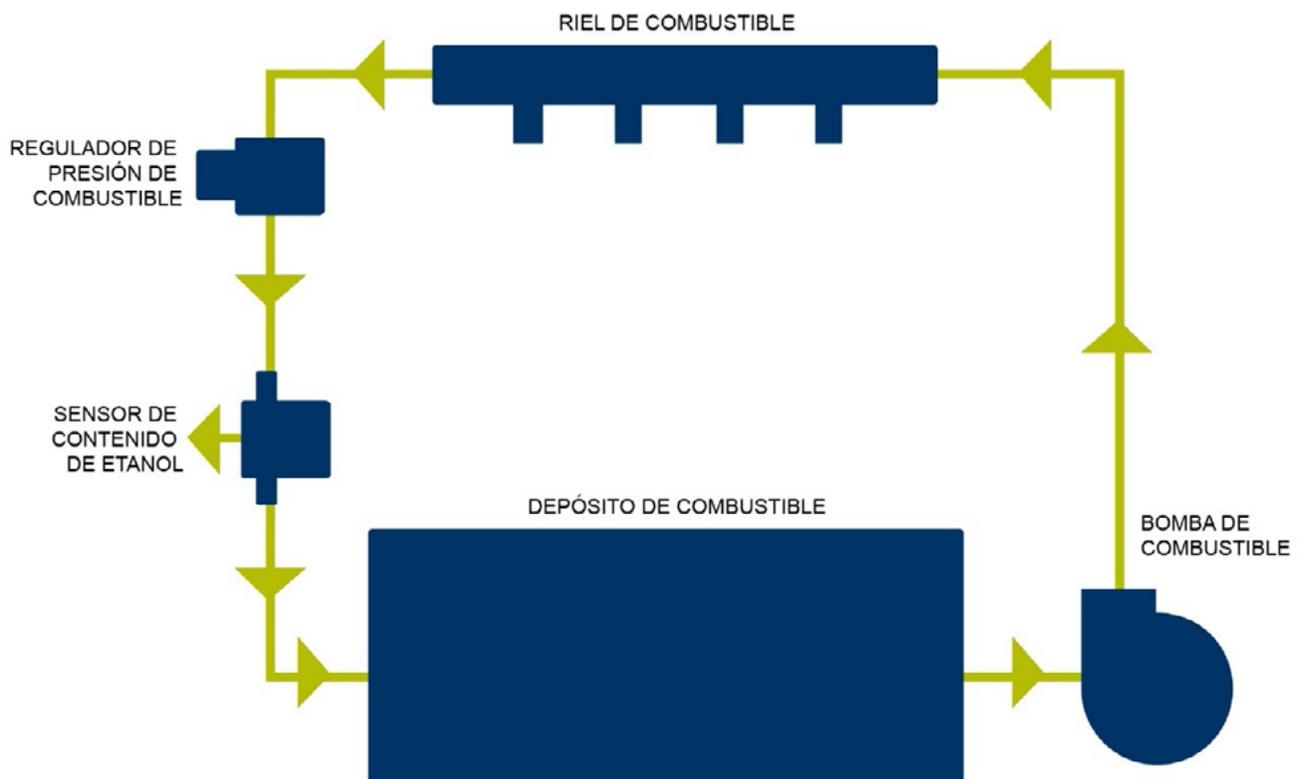
La adaptación consiste en un sensor capaz de establecer el porcentaje de etanol presente en el combustible, y que dicha información, conjuntamente con las señales emitidas por los sensores de escape, informen a la ECU, y para que determine los valores óptimos de avance de encendido y tiempos de inyección para cualquier proporción de gasolina y alcohol entre E10 y E85.



Un sensor de combustible *flex* es un dispositivo que mide el contenido de etanol en el sistema de combustible del automóvil. El sensor se instala entre el regulador de presión de combustible y el depósito de combustible, donde se controla el contenido de etanol del combustible que retorna al tanque.



Esta información se pasa a la ECU, que aplica las correcciones de cantidad de combustible y avance de encendido para obtener el mejor aprovechamiento energético (par de motor) para el contenido de etanol disponible.





E85 (combustible flexible): los vehículos *flex* para E85

El combustible E85 es utilizado en motores de gasolina modificados para aceptar esa alta proporción de etanol. Como mencionamos, existen varios recursos para controlar la inyección del combustible, siendo el más frecuente regularla por medio de un sensor instalado exclusivamente para esa tarea, que establece la cantidad de etanol presente en el combustible, y que trabajando conjuntamente con los sensores de gases de escape, permiten el control de las emisiones de escape y el ajuste, tanto del volumen de inyección como del avance de encendido según la mezcla presente en el tanque de gasolina y estado de carga del motor.

El vehículo flexible E85 fue desarrollado para operar con cualquier combinación de gasolina sin plomo y etanol, entre 0 y 85% de etanol por volumen. El E85 es vendido ya mezclado en esa proporción.

La industria estadounidense estableció el máximo de 85% de etanol en la mezcla de combustible con el propósito de disminuir las emisiones contaminantes del etanol a bajas temperaturas y para evitar problemas en el arranque del motor a temperaturas inferiores a 11°C.

En regiones de clima frío, donde se alcanzan temperaturas inferiores a 0°C se utiliza una mezcla de invierno, vendida como E85, pero con el contenido de alcohol reducido a 70% (E70).

Los vehículos de combustible flexible, llamados “*flexifuel*” en Europa, son vendidos en 18 países, incluyendo Alemania, Austria, Bélgica, Dinamarca, España, Francia, Hungría Irlanda, Italia, Holanda, Noruega, Polonia, Reino Unido, República Checa, Suecia, y Suiza. Existe una gran experiencia en el mundo con las mezclas E85 que merece ser analizada en vistas a una adopción en nuestro país, sobre todo pensando en la racionalización de surtidores en las estaciones de abastecimiento.

El E85 también llamado combustible flexible, es una mezcla de etanol y gasolina que contiene del 51% al 85% de etanol, dependiendo de la zona geográfica y época del año. El E85 puede usarse en los FFV, diseñados para operar con gasolina, E85 o cualquier mezcla de ambos. Durante el verano, las mezclas tienden a tener más etanol; mientras que en el invierno tienen menos, para facilitar las condiciones de arranque.

Debido a que el contenido energético del etanol es menor, los FFV que funciona con E85 rinden aproximadamente de 15 a 27% menos km/l que con gasolina regular, dependiendo del contenido de etanol.

El costo del E85 comparado con la gasolina o E10 puede variar debido al lugar de expendio y fluctuación de los precios en el mercado. El E85 es típicamente más barato por litro que la gasolina, pero ligeramente más caro por kilómetro. Cuando se usa el E85, los conductores no notan ninguna pérdida en la performance. De hecho, algunos tienen mejor desempeño –más torque y caballos de fuerza– cuando usan E85 que con gasolina regular. Ello implica tener tanques, surtidores y transporte dedicados específicamente a este combustible. En la siguiente tabla se presentan las ventajas y desventajas del E85.



TABLA 16. Ventajas y desventajas del E85

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none">• Reduce el uso de nafta y/o petróleo importado, porque se produce en el país.• Reduce las emisiones que contaminan el aire.• Reduce las vibraciones del motor.• Inversión adicional mínima.	<ul style="list-style-type: none">• Solo puede ser usado en vehículos de combustible flexible (FFV)¹³⁶• Menos contenido energético que brinda menos kilómetros por litro.• Expendedores y tanques de almacenamiento dedicados.

Entre las ventajas del E85 se encuentra su “mejor comportamiento en frío”, respecto del etanol puro, por lo que es un combustible habitual en el norte de Europa. Además, tiene un mayor octanaje, lo que permite que el automóvil pueda tener algo más de prestaciones si se optimiza la relación de compresión de los motores. Entre los factores desfavorables, mencionaremos que el E85 tiene cerca de un 39% menos de poder calorífico y, a pesar de que las emisiones de CO₂ descienden, el consumo aumenta. Solo se puede usar en FFV.

En cuanto a la ventaja del E85 dada por su mayor octanaje, caben realizar las siguientes aclaraciones, definiendo algunos conceptos vinculados a las características de los motores de combustión interna. Un motor de combustión interna es una máquina térmica alimentada por algún combustible que, combinado con el aire atmosférico es capaz de utilizar la energía liberada durante la combustión, aprovechando básicamente las propiedades que tienen los gases de dilatarse en presencia de un aporte de calor.

Un motor alternativo de combustión interna, sea diésel o de gasolina, genera una mezcla aire/combustible adecuada, que inflamada en el momento correcto produce una masa de gases calientes capaces de presionar sobre la única parte móvil que encuentra, el pistón, transformando la energía térmica de los gases en energía mecánica.

En realidad, de la energía química contenida en el combustible se pasa a energía calórica, que afecta a la masa gaseosa interior del cilindro, incrementando su presión, y transformándola en energía mecánica. Sobre la base de esta explicación simplificada al extremo, podemos deducir la protagónica importancia que tiene el combustible y su combustión. Simplificando, se podría decir que los protagonistas del motor son la mezcla aire/combustible y, el recinto donde se produce, la combustión, y afirmar que todos los demás elementos del motor constituyen el acompañamiento mecánico al proceso de combustión.

En este caso particular, el análisis se refiere a los motores de encendido por chispa, analizando el comportamiento de las gasolinas (naftas) y del alcohol etílico.

¹³⁶ Fabricados a tal fin o convertidos a través de kits de conversión.



Existe un valor típico en las especificaciones de los motores de pistón conocido como relación de compresión (RC), valor que mide cuántas veces es comprimida la mezcla dentro de los cilindros. La termodinámica nos indica que, cuánto más alto es el valor de RC, mayor será la eficiencia térmica del motor. A través de los años y a los fines de mejorar la eficiencia y las emisiones, los motores han ido incrementando el valor RC en la medida que la mecánica y los combustibles lo permitían. No obstante, no se puede incrementar esa RC tanto como nos interesaría hacerlo, debido a que las gasolinas tienen tendencia a auto inflamarse a partir de ciertas RC, debido a las presiones y temperaturas resultantes. Es por ello que, en la búsqueda de la eficiencia, los fabricantes tienden a aumentar las RC, lo cual necesariamente obliga a mejorar los combustibles. No obstante, existen límites para las gasolinas resultantes de costos y de la química de los hidrocarburos en sí. En ese sentido, las mezclas con etanol tienen ventajas, dado que el etanol es un combustible con excelentes características para evitar la autoinflamación de las mezclas o “detonación”.

En los motores de encendido por chispa existe, además, un muy importante factor a ser considerado denominado detonación, conocido en la jerga popular local como “pistoneo”. La detonación es un fenómeno que se hace presente cuando el combustible en uso permite que, bajo determinadas condiciones de presión y temperatura, la mezcla se auto inflame en algún/ os lugar/es de la cámara de combustión, provocando que la combustión de la mezcla en esos lugares incremente su velocidad decenas de veces. Ese aumento tan brusco de velocidad genera picos de presión que no pueden ser transformados en energía mecánica, y como la energía no se crea ni se destruye, solo se transforma, se generan altas temperaturas puntuales e impactos entre componentes que terminan dañando o rompiendo pistones, aros, cojinetes y juntas.

La mayor o menor sensibilidad de un combustible para auto inflamarse (detonar) se define como el octanaje de un combustible, más específicamente se los define por dos valores característicos: los N° octánicos RON y MON, o en algunos países conocido como AKI (*Anti Knock Index*) el $AKI=(RON +MON)/2$.

El octanaje o número de octano es una medida de la calidad y capacidad antidetonante de las gasolinas, para evitar combustiones fuera de tiempo, atribuibles al combustible en las máquinas de combustión interna, de tal manera que se libere o se produzca la máxima cantidad de energía útil en tiempos compatibles con la máquina para su aprovechamiento.

Para determinar la calidad antidetonante de una gasolina, se efectúan ensayos de prueba en un motor especialmente desarrollado a tal fin conocido como CFR, mono cilíndrico, de dos válvulas y de relación de compresión variable, de donde se obtienen dos parámetros diferentes:

- El *research octane number* (número de octano de investigación) que se representa como RON (por sus siglas en inglés) o simplemente R y que se determina a una velocidad de 600 revoluciones por minuto (rpm) y a una temperatura de entrada de aire de 125°F (51.7°C).
- El *motor octane number* (número de octano del motor) que se representa como MON (por sus siglas en inglés) o simplemente M y que se determina a una velocidad de 900 revoluciones por minuto (rpm) y a una temperatura de entrada de aire de 300°F (149°C).



Para propósitos de comercialización y distribución de las gasolinas, en numerosos Países los productores determinan el octanaje comercial, como el promedio de los números de octano de investigación (RON) y el octano del motor (MON), conocido también como número AKI (*Anti Knock Index*) o número octano comercial de la siguiente forma:

$$\text{Número de octano comercial} = \frac{\text{RON} + \text{MON}}{2} = \frac{\text{R} + \text{M}}{2} = \text{AKI}$$

En Argentina, pese a insistentes reclamos respecto de la incorporación del número AKI como octanaje de referencia para las gasolinas, no se ha logrado su aceptación, y el número de referencia para los usuarios sigue siendo exclusivamente el RON; número que si bien es indicativo de la calidad de la gasolina, no refleja totalmente la realidad de la misma en su comportamiento sobre el motor, cosa que sí expresa el AKI.

De hecho, al ser más exigentes las condiciones de ensayo del MON respecto de la del RON, el número MON suele estar en el orden de los doce puntos inferiores al RON para naftas de buena calidad. En realidad, es más representativo el número MON del comportamiento sobre el motor en condiciones exigidas, que el RON, y puede ocurrir que acorde con la calidad del petróleo de base usado, del proceso de destilación y de la aditivación usada, que el RON y el MON difieran más de doce puntos, siendo razonablemente normal encontrar en nuestro mercado naftas que difieren en 14 puntos o más. Pero como en surtidores y publicidades solo se menciona y difunde el número RON, el usuario no tiene forma de darse cuenta de que puede estar comprando una gasolina de calidad inferior; cosa de la que posiblemente se percatará en la suavidad de comportamiento de su unidad, en la potencia y reacción en el momento de acelerar y en el consumo de combustible, sin que llegue en ningún momento escuchar que su motor detona.

El usuario puede no percibir la detonación debido a que las unidades con comando electrónico tienen, habitualmente, sensores de detonación, que cuando detectan el comienzo de la detonación (detonación conocida como *borderline*) inmediatamente toma acciones para evitar daños, principalmente atrasando el encendido respecto del óptimo, con consecuencias adversas en la performance, el consumo de combustible y las emisiones de escape. Esto explica por qué muchos usuarios perciben diferencias de comportamiento en diferentes marcas de combustibles, incluyendo algunas de primera línea.

Al valor de diferencia entre el RON y el MON normalmente se lo denomina como "sensibilidad". Como generalidad, podemos expresar que entre dos naftas que posean el mismo RON, la que posea menor valor de sensibilidad será la que tenga mejor comportamiento sobre el motor.

La calidad antidetonante de una gasolina se mide usando una escala arbitraria que llamamos número de octano. En esta escala, se dio al hidrocarburo iso-octano (que es muy poco detonante) un índice de octano de 100 y al n-heptano (que es muy detonante) un índice de octano de cero.



La prueba de determinación del octanaje de una gasolina se efectúa en un motor especial de un solo cilindro (CFR), haciéndolo funcionar con la nafta en prueba a un número de RPM, con una determinada carga y a determinada temperatura; aumentando, progresivamente, la compresión hasta que se inicie la detonación, medida mediante un sensor. Posteriormente, y manteniendo la compresión establecida para la detonación, se hace funcionar el motor con una mezcla de iso-octano inicial del 100% y una cantidad variable de n-heptano, que se incrementara hasta que nuevamente comience a detonar. El porcentaje de iso-octano resultante representará el índice de octano u octanaje de la gasolina para la cual se procedió a la prueba y que tiene, por lo tanto, el mismo funcionamiento antidetonante de la mezcla de hidrocarburos.

Así, por ejemplo, si una gasolina presenta propiedades antidetonantes similares a una mezcla de 95% de iso-octano y 5% de n-heptano, se dice que tiene un número de octano de 95.

Tal como se explicó previamente, las mediciones entre el RON y el MON difieren en el número de RPM, la carga, y las temperaturas de ensayo.

Los principales problemas del bajo octanaje son la generación de detonaciones o explosiones descontroladas en las cámaras de combustión con las cargas mecánicas y térmicas consecuentes, aparejado esto con un mal funcionamiento y bajo rendimiento del motor, sumado a una elevada emisión de contaminantes.

Con el objetivo de mejorar el octanaje de las gasolinas, se han desarrollado (a nivel mundial), varias tecnologías relacionadas entre sí para elevar el octanaje de las gasolinas, destacando las siguientes:

- Aplicación de nuevas tecnologías de refinación, de reformado catalítico, isomerización y otros procesos, que permiten obtener gasolinas con elevados números de octanol minimizando los aditivos.
- Se han desarrollado nuevos aditivos oxigenados denominados “ecológicos”, hoy también muy cuestionados, en sustitución al tetraetilo de plomo (eliminado actualmente a nivel mundial), tales como el *metil-ter-butil-eter* (MTBE), el *ter-amil-metil-eter* (TAME) y el *etil-ter-butil-eter* (ETBE), entre otros.

Estos aditivos oxigenados se incorporan a las gasolinas para elevar su número de octano, proporcionando, a la vez, una mayor oxigenación, lo que incide directamente en una combustión más completa y en un mejor funcionamiento de los motores.

De estos aditivos oxigenados, los que han tenido un mayor uso a nivel mundial han sido el MTBE y el TAME, debido a su alto valor de octano en la mezcla con gasolina, a su baja presión de vapor y, sobre todo, a su alta disponibilidad, al producirse en plantas integradas a las refinerías, donde son aprovechadas las materias primas de refinación requeridas para su elaboración (metanol, butanos, butilenos, isobutilenos e isoamilenos), con las ventajas económicas que ello representa.



En los diferentes países del mundo se elaboran varias clases de gasolinas, dependiendo del nivel de tecnología utilizadas en sus refinerías, de la disponibilidad de recursos económicos destinados a la investigación y desarrollo tecnológico en materia de refinación y petroquímica, y de la inversión ejercida en la modernización de sus instalaciones, vinculados estos factores directa y estrechamente con la evolución de su industria automotriz.

En Argentina, en el que solo se considera el número RON, tenemos como clasificación de gasolinas las naftas Grado 2, conocidas comúnmente como Naftas Súper, de 95 RON, y las de Grado 3 conocidas como Naftas Premium, de 98 RON, de las que ya hemos mencionado que el usuario no tiene manera de conocer el número MON.

Por ejemplo, una nafta con 98 RON y 86 MON, que se encuadraría como un buen producto, su número AKI es de $(98+86)/2 = 92$, número que corresponde a una gasolina premium en Estados Unidos o en cualquier país desarrollado. Haciendo el mismo cálculo para una nafta con 95 RON y 83 MON a la que le correspondería un número de AKI $(95+83)/2 = 89$, nuevamente coincide con el de una gasolina “midgrade” internacional.

Así, por ejemplo, en Estados Unidos se elaboran gasolinas sin plomo clasificadas como Regular, Midgrade y Premium en cada categoría, cuyos números de octano son:

Regular	Midgrade	Premium
87	89	92

Si alguna marca tuviese un RON de 98 y un MON de 84 el número AKI correspondiente sería 91, que consecuentemente, no podría ser comercializada como Premium, y ese mismo criterio puede ser aplicado a las gasolinas Grado 2.

Tal como se mencionó previamente, los compuestos oxigenados ampliamente utilizados son éteres (principalmente MTBE y ETBE, que son introducidos en la formulación de las naftas como elevador del número octano en una proporción del 11 al 15% en masa, a partir de 1979.

En el caso del MTBE, por las características contaminantes que presenta su uso, se está restringiendo en el mundo y seguramente será prohibido en los próximos años, para ser reemplazado obligatoriamente por otro tipo de compuestos oxigenados, como el etanol.

La tendencia actual es utilizar etanol absoluto como sucedáneo del antidetonante MTBE en concentraciones de hasta 10% en volumen, tal como recomienda la Agencia de Protección Medioambiental de Estados Unidos (EPA).



Los números de octano de los alcoholes de baja masa molecular son altos, al punto que permiten su aplicación como mejoradores de octano. Los alcoholes tienden a aumentar el índice de octano RON más que el índice de octano MON.

El RON del etanol es aproximadamente 120-135 y el MON 100-106, lo cual nos daría un sobresaliente AKI medio de 115. La sensibilidad (RON-MON) es típicamente 10-12 unidades para la gasolina, pero 14 unidades para el etanol. El alto índice de octanaje del etanol puede permitir aumentos en la eficiencia térmica y performance de los motores al incrementar su relación de compresión, aprovechando sus características refrigerantes derivadas de su calor latente de vaporización, que entre otras bondades contribuye al rendimiento volumétrico. Existen numerosas categorías de automovilismo deportivo mundial que usan el etanol puro como combustible.

Box: las celdas de combustibles y el etanol. Pila de combustible o pila de hidrógeno

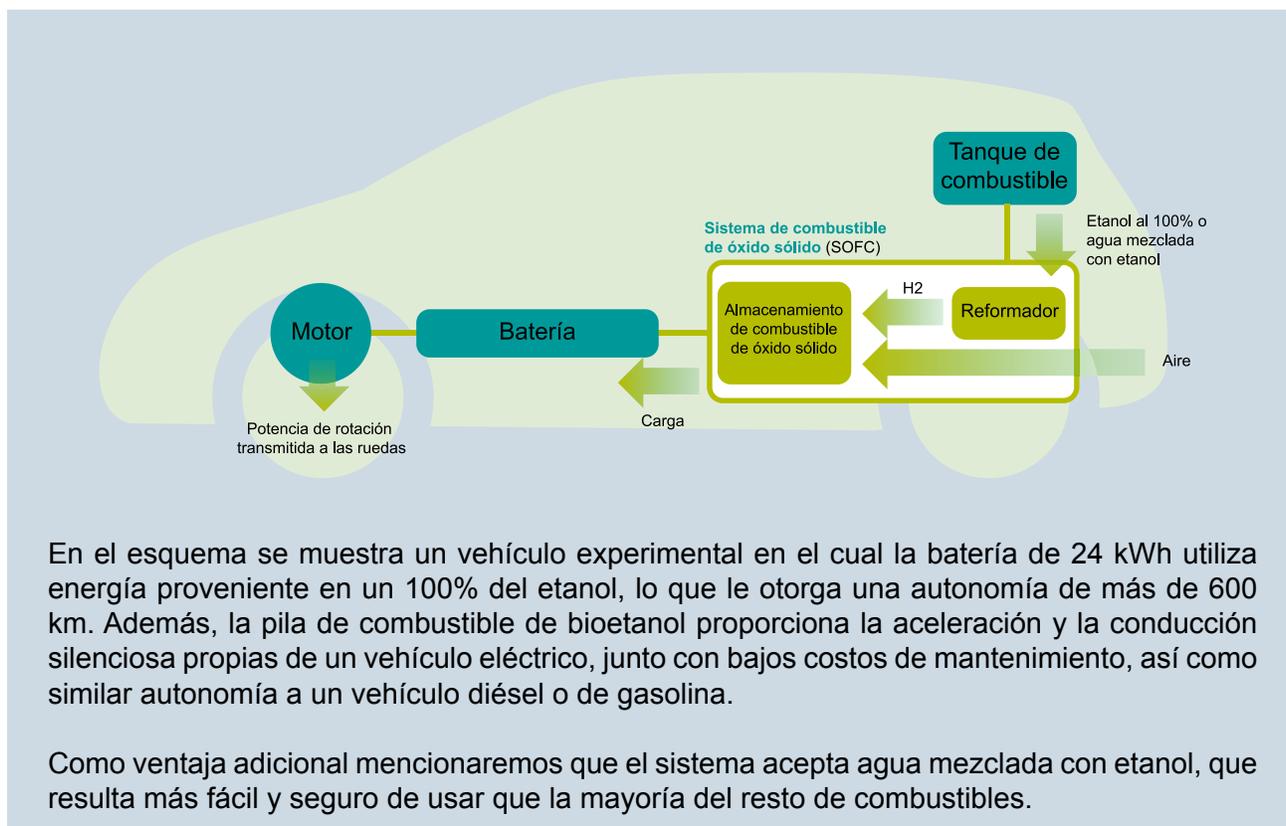
La tecnología de pila de combustible es simple. La propulsión del automóvil se consigue a partir de un motor eléctrico, alimentado por unas baterías de litio que se cargan con la energía eléctrica generada en la pila de hidrógeno.

El sistema de alimentación de hidrógeno para transporte vehicular o para estaciones fijas requiere de hidrógeno líquido o almacenado a muy alta presión, para disponer de masa combustible energéticamente suficiente. En condiciones normales de presión y temperatura, el hidrógeno es el gas con menor peso molecular de la naturaleza, pero con la ventaja de ser el que mayores cantidades de energía por unidad de masa libera en una combustión. La forma más común de almacenarlo es en cilindros a muy alta presión (700 bar). Este hidrógeno se inyecta en la pila de combustible, donde se mezcla con el oxígeno del aire, y se genera una reacción química. El producto de esta reacción es, por un lado, energía eléctrica (que se almacena en la batería), y por otro, agua pura, que se desecha por el tubo de escape.

Las grandes ventajas de este sistema son la nula contaminación, el elevado rendimiento energético de la celda (más del doble del correspondiente a un motor alternativo de combustión interna), una autonomía similar a la de cualquier vehículo actual, y todas las ventajas de una motorización eléctrica. Las desventajas son el repostaje relativamente lento y exclusivo del hidrógeno, que aún no está tan extendido como para pensar en un mercado a escala global, y su almacenamiento a muy elevadas presiones.

Dados los inconvenientes reales para la obtención y abastecimiento de hidrógeno, Nissan desarrolló una alternativa consistente en una celda de hidrógeno alimentada con etanol o gas natural, conocida como SOFC por sus siglas en inglés (pila de combustible de óxido sólido), dotada con una etapa intermedia catalítica destinada a separar el hidrógeno contenido en el etanol almacenado en el vehículo, como combustible.

Tal como muestra el esquema siguiente, la base del sistema de Nissan es generar electricidad a través de un dispositivo SOFC usando bioetanol. En síntesis, se utiliza hidrógeno transformado a partir del combustible (etanol o gas natural) mediante un reformador y oxígeno atmosférico, tras lo cual se produce una reacción electroquímica que produce electricidad para propulsar el vehículo.



En la presente sección se analizaron los aspectos técnicos y aplicaciones del biodiésel y sus mezclas con naftas al transporte, tanto público y de carga como a flotas de automóviles, así como aquellos relacionados con el bioetanol en lo referido a sus aplicaciones automotrices.

De manera estilizada se puede sintetizar lo expuesto de la manera siguiente:

- El biodiésel es el único combustible alternativo que puede utilizarse en un motor diésel sin inconvenientes, ni requerir modificaciones complejas. En el mundo existen numerosas flotas de transporte público que usan biodiésel en sus distintas mezclas y puro.
- Las bajas emisiones que genera el biodiésel lo convierten en el combustible ideal para maquinaria agrícola, parques nacionales y, sobre todo, grandes áreas urbanas.
- El etanol es un biocombustible que constituye una alternativa sustentable. Es compatible con la gasolina en mezclas de hasta el 17% sin tener que introducir cambios en las actuales calibraciones y componentes. Permite la posibilidad de adoptar el sistema E85 o FFV o el sistema Flex de Brasil, que acepta hasta el 100% de alcohol hidratado. En relación con su capacidad de adaptación, los tiempos de adopción y pensando en términos de una estrategia global, surge como la opción más conveniente la adopción futura de un sistema de E85.



- Finalmente, y ya pensando en las tecnologías que se avizoran para el futuro, cabe mencionar la posibilidad de un sistema de alimentación de hidrógeno para transporte vehicular o para estaciones fijas. Ello requiere de hidrógeno líquido o almacenado a muy alta presión, para disponer de masa combustible energéticamente suficiente. Este sistema es de nula contaminación y se caracteriza por el elevado rendimiento energético de la celda (más del doble del correspondiente a un motor alternativo de combustión interna); una autonomía similar a la de cualquier vehículo actual, y las ventajas de una motorización eléctrica. Su desarrollo es aún incipiente, y plantea desafíos en diversos planos.

4.4 Aspectos logísticos: distribución mayorista y minorista

En esta subsección se analizan los aspectos logísticos vinculados a los mercados del bioetanol de maíz y de biodiésel, en particular para la provincia de Córdoba.

Como ya fuera mencionado en capítulos previos la Ley N°27 640, publicada en el Boletín Oficial el 4 de agosto de 2021, aprobó el nuevo Marco Regulatorio de Biocombustibles, el cual comprende todas las actividades de elaboración, almacenaje, comercialización y mezcla de biocombustibles, con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2030.

Entre los puntos centrales del nuevo marco regulatorio, se destacan las mezclas obligatorias ya descriptas y las oportunidades de desarrollo de mezclas alternativas

Asimismo, se describe la cantidad de EESS que comercializan gasoil y naftas en la provincia de Córdoba discriminadas por bandera y departamento de la provincia de Córdoba.

Por otra parte, se analiza la logística de suministro de combustibles desde las refinerías hasta las EESS, incluyendo las plantas de almacenamiento intermedias, en las que se almacena el producto, se realiza la mezcla obligatoria con biocombustibles y, finalmente, se despacha el combustible formulado por camión hasta las 528 EESS operativas ubicadas en la provincia que comercializan naftas y gasoil.

Por último, se presenta un análisis de precios de biocombustibles y precios en surtidor en la provincia de Córdoba en octubre de 2021, con el objetivo de evaluar la competitividad de los productos E100 y B100 vs. los productos E12 y B5, considerando precios reales en surtidor y precios paridad de importación.

Estaciones de servicio (EES) en la provincia de Córdoba

En las EES de la provincia de Córdoba se expenden, anualmente, 770 000 m³ de naftas (gasolinas) y 920 000 m³ de gasoil (diésel) si consideramos como referencia el 2019, previo a la pandemia del COVID-19.

Adicionalmente, se estima que la provincia tiene una demanda en el orden de los 550 000 m³ de gasoil que se comercializan por fuera del canal EES, contando la provincia con 230 instalaciones habilitadas para la compra directa de producto para el consumo propio y una red de aproximadamente 90 agroservicios que abastecen, principalmente, al sector agropecuario.

TABLA 17. Ventas de naftas y gasoil en la provincia de Córdoba (m³/año)

Ventas de naftas y gasoil en la provincia de Córdoba (m³/año)				
	Mercados y productos	2017	2018	2019
Ventas al público Estaciones de servicio	Nafta Grado 2 (Súper)	532 869	558 875	575 558
	Nafta Grado 3 (Ultra)	234 285	220 133	193 625
	Total de naftas	767 154	779 007	769 183
	Gasoil Grado 2 (Común)	631 886	586 280	669 702
	Gasoil Grado 3 (Ultra)	234 722	255 372	253 295
	Total Gasoil EESS	866 608	841 652	922 997
	Otros mercados	Gasoil Grado 2 (Común)	549 321	517 310
Gasoil Grado 3 (Ultra)		29 511	53 014	48 941
Total Gasoil otros		578 832	570 324	549 607

Fuente: elaboración propia en base a SEN www.argentina.gob.ar/economia/energia

La empresa YPF S.A., con una red de 203 EESS en la provincia de Córdoba, lidera ampliamente el mercado de comercialización de combustibles en la mencionada provincia, concentrando el 38% de las bocas de expendio.

Las estaciones de bandera GULF (Delta Patagonia S.A.) y DAPSA (Destilería Argentina de Petróleo S.A.) en su conjunto suman 25 EESS, con la particularidad de que ambas empresas no disponen de refinerías en el país, y se abastecen exclusivamente de producto suministrado por YPF.

Siguiendo a YPF, se destacan las redes comerciales de RAIZEN S.A, licenciataria de la marca SHELL en Argentina, con 80 EESS en la provincia de Córdoba; y *Pan American Energy*, que dispone de 77 EESS en la provincia de Córdoba, operando bajo la marca comercial AXION.

La bandera PUMA, (Trafigura Argentina S.A.), tiene presencia en 31 EESS de la provincia bajo estudio.

Por último, existen 120 EESS, comúnmente denominadas “blancas”, que no poseen convenios de exclusividad con empresas refinadoras-comercializadoras, y son abastecidas por comercializadores mayoristas mediante compras *spot*.

TABLA 18. Cantidad de estaciones de servicio (EES) en la provincia de Córdoba por departamento y bandera

Cantidad de EESS en la provincia de Córdoba por departamento y bandera								
EES POR DEPARTAMENTO/BANDERA	AXION	BLANCA	DAPSA	GULF	PUMA	SHELL	YPF	TOTAL
CALAMUCHITA	0	2	2	0	1	0	2	7
CAPITAL	32	24	0	2	10	34	48	150
COLON	2	6	1	0	0	5	7	21
CRUZ DEL EJE	0	0	0	2	1	0	5	8
GENERAL ROCA	1	5	0	0	0	0	5	11
GENERAL SAN MARTIN	2	7	2	2	3	5	8	29
ISCHILIN	0	0	1	0	0	1	2	4
JUAREZ CELMAN	1	4	1	0	3	0	5	14
MARCOS JUAREZ	2	12	0	2	1	0	19	36
PRESIDENTE ROQUE SAENZ PEÑA	1	3	1	1	0	1	4	11
PUNILLA	7	6	0	1	0	2	7	23
RIO CUARTO	8	11	1	0	6	6	19	51
RIO PRIMERO	0	3	0	0	0	2	8	13
RIO SEGUNDO	5	7	0	1	0	5	8	26
SAN ALBERTO	0	0	0	0	0	1	4	5
SAN JAVIER	0	1	1	0	2	0	2	6
SAN JUSTO	12	15	2	0	1	7	13	50
SANTA MARIA	1	0	0	0	0	5	9	15
TERCERO ARRIBA	2	3	1	1	0	4	12	23
TOTAL	0	0	0	0	0	0	4	4
TULUMBA	0	0	0	0	0	0	1	1
UNION	1	3	0	0	3	2	11	20
TOTAL PROVINCIA	77	112	13	12	31	80	203	528

ILUSTRACIÓN 33. Cantidad de estaciones de servicio (EES) en la provincia de Córdoba por bandera

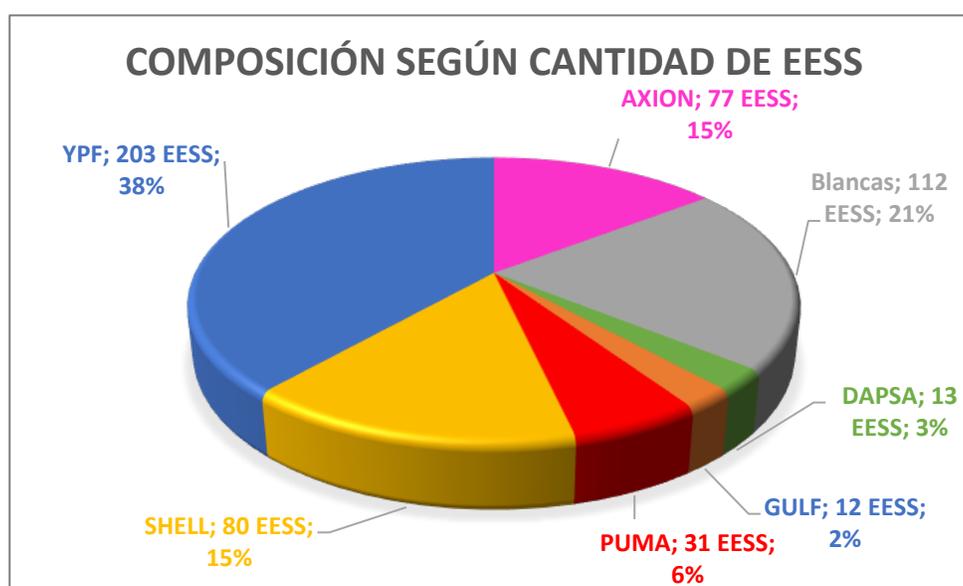
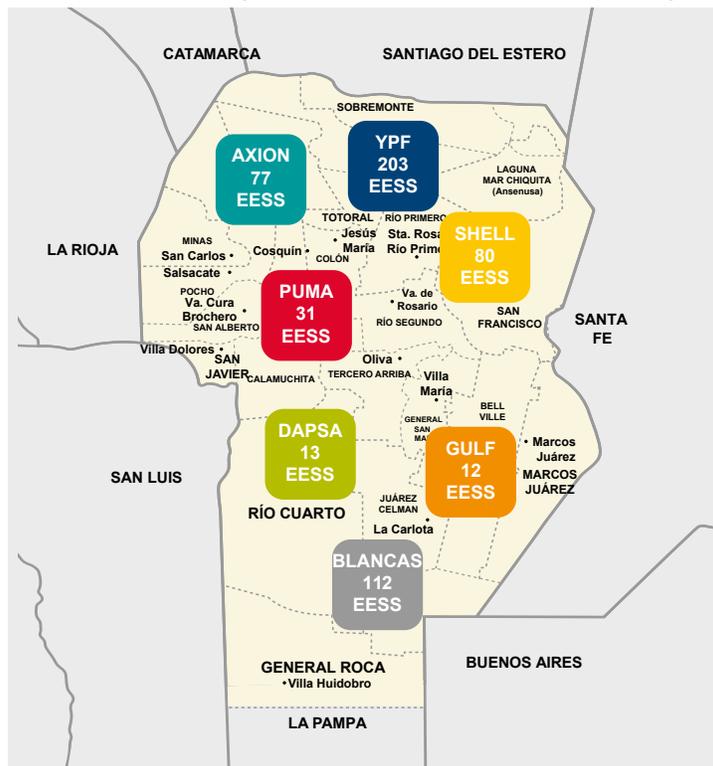




ILUSTRACIÓN 34. Cantidad de tanques en estaciones de servicio en la provincia de Córdoba

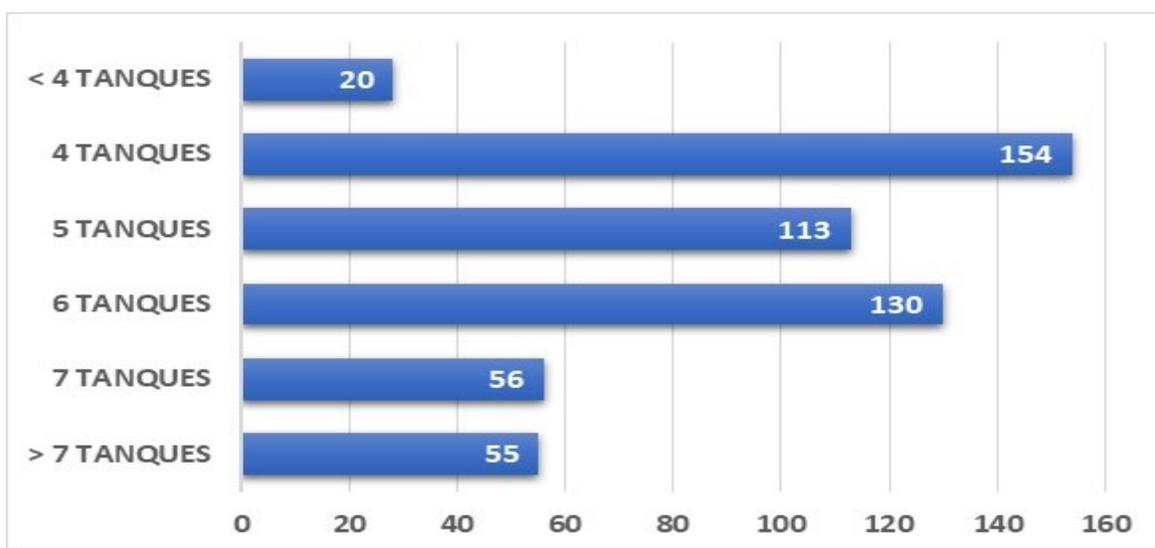




CANTIDAD DE EESS SEGÚN CANTIDAD DE TANQUES EN LA PROVINCIA DE CÓRDOBA								
EES POR DEPARTAMENTO Y CANTIDAD DE TANQUES	3 TANQUES O MENOS	4 TANQUES	6 TANQUES	7 TANQUES	8 TANQUES	9 TANQUES	10 TANQUES	TOTAL EESS
CALAMUCHITA	0	3	1	2	1	0	0	7
CAPITAL	5	56	34	32	12	7	4	150
COLON	1	9	5	4	0	2	0	21
CRUZ DEL ESTE	0	5	0	0	2	1	0	8
GENERAL ROCA	0	4	1	5	1	0	0	11
GENERAL SAN MARTIN	1	6	12	4	0	3	3	29
ISCHILIN	0	0	1	1	0	0	2	4
JUAREZ CELMAN	0	4	4	0	2	3	1	14
MARCOS JUAREZ	0	11	11	11	3	0	0	36
PRESIDENTE ROQUE SAENZ PEÑA	1	2	2	2	2	1	1	11
PUNILLA	0	10	4	3	2	2	2	23
RÍO CUARTO	2	13	3	13	12	3	5	51
RÍO PRIMERO	1	2	1	7	1	0	1	13
RÍO SEGUNDO	2	5	8	3	5	3	0	26
SAN ALBERTO	0	2	0	1	2	0	0	5
SAN JAVIER	0	3	1	0	1	0	1	6
SAN JUSTO	3	6	9	23	5	3	1	50
SANTA MARIA	1	3	0	7	1	1	2	15
TERCERO ARRIBA	2	4	8	6	0	2	1	23
TOTAL	0	0	2	2	0	0	0	4
TULUMBA	0	0	1	0	0	0	0	1
UNION	1	6	5	4	4	0	0	20
TOTAL PROVINCIA	20	154	113	130	56	31	24	528

Fuente: elaboración propia en base a SEN <https://www.argentina.gov.ar/economia/energia>

Ilustración 35. Cantidad de estaciones de servicio (EES) según cantidad de tanques en la provincia de Córdoba



El 67% de las EES de la provincia de Córdoba dispone de cinco o más tanques de almacenamiento, el 29% de las EES tiene cuatro tanques, y solamente el 4%, tiene menos de cuatro tanques. Teniendo en cuenta la cantidad de tanques actualmente disponibles en las EES, el 67% de las bocas de expendio estarían en condiciones de almacenar y despachar cinco productos, mientras que el 46% podría despachar seis productos (dos grados de nafta, dos de gasoil y dos alternativas de biocombustibles –bioetanol y biodiésel–).

En las siguientes tablas se exponen los volúmenes de naftas y gasoil comercializados en los distintos departamentos de la provincia de Córdoba.

Como se observa, YPF detenta el 52% de la comercialización de combustibles líquidos (naftas+gasoil) en EES de la provincia de Córdoba. La red de 203 EES de YPF en la provincia de Córdoba es abastecida mediante camiones cisterna que retiran el producto en las terminales de almacenamiento y despacho ubicadas en Montecristo (Córdoba) y Villa Mercedes (San Luis). Las mencionadas plantas están conectadas, mediante poliductos, con la refinería de YPF ubicada en Luján de Cuyo (Mendoza).

Las empresas GULF y DAPSA no disponen de refinerías en el país y sus redes de EES, que suman el 3% del volumen comercializado en EES, son provistas desde las terminales de YPF señaladas anteriormente.

Las 80 EES con bandera *SHELL* despachan el 19% de los combustibles líquidos vendidos en EES en el mercado bajo estudio, y abastecen ese mercado por medio de camiones cisterna que reciben el producto, principalmente, en la terminal de Arroyo Seco (Santa Fe); la cual es abastecida por buque desde la Refinería *Dock Sud* (Buenos Aires).

TABLA 19. Ventas estimadas en estaciones de servicios (EESS) por departamento y bandera (miles m³/año)

VENTAS ESTIMADAS PCIA CÓRDOBA EN EESS POR DEPARTAMENTO Y BANDERA (Miles m3/AÑO)																
DEPARTAMENTO	NAFTAS								GASOIL							
	AXION	BLANCAS	DAPSA	GULF	PUMA	SHELL	YPF	Total Naftas	AXION	BLANCAS	DAPSA	GULF	PUMA	SHELL	YPF	Total Gasoil
CALAMUCHITA	0,0	0,8	2,9	0,0	2,0	0,0	6,8	13	0,0	0,6	3,7	0,0	1,4	0,0	3,5	9
CAPITAL	48,9	9,9	0,0	0,9	9,5	87,9	141,1	298	34,4	13,7	0,0	0,4	3,7	52,5	93,0	198
COLÓN	5,2	2,8	1,7	0,0	0,0	15,0	15,2	40	6,0	4,0	0,2	0,0	0,0	8,9	12,3	31
CRUZ DEL EJE	0,0	0,0	0,0	1,9	0,8	0,0	6,9	10	0,0	0,0	0,0	1,6	2,6	0,0	10,7	15
GENERAL ROCA	0,9	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	4,2	6	9,0	7,9	0,0	0,0	0,0	0,0	18,5	35
GENERAL SAN MARTÍN	2,5	2,3	2,1	1,2	2,4	8,8	17,3	37	5,9	6,9	2,4	2,3	5,7	9,9	21,4	55
ISCHILIN	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	2,0	4,2	7	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	1,7	7,1	9
JUÁREZ CELMAN	0,6	2,1	0,6	0,0	3,0	0,0	8,8	15	1,5	4,2	1,5	0,0	2,8	0,0	14,4	24
MARCOS JUÁREZ	2,1	2,5	0,0	0,6	0,2	0,0	27,3	33	3,3	8,7	0,0	2,7	0,5	0,0	43,9	59
PTE. ROQUE SAENZ PEÑA	0,7	0,1	1,1	0,3	0,0	0,6	6,2	9	1,6	4,4	1,8	2,1	0,0	0,9	9,6	20
PUNILLA	9,7	2,2	0,0	0,4	0,0	4,3	18,9	36	6,1	4,6	0,0	0,3	0,0	2,3	8,3	22
RÍO CUARTO	12,3	4,8	1,1	0,0	4,2	8,0	35,9	66	19,5	8,7	1,0	0,0	14,0	21,9	44,7	110
RÍO PRIMERO	0,0	1,8	0,0	0,0	0,0	0,8	5,8	8	0,0	2,7	0,0	0,0	0,0	8,6	29,4	41
RÍO SEGUNDO	2,9	1,9	0,0	0,4	0,0	7,9	12,6	26	7,2	4,0	0,0	2,9	0,0	21,0	26,0	61
SAN ALBERTO	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,7	11,4	13	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,1	6,8	8
SAN JAVIER	0,0	0,8	1,8	0,0	2,8	0,0	1,2	7	0,0	0,6	1,7	0,0	1,5	0,0	7,5	11
SAN JUSTO	15,4	5,1	1,4	0,0	0,8	5,9	26,2	55	26,9	11,5	4,0	0,0	7,4	13,0	40,4	103
SANTA MARÍA	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	11,1	18,1	31	2,8	0,0	0,0	0,0	0,0	7,8	14,6	25
TERCERO ARRIBA	1,7	0,8	0,8	0,6	0,0	5,3	20,1	29	5,0	2,1	2,5	2,9	0,0	6,8	21,3	41
TOTAL	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,2	6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	13,5	14
TULUMBA	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,9	2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,8	2
UNIÓN	1,9	1,0	0,0	0,0	1,3	0,6	19,0	24	1,1	1,7	0,0	0,0	3,2	2,2	22,2	30
TOTAL PROVINCIA	107	40	14	6	27	160	415	771	130	86	19	15	43	159	471	923

Fuente: elaboración propia en base a SEN <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia>

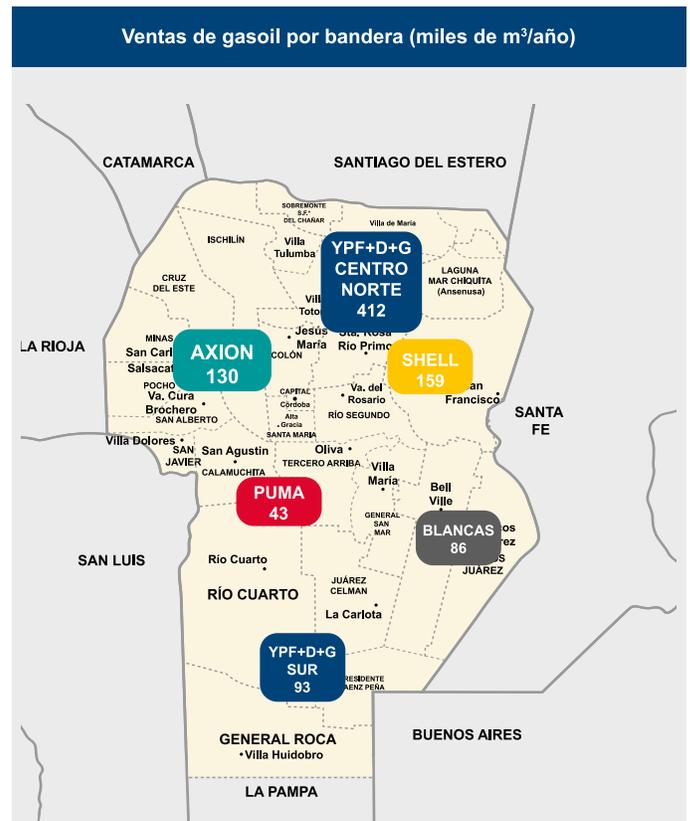
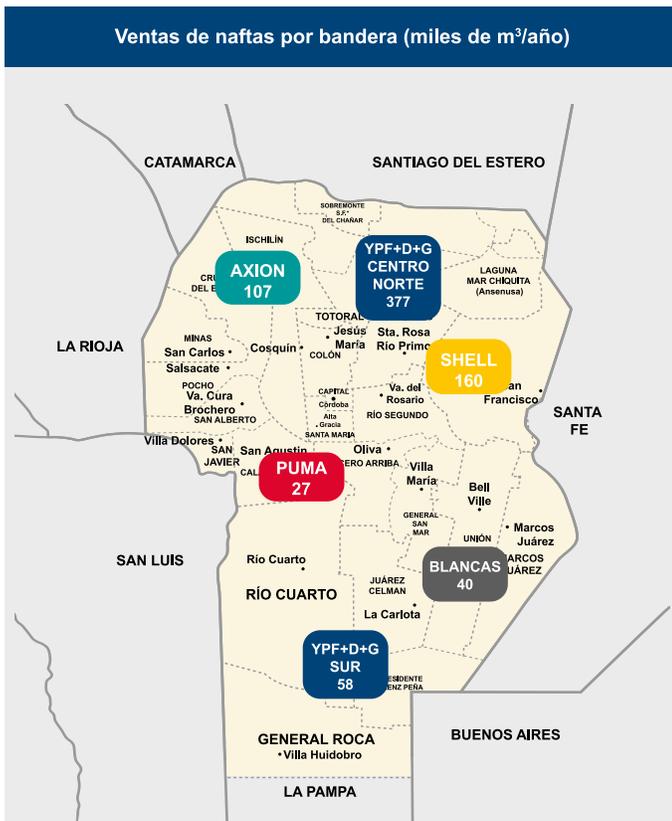
Por su parte, las 77 EESS de bandera AXION (PAE), que despachan el 14% de las ventas de la provincia de Córdoba, se abastecen, principalmente, desde la terminal de la empresa en San Lorenzo (Santa Fe), con producto transportado por buques desde la Refinería Campana (Buenos Aires).

La red de bandera PUMA (TRAFIGURA) suma 31 EESS y el 4% de la comercialización de combustibles en la provincia. Sus EESS son abastecidas mediante camiones cisterna que cargan el producto en la terminal de Campana (Buenos Aires), con producto importado o proveniente de la Refinería Bahía Blanca.

Por último, las 120 EESS de bandera blanca (que no tienen convenios de suministro exclusivo) comercializan aproximadamente el 8% del total de combustibles líquidos vendidos en EESS y son abastecidas por decenas de distribuidores mayoristas, que retiran producto principalmente de plantas de almacenamiento ubicados en la provincia de Santa Fe y norte de Buenos Aires.

ILUSTRACIÓN 36. Ventas de naftas por bandera agrupadas agrupadas según fuente de abastecimiento

ILUSTRACIÓN 37. Ventas de gasoil por bandera agrupadas según fuente de abastecimiento



Nota: D= DAPSA; G=GULF.

Nota: D= DAPSA; G=GULF.

En el caso de YPF, se sumaron los volúmenes comercializados en las EESS de GULF y DAPSA, banderas que son abastecidas mediante acuerdos de suministro con la empresa YPF.

Por otra parte, se discriminaron las ventas de YPF de la región sur, que comprende los departamentos de Río Cuarto, Juárez Celman, General Roca y Pte. Roque Sáenz Peña, que están próximos a la planta de almacenamiento y despacho de Villa Mercedes (provincia de San Luis).

El resto de los departamentos de la provincia de Córdoba se considera que son abastecidos desde la planta de Montecristo, próxima a Córdoba Capital.

En la siguiente tabla se exponen las distancias promedio desde las plantas de despacho de combustibles hasta las EESS ubicadas en la provincia de Córdoba y, también, se exponen a modo de referencia las distancias promedio a EESS desde las plantas de biodiésel próximas a la zona de San Lorenzo (Santa Fe) y las plantas de bioetanol ubicadas en el sur de la provincia de Córdoba (Villa María, Río Cuarto y Alejandro Roca).

TABLA 20. Distancias a estaciones de servicio desde planas de despacho de combustible y plantas biocombustibles (en km)

DISTANCIAS A CAPITALES DE DEPARTAMENTO	AXION SAN LORENZO (SANTA FE)	YPF MONTECRISTO (CÓRDONA)	YPF V. MERCEDES (SAN LUIS)	PUMA CAMPANA (BSAS)	SHELL ARROYO SECO (SF)	OTRAS PLANTAS (BLANCAS)		PLANTAS BIODIÉSEL (SAN LORENZO)	PLANTAS BIOETANOL (CBA)
CALAMUCHITA		98		660		470		470	170
CAPITAL	411	30		620	431	411		411	223
COLÓN	458	73			478	458		458	281
CRUZ DEL EJE		158		752		532		532	348
GENERAL ROCA	518		232			518		518	279
GENERAL SAN MARTÍN	268	166		477	288	268		268	116
ISCHILIN		145			550	520		520	353
JUÁREZ CELMAN	306		366	465	299	306		306	89
MARCOS JUÁREZ	155	277		364		155		155	214
PTE. ROQUE SAENZ PEÑA			209			329		329	176
PUNILLA	464	84			484	464		464	261
RÍO CUARTO	409		126	574	400	409		409	75
RÍO PRIMERO		64			444	385		385	272
RÍO SEGUNDO	330	65			371	330		330	221
SAN ALBERTO		181			572	542		542	314
SAN JAVIER		216		796		576		576	288
SAN JUSTO	239	190		485	285	239		239	271
SANTA MARÍA	423	67			443	423		423	212
TERCERO ARRIBA	319	114			339	319		319	153
TOTORAL		73				498		498	331
TULUMBA		166				503		503	367
UNIÓN	213	220		422	233	213		213	167
Promedio. Planta EESS naftas (km)	375	103	183	593	417	361	243		211
Promedio. Planta EESS gasoil (km)	359	124	200	550	396	347	252	361	



En la tabla se aprecian los resultados de la posición logística privilegiada de YPF, que es la única empresa que dispone de una terminal de despacho ubicada en la provincia (Montecristo) y asimismo dispone de otra planta en la provincia de San Luis (Villa Mercedes) que se encuentra a tan solo 126, de Río Cuarto, en una buena posición para el abastecimiento de las EESS ubicadas al sur de la provincia de Córdoba.

Si consideramos la posibilidad de abastecimiento directo de biocombustibles a las EESS de la provincia de Córdoba, claramente se encuentran en una posición muy superior las plantas de bioetanol, ubicadas en la propia provincia, que las plantas de biodiésel ubicadas, principalmente, en los alrededores de la zona de San Lorenzo-Rosario, provincia de Santa Fe.

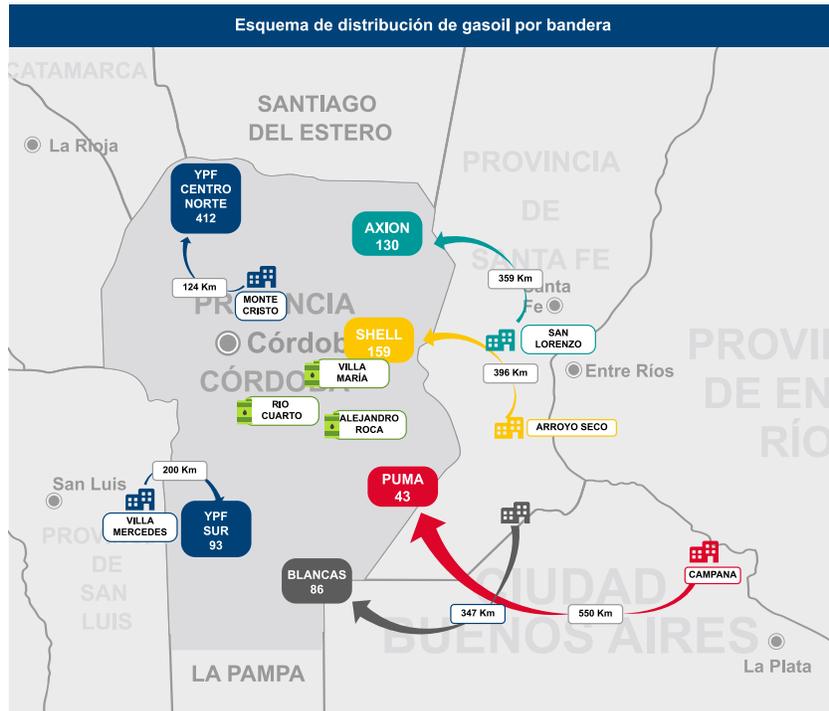
La distancia promedio ponderado, por volumen de naftas, entre las plantas de bioetanol ubicadas en Río Cuarto, Alejandro Roca y Villa María, y las EESS de la provincia de Córdoba es de 211 km.

En los siguientes mapas se resumen los volúmenes de naftas y gasoil discriminados por fuentes de abastecimiento, incluyendo distancias promedio con respecto a las plantas de suministro. En el caso de YPF se incluyen los volúmenes de venta de las EESS de DAPSA y GULF y se supone un abastecimiento óptimo del sur de la provincia desde la planta de despacho de YPF ubicada en Villa Mercedes (San Luis), mientras que la región centro y norte se supone que es abastecida desde la planta de Montecristo.

ILUSTRACIÓN 40. Esquema de distribución de naftas por bandera

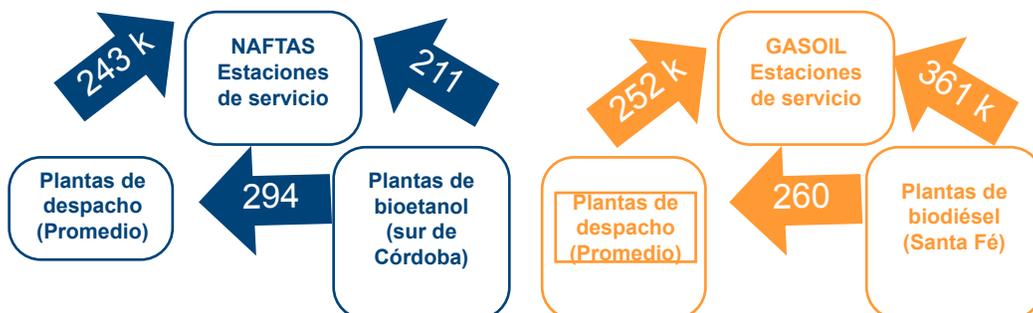


ILUSTRACIÓN 41. Esquema de distribución de gasoil por bandera



Considerando las distancias y los volúmenes de naftas-gasoil despachados por cada terminal hacia las EESS ubicadas en la provincia de Córdoba se obtienen las distancias promedio ponderado para el transporte de naftas (**243 km**) y gasoil (**252 km**) hacia las EESS ubicadas en la mencionada provincia.

Por otra parte, la distancia promedio existente entre las terminales productoras de bioetanol, ubicadas en el sur de la provincia de Córdoba, y las EESS es de **211 km**; en el caso del biodiésel, tenemos una distancia promedio de **361 km** desde las terminales productoras de biodiésel, ubicadas en la zona de San Lorenzo (provincia de Santa Fe), hasta las EESS ubicadas en Córdoba.



En la siguiente tabla se exponen las distancias promedio entre plantas de despacho y EESS, los volúmenes de naftas y gasoil, y un cálculo de los kilómetros requeridos para el abastecimiento por camión a las EESS, teniendo en cuenta la utilización de cisternas de 36 m³ y viajes de vuelta con cisternas vacía.

TABLA 21. Distancias a estaciones de servicios (EESS) desde plantas de despacho combustibles y plantas biocombustibles (en km)

		AXION SAN LORENZO (SANTA FÉ)	YPF+G+D MONTECRISTO	YPF+G+D V. MERCEDES (SAN LUIS)	PUMA CAMPANA (BUENOS AIRES)	SHELL ARROYO SECO (SANTA FÉ)	BLANCAS OTRAS	Total plantas combustibles EESS	Total plantas bio directo EESS
NAFTAS	Volumen (miles m ³ /año)	107	377	58	27	160	40	769	
	Distancia promedio a EESS	375	103	188	593	417	361	243	211
	Millones Km (base 36m ³ /camión)	2.2	2.2	0.6	0.9	3.7	0.8	10.4	9.0
GASOIL	Volumen (miles m ³ /año)	130	412	93	43	159	86	923	923
	Distancia promedio a EESS	359	124	200	550	396	347	252	361
	Millones Km (base 36m ³ /camión)	2.6	2.8	1.0	1.3	3.5	1.7	12.9	18.5

En el caso de sustituir gasoil B5 por biodiésel B100, las distancias recorridas para el transporte final desde las plantas de despacho hasta las EESS, en promedio aumentarían en un 43.5% (252 km vs. 361 km) en el caso de considerar el biodiésel producido en la zona de San Lorenzo (Santa Fe). Sin embargo, si excluimos del análisis el abastecimiento de las EESS de YPF desde las terminales de Montecristo y Mercedes, la provisión de B100 directo a las EESS implicaría un ahorro logístico con respecto a la alternativa actual de suministro. Finalmente, si consideramos una sustitución parcial de gasoil por biodiésel, en términos logísticos, tiene mucho sentido reemplazar inicialmente el abastecimiento de combustibles fósiles provenientes de Campana (Buenos Aires) y Arroyo Seco (Santa Fe) por biodiésel producido en la zona de San Lorenzo (Santa Fe) para el abastecimiento de las EESS ubicadas en la provincia de Córdoba.



En el caso del bioetanol, la existencia de tres grandes plantas productoras situadas en la provincia de Córdoba (Alejandro Roca, Río Cuarto y Villa María) genera que, desde el punto de vista logístico, resulte conveniente la sustitución de bioetanol por naftas.

En caso de utilizarse camiones cisterna de 36 m³, para el transporte terrestre de 769 000 m³ de naftas a las EESS de la provincia de Córdoba, se necesitan recorrer 10.4 Mkm/año, 21 361 viajes que exigen recorrer en promedio 486 km, considerando un viaje de ida y vuelta entre las plantas de despacho de combustibles y las EESS que se encuentran a una distancia promedio de 243 km.

Por otra parte, hay que tener presente que el cumplimiento del corte E12 exige, adicionalmente, el traslado de aproximadamente 92 000 m³ anuales de bioetanol entre las plantas productoras de bioetanol y las plantas de despacho del combustible formulado E12, que se encuentran a una distancia promedio de 294 km. El cumplimiento del corte E12 incrementa en 1.5 Mkm/año el transporte interplantas (etanol).

TABLA 22. Abastecimiento bioetanol y biodiésel a plantas de despacho

ABASTECIMIENTO BIOETANOL Y BIODIESEL A PLANTAS DE DESPACHO								
		AXION SAN LORENZO (SANTA FE)	YPF+G+D MONTECRISTO	YPF+G+D V. MERCEDES (SAN LUIS)	PUMA CAMPANA (BUENOS AIRES)	SHELL ARROYO SECO (SANTA FE)	BLANCAS OTRAS	Plantas bio a plantas despacho
CORTE E12	Volumen (miles m ³ /año)	13	45	7	3	19	5	92
	Distancia Planta bio a Planta Comb.	349	247	189	526	351	349	294
	Millones Km (base 36m ³ /camión)	0.2	0.6	0.1	0.1	0.4	0.1	1.5
CORTE B5	Volumen (miles m ³ /año)	7	21	5	2	8	4	46
	Distancia Planta bio a Planta Comb.	30	393	549	250	60	30	260
	Millones Km (base 36m ³ /camión)	0.0	0.4	0.1	0.0	0.0	0.0	0.7

Sumando los 10.4 Mkm/año que se requieren para abastecer de 769 000 m³ de naftas a las EESS y los 1.5 Mkm que exige el transporte del bioetanol, entre las plantas productoras y las terminales de despacho de combustibles, tenemos un total de 11.9 Mkm recorridos por vehículos de transporte pesado para satisfacer la disposición del producto E12 en EESS.



A modo comparativo, el abastecimiento de 769 000 m³ de E100 en forma directa a las EESS implicaría la necesidad de transitar 9 millones de kilómetros al año, lo que implicaría una reducción del 24% de los kilómetros recorridos. Sin embargo, el menor rendimiento del E100, con respecto a la mezcla E12, incrementaría el volumen del producto transportado y reduciría los beneficios por la menor distancia recorrida por viaje.

Considerando productos formulados con combustibles fósiles y bioetanol, a medida que aumenta el corte de biocombustibles, aumenta la conveniencia del abastecimiento directo desde las plantas de biocombustibles a las EESS.

En el siguiente ejercicio se compara la cantidad de kilómetros recorridos que requeriría el transporte directo de bioetanol a las EESS de servicio para la formulación del corte E85 (11.68 Mkm) vs. la alternativa de formulación en plantas de despacho del combustible terminado E85 (26.7 Mkm).

La alternativa de abastecimiento directo de bioetanol y combustibles fósiles a EESS para el expendio de un volumen de 974 000 m³ anuales de E85 equivalentes a 760 000 m³ de E12, suponiendo un menor poder calorífico del 22%, supondría una leve disminución de los kilómetros recorridos para el abastecimiento de naftas a las EESS.

Distancias promedio (en km)	Volumen equivalente a 760.000 m ³ E12		
Plantas Despacho naftas a EESS provincia Córdoba	243	Volumen naftas E12 (miles m ³ /año)	760
Plantas bioetanol a EESS provincia Córdoba	211	Volumen equivalente E85 (R-22%)	974
Plantas bioetanol a plantas despacho naftas	294	Volumen equivalente E100 (R-26%)	1027
Caso corte E85	Miles m ³ /año	Dist. (km)	Millones km/año (camiones 36 m ³)
Abastecimiento directo plantas bio a EESS	828	211	9.71
Abastecimiento directo nafta fosil a EESS	146	243	1.97
Total abastecimiento directo a EESS	974		11.68
Abastecimiento plantas bio a plantas combustible	828	294	13.52
Abastecimiento E85 a EESS	974	243	13.17
Total abastecimiento a EESS	974		26.69

Precios de biocombustibles vs. precios en surtidor

En la siguiente tabla se calcula el precio del bioetanol E100 en planta productiva de la provincia de Córdoba, necesario para competir con el precio en surtidor del producto E12 registrado en la provincia de Córdoba en octubre 2021 ("Precio surtidor") y con el precio paridad de importación en el mismo mes ("Paridad surtidor").

Provincia de Córdoba en \$/l	Precio surtidor Oct 21	Paridad surtidor Oct 21	Observaciones
Precio en surtidor E12	99.57	121.69	Precio real en surtidor/precio paridad en surtidor
Precio equivalente en surtidor E100	73.68	90.05	Supone rendimiento inferior del E100 del 26%
IVA	12.79	15.63	21% sobre precio en surtidor neto de IVA
IIBB	1.98	2.42	3.25% sobre precio en surtidor neto de IVA
Margen minorista	8.84	10.81	12% sobre precio en surtidor
Flete corto	0.84	0.84	211 km*0.04 USD/m3 -km*100\$/USD
Precio indiferencia bioetanol en planta	49.23¹³⁷	60.35	PS E100-IVA-IIBB-MM-FC
Precio bioetanol regulado SEN Oct 21	59.35	59.35	

Como se puede observar en la tabla anterior, en octubre de 2021 se hubiese necesitado un precio del bioetanol en planta de despacho de 49.23 \$/l para competir con el precio en surtidor vigente en Córdoba y un precio de bioetanol de 60.35 \$/l para competir con un precio de paridad de importación en surtidor.

En la siguiente tabla se exponen los precios del gasoil de octubre 2021 en la provincia de Córdoba, observándose que el precio regulado por la SEN para el biodiésel de 127 400 \$/t en planta de despacho (equivalente a 114.73 \$/l) resulta muy superior al precio necesario para competir con precios en surtidor B5 equivalentes a la paridad de importación.

¹³⁷ El tipo de cambio promedio del mes fue de 99.249, lo que da un precio de 0.496 dólares por litro.



Provincia de Córdoba en \$/l	Precio surtidor Oct 21	Paridad surtidor Oct 21	Observaciones
Precio en surtidor B5	91.61	113.38	Precio real en surtidor/precio paridad en surtidor
Precio equivalente en surtidor B100	88.86	109.98	Supone rendimiento inferior del B100 del 3%
IVA	15.42	19.09	21% sobre precio en surtidor neto de IVA
IIBB	2.46	3.05	3.25% sobre precio en surtidor neto de IVA
Margen minorista	8.89	11.00	10% sobre precio en surtidor
Flete corto	0.84	0.84	211 km*0.04 USD/m ³ -km*100\$/USD
Precio indiferencia biodiésel en plan-ta	61.25	76.00¹³⁸	PS B5-IVA-IIBB-MM-FC
Precio biodiésel regulado SEN Oct 21	114.73	114.73	

En la provincia de Córdoba existen 528 EESS que comercializan, anualmente, 770 000 m³ de naftas (gasolinas) y 920 000 m³ de gasoil (diésel).

El 67% de las Estaciones de Córdoba disponen de cinco o más tanques de almacenamiento, permitiendo de esta manera el almacenamiento de un quinto producto.

El abastecimiento de 770 000 m³ del corte E12 a las EESS ubicadas en la provincia de Córdoba se efectúa desde las plantas de formulación de combustibles que se encuentran a una distancia promedio de 243 km. Por otra parte, para la formulación de la mezcla E12 se requiere el movimiento de 92 000 m³ de bioetanol, desde las plantas de producción de biocombustibles hasta las terminales de despacho de E12, ubicadas a una distancia promedio de 294 km. La cantidad de kilómetros anuales recorridos para el suministro de E12 a EESS ubicadas en Córdoba asciende a 11.9 M km/año considerando una cantidad transportada de 36 m³ por viaje.

La formulación del corte E12 en EESS generaría un ahorro en logística por movimiento de producto por camión de 1.67 Mkm/año, dado que en primer lugar se evitaría el recorrido de 1.50 Mkm/año por el transporte interplanta de biocombustible (92 000 m³/año* 294 km* 2 / 36 m³) y por otra parte la mayor cercanía de las plantas de bioetanol del sur de Córdoba con respecto a las EESS (211 km vs. 243 km) sumaría un ahorro adicional de 0.16 M km/año. A medida que aumenta el corte de mezcla de bioetanol, se hace más conveniente, desde el punto de vista logístico, el abastecimiento directo de bioetanol a las EESS y la formulación final del producto en las bocas de expendio de la provincia.

La alternativa de abastecimiento directo de bioetanol y combustibles fósiles a EESS para el expendio de un volumen de 974 000 m³ anuales de E85, equivalentes a 760 000 m³ de E12 suponiendo un menor poder calorífico del 22%, requeriría recorrer 11.7 Mkm/anuales transportando combustibles por camión marcando una leve mejora en términos logísticos con respecto a la alternativa actualmente vigente de suministro de E12 con mezcla en plantas de despacho (11.9 Mkm/año).

¹³⁸ Equivalente a 0,765 dólares por litro, de acuerdo a la cotización promedio del mes de octubre de 2021.



En el caso del biodiésel, en un escenario de sustitución parcial de gasoil por biodiésel, tiene sentido en términos logísticos reemplazar, inicialmente, el abastecimiento de combustibles fósiles provenientes de Campana (Buenos Aires) y Arroyo Seco (Santa Fe) por biodiésel producido en la zona de San Lorenzo (Santa Fe) para el abastecimiento de las EESS ubicadas en la provincia de Córdoba.

Considerando los precios vigentes de octubre 2021, el precio de bioetanol regulado por la SEN (49.23 \$/l) hubiese resultado suficiente para competir en formato E100 con el producto E12 valorizado a paridad de importación en surtidor en la provincia de Córdoba, inclusive considerando un diferencial de rendimiento del 26%.

Según el análisis realizado, la sustitución de naftas por bioetanol en la provincia de Córdoba resulta una alternativa viable y competitiva considerando aspectos logísticos y precios de importación de naftas para octubre 2021.

4.5 Aspectos ambientales y vinculados a la salud ¹³⁹

Esta subsección del estudio abarca la temática vinculada a los aspectos ambiental y sanitario de la producción y consumo de biocombustibles líquidos.

Desde el inicio de la difusión y puesta en marcha de la producción de biocombustibles a nivel mundial tres temas han estado siempre en la mesa de discusión y controversia. Estas son los balances energéticos, la competencia con los alimentos y la preservación del medio ambiente. Hoy en día, estos cuestionamientos se están expandiendo hacia otros productos en línea con las crecientes exigencias por parte de grandes cadenas de supermercados.

La acción de diferentes centros de investigación, organismos no gubernamentales ecologistas y partes interesadas, han instalado con fuerza el tema de las amenazas que se presentan ante una expansión irrestricta de la producción de biocombustibles en el mundo, así como el impacto de la producción agrícola.

La creciente preocupación acerca de la sustentabilidad de los biocombustibles ha llevado a instituciones científicas, académicas, a ciertos gobiernos e instituciones, a trabajar intensamente en estos temas. Dada la significativa participación de Argentina, como exportador mundial de biocombustibles, se analiza con suma atención su evolución, así como otras posibles fuentes de biomasa, lo cual implica una nueva demanda a áreas y programas del INTA (Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria), así como sus unidades.

Esta temática se viene trabajando en el marco de la red panamericana de sustentabilidad de biocombustibles y bioenergías que contemplan expertos e instituciones de diferentes países de América, arribando a las siguientes conclusiones:

- a) Debe diferenciarse la explotación de biomasa tradicional, ligada a la destrucción del ambiente y los recursos naturales, de la moderna bioenergía, que permite obtener una diversidad de beneficios y servicios ambientales, al mismo tiempo que incrementa las oportunidades de empleo y crecimiento económico.

¹³⁹ La presente Sección fue elaborada a partir de los aportes realizados por Luciano Caratori y Jorge Hilbert.



- b) Es fundamental, para alcanzar las metas mundiales de desarrollo sustentable, tener en cuenta la moderna bioenergía derivada de la captura y transformación de la energía solar mediante la fotosíntesis. La biomasa tiene un gran potencial para superar la “pobreza energética”, para ello debe incrementarse su uso en escala, pasando de los 23 a los 93 EJ a nivel mundial.
- c) La aceptación y promoción de la bioenergía está íntimamente ligada a la comunicación a los ciudadanos. Se remarca la necesidad de alcanzar una correcta percepción pública sobre sus bondades y beneficios con relación a las alternativas fósiles.
- d) La sustentabilidad ha pasado a transformarse en un aspecto indivisible de la producción y uso de la bioenergía moderna.
- e) Existe una urgente necesidad de incrementar la superficie de captura solar sobre la superficie terrestre aumentando, de ese modo, la producción de biomasa en todas sus formas, con el objetivo de cumplir las metas del milenio y los compromisos de la COP21 de París. Cultivos de cobertura y adecuadas rotaciones se plantean como alternativas de crecimiento. Nos enfrentamos, asimismo, con una nueva revolución de productividad de biomasa y su transformación mediante el mejoramiento de plantas C4. Sin embargo, para mantener una producción sustentable a lo largo del tiempo, se deben implementar medidas y sistemas de monitoreo y estudio sobre los agroecosistemas.
- f) La baja densidad energética y la alta dispersión geográfica imponen grandes desafíos a la producción, transporte y logística. La asistencia satelital y el empleo de los sistemas de información geográfica son fundamentales para alcanzar un desarrollo sustentable de diferentes formas de biomasa.
- g) La bioenergía genera múltiples impactos con beneficios económicos, ambientales y sociales que deben ser medidos y monitoreados en el tiempo. Es necesario realizar estudios de carácter sistémico y holístico con consideraciones sitio específicas de manera de poder contemplar la afectación de pluriproductos, plurimercados y multirequerimientos.
- h) Existen razones políticas, estratégicas y económicas detrás de toda medida de fomento de la bioenergía y los biocombustibles en los diferentes países. Tanto los consumidores como los productores, de todas las escalas, deben ser tenidos en cuenta, incluyendo al sector de productores agropecuarios.
- i) Los estándares y esquemas de certificación son útiles para fomentar la sustentabilidad en la producción y transformación de biomasa. Sin embargo, no siempre logran mejorar la sustentabilidad. Estos esquemas deben evolucionar teniendo en cuenta las particularidades del sector agropecuarios, como la posibilidad de poder ser implementados por actores de todos los tamaños y recursos. Los esquemas de certificación deben ser prácticos, adaptados al funcionamiento de los agroecosistemas y accesibles, contemplando demandas y requisitos de los países consumidores y productores.



- j) Se están produciendo mejoras en los biocombustibles de todas las generaciones con positivas externalidades que deben ser profundamente estudiadas y promovidas. Las mejoras en las tecnologías ligadas a la bioenergía en toda la cadena de producción y transformación están produciendo impactos económicos, ambientales y sociales positivos. Los correctos incentivos en todas las generaciones de biocombustibles generaran mejoras en los tres pilares de la sustentabilidad a largo plazo.

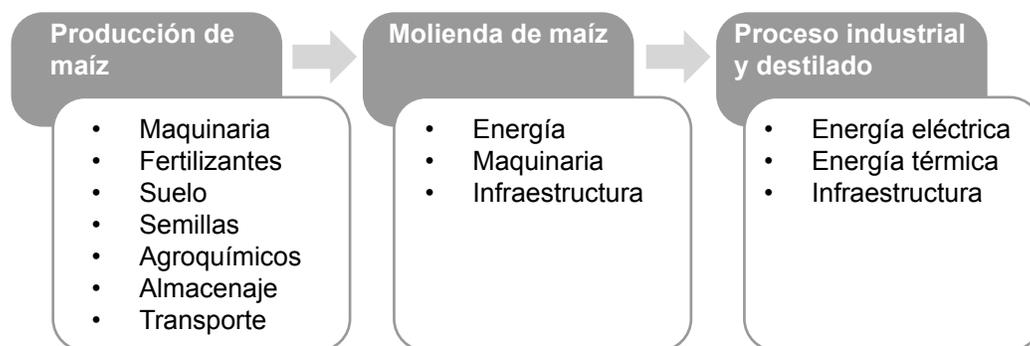
4.5.1 El bioetanol y el biodiésel en el marco de la ley de promoción y desarrollo para la producción y consumo de biocombustibles y bioenergías en la provincia de Córdoba

Síntesis de los procesos productivos

A continuación, se exponen los eslabones y componentes clave de cada proceso productivo. Durante su estudio se tienen en cuenta todas las entradas y salidas de cada una de las actividades involucradas.

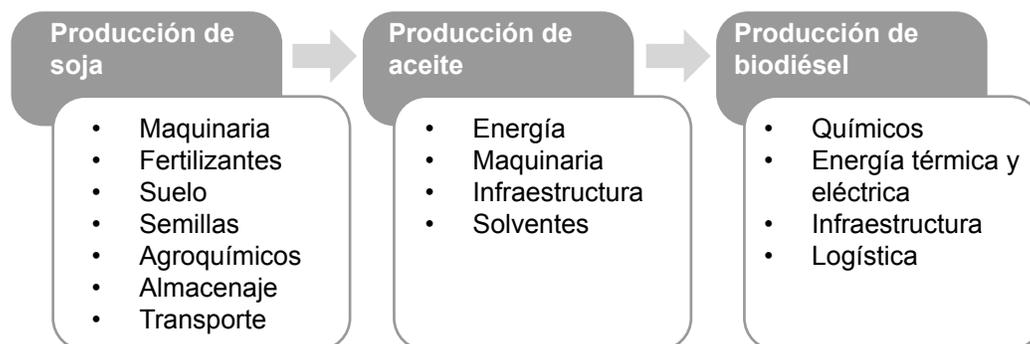
Bioetanol de maíz

ILUSTRACIÓN 38. Esquema de la producción de bioetanol de maíz



Biodiésel de soja

ILUSTRACIÓN 39. Esquema de la producción de biodiésel de la transformación de soja



4.5.2 Aspectos ambientales

A continuación, se detalla la evolución de los acuerdos en materia de cambio climático y los compromisos asumidos por Argentina.

Aspectos transversales

Biocombustibles y mitigación del cambio climático

La problemática ambiental figura como uno de los temas de agenda para la mayor parte de los países del mundo. En los últimos años, las negociaciones sobre cambio climático han ocupado un lugar cada vez mayor en el escenario internacional. La respuesta inicial para combatir el cambio climático comenzó en la Convención de Río de 1992, con la adopción de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC).

El Acuerdo de París, celebrado en 2015, y el texto de decisión que lo acompaña, invitaron a los países a comunicar estrategias de desarrollo con bajas emisiones de GEI a largo plazo en 2020, comunicación que aún no ha sido realizada por la mayoría de las Partes. Estas estrategias tienen un gran potencial para guiar a los países en el camino para limitar, hacia fines del siglo, el calentamiento a *muy por debajo de* 1.5 a 2°C por sobre la era preindustrial, y asegurar que los planes climáticos se alineen con los esfuerzos y con las prioridades nacionales para lograr un crecimiento sostenible, equilibrado y equitativo.

En lo que respecta a legislación local, la República Argentina ratificó la CMNUCC a través de la Ley N°24 295 del 7 de diciembre de 1993. Asimismo, ha ratificado el Protocolo de Kioto mediante la Ley N°25 438 del 20 de junio de 2001, y el Acuerdo de París por medio de la Ley N°27 270 del 19 de septiembre de 2016, depositando el instrumento de ratificación el día 21 de septiembre de 2016. El actualmente denominado Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, MAyDS, ha sido designado como la autoridad de aplicación, por medio del Decreto del Poder Ejecutivo Nacional N°2 213/2002, de las leyes vinculadas a los tratados de cambio climático suscriptos.

Durante el 2019 se publicó el Tercer Informe Bienal de Actualización de la República Argentina (tercer BUR, por sus siglas en inglés) con datos hasta 2016, en donde se expone un análisis de todos los sectores y se puede trazar su evolución, así como evaluar los resultados de las medidas implementadas.

ILUSTRACIÓN 40. Distribución por sectores de las emisiones de Argentina



Fuente: MayDS (2019).

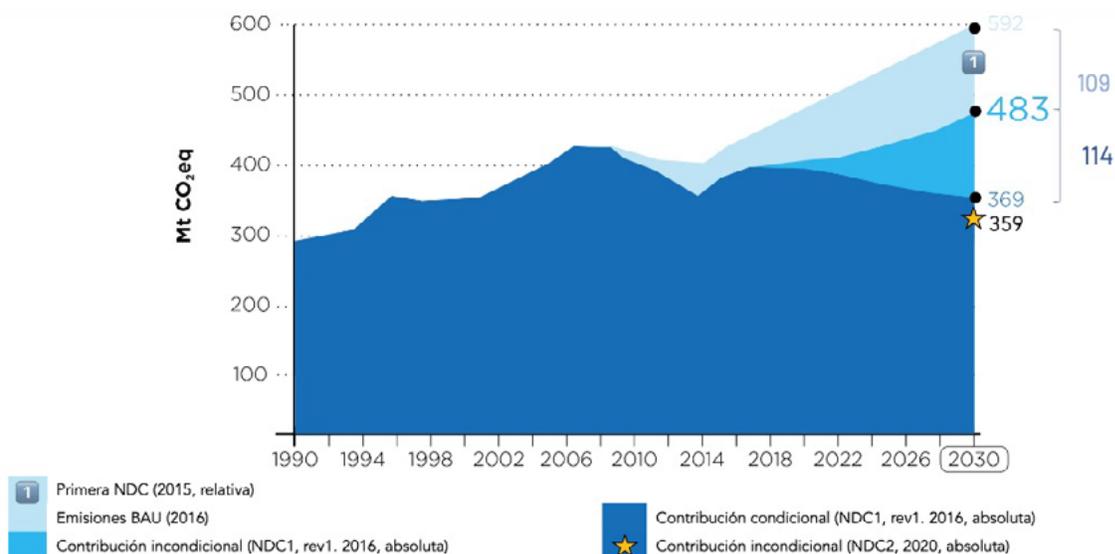


En el marco de los compromisos asumidos por Argentina en materia de mitigación, en concordancia con las decisiones 1/CP.19 y 1/CP.20, la República Argentina presentó ante la CMNUCC, el 1° de octubre de 2015, su primera Contribución Prevista y Determinada a Nivel Nacional (INDC, o *Intended Nationally Determined Contribution*, por sus siglas en inglés). La misma se convirtió automáticamente en la NDC de Argentina, luego de la ratificación nacional del Acuerdo de París, en septiembre de 2016. Ese mismo año, durante la vigésimo segunda Conferencia de las Partes, el país presentó la actualización de su NDC, incrementando su ambición respecto de la primera. En ella, Argentina estableció una meta absoluta de no exceder la emisión neta de 483 millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente (MtCO₂eq) en el 2030. La meta asumida en la NDC abarca la totalidad del territorio nacional y se alcanzará a través de la implementación de una serie de medidas, incluidas en los planes sectoriales a lo largo de la economía, focalizándose en los sectores de agricultura y ganadería, bosques, energía, industria, infraestructura (incluidos los residuos) y transporte.

En el 2017 comenzó a desarrollarse el Sistema Nacional de Monitoreo de Medidas de Mitigación, con el objetivo de dar seguimiento a la implementación de las medidas incluidas en los planes sectoriales. Asimismo, la sistematización permite dar respuesta a los compromisos de reporte internacional. El sistema de monitoreo se basa en un conjunto de indicadores apropiados para realizar el seguimiento del grado de avance de cada medida.

En el 2020 el país redobló el compromiso asumido, anunciando una estrategia de reconstrucción nacional postpandemia del COVID-19, basada en el desarrollo *sostenible e inclusivo*. Se propuso fortalecer el marco institucional del Gabinete Nacional de Cambio Climático y, particularmente, la articulación con las provincias y la sociedad civil, “asegurando la participación pública con el fortalecimiento del liderazgo de las autoridades de los distintos ministerios para integrar la agenda climática dentro de las políticas sectoriales”. Este proceso se realizó en el marco de la Ley N°27 520 de Presupuestos Mínimos de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático Global, sancionada en noviembre de 2019.

ILUSTRACIÓN 41. Contribuciones determinadas a nivel nacional por Argentina y sus metas de emisiones a 2030





Durante la Cumbre de Ambición Climática en el quinto aniversario del Acuerdo de París, Argentina anunció un nuevo compromiso para reducir sus emisiones de GEI hacia el 2030, incrementando, progresivamente, su ambición respecto de las NDC anteriores, en línea con el párrafo 11 del Artículo N°4 del Acuerdo de París. La segunda Contribución D.0e254+terminada a Nivel Nacional por Argentina estableció una meta absoluta de no exceder las 358.8 MtCO₂eq de GEI al año 2030. Asimismo, Argentina ratificó su compromiso para elaborar su estrategia de desarrollo a largo plazo con el objetivo de alcanzar un desarrollo neutral en carbono en el 2050, y trabajar en la actualización del Plan Nacional de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático (PNAMCC). El PNAMCC, especialmente ligado a los sectores energético y agrícola resulta en un instrumento de gran relevancia en función de las definiciones y estrategias que se definirían a lo largo del 2021. De alcanzarse estas nuevas metas propuestas para el 2030, Argentina limitará sus emisiones de GEI de manera incondicional a un nivel 25.7% por debajo del comprometido en 2016.

En el último documento oficial se establece que la República Argentina no excederá la emisión neta de 359 MtCO₂eq en el 2030, aplicable a todos los sectores de la economía. En el documento no se establece ninguna acción específica relacionada con la incorporación o incremento de la participación de los biocombustibles en el sector transporte o en la generación de electricidad.

Las innovaciones están centradas en el hidrógeno (con seis menciones), pero no existe mención a la oportunidad que tiene Argentina en el campo del biometano (no considerada), mientras que sobre bioetanol y biodiésel son solo mencionados.

4.5.3 Biocombustibles y los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)

En 2015, los líderes mundiales adoptaron un conjunto de objetivos globales para “erradicar la pobreza, proteger el planeta y asegurar la prosperidad para todos como parte de una nueva agenda de desarrollo sostenible”. Cada objetivo tiene metas específicas que deben alcanzarse en los próximos ocho (entonces 15) años. Para alcanzar estas metas, diversos actores cumplen diferentes roles: los gobiernos, el sector privado, la sociedad civil y personas, como usted. Los 17 ODS están integrados, ya que reconocen que las intervenciones en un área afectarán los resultados de otras y que el desarrollo debe equilibrar la sostenibilidad medio ambiental, económica y social.

La República Argentina, al suscribir la Agenda 2030, se comprometió con su implementación y con el establecimiento de un proceso sistemático de seguimiento y análisis de los progresos hacia el alcance de los ODS. Para cumplir con el compromiso asumido, el Consejo Nacional de Coordinación de Políticas Sociales (CNCPS) convocó a la Comisión Nacional Interinstitucional de Implementación y Seguimiento de los ODS para iniciar dicho proceso. Tras la presentación del primer informe voluntario nacional, en la reunión inicial del 1° de septiembre de 2017, se acordó el marco del monitoreo y se estableció la conformación operativa de dos grupos de trabajo coordinados por el CNCPS. A comienzos de 2019 se publicó el Metadata de los indicadores de seguimiento de los ODS, que incluye las fichas técnicas con la metodología para el cálculo de los 242 indicadores de seguimiento que conforman en la actualidad la Agenda Nacional.

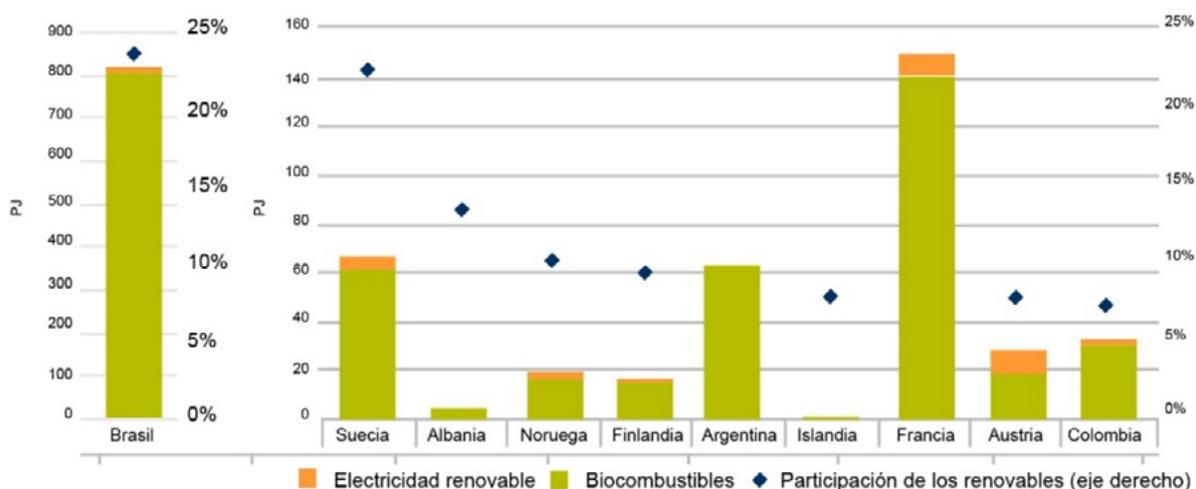


En el caso de la energía, el ODS de mayor relevancia es el 7: “Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna”. En el indicador 7.2.1 se da cuenta de la relevancia de incrementar el porcentaje de la energía renovable en el consumo final total de energía.

En abril del mismo año, se realizó una reunión plenaria de la Comisión Nacional Interinstitucional de Implementación y Seguimiento de los ODS que dio origen a reuniones mensuales de Grupos de Trabajo con el fin de completar, hacia fines de año, la edición de un Informe de Gestión sobre la implementación de Agenda Nacional ODS desde sus inicios. El segundo informe se presentó en junio del 2020, marcando la agenda 2030. De dicho informe se desprende, en cuanto al porcentaje de la energía renovable en el consumo final total de energía, que Argentina estableció un objetivo para 2030 de alcanzar el 16.3% del consumo final total de energía satisfecho mediante energías renovables; encontrándose en 2018 a niveles del 11.7%.

Asimismo, el último informe de actualización de las Agencias Custodias del ODS 7 destaca que Argentina en 2018 era el sexto país a nivel mundial en términos de participación de las fuentes renovables en transporte en términos relativos por unidad de energía y cuarto en términos absolutos.

ILUSTRACIÓN 42. Principales países según participación de las fuentes renovables de energía en transporte en 2018



Fuente: Informe de las Agencias Custodias del ODS 7 (Naciones Unidas, 2021).

Como toda actividad, los biocombustibles no escapan al análisis bajo este marco de metas e indicadores mundiales. Diversas organizaciones están trabajando el tema, siendo uno de los más avanzados el realizado por el Joint Research Center de la Unión Europea (JRC). Los análisis son muy complejos, dadas las múltiples conexiones entre las políticas y acciones implementadas, así como la multiplicidad de actores y los pluriimpactos de cada producto o servicio promovido. Para facilitar el análisis, se han desarrollado modelos y herramientas de asistencia.



En el caso de los biocombustibles, existen impactos muy evidentes hacia alguno de los objetivos como el ODS 13 de acción climática o el ODS 7 sobre acceso a energías limpias. Esto está relacionado a los beneficios ligados a la reducción de emisiones, en las que se centra el presente trabajo, así como en la posibilidad de incrementar la seguridad de abastecimiento energético y reducir la dependencia de aportes externos de combustibles, un claro y creciente problema de Argentina con un déficit crónico de divisas.

Existen efectos indirectos o “trade-offs” poco visibles, como la posibilidad de incrementar la disponibilidad de alimentos a partir de la conversión en biorefinerías de granos, como es claro el ejemplo en el maíz y la soja en Argentina, con la producción de coproductos de alto contenido proteico y energético.

La República Argentina tiene una oportunidad significativa para aprovechar sus ventajas comparativas para la generación y uso de diferentes biocombustibles con tecnologías ya conocidas y presentes en el país, lo cual garantiza un mayor desarrollo y una menor dependencia de factores externos. Se trata de una solución ganar-ganar que contribuye, al mismo tiempo, a varios indicadores, en particular el 1, 2, 3, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12 y 15 de desarrollo sostenible planteados por Naciones Unidas.

ILUSTRACIÓN 43. Análisis comparado de efectos positivos y negativos sobre los ODS

Biocombustibles	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Positivos directos																	
Positivos indirectos																	
Negativos indirectos																	

A continuación, se detallan las metas e indicadores de Argentina respecto del ODS 7, así como su posicionamiento relativo a nivel mundial.

ILUSTRACIÓN 44. Metas e indicadores de Argentina frente al objetivo 7 de energía asequible y no contaminante

Tabla 7.1. Indicadores de seguimiento, líneas de base y metas intermedias y finales

Indicador	Línea de base		Año			Meta intermedia		Meta 2030
	Año	Valor	2016	2017	2018	Año	Valor	
7.1.1. Porcentaje de población que tiene acceso a la electricidad	2010	98,8	---	---	---	2019	99,3	99,5
7.1.2.* Porcentaje de la población con acceso a los combustibles limpios para cocción.	2010	97,2	---	---	---	2019	97,5	97,8
7.2.1. Porcentaje de la energía renovable en el consumo final total de energía.	2016	10,3	10,2 (+)	11,3	11,7	2019	10,9	16,3
7.3.1. Intensidad energética medida en términos de oferta interna de energía total y el PBI (Ktep/millones de pesos de 2004)	2016	0,1196	0,11931 (+)	0,11506	0,11625	2019	0,1151	0,098

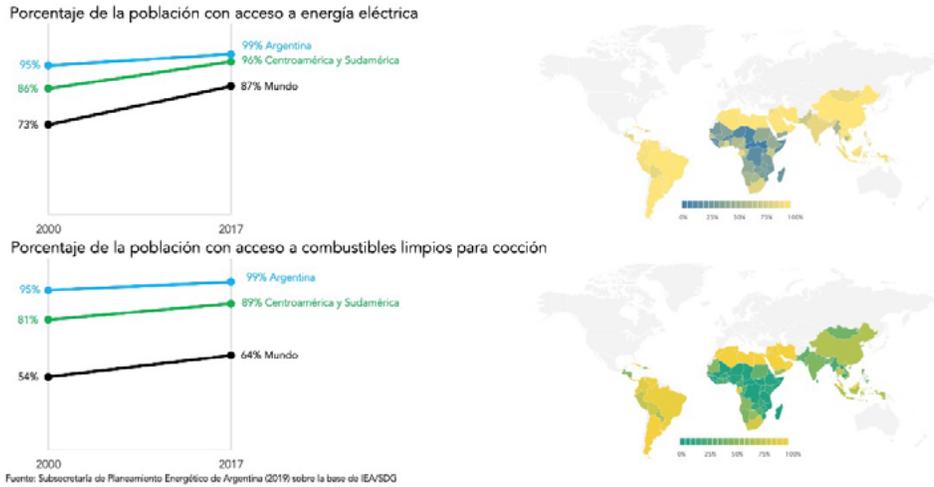
Notas: El asterisco identifica indicadores desagregados de los internacionalmente convenidos y adicionales propuestos por la Argentina. **Fuentes:** Indicador 7.1.1. Censo Nacional de Población, Hogares y Viviendas, INDEC (Cuestionario Ampliado). Indicador 7.1.2.* Censo Nacional de Población, Hogares y Viviendas, INDEC (Cuestionario básico). Indicador 7.2.1. Balance Energético Nacional, Secretaría de Gobierno de Energía. Indicador 7.3.1. Balance Energético Nacional, Secretaría de Gobierno de Energía; Estudio de Prospectiva escenarios 2025, Secretaría de Gobierno de Energía y Producto Bruto Interno en millones de pesos a precios de 2004, INDEC.

Fuente: Informe Voluntario ODS Argentina (2020).



Como puede observarse en las siguientes ilustraciones, Argentina se encuentra muy bien posicionada al ser contrastada con indicadores de acceso a la energía eléctrica y a combustibles líquidos para cocinar, por encima del promedio mundial y de la región.

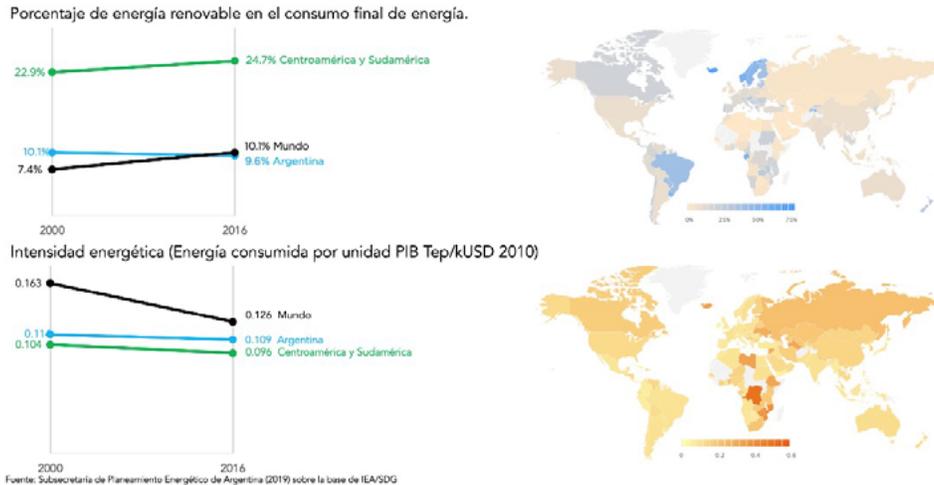
ILUSTRACIÓN 45. Posición relativa de Argentina respecto de indicadores vinculados con el acceso a la energía



Fuente: Caratori (2019).

Respecto de la intensidad energética del PIB (medida como unidad de energía consumida por punto del Producto Interno Bruto), Argentina se encuentra por debajo del promedio mundial y ligeramente por encima de la región; mientras, que en el caso de la participación de las fuentes renovables de energía en el consumo final (nótese que esto no se refiere a la generación de energía eléctrica, sino al consumo, por ejemplo, para aplicaciones de calor y motrices) se encuentra muy por debajo de la región y por debajo del promedio mundial; siendo este el peor de sus indicadores en términos comparativos con la región y con el mundo, lo que conlleva el desafío de mejorar.

ILUSTRACIÓN 46. Posición relativa de Argentina respecto a indicadores vinculados con la eficiencia energética y las energías renovables sobre el consumo final



Fuente: Caratori (2019).



4.5.4 Impacto en las distintas fases

A continuación, se describen los principales aspectos vinculados con el impacto ambiental y el impacto en la salud en cada una de las etapas de producción de biocombustibles, según los resultados de la revisión de la literatura vinculada con el ciclo de vida de los biocombustibles analizados y según se desprende, de análisis previos desarrollados.¹⁴⁰

Fase agrícola

Síntesis

El saldo de los impactos en el ambiente de la fase agrícola para la producción de los cultivos vinculados con la producción de biocombustibles aquí analizados resulta netamente positivo.

En el caso del bioetanol, en términos de impactos positivos, se ha reportado un posible incremento del contenido de carbono en suelos de mediar buenas prácticas de rotación, siembra directa y cultivos de cobertura, así como una reducción en la erosión, mitigando la afectación a la calidad del suelo si es combinado con siembra directa. Por su parte, existe el riesgo de alcanzar bajos niveles de reposición de nutrientes en el suelo si no se garantiza la aplicación de buenas prácticas agrícolas, que son de mayor utilización en Argentina.

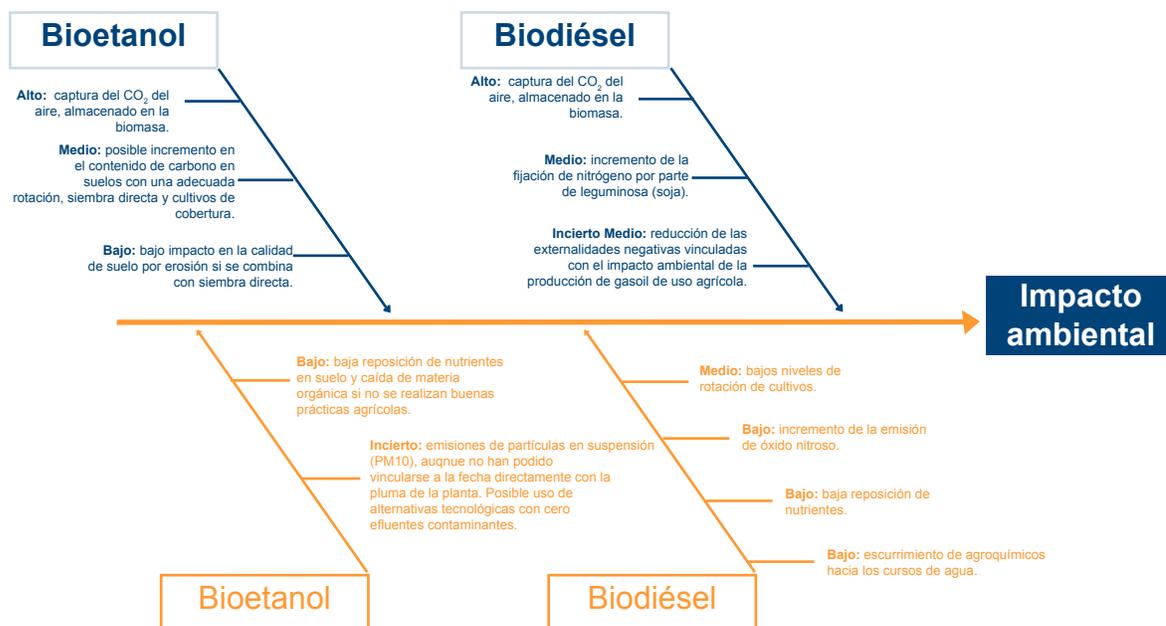
Respecto del biodiésel, la introducción de leguminosas, como la soja, al sistema agrícola incrementa la producción de alimentos y la fijación biológica de nitrógeno e, indirectamente, la mayor incorporación del biodiésel durante la fase agrícola de su ciclo de vida contribuye a reducir las externalidades negativas vinculadas con la producción y la quema de gasoil para aplicaciones agropecuarias.

A su vez, en cuanto a la producción de soja, se han detectado potenciales impactos negativos, siendo, el mayor de estos, la tendencia a una baja rotación de cultivos, seguida del incremento de las emisiones de óxido nítrico (que contrasta con la fijación de nitrógeno mencionada), una baja reposición de nutrientes asociada a aquella posible baja rotación, así como riesgos de corrimiento de la frontera agrícola para incrementar la superficie cultivada y, eventualmente, el escurrimiento de agroquímicos hacia cursos de agua.

Asimismo, se destaca que es en esta fase en la cual se capturan el dióxido de carbono que luego será incorporado al biocombustible, siendo esta la etapa de captura que brinda el diferencial en términos de emisiones de GEI a los biocombustibles en comparación con su contraparte fósil.

¹⁴⁰ Las referencias a los trabajos previos se encuentran en la bibliografía general del presente Estudio.

ILUSTRACIÓN 47. Esquema de los impactos ambientales vinculados con la fase agrícola de la producción de bioetanol y biodiésel



Bioetanol de maíz

El cultivo de maíz resulta clave para afianzar una agricultura sustentable a través de su participación en la rotación de cultivos. La producción de maíz se concentra en las provincias de Buenos Aires, Córdoba y Santa Fe, que en conjunto conforman la *zona núcleo*, que concentra un poco más del 70% de la superficie total sembrada con maíz. En esta zona, la mayoría de los productores de maíz son exclusivamente agrícolas que integran sistemas de producción por contratos o en redes. En esta zona se obtienen los rendimientos más altos del país, puesto que tienen a su disposición la mejor tecnología para la producción de maíz (es decir, mejores semillas, fertilizantes, fitosanitarios y maquinaria agrícola), la cual es aplicada por la mayor parte de los productores, sin importar cuán pequeña sea su escala de producción. En cambio, en las zonas marginales, la situación es completamente distinta. Existe una gran diferencia entre los grandes productores, que pueden acceder a la mejor tecnología, y los medianos y pequeños productores, que en muchos casos producen con tecnologías mucho más primitivas desde la siembra hasta la cosecha.

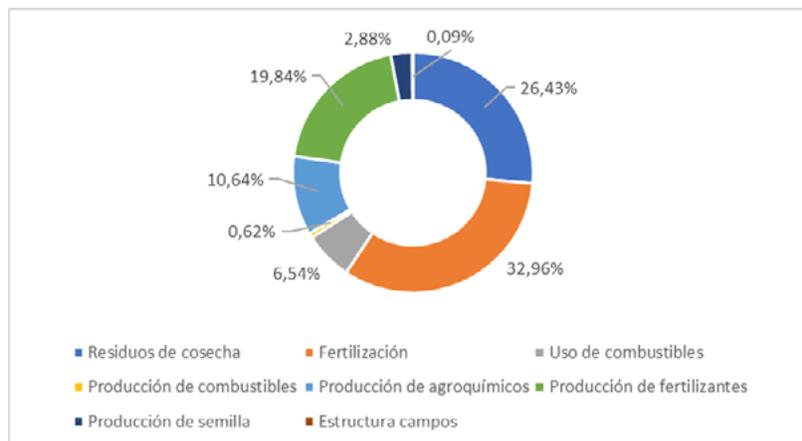
El cultivo de maíz se caracteriza por ser uno de los más demandantes en insumos, especialmente, en lo atinente a fertilizantes nitrogenados, a fin de obtener los muy altos niveles de rendimiento potencial que brinda la genética moderna.

Las emisiones producidas por el cultivo de maíz han sido estudiadas por el INTA a lo largo de los últimos seis años, con valores específicos también para la provincia de Córdoba; donde se encuentra la principal cuenca maicera que tiene como destino la alimentación de varias biorrefinerías instaladas en la región. Los valores que dependen del año y del rendimiento obtenido oscilan entre 150 y 250 kgCO₂/t. La bibliografía internacional arroja un promedio de 238.



El principal componente de la emisión está dado por los fertilizantes, que son responsables de un 25% de las emisiones totales, seguido por los residuos de cosecha, en un 12.6%, y los agroquímicos con aproximadamente 5%.

ILUSTRACIÓN 48. Componentes de la emisión de la producción de maíz



Fuente. Evaluación ambiental de la transformación del Maíz en Argentina (2021).

Biodiésel de soja

El cultivo de soja es uno de los componentes más importantes de los sistemas agrícolas de Argentina. La introducción de leguminosas al sistema agrícola incrementa la producción de alimentos y la fijación biológica de nitrógeno, pero, puede contribuir a incrementar las emisiones de óxido nítrico. La presencia de plantas de soja puede afectar las emisiones de numerosas maneras, dependiendo del momento ontogénico, debido al efecto sobre las variables que controlan las emisiones. El cultivo de soja absorbe agua y nitrógeno durante los primeros estadios del ciclo vegetativo, lo que disminuye las condiciones predisponentes de las emisiones. Hacia la finalización del ciclo, la senescencia y descomposición de los residuos, de baja relación C/N o sea ricos en N, puede generar un incremento de la producción de óxido nítrico (Yang & Cai, 2005). Por otro lado, según recogen Yang *et al.* (2005), la bacteria *Bradyrhizobium japonicum* se asocia al cultivo de soja a través de nódulos radicales, incorporando nitrógeno al suelo, que puede ser perdido en forma gaseosa a través de los procesos de desnitrificación y nitrificación. En adición, dichos microorganismos son capaces de desnitrificar y producir óxido nítrico (Mosier, 1996). Sin embargo, no hay evidencias en la literatura del efecto de la inoculación con organismos simbiotes de un cultivo de leguminosas sobre las emisiones de óxido nítrico. Actualmente existe un escaso conocimiento de las emisiones de óxido nítrico del cultivo de soja.

La evidencia de los trabajos de investigación desarrollados en Argentina ha determinado que la evolución de los gases en función del tiempo es similar en los tratamientos con plantas de soja con respecto a los sin planta, coincidiendo con lo hallado por Marinho *et al.* (2004), en un cultivo de soja de la región de Mississipi. Las emisiones de óxido nítrico presentan una evolución similar a los niveles de nitratos y humedad edáficos, durante el período de mayores pérdidas gaseosas. Este periodo, que comienza a partir del llenado de granos y finaliza hacia la madurez fisiológica del cultivo, fue determinante en las emisiones de óxido nítrico durante el cultivo de soja. Los resultados son coincidentes con los hallados por Yang & Cai (2005), quienes encontraron que alrededor del 94% de las emisiones totales se concentraron en dicho período. Por lo tanto se puede considerar a este intervalo de tiempo, como el “Período Crítico de las Emisiones”.



Algunos autores sugieren que la fijación biológica de nitrógeno, producto de la colonización de raíces de leguminosas por bacterias simbiotas, nativas o inoculadas, es una importante fuente de óxido nítrico (Mosier *et al.*, 1996; Mosier, 1998). Por el contrario, la experiencia científica en Argentina solo encontró un ligero efecto significativo ($P=0.09$) de la presencia del cultivo de soja sobre las emisiones de óxido nítrico en las situaciones con mayor dosis de fertilización, coincidiendo con lo predicho por Breitenbeck & Bremner (1989). Es probable que, a pesar de observar que las bacterias fijadoras simbióticas eran capaces de desnitrificar nitratos en condiciones anaeróbicas, la población de este microorganismo sea muy pequeña para tener una influencia de importancia relativa en la tasa de desnitrificación de los suelos.

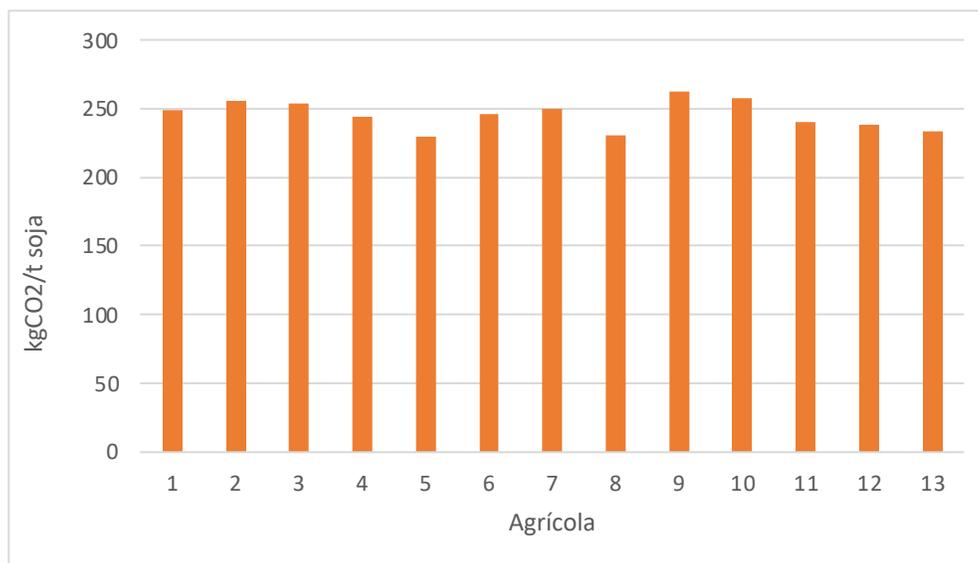
Ghosh *et al.*, 2002, concluyen que el efecto de la fertilización nitrogenada sobre las emisiones observadas es coincidente con lo hallado por numerosos autores (Kaiser *et al.*, 1998; MacKenzie *et al.*, 1998; Ghosh *et al.*, 2002). Los mayores valores de emisiones de los tratamientos con plantas de soja y fertilizados, donde los nitratos son adecuados para el proceso denitrificatorio, se deberían a que el cultivo aporta material carbonado fácilmente disponible, producto de la descomposición de raíces durante el final del ciclo de cultivo. Ciampitti *et al.* (2005) en Argentina encuentran evidencia de esta información en la evolución del carbono soluble, constituido por azúcares y aminoácidos de la solución del suelo, el cual disminuye en el periodo donde las emisiones de óxido nítrico se incrementan. Las denitrificadoras están, probablemente, controladas en forma primaria por la disponibilidad de carbono bajo condiciones aeróbicas, aumentando las pérdidas por denitrificación (Palma *et al.*, 1997). En situaciones sin fertilización nitrogenada, la presencia de plantas probablemente disminuya seriamente la cantidad de nitrógeno mineral edáfico, limitando el proceso de denitrificación, el principal responsable de las emisiones de óxido nítrico.

El uso extensivo de agroquímicos es otro tema controversial en el cultivo de soja. A lo largo de las últimas décadas se evidencia una migración hacia productos menos tóxicos banda verde. Por otro lado, la siembra directa implica un mayor uso de herbicida para el control de malezas. Dentro de estos herbicidas, el que se destaca por su uso extensivo e intensivo, es el glifosato. Sus ventas están estancadas a lo largo de los últimos años y está creciendo otros métodos para el manejo de los lotes a lo largo de todo el año, como los cultivos de cobertura. Estas acciones, junto con la aplicación sitio específica, auguran un futuro mucho mejor al reducirse las dosis y extensión de las aplicaciones. La evolución de las buenas prácticas agrícolas unida a la evolución y adopción de nuevas tecnologías marcan una tendencia de reducción de impactos de los agroquímicos en los próximos años.

El valor de emisiones de soja calculados por el INTA, tanto como promedio simple como ponderado, de acuerdo con la participación de cada empresa en la producción de biodiésel, fue de 245.4 kgCO₂/t de soja con un máximo de 261.9 y un mínimo de 229.9 kgCO₂/t.



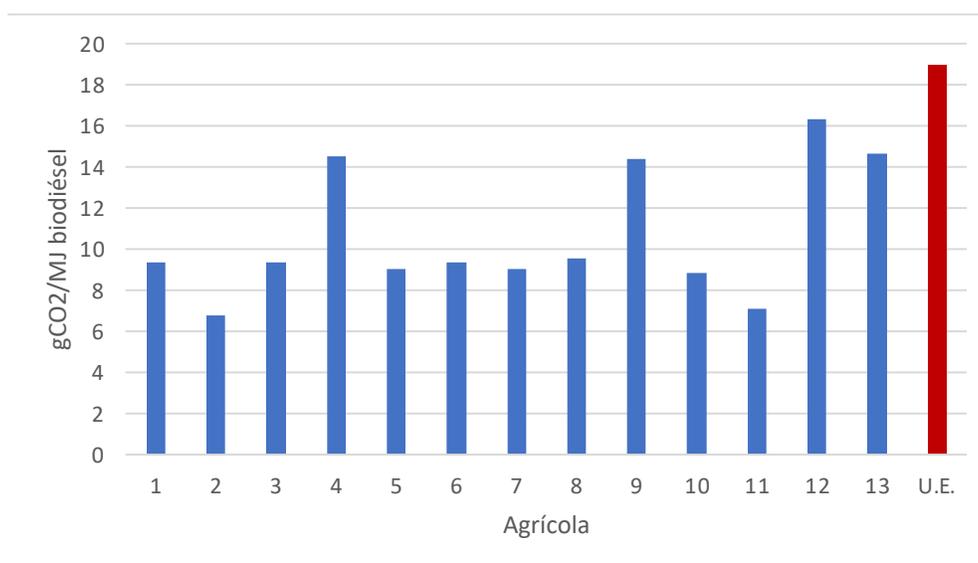
ILUSTRACIÓN 49. Emisiones de materia prima por caso estudiado (empresas y campañas)



Fuente: Estudio sobre la determinación del nivel de emisiones del biodiésel argentino de exportación (Hilbert *et al.*, 2018).

La expresión de los valores de emisión por MJ de biodiésel producido se ve afectada por la relación entre el total de soja procesado y la cantidad de biodiésel generado, ya que en varias empresas la proporción de biodiésel generado como subproducto es bajo. Los valores medios se ubican en 10.6 gCO₂/MJ de biodiésel con un máximo de 16.3 y un mínimo de 6.8 gCO₂/MJ según, campaña y empresa.

ILUSTRACIÓN 56. Emisiones calculadas por unidad de energía en función de la asignación entre coproductos

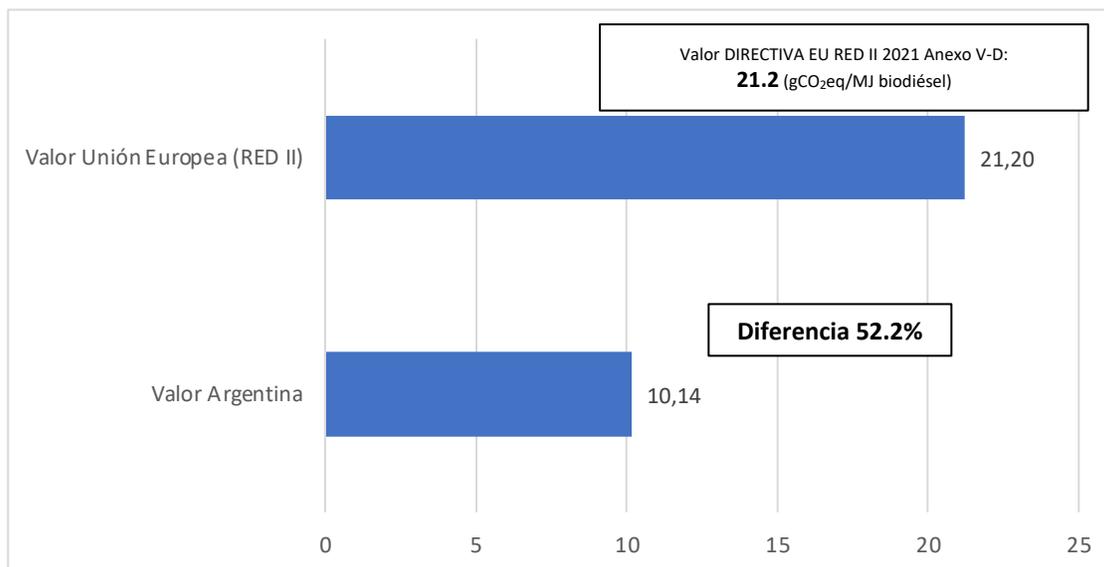


Fuente: Estudio sobre la determinación del nivel de emisiones del biodiésel argentino de exportación (Hilbert *et al.*, 2018).



La comparación con los valores *default* agrícolas provistos por la Unión Europea de 21.2 gCO₂/MJ que se venía empleado hasta la fecha, por parte de las empresas para el cálculo del valor total de emisiones, arroja una diferencia porcentual del 52.2%, remarcando las ventajas del sistema productivo argentino por su bajo nivel de uso de combustibles y de fertilizantes.

ILUSTRACIÓN 51. Comparación de valores agrícolas argentinos y de *default* de la UE



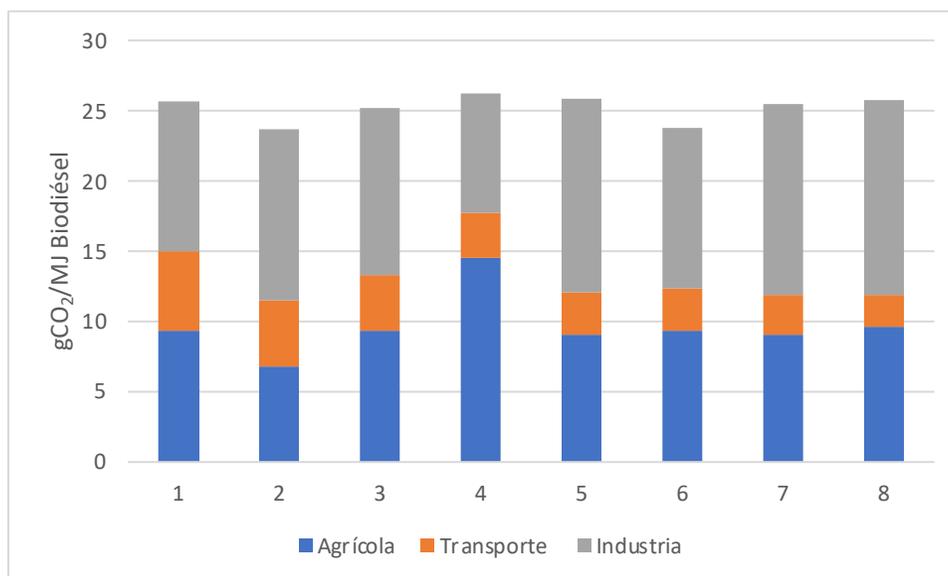
Fuente: Estudio sobre la determinación del nivel de emisiones del biodiésel argentino de exportación (actualizado de Hilbert et al., 2018).

Extendiendo el análisis comparativo de las empresas de Argentina con los valores de *default* de la UE a los siguientes eslabones, cabe mencionar que los valores de emisiones de transporte aportadas por las empresas, fruto de las determinaciones realizadas mediante calculadores homologados por la Unión Europea y auditados externamente tuvieron un promedio ponderado de 3.1 gCO₂/MJ con un máximo de 5.6 y un mínimo de 2.3.

Los valores de emisiones de industria aportadas por las empresas fruto de las determinaciones realizadas mediante calculadores homologados por la Unión Europea, y auditados externamente tuvieron un promedio ponderado de 12.3 gCO₂/MJ con un máximo de 13.9 y un mínimo de 8.5.

La sumatoria de todos los componentes arrojó valores promedios ponderados de 25 gCO₂/MJ con un máximo de 26.2 y un mínimo de 23.6 gm CO₂/MJjoule para todas las series y empresas analizadas.

ILUSTRACIÓN 52. Sumatoria de emisiones totales por caso estudiado (empresas y campañas)



Fuente: Estudio sobre la determinación del nivel de emisiones del biodiésel argentino de exportación (Hilbert *et al.*, 2018).

Dado que la limitante al comercio está dada por la reducción total final alcanzada por el biocombustible exportado con relación a uno de referencia, que tiene un valor de 83.8 gCO₂/MJ; se calculó el mismo arrojando un valor FOB de 70.09%, con un máximo de 71.8% y un mínimo de 68.7%.

A continuación, se muestra una síntesis de la hoja de resultados, que se incluye completa en Anexo 4.

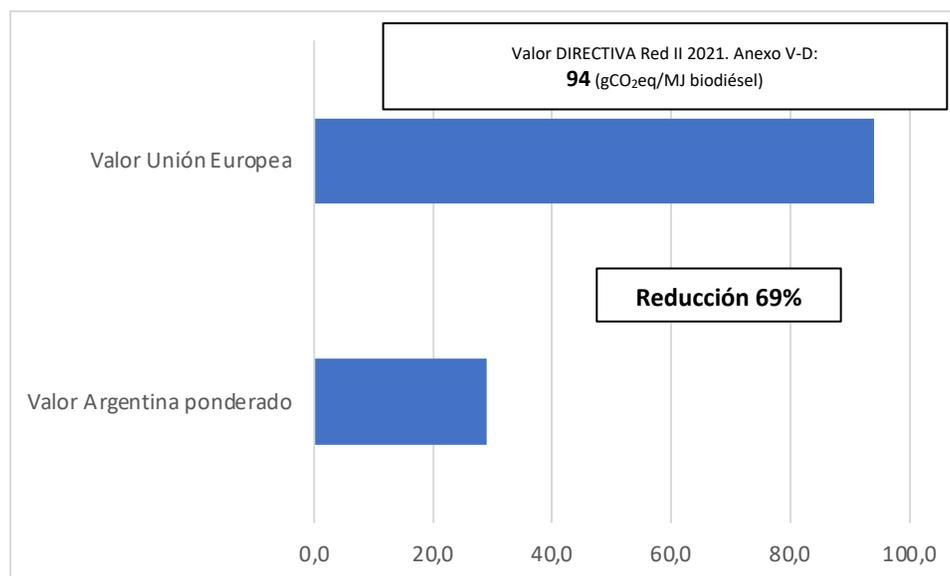
ILUSTRACIÓN 53. Síntesis de hoja de resultados comparativos

Emisiones (gCO ₂ /MJ)	Valores ponderados		EU-RED
	x Energía FOB	x Energía CIF	Valores default
A. Producción MMPP/B. Fletes MMPP	10	10	20
C. Planta	12	12	21
D. Fletes PT	3	3	2
E. Transporte marítimo a Rotterdam		4	-
Emisiones procedentes de la producción (gCO₂eq/MJ)	26	29	43
Emisiones	83.8	83.8	83.8
Reducción=(E_f-E_B)/E_F	70%	65%	49%

Fuente: Estudio sobre la determinación del nivel de emisiones del biodiésel argentino de exportación (Hilbert *et al.*, 2018).



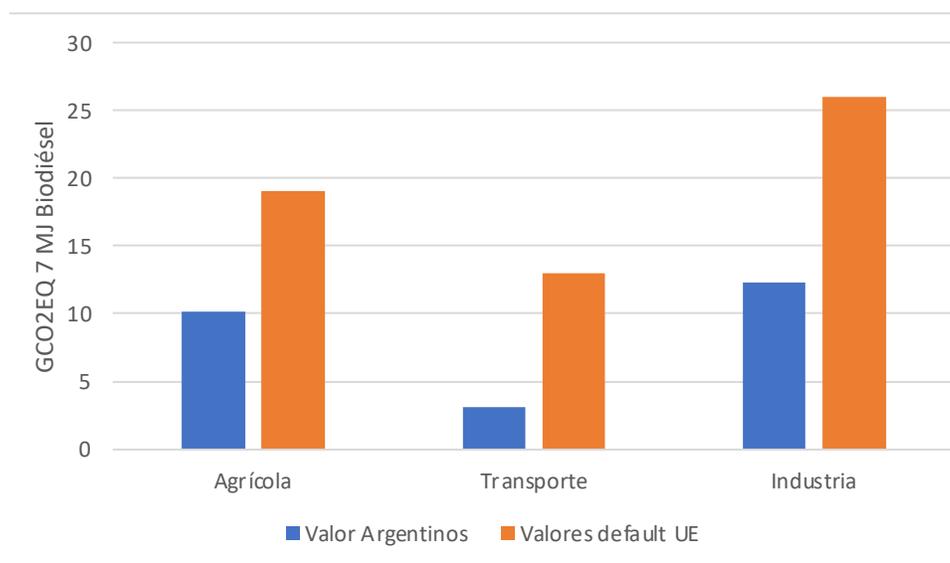
ILUSTRACIÓN 54. Estudio comparativo de valores de emisión total



Fuente: Estudio sobre la determinación del nivel de emisiones del biodiésel argentino de exportación (Actualizado de Hilbert et al., 2018).

Se analizaron las fuentes de mayor diferencia entre los valores argentinos y los *defaults* calculados por la Unión Europea **encontrándose las mayores en el sector logística y transporte**, lo cual resulta lógico dada la incomparable cercanía de la cuenca de abastecimiento de las plantas que originan la mercadería en un radio de 300 km. La industria tiene ventajas comparativas por su escala y la agrícola por el sistema de producción argentino bajo siembra directa.

ILUSTRACIÓN 55. Estudio comparado de los diferentes sectores estudiados



Fuente: Estudio sobre la determinación del nivel de emisiones del biodiésel argentino de exportación (Hilbert et al., 2018).



Del análisis porcentual de la composición de las emisiones totales del biodiésel en Argentina surge según este estudio, que el 48% corresponde a la industria, 40% a la parte agrícola y 12% al transporte.

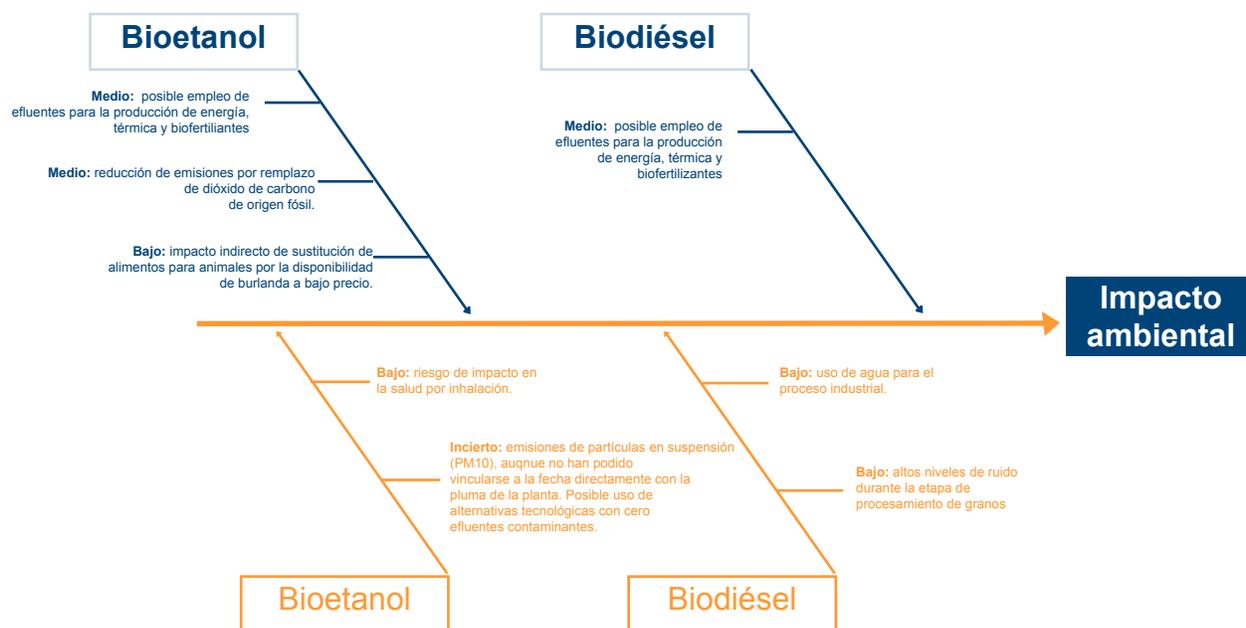
Fase Industrial

Síntesis

En la fase industrial se han identificado impactos positivos directos en cuanto al proceso productivo del bioetanol, destacándose el posible empleo de sus efluentes para la producción de energía eléctrica, térmica y biofertilizantes. Estos se logran haciendo uso de los principios de la economía circular, así como por la reducción de emisiones de GEI, por reemplazo del CO₂ de origen fósil, para otras aplicaciones industriales, por CO₂ biogénico proveniente del proceso de producción de etanol; y por la sustitución de alimentos para animales debido a la disponibilidad de burlanda a un precio competitivo. Por otra parte, respecto de esta fase, en el caso del bioetanol, la literatura expone riesgos vinculados con la salud por inhalación, así como cierta posibilidad de incremento de emisiones de particulado en suspensión (PM10), que a la fecha no han podido vincularse directamente con la pluma de la planta. No obstante, este riesgo podría ser mitigado mediante la aplicación de alternativas tecnológicas con cero efluentes contaminantes.

Respecto del biodiésel, se identifica también la oportunidad de emplear sus efluentes y coproductos para la producción de energía eléctrica, térmica y fertilizantes, mientras que entre sus impactos negativos se destacan los requerimientos de agua para el proceso industrial y los altos niveles de ruido alcanzados durante la etapa de procesamiento de granos.

ILUSTRACIÓN 56. Esquema de los impactos ambientales vinculados con la fase industrial de la producción de bioetanol y biodiésel

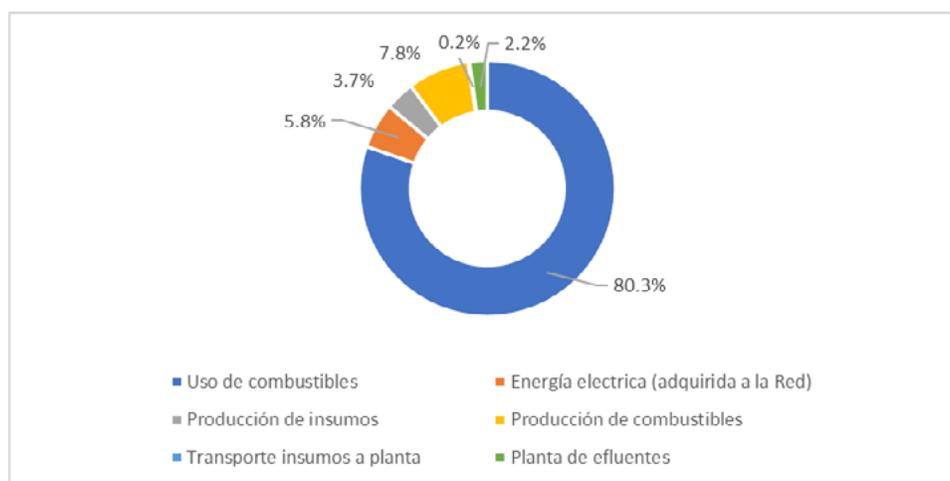




Bioetanol de maíz

En términos de emisiones de GEI, las biorrefinerías de maíz tienen como principal componente emisor de GEI a los combustibles fósiles, que representan en promedio un 51% de las emisiones totales. Existen importantes diferencias entre las industrias de acuerdo con la tecnología empleada, la forma de generación de energía, la fuente que se usa, así como el uso de residuos para la generación. Otro componente que mitiga la emisión en algunos casos está representado por la captura y utilización del CO₂ biogénico que se genera durante los procesos de fermentación del almidón.

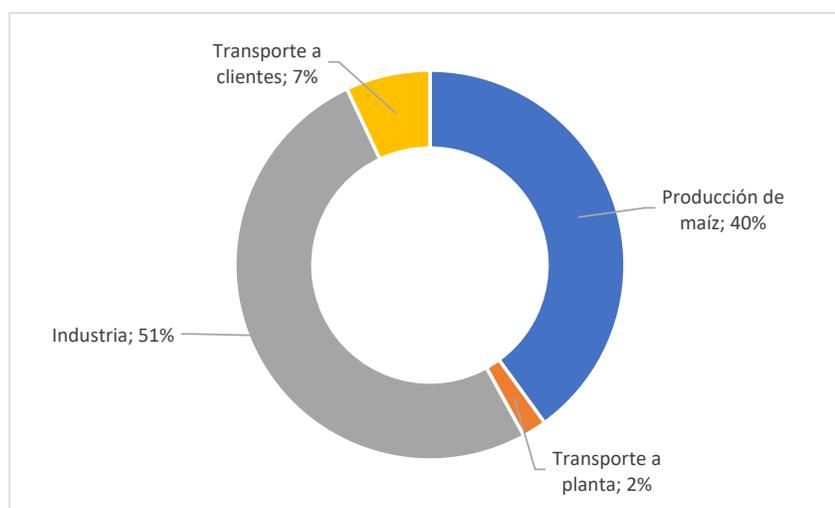
ILUSTRACIÓN 57. Componentes de emisión de las biorrefinerías de maíz



Fuente: evaluación ambiental de la transformación del maíz en Argentina (Hilbert *et al.*, 2021).

Si se analiza la emisión total del bioetanol producido, la producción de la materia prima a campo representa un 40%, el transporte un 9% y la industria un 51%.

ILUSTRACIÓN 58. Componentes totales de la emisión del etanol de maíz



Fuente: evaluación ambiental de la transformación del maíz en Argentina (Hilbert *et al.*, 2021).



Con respecto a otros indicadores ambientales que captan otro tipo de impactos, el INTA ha desarrollado estudios de análisis de ciclo de vida ACV completos. A lo largo de la última década, el enfoque de ciclo de vida se ha consolidado como una herramienta completa y poderosa para cuantificar y evaluar cargas ambientales potenciales de la actividad agroindustrial (Martínez Blanco *et al.*, 2013). Sin embargo, el ACV puede verse afectado por la falta de representatividad de los inventarios, especialmente en el sector agrícola. La utilización de datos generales para un caso de estudio particular es una práctica común en los ACV, debido a la falta de datos específicos del sitio, pero esto puede inducir desvíos en los resultados de los impactos ambientales producidos (Boone *et al.*, 2016).

En este contexto, cabe destacar la importancia de la territorialidad de los sistemas agrícolas en cuanto a la variabilidad de los datos, ya que los mismos pueden ser influenciados por el clima, tipo de suelo, manejo, etc. En este caso específico, se tomaron los valores ponderados de rendimiento de la cuenca de abastecimiento de la empresa de acuerdo con la información suministrada por el Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca (MAGyP), clasificada por código INDEC. Este concepto constituye un factor clave a tener en cuenta cuando se realizan los inventarios para este tipo.

Los antecedentes regionales para representar la producción de maíz de la provincia de Córdoba, como área de influencia y aprovisionamiento, así como la notable calidad, en términos de representatividad geográfica de los datos de producción de maíz, permitieron avanzar hacia el desarrollo de un Inventario de Ciclo de Vida (ICV) de la producción de maíz en esta región de Argentina.

En base a los datos provistos por el Relevamiento de Tecnología Agrícola Aplicada (ReTAA) de la Bolsa de Cereales de Buenos Aires para la campaña de maíz 2017-2018, se confeccionó un ICV para la unidad funcional de 1 kg de maíz producido y cosechado.

Para el desarrollo de los cálculos y confección del ICV se promedió ponderadamente por Nivel Tecnológico (NT) y porcentaje de participación de siembra de maíz (temprana y tardía), según el informe ReTAA, todos los insumos utilizados (semilla, fertilizantes, herbicidas y demás agroquímicos); y se calculó cada dato por kg de maíz cosechado (unidad funcional), utilizando el rendimiento promedio de la zona informado por las estadísticas del MAGyP, igual a 5 785 kg ha^{-1} .

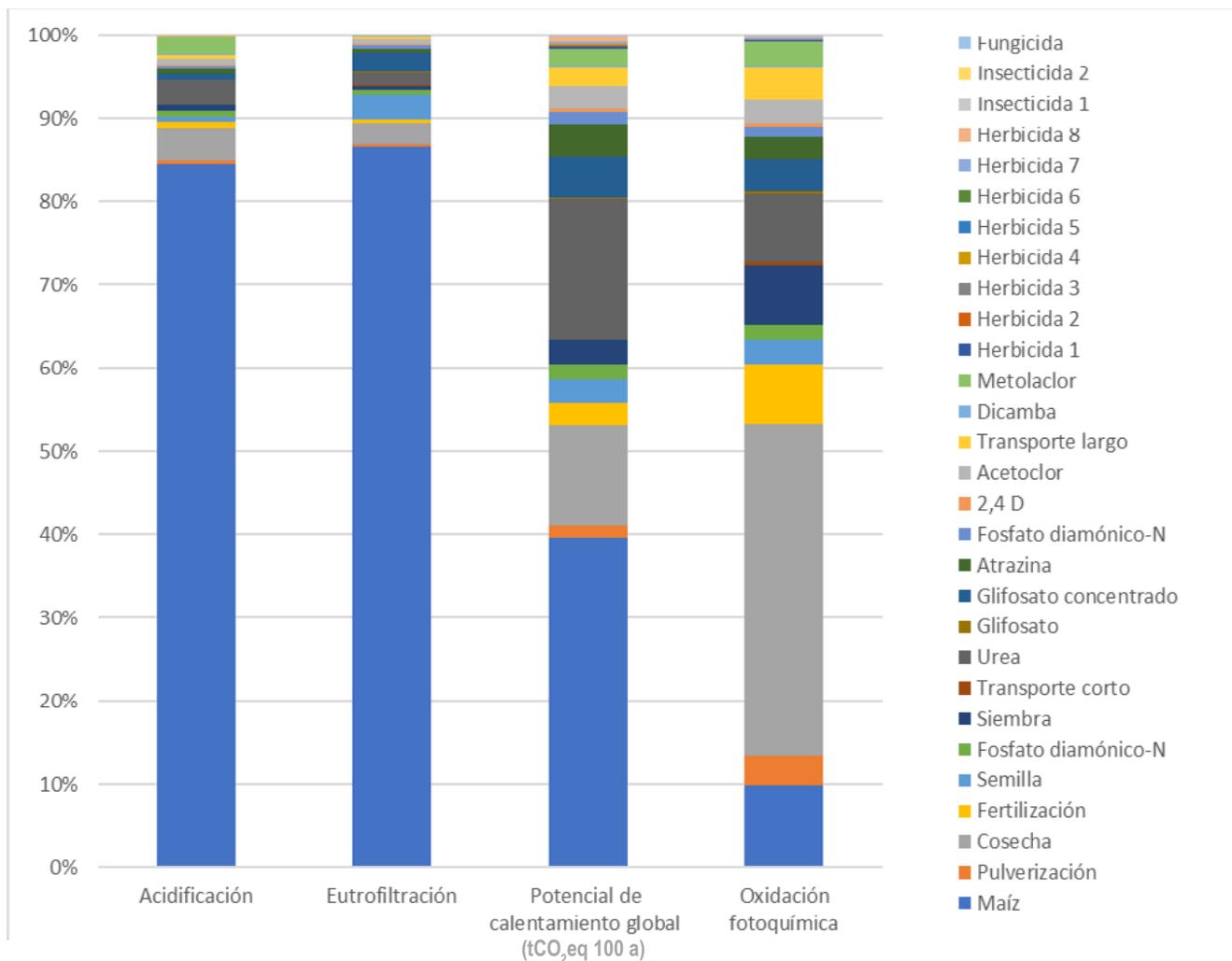
Las salidas del sistema se modelaron como emisiones al aire, agua y suelo provenientes de la aplicación de los agroquímicos, según las transformaciones que estos experimentan: escurrimiento, desnitrificación, lixiviación y volatilización. Los valores fueron calculados según las recomendaciones que establece la Regla de Categoría de Producto (*Product Category Rules*, PCR) de Cultivos Arables desarrollada en el marco del Sistema Internacional EPD (por sus siglas en inglés): Declaración Ambiental de Producto (*Environmental Product Declaration*). Este es un programa para la obtención de declaraciones ambientales tipo III de acuerdo con la ISO 14 025. Las Declaraciones Ambientales de Producto son documentos voluntarios para que una compañía u organización pueda presentar información transparente sobre el impacto ambiental del ciclo de vida de sus bienes o servicios.



Para obtener el perfil ambiental de la producción de maíz, se utilizó el *software* Simapro 9 con base de datos Ecoinvent 3.5, y se aplicó el método de evaluación de impacto EPD (2018). Se informan las cuatro categorías de impacto que deben ser calculadas y reportadas para obtener una EPD, según la PCR de cultivos arables mencionada, siendo estas:

- Emisiones de gases de efecto invernadero, “calentamiento global” (expresada como la suma del potencial de calentamiento global, PCG a 100 años, en equivalentes de dióxido de carbono, CO₂eq). Emisiones de gases acidificantes, “acidificación” (expresada como la suma del potencial acidificante en equivalentes de dióxido de azufre, SO₂eq.).
- Emisiones de sustancias al agua que contribuyen al agotamiento del oxígeno, “eutrofización” (expresada como equivalentes de fosfato, PO₄³⁻eq.).
- Emisiones de gases que contribuyen a la creación de ozono a nivel del suelo, “potencial de creación de oxígeno fotoquímico” (expresado como la suma del potencial de creación de ozono, en equivalentes de etileno, eq. C₂H₄).

ILUSTRACIÓN 59. Perfil ambiental de 1 kg de maíz. Córdoba Método: EPD V1.00 / Caracterización / Excluyendo emisiones a largo plazo



Fuente: Informe ACABIO 2019-2020 (Hilbert et al., 2020).



Las emisiones al aire y agua de amoníaco, dióxido de carbono, monóxido de nitrógeno, nitratos, óxidos de nitrógeno y fósforo, causadas por la utilización de fertilizantes (urea y fosfato diamónico), sumado a las emisiones al suelo de herbicidas, insecticidas y fungicidas empleados durante el ciclo del cultivo, contribuyeron, en su conjunto, en un 86.6% en la categoría de impacto eutrofización y 84.5% en acidificación; se pueden observar en el gráfico con la referencia “maíz”

Mientras que dichas emisiones representaron un 39.6% de la huella de carbono, contabilizada en 0.231 kgCO₂eq/kg de maíz. Le siguieron en orden de magnitud, las emisiones debidas a la producción de fertilizantes, con un 20%, y con similar porcentaje las emisiones debidas a las labores a campo (siembra, cosecha, pulverización y fertilización), con un 19% de contribución. La producción de los herbicidas, fungicidas e insecticidas empleados, contribuyeron en un 16% al total de la huella, la producción de semilla de maíz en un 3% y por último, los transportes asociados a la adquisición de todos los insumos hasta el campo, con un 2.3% de impacto en la suma total de emisiones de GEI.

TABLA 23. Valor total por categoría de impacto para 1 kg de maíz - Caracterización. Método EPD (2018) / Caracterización /excluyendo emisión a largo plazo

Categoría de impacto	Unidad	Total
Acidificación	kg SO ₂ eq	0.00717
Eutrofización	kg PO ₄ ³ eq	0.00189
Contribución al calentamiento global (tCO ₂ e 100 a)	kgCO ₂ eq	0.231
Oxidación fotoquímica	kgNMVOC	0.000955

Fuente: Informe ACABIO 2019-2020 (Hilbert *et al.*, 2020).

Biodiésel de soja

El proceso de elaboración de aceites comienza con el arribo de las materias primas transportadas en su mayoría por camiones o, en menor cuantía, en vagones a través de ferrocarriles o barcazas por vía fluvial o lacustre. Una de las operaciones más importantes del proceso de recepción de materia prima, consiste en la descarga del camión o de los vagones a los silos o celdas, utilizando cintas transportadoras que lo trasladarán hacia lugares de almacenamiento o procesamiento. Una de las tareas más riesgosas dentro de este proceso se da en la descarga, debido a que pueden producirse complicaciones por apelmazamiento derivado de la humedad del grano, o por el polvo propio de la semilla además de la tierra/arena que acompañan el cargamento. En esta etapa del proceso también se realiza la tarea de calado o toma de muestras. Se realiza en forma variada dependiendo del modo en que llegue la materia prima y de la tecnología utilizada.



Los riesgos en las plantas de recepción, operación y almacenamiento de granos son:

1. Riesgos biológicos: virus y bacterias.
2. Riesgos Exigencias Biomecánicas: posturas forzadas y esfuerzo o fuerza física.
3. Riesgos Químicos: polvos y gases (tóxicos, inflamables y explosivos).
4. Riesgo de accidente: quemaduras, atrapamientos, atropellamientos, incendio, traumatismo de ojo, explosión y espacio confinado.

En el caso de la semilla de soja, se realiza el descarado poniéndola en contacto con fuentes de calor para producir, en primera instancia, el despegue de la cáscara; luego ingresa a los equipos que contienen rodillos quebradores, partiendo la semilla en cuartos, separándose este quebrado de la cáscara, que es retirada por sistemas de aspiración. La cáscara se direcciona hacia el área de paleteado. El material quebrado es procesado a través de rolos laminadores para ingresar así a la zona de extracción. La generación constante de polvillo en esta etapa del proceso puede alterar el sistema respiratorio de los trabajadores, provocando serios daños a su salud.

En “extracción” del aceite contenido en las semillas, se denomina extracción por solventes al proceso donde se pone en contacto el material recibido desde el área de preparación con el disolvente (hexano); puede realizarse por inmersión o por lavado a contracorriente, de acuerdo con el extractor utilizado. La corriente líquida de salida de esta etapa se denomina miscella (mezcla de aceite-solvente). Es sometida a destilación para separar estos componentes, el aceite así obtenido se lo almacena en tanque de proceso, para ser enviado luego a otros tratamientos de purificado; mientras que al hexano evaporado se lo condensa y deposita en un tanque, donde se separa la fase acuosa que contiene como impureza, para luego ser reutilizado en extractores. Por otro lado, la corriente sólida es sometida a tratamiento térmico para ser desolventizada y tostada en equipos destinados a tal fin.

Se deberá, para evitar accidentes en estos procesos, mantener los niveles de concentración del hexano en niveles por debajo de los aceptados por la legislación. Para esto, es necesario tener un sistema de ventilación en excelentes condiciones que cumpla con lo establecido en el Decreto N° 351/79. También es recomendable realizar de forma periódica muestreos para la detección de pérdidas. El hexano solvente utilizado para la extracción de aceite origina vapores que al aspirarse producen irritación y efectos neurotóxicos en el SNC (sistema nervioso central). Por esta razón es importante utilizar los elementos adecuados seleccionados por el servicio de medicina del trabajo.

Un riesgo en toda planta de procesamiento de granos esta dado por el ruido. Medir, registrar y evaluar puestos de trabajo que igualen y/o superen los 85 dBA de NSCE (nivel sonoro continuo y equivalente) y notificar al trabajador sobre el riesgo¹⁴¹. El nivel sonoro medio de un ruido supuesto constante y continuo, representa el ruido al que encuentra expuesto el trabajador durante toda la jornada. Se debe actuar sobre las fuentes de generación de ruido para eliminar y/o mitigar el riesgo, aislando del proceso de trabajo al trabajador. Se debe entregar y controlar el correcto uso de los protectores auditivos, en el caso que los valores se encuentren por arriba de lo establecido en la Resolución MTEySS N° 295/03. Los protectores auditivos certificados deben ser seleccionados por el responsable del servicio de Higiene y Seguridad con la participación del Servicio de Medicina del Trabajo.

¹⁴¹ Para más información consultar la Resolución SRT N°85/12.



Las emisiones y contaminaciones provocadas por la obtención y transformación de aceites en biodiésel están ligadas al consumo de solventes, energía eléctrica y térmica.

El metanol (un alcohol tóxico inflamable) y la soda cáustica (una base corrosiva y cáustica) son dos productos químicos peligrosos necesarios para convertir el aceite vegetal en biodiésel. La sobreexposición al metanol puede causar daño neurológico y otros problemas de salud. El metanol también presenta un grave riesgo de incendio. La soda cáustica puede causar irritación de la piel y los pulmones. Tanto el metanol como la soda cáustica pueden causar daño ocular o ceguera. Se deben tomar precauciones rigurosas para evitar el envenenamiento, el fuego y la contaminación del suelo y los recursos hídricos. Antes de comenzar un proyecto de biodiésel los procesadores de biodiésel generan cantidades sustanciales de subproducto de glicerol crudo (aproximadamente, un galón de producto de desecho que contiene glicerol por cada cinco galones de biodiésel producido). La mayoría de los procesadores también utilizan agua para la purificación de combustible y pueden generar hasta tres galones de aguas residuales por cada galón de combustible producido. Tanto el glicerol, como las aguas residuales, requieren consideración de manipulación y eliminación.

La seguridad debe ser la máxima prioridad en cualquier operación de biodiésel, por encima de todos los demás objetivos. Los accidentes que involucran productos químicos y/o grandes volúmenes de aceite vegetal, biodiésel o subproductos, pueden causar lesiones, muerte, daños a la propiedad o contaminación ambiental. Aquellos que esperan evitar la futura prohibición gubernamental de la producción de biodiésel a pequeña escala, harían bien en considerar que la regulación a menudo sigue a los accidentes. Al seguir las “mejores prácticas” de seguridad, los pequeños productores como grupo, continuarán cumpliendo con los funcionarios responsables de la salud pública y ambiental.

Un enfoque integral de la seguridad comienza con una consideración de todo el sistema de todas las áreas potenciales de riesgo, seguida de planes minuciosos para la prevención de accidentes. Como respaldo, también se deben hacer preparativos para responder a cualquier accidente que pueda ocurrir.

El metanol es tóxico y debe manipularse y usarse en un área bien ventilada. La inhalación o ingestión de metanol puede ser muy dañina en concentraciones altas y puede provocar la ceguera o muerte. Es especialmente dañino para los ojos. Por ello, se deben usar gafas de seguridad, ropa resistente a los productos químicos y guantes siempre que se manipule el material. Si las concentraciones en el aire exceden las 200 ppm, se requieren respiradores con suministro de aire, preferiblemente con una máscara de cara completa. Los respiradores de bote no son efectivos para uso regular con vapores de metanol.

El nivel al que se percibe el olor del metanol es superior a 200 ppm. Por lo tanto, si uno huele metanol en la instalación de procesamiento, ya se está produciendo una exposición personal perjudicial. Se aconseja a los productores que modifiquen cualquier actividad de procesamiento que resulte en olores perceptibles de metanol.



Ha habido muchos casos en los que el metanol se ingirió deliberadamente debido a su efecto levemente intoxicante (muy parecido al etanol). La ingestión ha provocado numerosos casos de ceguera o muerte, y se deben tomar precauciones para mantener este químico fuera del alcance de los niños y los animales.

La ingestión de metanol, la inhalación de altas concentraciones y cualquier contacto con los ojos requieren atención médica inmediata. La exposición, a corto plazo, al vapor de metanol puede irritar los ojos, la nariz y la garganta y causar dificultad para respirar, dolor de cabeza, mareos, náuseas y vómitos. También pueden aparecer otros síntomas comunes de la embriaguez, como aturdimiento, vértigo, visión borrosa y pupilas dilatadas. Los síntomas dependen del nivel y la duración de la exposición y pueden variar de persona a persona.

El metanol se disuelve fácilmente en agua y, si se libera sin el tratamiento adecuado, puede llegar a la capa freática. El metanol es inflamable y presenta un riesgo de incendio. Sus vapores son más pesados que el aire y pueden viajar una distancia considerable para encontrar una fuente de ignición, con un retroceso posterior a la unidad de procesamiento o al tanque de almacenamiento de metanol. El punto de inflamación del metanol es bastante bajo, de 52°F (11 °C), que es el punto en el que se libera suficiente vapor para formar una mezcla inflamable. A temperaturas de procesamiento de biodiésel (110 a 140°F), se genera suficiente vapor de metanol para sostener un incendio grave si se permite que el aire se mezcle con el metanol.

El hidróxido de sodio (NaOH) y el hidróxido de potasio (KOH) son corrosivos y pueden ser fatales si se ingieren (estos productos químicos se denominan “lejía” o “catalizador”). El contacto con la piel puede causar quemaduras graves, y el área afectada debe enjuagarse completamente con agua o una solución de vinagre diluido. La inhalación del NaOH o KOH sólido es posible si el material se reduce a partículas del tamaño de un polvo. Cualquiera de estas situaciones es crítica y requiere atención médica inmediata. El hidróxido de sodio y potasio debe almacenarse lejos del agua, ya que el agua inhibirá la reacción del biodiésel y provocará la liberación de calor debido a la mezcla, lo que puede provocar un incendio en el material adyacente. Las soluciones de NaOH, KOH concentradas nunca deben entrar en contacto con el aluminio, ya que crearán gas hidrógeno explosivo.

El equipo de seguridad adecuado para trabajar con NaOH o KOH incluye guantes hasta el codo, gafas protectoras contra productos químicos, una mascarilla antipolvo o un respirador, pantalones largos y zapatos. También se recomienda una estación de lavado de ojos y/o una ducha de emergencia a menos de 25 ft (7.62 m) del área de trabajo.

Al medir cualquier cantidad que no sea muy pequeña de NaOH o KOH, es muy importante usar una mascarilla antipolvo o un respirador de cartucho para evitar la inhalación de partículas cáusticas. Una botella de aerosol de vinagre es útil para neutralizar cualquier pequeño derrame de catalizador residual en el lugar de trabajo. Las partículas finas de NaOH o KOH producirán agujeros en la ropa; por lo tanto, también se recomienda un delantal protector o un mono. También es útil que cada persona que trabaja en el taller de biodiésel tenga a mano una muda de ropa de repuesto, de modo que la ropa contaminada accidentalmente se pueda quitar rápidamente si es necesario.



El metóxido de sodio se produce combinando metanol e hidróxido de sodio. El metóxido de potasio se produce combinando metanol con hidróxido de potasio. Estas mezclas tienen muchas de las mismas características corrosivas y tóxicas que sus componentes y deben manejarse de manera similar. En forma sólida, los metóxidos de sodio y potasio no son muy estables y deben evitarse. Pueden encenderse en contacto con agua o aire húmedo.

Conociendo y entendiendo los problemas que trae eliminar indiscriminadamente y, en muchos casos, por ignorancia de los residuos de aceite, y con el fin de evitar los problemas ambientales y de salud derivados de un inadecuado manejo de los mismos, se debe tener en cuenta que los aceites cuando están degradados por su uso, son residuos que, aunque no reciben la valoración de peligrosos, no conviene verterse por los desagües, dada su capacidad para constituir películas sobre el agua que imposibilitan su oxigenación y obstaculizan la correcta depuración de las aguas a donde ellos se vierten, así como otros problemas como huellas en suelo, aire y a nivel biótico. Estos problemas son resueltos en las empresas de tamaño medio y grande, mediante la contratación de servicios específicos que se encargan del tratamiento de todo tipo de residuos orgánicos que se generan en las plantas.

Las emisiones de monóxido de carbono (CO), óxidos de nitrógeno (NOx), compuestos orgánicos volátiles (COV, especialmente aldehídos), material particulado y olores requieren de sistemas de control y de filtros de acuerdo a la legislación de los países (se trata de proyectos que deben llevar a cabo una evaluación de impacto ambiental). Los principales problemas ambientales asociados a la producción de aceites vegetales son la generación de residuos líquidos y sólidos con una alta demanda bioquímica de oxígeno (DBO) y la presencia de malos olores. En general, la fabricación de biodiésel no implica emisiones significativas de contaminantes al aire. Pueden producirse emisiones marginales de metanol por venteo y de óxidos de azufre (SOx). Respecto a vertidos a cuerpos de agua, es un proceso que genera aguas aceitosas y jabonosas; dependiendo de la eficiencia del separador de aceites, pueden producirse mayores o menores emisiones de aceites que afectarían la DBO. El tratamiento de efluentes también dependerá de la norma establecida para el cuerpo receptor.

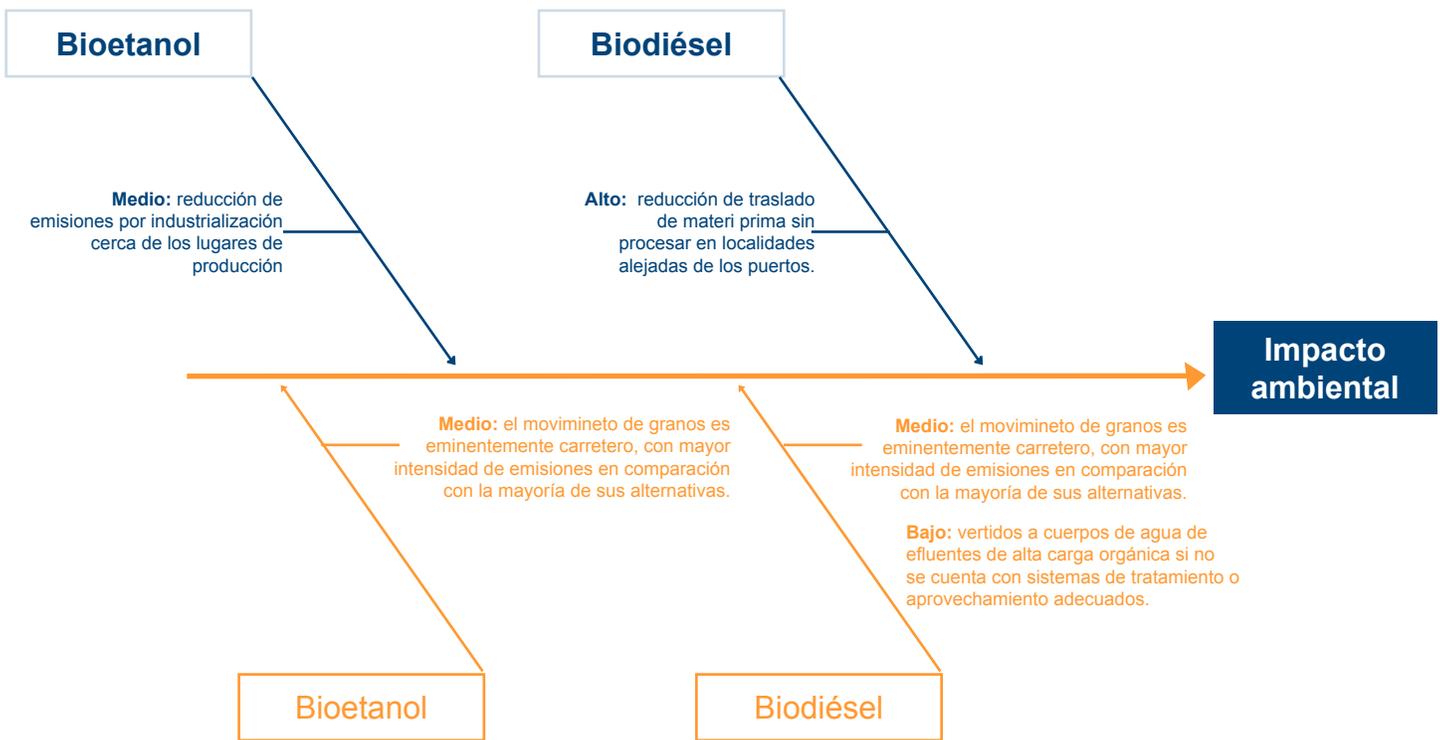
Fase logística

Durante la fase logística, en la que aquí incluimos tanto la logística vinculada con el transporte de granos como el del producto terminado (biocombustible), se han detectado, en particular para el bioetanol, reducciones de emisiones de GEI vinculadas con la industrialización del maíz cerca de los lugares de producción, que se contraponen con la refinación de hidrocarburos en áreas lejanas a los yacimientos petroleros. La consecuencia es la pérdida energética y las emisiones fugitivas. Por otro lado, el hecho de que el movimiento de granos resulte eminentemente carretero genera mayor intensidad de emisiones que sus alternativas y con impacto en la infraestructura, pero este impacto negativo se encontraría más vinculado con políticas y prácticas de transporte, que con prácticas exclusivamente vinculadas con la producción de biocombustibles.



En cuanto a la producción de biodiésel, uno de los aspectos positivos está vinculado con la reducción del traslado de materia prima sin procesar en localidades de industrialización *in situ* alejadas de los puertos. Por otro lado, mientras que comparte con el bioetanol las características resultantes de que el transporte resulte eminentemente carretero y que puedan realizarse vertidos a cuerpos de agua de alta carga orgánica en el caso de no contarse con sistemas de tratamiento o de aprovechamiento adecuados que, como se expuso en otras secciones, tienen a su vez potenciales cobeneficios económicos para el productor.

ILUSTRACIÓN 60. Esquema de los impactos ambientales vinculados con la fase logística de la producción de bioetanol y biodiésel



Combustión

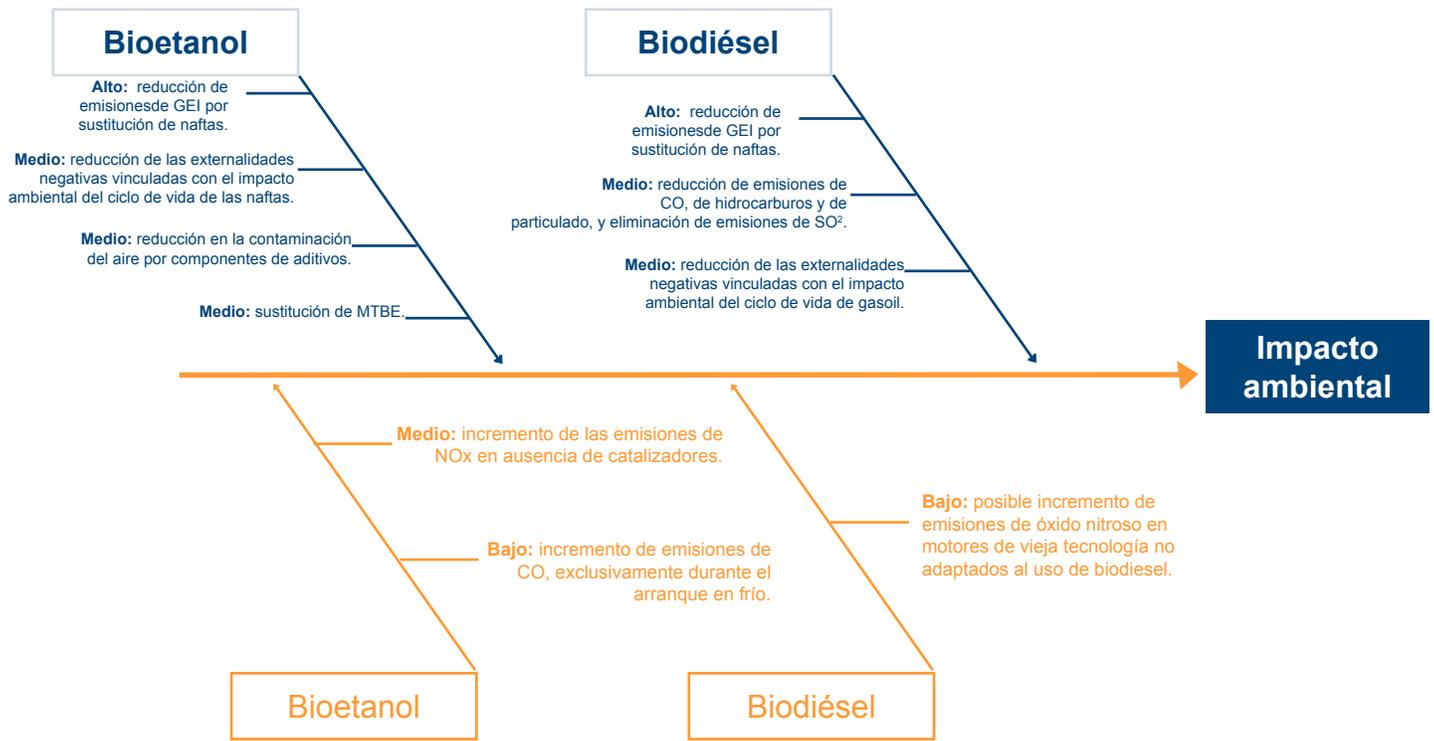
La fase de combustión de los biocombustibles es en la que se producen los mayores impactos en el ambiente y en la salud, pero dichos impactos deben ser comparados con aquellos resultantes de los combustibles que sustituyen.

En cuanto al bioetanol, se destaca en primer lugar, el alto poder de mitigación de GEI al reducir aquellas vinculadas con la quema de naftas, así como la reducción de otras externalidades negativas vinculadas con su ciclo de vida, tanto en términos de emisiones al aire como a los cuerpos de agua. También se incluye la reducción de la contaminación del aire por componente de los aditivos de las naftas y por la sustitución de MTBE. Por otro lado, en vehículos que no cuentan con catalizadores (cada vez menos en proporción sobre el parque total) se observa un impacto medio relacionado con el incremento de las emisiones de NOx, y con un incremento en las emisiones de CO, que se da exclusivamente durante el arranque en frío de los vehículos.



Respecto del biodiésel, se presenta una notable reducción en emisiones de GEI por sustitución de gasoil, mientras que se reducen también emisiones de CO, de hidrocarburos y de material particulado, así como de SO₂. Por su parte, como se señaló para el caso del bioetanol, deben contabilizarse también las reducciones en las externalidades negativas vinculadas con el ciclo de vida su contraparte fósil: el gasoil. Respecto del potencial impacto negativo en la producción de biodiésel, se destaca un posible incremento de emisiones de óxido nitroso, pero exclusivamente en motores de vieja tecnología (móviles y estacionarios) no adaptados al uso de biodiésel.

ILUSTRACIÓN 61. Esquema de los impactos ambientales vinculados con la combustión de bioetanol y biodiésel



Bioetanol de maíz

La nafta requiere el agregado de un aditivo denominado MTBE que añade oxígeno a la mezcla para cumplir con las normativas de emisiones de monóxido de carbono. Debido al peligro de contaminación de aguas subterráneas que provoca este aditivo, el etanol es una alternativa muy interesante para reemplazarlo por el mayor aporte de oxígeno que hace y por tener mayor octanaje (116 AKI, 129 RON) que la nafta (86/87 AKI, 91/92 RON) y, en consecuencia, propiedades antidetonantes. Existen evidencias de posibles incrementos en los niveles de ozono a partir de vehículos funcionando a etanol, lo cual traería perjuicios en vías respiratorias en centros urbanos concentrados.



El etanol (C_2H_5OH) es usualmente producido a partir de biomasa (bioetanol) y muy utilizado en bajas proporciones como un mejorador del índice de octano de las naftas, contemplado incluso en los combustibles de referencia E5 (5% volumen de etanol) utilizados para Homologación Internacional de Emisiones de Vehículos EURO V. Puede ser producido con alta pureza, permite bajar el contenido de azufre e hidrocarburos aromáticos en sus mezclas con naftas y reducir las emisiones de algunos contaminantes (monóxido de carbono e hidrocarburos totales), Tóxicos no regulados (butadieno y benceno) así como GEI. No obstante, debido a sus propiedades fisicoquímicas, en el uso vehicular deben preverse las tecnologías apropiadas, para mantener las emisiones contaminantes por debajo de los límites máximos admisibles (Ley N°24 449, Decreto N°779/95 y resoluciones SAyDS posteriores) y evitar un mayor deterioro en la vida útil del automóvil. En lo que respecta a las emisiones de escape, se debe disponer de motores de gestión electrónica adecuadamente calibrados para el uso de etanol, y sistemas de control de emisiones eficientes (catalizadores de tres vías) para controlar, especialmente, las emisiones de óxidos de nitrógeno y aldehídos y cetonas, que suelen elevarse por el mayor contenido de oxígeno en el combustible. En lo que respecta a las emisiones evaporativas, el material de tanques, sistemas de distribución y el control de emisiones (*canister*) deben tener en cuenta la mayor presión de vapor y emisiones evaporativas generadas de combustibles mezcladas con etanol. Por otra parte, los materiales (plásticos, elastómeros, etc.) de aquellas piezas de contacto con combustible (mangueras, juntas ext.) deben ser resistentes al uso de etanol.

La composición de las emisiones de tres combustibles (E0, gasolina sin plomo; E10, etanol mezclado a concentraciones del 10% en gasolina sin plomo; y, E15, etanol mezclado a una concentración del 15% en gasolina sin plomo) se evaluó para la Asociación de Combustibles Renovables (RFA) y *Growth Energy* (Hilbert et al., 2020) para abordar una parte de los requisitos de la Agencia de Protección Ambiental (EPA) para el registro de combustibles designados y aditivos de combustible (F/FA) según lo estipulado en las secciones 211 (b) y 211 (e) de la Ley de Aire Limpio (CAA).

En general, el vehículo fue capaz de cumplir con el estándar de emisiones de 2011 para las pruebas con postratamiento. En este caso, las emisiones compuestas para el combustible base con el postratamiento fueron de 0.02 g/mi para NO_x, 0.03 g/mi para NMHC y 0.09 g/mi para CO. Las emisiones compuestas promedio con 10% de etanol fueron de 0.02 g / mi para NO_x, 0.01 g / mi para NMHC y 0.06 g/mi para CO; y las emisiones compuestas promedio con 15% de etanol fueron de 0.03 g/mi para NO_x, 0.02 g/mi para NMHC, y 0.09 g/mi para CO. Sin el tratamiento posterior, todas las emisiones aumentaron significativamente, y las emisiones no pudieron cumplir con los estándares para 2011. Se esperaba un mayor nivel de emisiones sin tratamiento posterior porque el tratamiento posterior era necesario para que el vehículo cumpliera con estos estándares de emisiones.



Además de las emisiones reguladas, se realizó una determinación de la especiación de hidrocarburos C1 a C12 en el escape de cada combustible. Cuando las emisiones especiadas de las dos mezclas de etanol sin tratamiento posterior se compararon con las emisiones con postratamiento, no se encontraron hidrocarburos adicionales de C1 a C12, aldehídos y cetonas presentes en el escape con un postratamiento en o por encima de los límites de detección de los procedimientos analíticos. Además, se detectaron una serie de compuestos en las pruebas sin postratamiento que no se detectaron en las pruebas con postratamiento. Las concentraciones fueron típicamente más bajas con el tratamiento posterior que sin él. Se detectaron cuatro compuestos (1-penteno; etanol; 1.3-dietilbenceno; y acetaldehído) a una concentración más alta con las dos mezclas de etanol y sin tratamiento posterior en comparación con el combustible base sin tratamiento posterior. El metanol y el etanol fueron los únicos alcoholes detectados por encima del límite de detección, excepto el 2-propanol, que solo se detectó en una prueba con el combustible base y sin tratamiento posterior. No se detectaron otros alcoholes o éteres de mayor peso molecular.

En dicho estudio se requirió la medición de la HAP y la NPAH en fase volátil y particulada. Se realizaron análisis para compuestos individuales que incluyen: benzo[a]antraceno, benzo[b]fluoranteno, benzo[k]fluoranteno, benzo[a]pireno, criseno, dibenzo[a,h]antraceno, indeno[1,2,3-cd]pireno, 7-nitrobenzo[a]antraceno, 6-nitrobenzo[a]pireno, 6-nitrocriseno, 2-nitrofluoreno y 1-nitropireno. En general, las concentraciones de HAP y NPAH fueron más bajas con el tratamiento posterior que sin él, y los HAP y NPAH en fase de partículas fueron generalmente más altos en concentración que los HAP y NPAH en fase volátil. No se encontraron HAP o NPAH adicionales con las dos mezclas de etanol que los que se encontraron en el combustible base.

Biodiésel de soja

El escape del motor diésel se compone de numerosos gases y partículas contaminantes, cantidades emitidas y características físicas y químicas de los cuales se rigen por la composición del combustible, así como por el diseño del motor y parámetros operativos. Las emisiones gaseosas reguladas incluyen hidrocarburos totales (HC) y monóxido de carbono (CO) y nitrógeno óxidos (NOx). El NOx consiste en óxido nítrico (NO) y dióxido de nitrógeno (N²), sin emisiones dominantes del motor.

TABLA 24. Características de las emisiones de gases de escape de la combustión de biocombustibles

Materia prima de biodiésel	Tipos y operación de motores	Sistemas de postratamiento	Perfil de emisiones	Impactos en la salud
Soja Colza Maíz Plantas Grasa animal Aceite de cocina usado	Catalizador de oxidación en máquinas diésel Filtros de particulado en máquinas diésel Reducción catalítica selectiva		Hidrocarburos Óxidos de nitrógeno Hidrocarburos aromáticos policíclicos Acetaldehídos Acroleína Formaldehido Partículas ultrafina	Modelos in vitro Citotoxicidad Inflamación Estrés oxidativo
				Modelos in vivo y humanos Respuesta respiratoria Respuesta cardiovascular Respuestas sistémicas

Fuente: Traducción propia de Biodiésel fuels: A greener diésel? A review from a health perspective (Politt *et al.*, 2019).



En cuanto al material particulado, las emisiones (PM) están sujetas a límites por concentración de masa. En algunas jurisdicciones, las emisiones también están reguladas por la concentración numérica (Unión Europea, 2007).

Según recogen Politt *et al.* en 2019 en su revisión de la literatura del impacto de los biocombustibles desde la óptica del impacto en la salud (Politt *et al.*, 2019), cuyos resultados se sintetizan a continuación, los estudios sobre el uso de biodiésel y los efectos sobre la salud de las emisiones de gases de escape deben ser interpretados en el contexto del tremendo cambio en tecnología de los motores diésel que se ha producido en respuesta al endurecimiento de las normativas de emisiones. En los Estados Unidos, la compresión en carretera de servicio pesado, las normas de emisión de motores se introdujeron en 1974 para el CO, HC y NOx. Una norma PM entró en vigor en 1988 (DieselNet, 2018). La magnitud de emisiones en respuesta a las exigencias de estas normas iniciales de emisión ha disminuido drásticamente. La escala de estas reducciones de emisiones para NOx y PM desde 1988 hasta la actualidad.

Los límites de NOx se redujeron de 10.7 g/bhp-hr en 1988 a 0.2 g/bhp-hr en 2007, mientras que los límites de PM se redujeron de 0.6 g/bhp-hr en 1988 a 0.01 g/bhp-hr en 2007. Se implementó el estándar NOx 2007 durante el período de 2007 a 2010. Así, solo a partir de 2010. Lo mismo puede decirse en el mercado europeo con el continuo desarrollo de las normas denominadas “Euro”.

La emisión de masa de particulado para biodiésel en motores es más baja y ha sido bien documentada. Esta disminución en la masa de PM se refleja en concentraciones más bajas de carbono elemental y policíclico no volátil de hidrocarburo aromático (HAP) (Dane y Voorhees, 2010; Guarieiro *et al.*, 2014; Purcell *et al.*, 1996). Cada vez hay más evidencia que sugiere que el número de partículas emitidas por los motores alimentados con biodiésel es reducido en comparación con los combustibles diésel (Young *et al.*, 2012). Además, el diámetro medio de las partículas emitidas por los motores alimentados con biodiésel es más pequeño (Bugarski *et al.*, 2008, 2011; Bugarski y Shi, 2009; Tan *et al.*, 2014).

Las emisiones de NOx son más altas, y son más bajas las emisiones de compuestos relacionados con el azufre (Canakci, 2007; Cheng *et al.*, 2008; Haas *et al.*, 2001; Kegl, 2008; Murillo *et al.*, 2007; Nabi *et al.*, 2009; Qi *et al.*, 2009). El nivel de saturación de un biodiésel se ha correlacionado con las emisiones de NO con mayores niveles de NO de cadenas de ácidos grasos insaturados como colza, soja y maíz (Pullen y Saeed, 2014). En general, los biodiésels derivados de una gama de las materias primas han demostrado consistentemente que liberan menos CO, emisiones totales de CO₂ y HC (Canakci, 2007; Cheng *et al.*, 2008; Haas *et al.*, 2001; Kegl, 2008; Murillo *et al.*, 2007; Nabi y col., 2009; Qi y Col., 2009). Las emisiones de CO del biodiésel se han relacionado con la cantidad de oxidación de las cadenas carbonadas con niveles más bajos de CO para biodiésel más oxidado (Monyem *et al.*, 2001; Pullen y Saeed, 2014; Yamane *et al.*, 2007).

También se ha informado que las emisiones de HC varían entre las materias primas del biodiesel, en función de la disminución del contenido de oxígeno y la menor volatilidad de ácidos grasos saturados con longitudes de cadena larga se ha asociado con un aumento emisiones totales de HC (Pinzi *et al.*, 2013).



Los gases de escape del motor de biodiésel se han caracterizado, además, por una mejora de emisiones de aldehído, incluidos formaldehído, acetaldehído, acroleína, en comparación con los gases de escape de los motores alimentados con combustibles diésel (Ballesteros *et al.*, 2014; Cahill y Okamoto, 2012; Cosseron *et al.*, 2012; He *et al.*, 2010; Liu y col., 2009; Macor y col., 2011).

Con las innovaciones y mejoras tecnológicas de los motores diésel incorporadas a partir del 2007 se superaron muchos de los problemas observados con motores de tecnología más antigua. Por ejemplo, Ye y Boehman (2012) investigaron diferentes estrategias de inyección en un motor diésel de ocho-/*9*/ cilindros con *commonrail*, sistema de inyección que utiliza un combustible biodiésel (Ye y Boehman, 2012). En los ensayos se encontró que los motores de nueva generación pueden compensar el aumento de NOx.

Las emisiones de NOx del motor consisten principalmente en NO, y Sun et al. encontraron que parámetros como el tiempo de inyección de combustible, la temperatura de la llama adiabática, la transferencia de calor por radiación y el retraso de ignición, contribuyeron a las diferencias en las emisiones de NOx observadas. Debido a las complejas interacciones de estos parámetros con las características de diseño del motor, fue difícil predecir cómo un combustible biodiésel específico afectará las emisiones de NOx del motor. Hoekman y Robbins (2012) llevaron a cabo una revisión de la literatura sobre el tema y llegaron a una conclusión similar. También señalaron que el aumento observado de las emisiones de NOx a menudo podría mitigarse mediante un ajuste adecuado de los parámetros de funcionamiento del motor, como el tiempo de inyección de combustible y la cantidad de EGR; y el funcionamiento de los sistemas de postratamiento de NOx (absorbedor de NOx y SCR) no parecía verse afectado por el uso de combustible biodiésel (Hoekman y Robbins, 2012).

El escape del motor es toxicológicamente relevante dados los conocidos efectos adversos; sobre la salud humana (*HEI Air Toxics Review Panel*, 2007). Una revisión completa del impacto del uso de biodiésel en los motores diésel, emisiones antes de los extensos cambios tecnológicos introducidos para el año modelo 2007, fue realizado por la EPA de Estados Unidos en 2002 (EPA de Estados Unidos, 2002). Se evaluaron las emisiones de combustibles biodiésel puros (100% biodiésel, B100) y mezclado (x% de biodiésel con diésel, Bx). En promedio, la mezcla de biodiésel con combustible diésel disminuyó las emisiones de PM, CO y HC y aumentaron ligeramente las emisiones de NOx. Por una combustible mezcla que contiene 20% (v/v) (B20) de biodiésel de soja, el promedio esperado se informó que el cambio porcentual de las emisiones era de -10.1% para las partículas, -21.1% para HC, -11.0% para CO y +2.0% para NOx. El impacto del biodiésel en las emisiones dependía tanto de la fuente del biodiesel, como del tipo de diésel con la cual se mezclaba.

Sin embargo, aproximadamente el 98% de los datos recopilados para el estudio se obtuvieron de pruebas en motores del 1997 o modelos anteriores, ninguno de los cuales tenía ninguna forma de postratamiento catalítico de escape ni empleaba ninguna estrategia de reducción de emisiones del motor, incluso tan básica como EGR.

Los artículos de revisión posteriores proporcionaron actualizaciones importantes sobre trabajos más recientes. Los consumos de combustible fueron similares a los de los estudios de la EPA de Estados Unidos más antiguos. La producción de energía reducida se asoció con el uso de biodiésel en motores diésel, aunque la pérdida fue imperceptible para motores de bajo nivel de mezclas de biodiésel (Xue *et al.*, 2011).



Se reconoce que el escape del motor diésel está asociado con diversos efectos adversos para la salud, incluidas las enfermedades respiratorias, cardiovasculares, reproductivas, neurológicas y metabólicas (Thurston *et al.*, 2017). A diferencia del diésel, solo un número limitado de estudios de salud han investigado las respuestas biológicas inducidas por el escape del motor del biodiésel.

Se realizó una búsqueda no sistemática en la literatura de PubMed para identificar la literatura original que examinaba los efectos en la salud relacionados con el escape del motor de biodiésel (mezclas N10%) en comparación con el escape del motor diésel o un control de aire con filtro HEPA, publicado antes de octubre de 2018. Los estudios que utilizaron modelos de cultivo celular para investigar las respuestas biológicas inducidas por biodiésel se limitaron a las líneas celulares pulmonares. Estos estudios se centraron en evaluar la citotoxicidad, la inflamación, el estrés oxidativo y los criterios de valoración de la genotoxicidad.

En esta revisión también se incluyeron estudios que utilizaron modelos animales y humanos para investigar los resultados de salud relacionados con el biodiésel. La evaluación de los estudios de resultados se limitó a los criterios de valoración respiratorios, cardiovasculares y sistémicos. La mutagenicidad también se ha utilizado para evaluar la toxicidad del biodiésel. Esta técnica de evaluación se utiliza como una herramienta de detección de bajo costo para compuestos mutagénicos hidrofóbicos (es decir, HAP, nitro-HAP) mediante la cuantificación de mutaciones en cepas de pruebas de bacterias. Si bien la mutagenicidad puede servir como una técnica de detección adecuada de alto rendimiento, el protocolo de prueba carece de relevancia directa para los resultados de salud humana.

Los biodiésels derivados de plantas, colza y soja han sido evaluados y comparados con el diésel de ultra bajo contenido de azufre (ULSD). El escape del motor probado por estos estudios de exposición se ha generado utilizando una combinación de motores o generadores diésel ligeros y pesados, todos operados con diferentes ciclos de prueba. La variación entre los tipos de motores, las condiciones de funcionamiento y las tecnologías de control posterior han generado resultados mixtos en los estudios publicados para cada tipo de combustible biodiésel con respecto a las respuestas relacionadas con la citotoxicidad, el estrés oxidativo inflamatorio. En conjunto, la evidencia presentada por estos estudios de exposición *in vitro* ha sugerido una mayor citotoxicidad y respuestas inflamatorias inducidas con ULSD o ninguna diferencia en las respuestas inducidas entre los tipos de combustible; ningún estudio ha informado respuestas mejoradas para estos resultados para el escape del motor ULSD.

Utilizando esta técnica de muestreo de PM, se informó que el biodiésel B20 derivado de la soja induce una respuesta inflamatoria mejorada para un subconjunto de citoquinas en células bronquiales humanas comparadas con el escape del motor ULSD. Swanson *et al.* (2009) informaron resultados similares: la fracción orgánica de B100 indujo una mayor inflamación en comparación con el escape del motor ULSD (Swanson *et al.*, 2009). En contraste, la evaluación de las emisiones de partículas solubles en agua por Bhavaraju *et al.* (2014) se asoció con una mezcla más baja (B20) que no indujo una mayor respuesta inflamatoria consistente, especialmente la prostaglandina E2, en comparación con ULSD (Bhavaraju *et al.*, 2014). Analizando las respuestas observadas, se informó que las causas para ambos tipos de combustible dependían de la composición química, específicamente del contenido de metales. La evaluación de extractos de PM polares, y no polares de biodiésel derivado de soja B5, B100 y B100 con un aditivo butilhidroxianisol por Gioda *et al.* (2016) no encontró que induzca ningún cambio significativo dependiente de la dosis en la viabilidad celular o la respuesta inflamatoria (Gioda *et al.*, 2016).



Utilizando esta técnica de muestreo de PM, se informó que el biodiésel B20 derivado de la soja induce una respuesta inflamatoria mejorada para un subconjunto de citoquinas en células bronquiales humanas comparadas con el escape del motor ULSD. Swanson et al (2009). informaron resultados similares: la fracción orgánica de B100 indujo una mayor inflamación en comparación con el escape del motor ULSD (Swanson *et al.*, 2009). En contraste, la evaluación de las emisiones de partículas solubles en agua por Bhavaraju et al. (2014) se asoció con una mezcla más baja (B20) que no indujo una mayor respuesta inflamatoria consistente, especialmente la prostaglandina E2, en comparación con ULSD (Bhavaraju *et al.*, 2014). Analizando las respuestas observadas, se informó que las causas para ambos tipos de combustible dependían de la composición química, específicamente del contenido de metales. La evaluación de extractos de PM polares, y no polares de biodiésel derivado de soja B5, B100 y B100 con un aditivo butilhidroxianisol por Gioda et al. (2016) no encontró que induzca ningún cambio significativo dependiente de la dosis en la viabilidad celular o la respuesta inflamatoria (Gioda *et al.*, 2016).

Respecto de la utilización de protocolos de ensayo normalizados para la caracterización de las emisiones de biodiésel, existe acuerdo en que el perfil de los motores de biodiésel es distinto del combustible diésel con alto contenido de azufre, así como del ULSD para contaminantes regulados y no regulados. Las diferencias en las emisiones del motor incluyen un aumento de las emisiones de NOx y un cambio hacia PM de menor tamaño emitido para el biodiésel. No está claro si la variación entre las emisiones contaminantes notificadas es atribuible a las diferentes materias primas de biodiésel o a las diferentes características del motor y condiciones de funcionamiento en todos los escenarios de ensayo. Gran parte de la literatura existente en los combustibles biodiésel presenta emisiones fuera del motor (es decir, sin controles de postratamiento). Todos los motores y vehículos diésel modernos que utilizan motores diésel (desde 2007 en América del Norte) están equipados con dispositivos de postratamiento de escape, incluidos DOC, DPDC y alguna forma de tratamiento de NOx (absorbedor de NOx o SCR).

A continuación, se sintetiza la comparación entre las emisiones de CO₂ y totales de GEI para los biocombustibles aquí analizados y para sus contrapartes fósiles según diversas fuentes y años.

ILUSTRACIÓN 62. Valores de emisiones de GEI y de CO₂ por quema para combustibles líquidos seleccionados

Factores de emisión por combustión – combustibles líquidos seleccionados

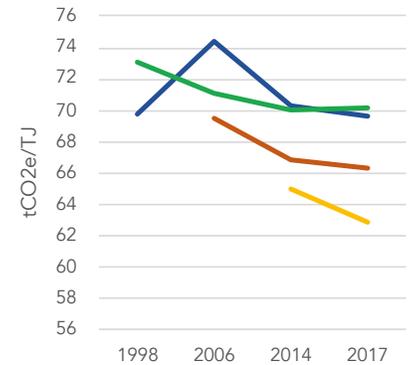
Emisiones totales de quema kgCO ₂ e/TJ	2006 IPCC2006*			2014 EPA ^b		2017 GHGProtocol ^c	Promedio	
	Min	Ref	Max	Única	Otra	UK	US	
Gasoi/diesel oil	72,683	74,630	75,630	70,337	69,818	68,907	69,949	71,668
Biodiésel	59,883	71,049	85,130	70,041	70,104	70,104	70,104	70,916
Biodiésel / Gasoil	82.4%	95.6%	112.6%	99.6%	100.4%	101.7%	100.2%	99.0%
Naftas (gasolina para motores)	67,583	69,549	73,830	66,792	65,436	66,305	67,038	68,076
Boietanol	*	*	*	64,923	62,791	62,791	62,791	63,324
Bioetanol / Naftas	///	///	///	97.2%	96.0%	94.7%	93.7%	93.0%

(*) IPCC2006 incluye el etanol en biogasolinas junto con otros energéticos.

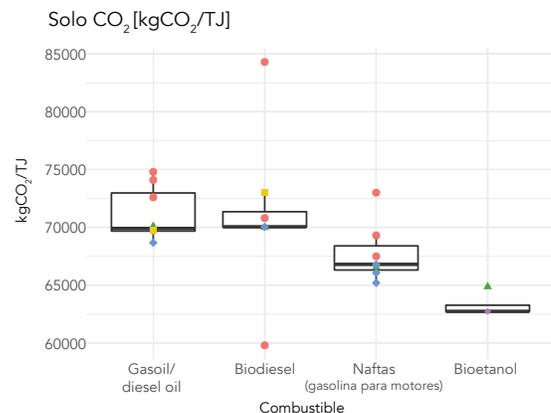
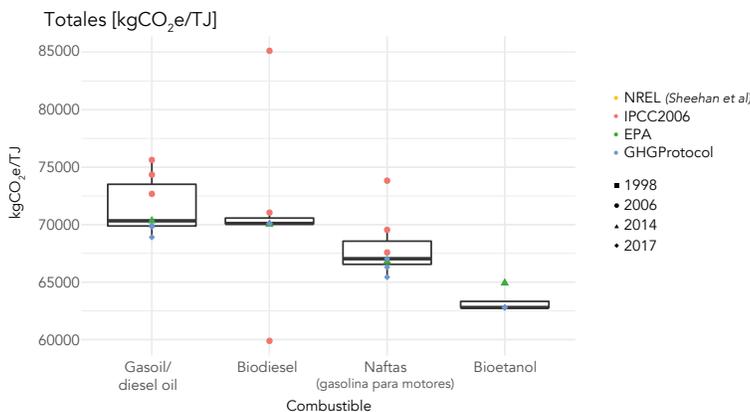
Emisiones CO ₂ de quema kgCO ₂ /TJ	1998 NREL ^d		2006 IPCC2006			2014 EPA		2017 GHGProtocol		Promedio
	Única	Min	Ref	Max	Única	Otra	UK	US		
Gasoi/diesel oil	69,713	72,600	74,100	74,800	70,101	69,582	68,671	69,713	71,160	
Biodiésel	73,012	59,800	70,800	84,300	69,987	70,050	70,050	70,050	71,006	
Biodiésel / Gasoil	104.7%	82.4%	96.5%	112.7%	99.8%	100.7%	102.0%	100.5%	99.8%	
Naftas (gasolina para motores)		67,500	69,300	73,000	66,556	65,200	66,069	66,802	67,775	
Boietanol		*	*	*	64,869	62,736	62,736	62,736	63,270	
Bioetanol / Naftas		///	///	///	97.5%	96.2%	95.0%	93.9%	93.4%	

(*) IPCC2006 incluye el etanol en biogasolinas junto con otros energéticos.

76
74
72
70
68
66
64
62
60
58
56



— Gasoil/diesel oil
— Biodiesel
— Naftas (gasolina para motores)
— Bioetanol



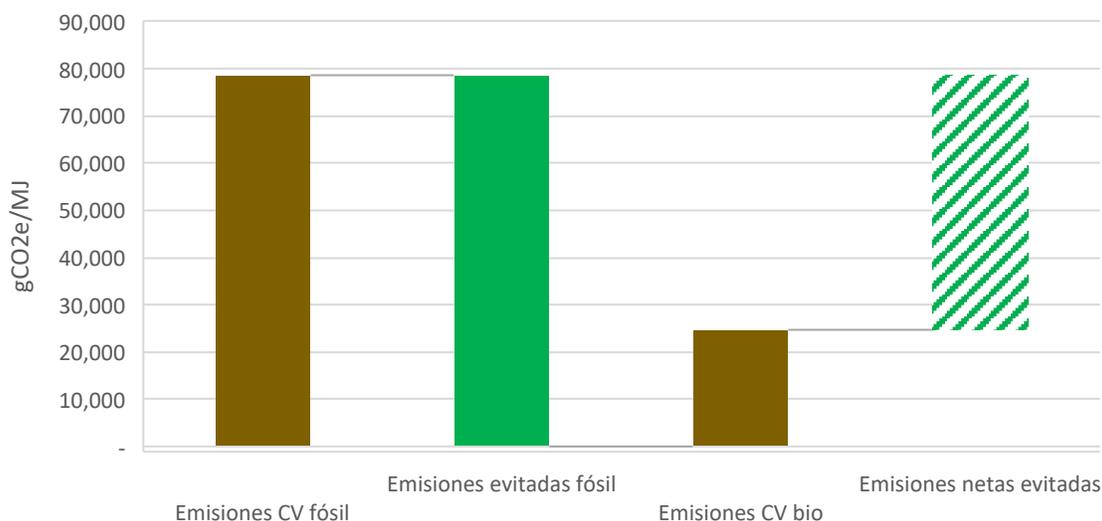
Caratori, Luciano, sobre al base de (a) IPCC 2006, 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. (b) EPA 2014. Emission Factors for Greenhouse Gas Inventories. (c) Greenhouse Gas Protocol 2017. Emission Factors from Cross-Sector Tools (d) NREL 2018. Sheehan et al. An Overview of Biodiesel and Petroleum Diesel Life Cycles. Los Potenciales de Calentamiento Atmosférico (GWP) utilizados corresponden a los del Segundo Informe de evaluación (SAR) del IPCC.

Fuente: documentos de trabajo para la armonización metodológica de OLADE (Caratori, 2021).



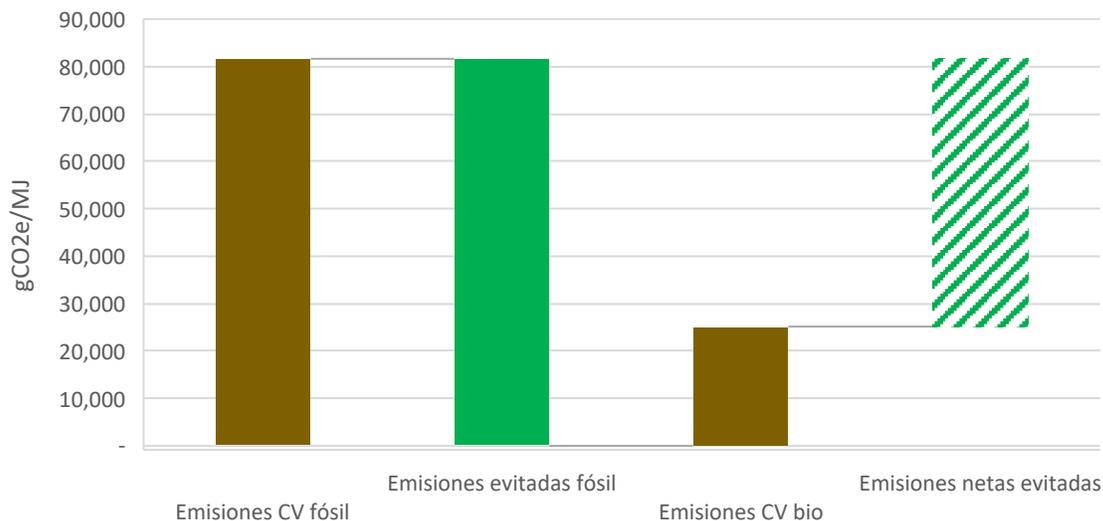
Por último, se sintetiza en el siguiente conjunto de gráficos la reducción de emisiones netas de GEI, medidas en gramos de CO₂ equivalentes, resultante de la sustitución doméstica de combustibles fósiles por sus contrapartes biocombustibles. En el caso de la nafta, se presenta comparada con el bioetanol de maíz, mientras que en el caso del gasoil se presenta comparado con el biodiésel de soja, para valores argentinos, según se desprende de Hilbert y Caratori (2021).

ILUSTRACIÓN 63. Emisiones netas evitadas por la sustitución doméstica de naftas por bioetanol de maíz



Fuente: Hilbert y Caratori (2021).

ILUSTRACIÓN 64. Emisiones netas evitadas por la sustitución doméstica de gasoil por biodiésel de soja



Fuente: Hilbert y Caratori (2021).



A modo de síntesis, se presentan a continuación dos tablas que resumen, para cada biocombustible aquí analizado, los impactos ambientales positivos, negativos y mixtos según la fase del ciclo de vida, según su carácter directo o indirecto, y según una estimación cualitativa de la magnitud del impacto.

TABLA 25. Resumen de aspectos ambientales del bioetanol y el biodiésel

Bioetanol de maíz

Etapa	Impactos positivos	Impactos negativos	Mixtos/ otros im- pactos
Fase agrícola	DM: posible incremento en el contenido de carbono en suelos con maíz una adecuada rotación, siembra directa y cultivos de cobertura.	DB: reposición de nutrientes en suelo y caída de materia orgánica si no se realizan buenas prácticas agrícolas.	DB: bajo impacto en la calidad de suelo por erosión si se combina con siembra directa.
Fase industrial	DM: posible empleo de efluentes para la producción de energía eléctrica, térmica y biofertilizantes. DM: reducción de emisiones por reemplazo de dióxido de carbono de origen fósil. DB: impacto indirecto de sustitución de alimentos para animales por la disponibilidad de burlanda a bajo precio.	DB: riesgo de impacto en la salud por inhalación.	X: emisiones de partículas en suspensión (PM10) que no han podido vincularse directamente con la pluma de la planta. IM: uso de alternativas tecnológicas con cero efluentes contaminantes.
Fase logística	DM: reducción de emisiones por industrialización cerca de los lugares de producción.	IM: el movimiento de granos es eminentemente carretero, con mayor intensidad de emisiones en comparación con la mayoría de sus alternativas.	IM: reducción de emisiones procedente de la importación de hidrocarburos.
Combustión	DA: reducción de emisiones de GEI por sustitución de combustibles fósiles. DM: reducción en la contaminación del aire por componentes de aditivos.	DM: impacto adverso en la calidad del aire urbano. Emisiones de etanol no quemado, acetaldehído y ácido acético. DM: incremento de las emisiones de NOx en ausencia de catalizadores. DX: posibles incrementos en los niveles de ozono con impacto en la salud. DM: incremento en los consumos y reducción en la potencia disponible de acuerdo con la tecnología de motores empleada. DB: incremento de emisiones de CO, exclusivamente durante el arranque en frío.	IM: reducción de las externalidades negativas vinculadas con el impacto ambiental de la producción de naftas. IM: sustitución de MTBE.

Leyenda:

Directos			Inciertos	Indirectos		
DB: directo bajo	DM: directo medio	DA: directo alto	X: incierto	IB: indirecto bajo	IM: indirecto medio	IA: indirecto alto



Biodiésel

Etapa	Impactos positivos	Impactos negativos	Mixtos/ otros impactos
Fase agrícola	DM: incremento de la fijación de nitrógeno por parte de leguminosa (soja).	DM: bajos niveles de rotación de cultivos. DM: baja reposición de nutrientes. DB: incremento de la emisión de óxido nitroso. DB: riesgo de corrimiento de la frontera agrícola. DB: escurrimiento de agroquímicos hacia los cursos de agua.	IM: reducción de las externalidades negativas vinculadas con el impacto ambiental de la producción de gasoil.
Fase industrial	DM: posible utilización de efluentes para la producción de energía térmica, eléctrica y biofertilizantes.	DB: uso de agua para el proceso industrial. DB: altos niveles de ruido durante la etapa de procesamiento de granos.	
Fase logística	DA: reducción de traslado de materia prima sin procesar en localidades alejadas de los puertos.	IM: el movimiento de granos es eminentemente carretero, con mayor intensidad de emisiones en comparación con la mayoría de sus alternati-vas. DB: vertidos a cuerpos de agua de efluentes de alta carga orgánica si no se cuenta con sistemas de tratamiento o aprove-chamiento adecuados.	IM: reducción de emisiones procedente de la importación de hidrocarburos.
Combustión	DA: reducción de emisiones de GEI por sustitución de combustibles fósiles. DA: reducción de emisiones de CO, de hidrocarburos y de particulado, y eliminación de emisiones de SO2.	DB: posible incremento de emisiones de óxido nitroso en motores de vieja tecnología no adaptados al uso de biodiésel.	IM: reducción de las externalidades negativas vinculadas con el impacto ambiental de la producción de gasoil.

Leyenda:

Directos			Inciertos	Indirectos		
DB: directo bajo	DM: directo medio	DA: directo alto	X: incierto	IB: indirecto bajo	IM: indirecto medio	IA: indirecto alto



4.6. Aspectos comunicacionales

Esta subsección presenta los aspectos comunicacionales en torno a la elaboración de un plan de desarrollo de los biocombustibles líquidos y sus subproductos. Cabe destacar, en este sentido, la importancia de la comunicación y del diseño de campañas dirigidas a las distintas poblaciones objetivo y a la población en general.

En este sentido, se esbozan algunos lineamientos en función de las especificidades de los biocombustibles para la provincia de Córdoba. Se entiende por ello un conjunto de elementos que se articulan: objetivos, estrategias y acciones de comunicación, entre otros. Complementariamente, se destaca la importancia de la articulación público-privada en las acciones a llevarse a cabo, con el objetivo de realizar una campaña comunicacional exitosa. En esta línea, se presenta en primer lugar la reseña de una experiencia exitosa en el país. Posteriormente, se desarrollan, de manera estilizada, un conjunto de elementos clave en la elaboración de una estrategia de comunicación para los biocombustibles líquidos.

4.6.1. Un antecedente de éxito para tener en cuenta: El gas natural comprimido (GNC)

La introducción del gas natural comprimido (GNC) para automóviles en Argentina es uno de los hitos y antecedentes más relevantes para entender los desafíos que enfrentan los biocombustibles para lograr un desarrollo armonioso y sustentable en la provincia de Córdoba. Si bien la experiencia es “nacional” y, en este caso, es provincial, el caso es testigo para entender el camino comunicacional a emprender.

A principios de 1983, la Secretaría de Energía de la Nación y la Asociación del Gas Argentino (AGA), decidieron impulsar la utilización del gas natural como combustible alternativo para la propulsión de vehículos automotores.

El 21 de diciembre de 1984 se inauguraron las dos primeras estaciones de recarga de GNC en Buenos Aires, con 300 taxis y 100 autos de Gas del Estado, dando los primeros pasos. Argentina es uno de los líderes mundiales en este avance tecnológico. La ciudad de Buenos Aires, las provincias de Buenos Aires, Córdoba, Santa Fe y Mendoza son las que cuentan con la mayor cantidad de autos a gas en el país.

El plan comienza a materializarse con ayuda oficial. El 21 de diciembre de 1984, en la ciudad de Buenos Aires, se inauguraron las dos primeras estaciones de carga, una de Gas del Estado y otra con bandera YPF, que reabastecieron a 300 taxis. Seguidamente, en abril de 1985, se inauguró una segunda estación promocional. Esto marcó el comienzo y, al mismo tiempo, concluyó la etapa de ayuda oficial, suficiente para demostrar que la iniciativa era posible, quedando el posterior desarrollo enteramente en manos privadas.



Según un informe del ENARGAS sobre el período 2000-2019, el mercado del GNC, con inserción en Argentina desde la década del ochenta, ha logrado ser parte de un proceso de desarrollo tecnológico e industrial que trajo aparejado el ascenso de su incidencia vehicular: el número promedio de vehículos convertidos a GNC en el cuatrienio 2000-2003 llega a casi 870 000 automóviles. Considerando que en diciembre 2019 el número de vehículos trepa a 1.72 M, se advierte un aumento de casi el 100%.

En todo el territorio nacional funcionan en la actualidad 1 873 bocas de expendio, y, a diferencia de lo que ocurre con los combustibles líquidos, que deben atender un promedio de 2 200 autos cada una, en los puntos de carga de gas la cantidad de vehículos se reduce a la mitad.

Con sus idas y vueltas, el plan GNC puede considerarse como un antecedente de éxito en la implementación de energías alternativas a las tradicionales naftas/diésel y nos deja algunas enseñanzas claras, como la importancia de una articulación pública-privada para el desarrollo de energías nuevas, generación de políticas públicas con un estímulo al sector privado y una coordinación y comunicación eficiente con la población, el sector “estacionero” y la petrolera estatal.

Las campañas de marketing del GNC se hicieron sobre dos pilares: primero y principal, la conveniencia económica (“mucho más barato que la nafta” “repago rápido del costo de instalación de los equipos”) y, en mucho menor medida, el bajo impacto ambiental respecto de los combustibles fósiles líquidos (disminución de la contaminación –menor índice de monóxido y óxidos de nitrógeno–), argumentos que fueron suficientes para que hasta el 12% de los propietarios de autos aceptaran “sacrificar” sus baúles para poner tanques de gas, perder las garantías originales de sus vehículos, superar su miedo a una “explosión” y soporten, en sus inicios, que haya muchos faltantes de bocas de expendio, especialmente en las rutas, un hecho que atrasaba el repago de las nuevas instalaciones.

Al inicio del Plan GNC, la agenda ambiental no jugaba un rol tan importante como ahora, por lo que el argumento ecológico fue (y sigue siendo, seguramente por ser de matriz petrolera) comunicacionalmente secundario para este combustible, constituyendo un punto débil (aunque reversible) en la apreciación de ese producto.

Las conversiones del parque automotor tuvieron que ver, fundamentalmente, con el diferencial de precios entre el GNC y el resto de los combustibles líquidos (principalmente, la nafta, ya que el universo de vehículos convertidos son nafteros).

De este modo, en términos generales, cuando el GNC resulta más económico que las naftas, las conversiones de vehículos aumentan.

Para ejemplificar, según el estudio del ENARGAS, si bien a partir de 2015 los precios de la nafta presentaron una tendencia creciente, las conversiones venían manteniendo un promedio en torno a las 15 000 hasta marzo 2016, momento en el cual el precio del GNC en el surtidor se aceleró. Como consecuencia, en julio de ese año precios del GNC se había incrementado un 72% respecto a marzo y el precio de la nafta súper un 17%. Lo que llevó al coeficiente de relación precio GNC/nafta súper de 0.41 a un 0.6, desincentivando las conversiones de vehículos.



El antecedente del GNC muestra que es perfectamente posible que, con un buen producto, un buen marketing y una buena comunicación se logre desarrollar un nuevo mercado. Pero es necesario destacar que la lucha por el éxito de los biocombustibles deberá imponerse no solo a los combustibles fósiles líquidos sino también a los gaseosos, que han logrado insertarse con bastante éxito, especialmente en las flotas de remises y taxis.

4.6.2. Pensando una campaña comunicacional para los biocombustibles

La Ley N°10 721 de Promoción y Desarrollo para la Producción y Consumo de Biocombustibles y Bioenergía de la provincia mediterránea de Córdoba prevé una demanda voluntaria de los consumidores por encima de las mezclas obligatorias de 12% de bioetanol en las naftas y de 5% de biodiésel en el diésel, tal como lo establece la Ley Nacional N°27 640.

Las mezclas obligatorias, al asegurar la demanda final de biocombustibles, no incentivaron a los fabricantes de biocombustibles a buscar un acercamiento con el consumidor ni a emprender campañas de comunicación o de marketing para vender más (no era necesario) o a informar a la población sobre el valor agregado del bioetanol o del biodiésel (¿para qué?).

Las pocas acciones públicas que se hicieron en el sector apuntaron naturalmente a generar empatía con el “círculo rojo” de la política, especialmente en el mundo de la energía y de la agricultura, más que a promover los beneficios de sus productos frente a la población.

Es un hecho que mismo los consumidores de las provincias productoras tienen, en general, un gran desconocimiento sobre los biocombustibles: no saben cómo se producen, no saben que los combustibles que consumen contienen bioetanol o biodiésel, no saben que Córdoba es una potencia en la materia y que tiene un enorme potencial de crecimiento, como tampoco saben qué rol juegan los combustibles ecológicos frente al cambio climático. Menos aún conocen los aportes sociales y económicos que generan en las economías regionales, ni la incidencia favorable en la calidad del producto final cuando es mezclado con las naftas.

Ese desconocimiento, sumado al carácter voluntario de consumo cuando se esté por encima de los cortes mandatorios, implica que por primera vez la demanda de una energía más verde quedará al libre arbitrio del consumidor. Que el consumidor tendrá la opción soberana de elegir entre GNC, energía fósil líquida contaminante mezclada solamente con entre 5% y 12% de biocombustibles y las mezclas superiores con hasta 85% de bioetanol en naftas o hasta 100% de biodiésel.

Si bien a *prima facie* la elección parece simple y/o evidente no hay que soslayar que implica un drástico cambio de hábito para consumidores, muy acostumbrados a prodigar a sus automotores más cuidados que a ellos mismos, y que bajo ningún motivo quieren arriesgar su capital o perder eficiencia o potencia en sus motores. Prueba de ello, son las naftas Premium, de muy poco valor agregado respecto de la más barata, y que aun así es un éxito de ventas.



Por otra parte, Argentina es el segundo país del mundo donde resulta más costoso mantener un automóvil y es uno en donde se requieren más salarios promedio para comprar uno nuevo: según un informe de la Asociación de Concesionarios de Automotores de la República Argentina (ACARA), se necesitaban en 2018, 11.2 salarios promedio; en 2019, 17.4 salarios; en 2020, 17.7 salarios, mientras que en 2021, se requirieron alrededor de 19 salarios. El auto es, entonces, un bien caro, accesible para la clase media y alta, mayormente un público ABC1.

La decisión de cambiar el combustible de “siempre” por un producto “nuevo” puede generar temores y resistencias si no se comunican claramente algunos aspectos fundamentales, cómo la seguridad de su uso, su competitividad precio y las ventajas ambientales, sociales y económicas.

En el caso del bioetanol, por ejemplo, será clave en el éxito del programa comunicar bien sobre la incorporación de los kits o cajas de conversión que permiten transformar a un auto común en un automóvil *flex*, la seguridad para el vehículo, la eficiencia de la mezcla, y la calidad y disponibilidad del producto. En el caso del biodiésel, también resulta fundamental comunicar las mezclas posibles de ser utilizadas de acuerdo con los diferentes modelos de vehículos.

Este nuevo paradigma energético obligará a la provincia y a los productores a un esfuerzo sostenido en el tiempo de marketing y comunicación para que la población adopte estos “nuevos” productos y la demanda crezca vigorosamente, como lo ha hecho en países como Francia y Estados Unidos.

La adopción de un producto depende de múltiples factores como la calidad –el producto debe ser bueno/distinto/mejor–, la competitividad precio y su disponibilidad, entre otros, pero también entran en juego variables difíciles de medir cuantitativamente como, por ejemplo, el impacto emocional de consumir un producto local y/o bueno social o ambientalmente.

Todo plan de comunicación que impulse la adopción de los biocombustibles debe sensibilizar a los consumidores sobre diferentes aspectos, incluyendo:

a) Enfoque económico. La favorable ecuación económica para el consumidor es uno de los ejes fundamentales sobre los cuales debe basarse la estrategia de comunicación. Esto implica que deberán desarrollarse diferentes herramientas para que el propio consumidor pueda hacer sus cuentas como, por ejemplo, calculadoras online y aplicaciones en celulares que les permita chequear la conveniencia de cargar un E85 en vez de E12, o el cálculo de tiempo de repago de la instalación de los kits.

a. Debe quedar claro desde un primer momento que los biocombustibles le permiten al consumidor: a) ahorrar dinero en forma casi permanente (contrariamente al gas natural licuado, siendo más conveniente y previsible el valor de los biocombustibles que el de los fósiles, incluyendo al GNC; y, b) repagar su inversión en la caja de conversión en un tiempo razonable.



b) Efecto práctico. La instalación de un kit o una caja de conversión es menos costosa y engorrosa que la de un equipo de gas natural comprimido, y permite una gran flexibilidad en cuanto al uso del biocombustible en sus diferentes mezclas. Del mismo modo, la aparición progresiva de los vehículos *flex* deberán ser utilizadas para publicitar al bioetanol. Acompañar con fuertes campañas de comunicación las políticas públicas (subsidios o desgravaciones) para la adopción de estas herramientas será muy importante para generar un efecto contagio o una “ola” de adopción de kits de conversión.

c) Seguridad de abastecimiento. El gas natural comprimido y otros combustibles fósiles están expuestos a los vaivenes de la política energética nacional, al precio y a períodos de escasez: con los biodiésel, la provincia de Córdoba gana margen de soberanía respecto del poder central, a la vez que garantiza el abastecimiento permanente, ya que se trata de un producto renovable y autóctono.

d) Enfoque ambiental. Se alinea con las crecientes preocupaciones de los ciudadanos sobre el cambio climático y las acciones que se pueden llevar adelante para mitigarlo. En este caso, visto que en determinadas poblaciones la sensibilidad con el problema ambiental es aún relativo, habría que centrarse en “concientizar sobre el problema” aportando inmediatamente su solución. Se debe abrir un camino para que la preocupación por el medio ambiente pueda materializarse a través de una acción tan clara como real y concreta.

e) Enfoque geográfico. En este caso “Córdoba”, apelando al orgullo de ser de esa provincia y de consumir energía 100% cordobesa/federal. El “compre Cordobés” o “compre Córdoba” puede ser una herramienta para considerar a la hora de lanzar una campaña de comunicación masiva.

f) Enfoque productivo. Ligado a las tradiciones cordobesas, asociando a los biocombustibles con el sector agropecuario y poniendo de manifiesto la vinculación del desarrollo del campo con la energía, resaltando los valores de Argentina Federal: industrialización de la ruralidad, valor agregado en origen y desarrollo de mercados locales de materia prima.

g) Enfoque social. Creación de miles de puestos de trabajo, retención de profesionales y operarios en sus ciudades de origen, generación de redes de proveedores PyMEs locales, oportunidad de consolidación de las estaciones de servicio, que se sienten amenazadas por un eventual lanzamiento de redes para vehículos eléctricos.

Las campañas deberán ser sostenidas en el tiempo, incluyendo múltiples plataformas masivas y destinadas a un público que va desde la clase media baja hasta la clase alta; mucho más fuerte en su inicio, pero con una presencia cuasi permanente tanto en redes sociales, incluyendo *influencers*, como publicidad en la vía pública y medios de comunicación masiva en Córdoba.



5. El biogás¹⁴²

El presente capítulo aborda el análisis de los aspectos de factibilidad técnico-económica y ambiental de la producción de biogás en la provincia de Córdoba. En primer lugar, se presentan las alternativas existentes en el uso del biogás, las materias primas utilizadas y el potencial del biogás en la provincia de Córdoba. Seguidamente, se analizan los impactos del desarrollo de la actividad y los costos y competitividad del biogás y el biometano con otras fuentes para diferentes usos.

Finalmente, se presentan de forma estilizada las perspectivas para la incorporación de renovables a la red en el corto y mediano plazo.

5.1 Biogás. Principales definiciones y alternativas de su uso

Los desechos orgánicos producen emisiones dañinas de metano, un Gas de Efecto Invernadero, a medida que se descomponen. Sin embargo, si se recogen y reciclan a través de la digestión anaeróbica (DA), estas emisiones se previenen y los desechos se convierten en valiosos recursos verdes, como biogás, biometano, bio-CO₂ (insumo importante en evaluación para diversos proyectos de los denominados “Power-to-X”, biofertilizantes naturales y otros bioproductos valiosos. La DA es, simplemente, el proceso natural que tiene lugar cuando los materiales biodegradables se descomponen en ausencia de oxígeno (descomposición anaeróbica). Es el mismo proceso que usan las vacas, y otros rumiantes, para descomponer diferentes tipos de materias primas, fundamentalmente celulósicas. Se ha utilizado durante milenios; la evidencia sugiere que el biogás se utilizó por primera vez para calentar baños en Asiria hace casi 3 000 años.

Descrito por la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) como una “industria ganar-ganar-ganar”, la DA es una tecnología lista para usar capaz de entregar vectores energéticos y potencialmente descarbonizar la energía y la industria. Lo más importante es que, dado que es una tecnología que ya es ampliamente utilizada hoy en día, es capaz de ofrecer todo su potencial –una reducción de las emisiones globales de GEI de al menos el 10%– para 2030.

Por un lado, la DA impulsa el desarrollo regional y de cadenas de valor al producir gas de manera distribuida. También, al generar inversiones impulsa la actividad económica y la creación de empleo, tanto en la construcción, como en la demanda que genera a sus cadenas de valor y la posterior operación de las plantas. Además, al desarrollar una nueva industria se generan también nuevos impuestos.

Sin embargo, una de las principales externalidades que genera es ambiental. Por un lado, en el tratamiento de residuos o efluentes de procesos productivos como la cría y engorde animales. Por otro lado, el uso de biometano con menor impacto en la emisión de GEI y una huella de carbono menor. A su vez, el subproducto del proceso de producción de biometano se corresponde con un digestato, mundialmente aprovechado en la industria del biogás como biofertilizante, reincorporando al suelo los nutrientes esenciales y la materia orgánica; que facilitan las condiciones del suelo para la renovación de la biomasa, impulsando una economía circular sostenible.

¹⁴² El presente capítulo fue elaborado con los aportes realizados por Luciano Caratori y Jorge Hilbert.



La raíz local de los actores y los proyectos de inversión de DA generan conjuntamente dos tipos de dinámicas. Es un catalizador del progreso tecnológico y el desarrollo socioeconómico regional, en la medida que la generación de capital social y mano de obra calificada, la creación de capital físico productivo y el encadenamiento productivo, generan incrementos en los stocks de capital físico y humano. Así, estas dinámicas generan mayores prácticas empresarias y más capital físico y humano, tres pilares básicos para impulsar procesos de desarrollo local y regional. Complementariamente, dados los requerimientos de capital y capacidades empresariales, se motivan e impulsan diversas formas de asociativismo entre empresarios PyME y productores agropecuarios.

Estos puntos que parecen algo teóricos, en lo concreto se traducen en cuestiones muy simples. En pueblos y ciudades de la provincia de Córdoba no abundan los proyectos productivos de envergadura, que generen empleos de calidad y demanda de ingeniería, tecnología y productos metalmecánicos. Para algunos pueblos y ciudades pequeñas, disponer de un proyecto de inversión, como las que puede plantear la DA, puede impulsar nuevas dinámicas socioeconómicas.

Existen vastas evidencias locales de este tipo de impactos en desarrollos de biocombustibles y en los proyectos de energías renovables del programa RenovAr, como en el de otras plantas de biogás. En ellos se identifica claramente el nacimiento de nuevas empresas de un rubro innovador el cual genera diferentes capacidades empresariales relacionadas con el capital humano y la inyección de nuevos flujos económicos en las localidades.

Hay que tener en cuenta que el biometano tiene varios nombres diferentes en todo el mundo, por ejemplo: gas natural renovable (RNG), gas natural sostenible (SNG), gas bio-natural (BNG), y, dependiendo de cómo se almacene, gas natural biocomprimido y bio-licuado (bio-GNC y bio-GNL, respectivamente), formando parte de lo que en Europa se ha denominado “Gases descarbonizados”.

Los países generadores de tecnología más importantes en la actualidad son: Alemania, China, Estados Unidos, Francia, Filipinas, Gran Bretaña, Holanda, India, Italia y Suiza. A lo largo de los años transcurridos, la tecnología de la digestión anaeróbica se fue especializando, abarcando actualmente muy diferentes campos de aplicación con objetivos muy diferentes (ver Tabla 28).

Como puede apreciarse en la tabla siguiente, según los campos de aplicación de la tecnología de la fermentación anaeróbica, los objetivos buscados son diferentes o tienen un distinto orden de prioridades. Analizaremos brevemente la evolución y estado actual de cada uno de los campos descriptos.



TABLA 26. Áreas de aplicación de la tecnología

Tratamiento de aguas y residuos industriales	Aplicación rural	Tratamiento de basuras; rellenos sanitarios	Tratamiento de líquidos cloacales
Estabilizar efluentes. Producción de energía.	Producción de energía. Fertilizantes orgánicos. Alimentación animal. Higiene.	Protección ambiental. Producción de energía.	Higiene y protección ambiental. Producción de energía.

Fuente: Manual producción de biogás (Hilbert, 2003).

Las plantas de tratamiento de desechos de aguas y residuos industriales han tenido una importante evolución en los últimos años y se encuentran, actualmente, siendo difundidas para determinados fines en combinación con tratamientos aeróbicos convencionales.

Estos reactores anaeróbicos son de enormes dimensiones (más de 1 000 m³ de capacidad), trabajan a temperaturas mesofílicas (20 a 40°C) o termofílicas (más de 40°C), poseen sofisticados sistemas de control y pueden estar conectados a equipos de cogeneración que brindan como productos finales: calor, electricidad o el uso directo del biogás en forma cruda o depurado. Como salida del sistema el efluente puede sufrir postratamientos para el uso de fracciones sólidas y líquidas.

La aplicación del biogás en el área rural ha sido muy importante; dentro de ella se pueden diferenciar dos campos claramente distintos. En el primero, el objetivo buscado es dar energía, sanidad y fertilizantes orgánicos a los agricultores de zonas marginales o al productor medio de los países con sectores rurales de muy bajos ingresos y difícil acceso a las fuentes convencionales de energía. En este caso, la tecnología desarrollada ha buscado lograr digestores de mínimo costo y mantenimiento, fáciles de operar, pero con eficiencias pobres y bajos niveles de producción de energía.

El segundo del tipo de tecnología está dirigido al sector agrícola y agroindustrial de ingresos medios y altos. El objetivo buscado en este caso es brindar energía y solucionar graves problemas de contaminación. Los digestores de alta eficiencia desarrollados para esta aplicación tienen un mayor costo inicial y poseen sistemas que hacen, inclusive, posible su monitoreo remoto.

Ambos tipos de digestores se encuentran, hoy día, en continua difusión. Los reactores sencillos han tenido una amplia aceptación en Brasil, China, Filipinas e India; debido a que en estos países se ejecutaron importantes planes gubernamentales que impulsaron y apoyaron, con asistencia técnica y financiera, su empleo. En el resto de los países del mundo la difusión alcanzada por este tipo de digestores no ha sido significativa.

Respecto de los digestores de alta eficiencia, la mayoría se encuentran instalados en Europa (según la asociación Europa, en 2018, había un total de 18 202 plantas con una capacidad eléctrica de 11 082 MW, y una producción anual de 63 511 GWh). A nivel de países, se destaca Alemania con más de 10 000 plantas instaladas.



El tratamiento de líquidos cloacales mediante sistemas anaeróbicos solos o combinados con tratamientos aeróbicos, es una técnica muy difundida en todo el mundo desde hace más de 40 años.

Recientes progresos en equipos de cogeneración han permitido una más eficiente utilización del gas generado, y los continuos avances en las técnicas de fermentación aseguran un sostenido desarrollo en este campo. Debe tenerse en cuenta que la incorporación de esta tecnología obliga a una estricta regulación en cuanto a tipo de productos que se vierten en los sistemas cloacales urbanos; por este motivo, en algunos países, donde los desechos industriales son vertidos sin tratar en las cloacas los reactores anaeróbicos han tenido graves problemas de funcionamiento y, en muchos casos, han sido abandonados.

El relleno sanitario, práctica muy difundida en el mundo para eliminar las enormes cantidades de desperdicios generados en las grandes ciudades, han evolucionado, incluyendo hoy en día modernas técnicas de extracción y purificación del gas metano generado, el cual en décadas pasadas generaba graves problemas, entre los cuales figuraba: el ambiental, por muerte de la vegetación que se encontraba en las zonas cercanas; malos olores, que molestaban a los residentes; y, explosivas mezclas de gases que se acumulaban en los sótanos de la vecindad.

El avance de esta técnica ha permitido que importantes ciudades del mundo, como es el caso de Santiago de Chile en América Latina, incluya un importante porcentaje de gas procedente de esta fuente en la red de distribución urbana de gas natural. En Argentina, el CEAMSE en el Gran Buenos Aires posee sistemas de captura y utilización del biometano generado produciendo electricidad.

Todos los campos de aplicación analizados muestran que la tecnología alcanzó un estado de madurez muy importante y existen una gran cantidad de proveedores. El biogás y el biometano ofrecen beneficios más amplios, como la gestión de residuos y una mayor seguridad del suministro, y no pueden juzgarse únicamente por sus costos de producción, superiores a las alternativas fósiles, como el gas natural¹⁴³.

Alternativas en el uso del biogás

Se llama *biogás* a la mezcla constituida por metano (CH_4) en una proporción que oscila entre un 50 y un 70% y dióxido de carbono, conteniendo pequeñas proporciones de otros gases, como hidrógeno, nitrógeno y sulfuro de hidrógeno. Sus características han sido resumidas en la siguiente tabla.

¹⁴³ Mediciones realizadas por el INTA (Hilbert et al., 2018) sobre plantas integradas en Argentina determinaron ahorro de emisiones superiores al 85% por unidad energética, uno de los más altos entre los biocombustibles modernos.



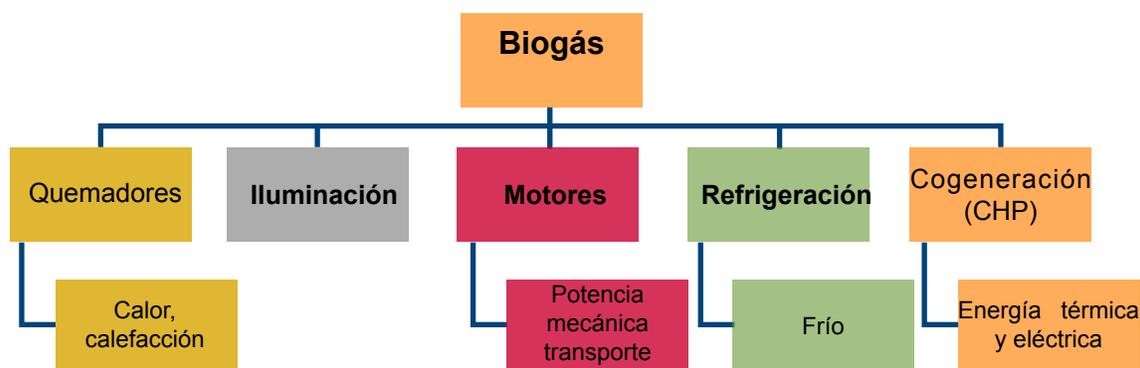
TABLA 27. Características principales del biogás

CARACTERÍSTICAS	CH ₄	CO ₂	H ₂ -H ₂ S	OTROS	BIOGÁS 60/40
Proporciones % volumen	55-70	27-44	1	3	100
Valor calórico MJ/m ³	35.8	-	10.8	22	21.5
kcal/m ³	8 600	-	2581	5258	5140
Ignición % en aire	5-15	--	--	--	6-12
Temp. ignición en °C	650-750	--	--	--	650-750
Presión crítica en MPa	4.7	7.5	1.2	8.9	7.5-8.9
Densidad nominal en g/l	0.7	1.9	0.08	-t	1.2
Densidad relativa	0.55	2.5	0.07	1.2	0.83
Inflamabilidad volumen en % aire	5-15	-	-	-	6-12

Fuente: Manual de producción de biogás (Hilbert, 2003).

En principio, el biogás puede ser utilizado en cualquier tipo de equipo comercial para uso de gas natural; el que se presenta a continuación resume las posibles aplicaciones.

ILUSTRACIÓN 65. Campos de aplicación del biogás



Fuente: elaboración propia sobre la base de Manual de producción de biogás (Hilbert, 2003).

El biogás mezclado con aire puede ser quemado en un amplio espectro de artefactos, descomponiéndose principalmente en CO₂ y H₂O. La combustión completa, sin el exceso de aire y con oxígeno puro, puede ser representada por las siguientes ecuaciones químicas.

ILUSTRACIÓN 66. Ecuaciones de combustión del biogás





El requerimiento de aire mínimo sería del 21%, pero esta cifra debe ser aumentada para lograr una buena combustión. La relación aire-gas puede ser ajustada aumentando la presión del aire, incrementando la apertura de la válvula dosificadora de gas (el biogás requiere de una apertura 2 a 3 veces mayor a la utilizada por el metano puro y modificando la geometría del paso de aire desde el exterior). Debido al contenido de dióxido de carbono, el biogás tiene una velocidad de propagación de la llama lenta, 43 cm/seg y por lo tanto la llama tiende a escaparse de los quemadores. La presión para un correcto uso del gas oscila entre los 7 y los 20 mbar.

El biogás puede ser utilizado en motores de combustión interna, tanto nafteros como diésel. El gas obtenido por fermentación tiene un octanaje que oscila entre 100 y 110, lo cual lo hace muy adecuado para su uso en motores de alta relación volumétrica de compresión, por otro lado, una desventaja es su baja velocidad de encendido. En los motores de Ciclo Otto, el carburador convencional es reemplazado por un mezclador de gases. Estos motores son arrancados con nafta y, luego, siguen funcionando con un 100% de biogás, con una merma de la potencia máxima del 20 al 30%.

A los motores de Ciclo Diésel se les agrega un mezclador de gases con un sistema de control manteniendo el sistema de inyección convencional. De esta manera estos motores pueden funcionar con distintas proporciones de biogás diésel y pueden convertirse fácil y rápidamente de un combustible a otro lo cual los hace muy confiables.

La proporción de H₂S en el biogás, que es variable de acuerdo con la materia prima empleada en el digestor, causa deterioros en las válvulas de admisión y de escape de determinados motores obligando a un cambio más frecuente de los aceites lubricantes. El grado de deterioro en los motores varía considerablemente y los resultados obtenidos experimentalmente suelen ser contradictorios.

Los motores a biogás tienen amplio espectro de aplicación, siendo los más usuales el bombeo de agua, el picado de raciones y el funcionamiento de ordeñadoras en el área rural. El otro uso muy generalizado es su empleo para activar generadores de electricidad.

Los sistemas de cogeneración buscan la mayor eficiencia en el aprovechamiento de la energía contenida en el biogás, aprovechando la energía térmica generada en la combustión. En estos casos, la potencia mecánica provista por el eje del motor es aprovechada para generar electricidad a través de un generador. Simultáneamente, y por medio de una serie de intercambiadores de calor ubicados en los sistemas de refrigeración (agua y aceite) del motor y en la salida de los gases de escape, se recupera la energía térmica liberada en la combustión interna.



ILUSTRACIÓN 67. Diagrama de flujo de energía de un sistema TOTEM “Total Energy Module” compacto (las cifras entre parentesis corresponden a los valores en MJ/h)

ENTRADA 100% (210 MJ/h)		
Energía mecánica 28.4% (59.5)	Energía térmica 68%	
	Combustible no quemado 3.6% (7.5)	
	Enfriamiento 4% (83) agua y aceite	Escape 28% (58.6)
		3% (6.3)
Pérdidas del generador 2.6% (5.4)		1.6% (3.3)
Energía eléctrica efectiva 25.8 (54)	Calor recuperado 63.4% (132.7)	Pérdidas 8.2% (17.2) Calor radiante
	66% (138)	
	ENERGÍA TÉRMICA UTILIZABLE	

Fuente: Manual de producción de biogás (Hilbert, 2003).

El biogás puede ser depurado separando el componente de dióxido de carbono y otros contaminantes. Tras ese tipo de tratamiento queda metano casi puro, por lo tanto, su uso es exactamente igual al metano fósil de la red, denominado comúnmente “biometano”.

El uso vehicular del biogás es posible y, en la realidad, se ha empleado desde hace bastante tiempo. Hoy en día hay una gran campaña de difusión y uso de este tipo de combustible para transporte pesado tanto como gas renovable comprimido como gas renovable licuado para diferenciarse del GNC o GNL (gas natural comprimido o licuado). Solo se diferencian por el origen de la molécula de metano. Determinados equipos requieren que el gas a utilizar se encuentre libre de SO₂, debido a que combinado con el agua da como resultado ácido sulfhídrico, que corroe las partes vitales de algunas instalaciones.

El método más utilizado es hacer pasar el gas por un filtro que contiene hidróxido de hierro. El H₂S del gas se combina con el hierro, formando sulfuro de hierro según la fórmula descripta más abajo. Esta reacción es reversible y el hidróxido de hierro puede ser regenerado, exponiendo el sulfuro al aire con cuidado debido a que la reacción es exotérmica, liberando 603 kJ.

ILUSTRACIÓN 68. Reducción del sulfhídrico



Para que el biogás pueda ser transformado en biometano, totalmente compatible con el gas natural, debe purificarse (*upgrading*) separando el CO₂, componentes de azufre, en caso de que su concentración sea significativa, y todos aquellos otros componentes que no se corresponden con la molécula de metano. La separación del CO₂ tendrá como consecuencia el incremento de la proporción del metano en el biogás y se produce haciendo uso de distintas tecnologías, como adsorción por cambio de presión, absorción (en agua o en compuestos orgánicos) o mediante el uso de membranas.



Este proceso puede realizarse con plantas de tamaño pequeño y mediano en cualquier establecimiento rural del país, donde preferentemente tenga efluentes pecuarios, como un feedlot, tambo o criadero de cerdos o avícola. Argentina cuenta, al 2021, con las tecnologías necesarias para realizar dicho proceso en todas sus etapas, desde la producción de biogás hasta su purificación y obtención de biometano.

En este punto ya puede inyectarse el biometano a la red de gas natural en cualquier proporción, ya que es exactamente el mismo gas, con la salvedad de ser producido desde fuentes renovables. Actualmente a nivel regulatorio, el ingreso de biometano a los sistemas de transporte de gas natural se encuentra regulado por la NAG 602 del 2019, publicada por el ENARGAS. En ese documento, se disponen las características que debe poseer el combustible gaseoso para su inyección a gasoductos.

A los fines de realizar el transporte logístico del combustible gaseoso de manera eficiente, desde las plantas de producción aisladas en zonas rurales, hacia los gasoductos o sistemas de transporte o inyección, el biometano obtenido de las plantas puede someterse a dos procesos alternativos.

Uno se corresponde con el proceso de compresión, el cual permite comprimir el biometano de 16 a 250 bar y así obtener BIO-GNC, reduciendo el volumen y facilitando el transporte hasta el punto de inyección por gasoducto virtual.

También, existe la alternativa de realizar una licuefacción del biometano, mediante tecnología criogénica, que facilita la reducción del volumen combustible en 600 veces. Esta última alternativa es la que obtiene como producto final BIO-GNL. Ambas tecnologías, tanto para la obtención de BIO-GNC como BIO-GNL, se encuentran disponibles en Argentina y pueden implementarse para el transporte del biometano desde las plantas de producción aisladas en zonas rurales, hacia los puntos de inyección en gasoducto, sin tener la necesidad de invertir en gasoductos tradicionales.

Materias primas

Las materias primas fermentables incluyen, dentro de un amplio espectro, a los excrementos animales y humanos, aguas residuales orgánicas de las industrias (alimenticias en general, carnes, lácteos, producción de alcohol, procesado de frutas y verduras), restos de cosechas y basuras de diferentes tipos, como los efluentes de determinadas industrias químicas.

El proceso microbiológico no solo requiere de fuentes de carbono y nitrógeno, sino que también deben estar presentes, en un cierto equilibrio, sales minerales (azufre, calcio, cobalto, fósforo, hierro, magnesio, manganeso, molibdeno, níquel, potasio, selenio, tungsteno y zinc y otros menores).

Normalmente, las sustancias orgánicas, como los estiércoles y lodos cloacales, presentan estos elementos en proporciones adecuadas. Sin embargo, en la digestión de ciertos desechos industriales puede presentarse el caso de ser necesaria la adición de los compuestos enumerados o bien un posttratamiento aeróbico.



Las sustancias con alto contenido de lignina no son directamente aprovechables y, por lo tanto, deben someterse a tratamientos previos (cortado, macerado, compostado), a fin de liberar las sustancias factibles de ser transformadas de las incrustaciones de lignina.

En lo atinente a estiércoles animales, la degradación de cada uno de ellos dependerá fundamentalmente del tipo de animal y la alimentación que hayan recibido. Los valores, tanto de producción como de rendimiento en gas, de los estiércoles presentan grandes diferencias entre distintos autores. Esto es debido al tipo de sistema digestivo, diferenciándose claramente los poligástricos, como los vacunos capaces de degradar celulosa, de los monogástricos que poseen un sistema digestivo menos eficiente.

Como norma se deberá tomar en cuenta que, a raíz de estar trabajando en un medio biológico solo los promedios estadísticos de una serie prolongada de mediciones serán confiables, siempre y cuando, figuren las condiciones en las cuales fueron realizadas las pruebas.

En el trabajo de relevamiento de fuentes de biomasa, aplicando la metodología Wisdom por parte del programa Probiomasa y el INTA, se estimó el potencial de energía a partir de fuentes de biomasa húmeda provenientes de actividades ganaderas intensivas (cría de porcinos, *feedlots* y tambos). La oferta potencial provincial se estimó en 85 993 tep por año, que se constituye por los aportes de *feedlots* bovinos (35 474 tep/año), cría de porcinos (28 590 tep/año), tambos bovinos (20 504 tep/año) y residuos orgánicos provenientes de mercados frutihortícolas (1 425 tep/año).

5.2 Potencial del biogás en la provincia de Córdoba

Potencial de origen agropecuario y agroindustrial

Los estudios más recientes sobre la provincia fueron llevados a cabo por el INTA y publicados por el programa Probiomasa del Ministerio de Agricultura (2019-2020). En dicho análisis, solamente se tuvieron en cuenta los residuos ganaderos bovinos (*feedlots* y tambos) y porcinos en forma intensiva, y los residuos orgánicos generados en los mercados frutihortícolas de concentración de las localidades de ciudad de Córdoba, Río Cuarto, San Miguel y Villa María. La información fue obtenida de datos del SENASA actualizados a octubre del 2015. Del total relevado se desprende un potencial de 2.6 Mm³/año de los residuos frutihortícolas y 153.7 Mm³/año correspondientes a los animales confinados considerados.

El trabajo concluye que se debería medir in situ la cantidad de estiércol generado y realizar pruebas del potencial de producción de biogás. Asimismo, recomienda la incorporación al modelo de datos de residuos de las actividades agroindustriales que se desarrollan en la provincia.

Ejemplos de ello se encuentran en la actividad avícola y en los efluentes de la industria frigorífica, bioetanol y de la elaboración de alimentos (conservas, dulces y enlatados). Desde el lado frutihortícola, aconseja incorporar a todos los mercados de la provincia.



La segunda cuenca con mayor potencial bioenergético a partir de purines de porcinos se encuentra en los departamentos de Juárez Celman y Río Cuarto Abarca una superficie de 2081 km² (aproximadamente, 50 por 40 km), con eje en la Ruta Nacional 158, entre el tramo Río Cuarto y Villa María. Esta cuenca está constituida por 72 establecimientos que albergan 80.000 cabezas, con un potencial de 2 721 tep/año, que representa un 2.41% del potencial nacional. A diferencia de la cuenca Unión-Marcos Juárez, la cuenca Juárez Celman-Río Cuarto está conformada por una menor cantidad de establecimientos con mayor oferta potencial. Esta particularidad podría ser una ventaja a la hora de generar planificaciones y políticas públicas. En esta cuenca, en el Programa RenoVAR, se adjudicó el proyecto CT Jigena 1, por una oferta de 1 MW de potencia, que se basa en la generación de biogás con purines de cerdo y residuos de maní, entre otros.

La provincia de Córdoba, según el relevamiento por cuencas de biogás, cuenta con 441 *feedlots*. Al norte de la capital cordobesa se concentran más de 51 establecimientos de engorde bovino, de los cuales más de 10 tienen entre 1 000 y 5 000 animales. Su extensión es de 3 097 km² distribuidos en los departamentos de Colón, Totoral y Río Primero. Con alrededor de 43 000 animales en total, esta cuenca presenta una oferta potencial de biogás de 6 482 tep/año. En un buffer de 8 km de radio en el departamento de Colón se agrupan ocho *feedlots* que presentan una oferta potencial de 2 445 tep/año, es decir, más del 1% del total nacional

Otro potencial nicho para el biogás está constituido por las explotaciones lecheras. La cuenca este de Córdoba se despliega a lo largo de la zona centro oriental de esta provincia. Cubre una superficie de 27 000 km², donde se ubican 1 729 establecimientos lecheros que representan un 17% del total nacional. La estimación del potencial de energía de esta cuenca arrojó un total de 11 808 tep/ año, con la zona del departamento de Villa María como principal. Se dividió en tres microcuencas que dieron lugar a una oferta potencial de 3 500 tep/año cada una.

Como conclusión, los investigadores de este trabajo por cuencas aseveran que, con relación a los establecimientos de engorde a corral, deberían identificarse regiones donde existan necesidades energéticas en superposición con establecimientos de gran número de animales, y contar con la posibilidad de acceder a otro tipo de materias primas para realizar una codigestión con el efluente bovino. Resulta importante tener en cuenta los montos de inversión para tecnificar las instalaciones e instalar pisos de concreto, necesarios para que el biodigestor no tenga inconvenientes por el ingreso de material inorgánico al proceso. En esta línea, es necesario generar más información relativa al piso y, al otro gran problema, que se identifica en los *feedlots*: el de la generación esporádica de efluentes.

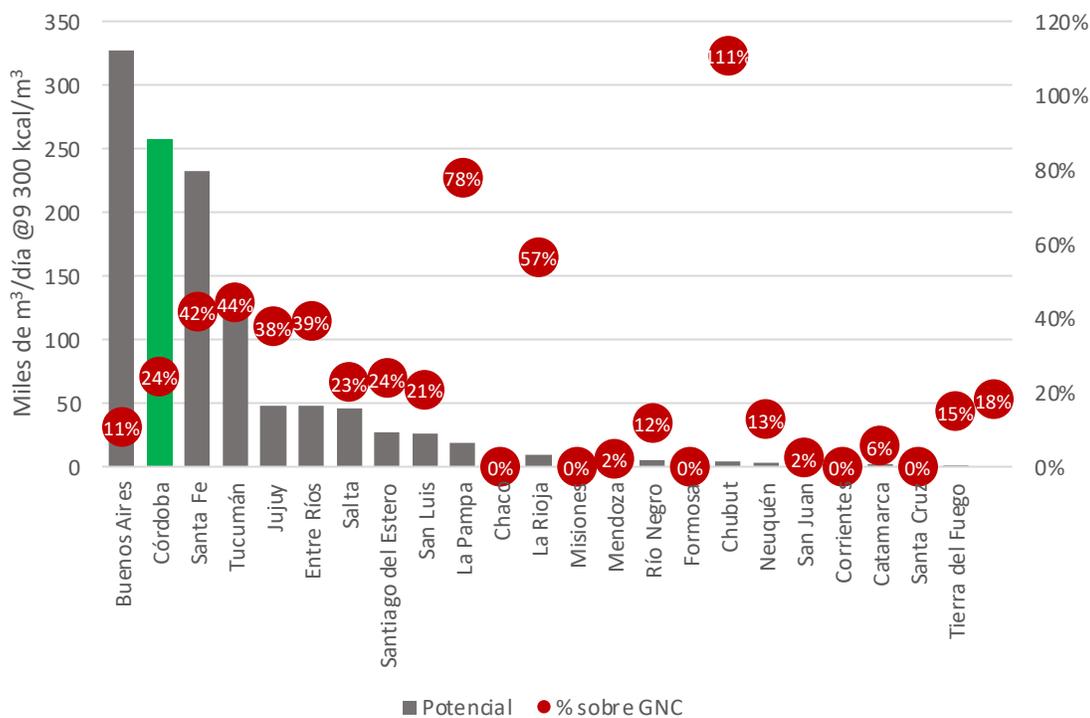


Para ello, se propone realizar un estudio de factibilidad, evaluando la utilización de estiércol de solo un tipo de producción intensiva para generar biogás. Por último, resulta de gran interés la identificación de frigoríficos en las cercanías de los *feedlots* (en un radio máximo de 15 km) para evaluar una codigestión y sinergia de los resultados del proceso de biodigestión anaeróbica. En cuanto a los residuos de criaderos porcinos y establecimientos lecheros, es de suma importancia una gestión adecuada a través de la biodigestión con la posterior reutilización de los efluentes tratados, debido a que el uso de agua es significativamente elevado para la limpieza de las instalaciones. En resumen, la identificación de la disponibilidad diferencial de biomasa residual permitiría desarrollar una estrategia de promoción de biogás para las diferentes escalas de producción, contemplando la disminución de la contaminación, la reducción de costos por ahorro en energía y la menor emisión de gases de efecto invernadero (GEI) a la atmósfera por la incorrecta disposición de residuos.

La siguiente ilustración sintetiza, para cada provincia del país, el potencial de generación de biogás, así como su comparación con el consumo anual de GNC para transporte, según el mencionado estudio de FAO y el consumo de gas natural para GNC proveniente de ENARGAS.

Como puede observarse, la provincia de Córdoba se ubica segunda a nivel país en términos de potencial, solo superada por la provincia de Buenos Aires, y alcanza, tomando una equivalencia energética con 1 m³ de gas natural a 9 300 kcal (según la normativa vigente para la medición del gas natural en las redes domésticas), un equivalente a 257 000 m³/día de gas natural, o al 24% del consumo de GNC en la provincia de Córdoba.

ILUSTRACIÓN 70. Potencial de generación de biogás por provincia



Fuente: elaboración propia sobre la base de datos de Organización de las Naciones Unidas para la Agricultura y la Alimentación y ENARGAS.

Potencial a partir de residuos sólidos urbanos (RSU)¹⁴⁴

A los fines de realizar una aproximación expeditiva al potencial de generación de biogás a partir de residuos sólidos urbanos (RSU) en la provincia de Córdoba se ha elaborado un escenario de captación de dicho gas en rellenos sanitarios compatibles con las características de la provincia.

Para realizar dicha estimación, se realizó una adaptación del modelo de descomposición de primer orden (FOD, por sus siglas en inglés), propuesto por el Panel Intergubernamental de Expertos sobre Cambio Climático (IPCC), que simula la degradación de una masa de RSU según el tipo de residuo y según las características climáticas de una cierta zona. Esta simulación se aplica a las características de los partidos de la provincia de Córdoba, calibrado según la Tercera Comunicación Nacional de la República Argentina a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) y estudios complementarios realizados para la construcción de una NAMA (acción de mitigación adecuada al país, por sus siglas en inglés).

El razonamiento detrás de dicho modelo, que se describe en el anexo, consiste en estimar la cantidad de residuos generados y su composición por tipo (Madera, Papel y Cartón, Pañales, Residuos de Comida, Restos de poda/jardín, Textiles y otros (reciclables) para cada municipio según sus proyecciones poblacionales (INDEC), y aplicar a aquellos los supuestos de degradación, un porcentaje de residuos enviados a RSU y una cierta eficiencia en la captación de metano, como se describe en el anexo, para estimar así qué masa de metano podría ser obtenida anualmente en promedio en el período 2022-2030.

Como resultado de la aplicación de dicho modelo se obtuvo un valor promedio anual de captura de metano de rellenos sanitarios 16.3 ktCH₄ (miles de toneladas de metano), equivalente a 57.4 miles de metros cúbicos diarios de gas natural (57.4 km³/d GNe), o al 22.3% del potencial estimado para fuentes agropecuarias o agroindustriales. Cabe destacar aquí que no se han incluido residuos de efluentes industriales, que deberían ser analizados por separado.

Potencial total

La tabla que se presenta a continuación muestra los valores de potencial de producción de biogás, expresados en miles de tep y en miles de m³/día equivalentes de gas natural, por tipo de materia prima; según los estudios citados y la evaluación realizada *ad hoc* para el presente trabajo.

TABLA 28. Potencial total de producción calculado

	Feedlot	Lechería	Porcinos	RSU	Total
ktep	37 830	20 559	28 857	19 481	106 727
Miles de m³/d eqGN	111.4	60.6	85.0	57.4	314.4

Fuente: elaboración propia sobre la base de FAO y de modelo *ad hoc*.

¹⁴⁴ Para más información puede consultarse el Anexo 2.



Dichos valores contrastan con los 6.22 Mm³/d GN consumidos en promedio en la última década por la provincia, equivaliendo al 5% del total.

Costos de inversión

Según un documento elaborado por CADER durante el 2020. La inversión para una planta modelo equivalente a 2 MW es de USD 6.5 M, el 87% de la inversión es componente nacional, por lo que USD 5.6 M son inversiones que se realizan a actores y proveedores nacionales. Con respecto al componente importado, el mismo se corresponde con equipos que, a la actualidad, no se encuentran disponibles en la industria nacional, pero que bien en caso de desarrollarse la industria y la necesidad de la tecnología en el mercado, como se produciría en caso de incrementarse la cantidad de proyectos de biogás en el país, es tecnología que puede desarrollarse localmente.

De por sí, esta inversión genera impactos en los encadenamientos productivos, pero también es válido incorporar el concepto de multiplicador de la inversión, que básicamente, son los impactos finales que tendrá sobre la economía nacional el gasto en concepto de inversión que se realiza para construir y equipar la planta. La lógica de esta dinámica es que, cuando se gasta un peso en un equipo metalmecánico, la industria metalmecánica a su vez demanda maquinaria y equipos, energía, materias primas y empleo, que a su vez tienen sus demandas derivadas. Todo esto va impactando de manera multiplicadora sobre la economía, generando efectos dinámicos positivos.

Considerando el componente nacional de la inversión en la planta, de USD 5.6 millones, el 55% es obra civil y el 45% equipos y obra metalmecánica. El multiplicador de la producción del sector “construcción” según la MIP97 es 1.81, mientras que el de “estructuras metálicas, tanques, depósitos y generación de vapor” es de 2.01. Si el componente nacional de la inversión tomado a lo largo de los 20 años de vida útil del proyecto es de 1.85 USD/MMBTU, el multiplicador de la inversión es de 3.51 USD/MMBTU.

Impactos del desarrollo de la actividad

Continuando con la misma fuente, se ha calculado el impacto directo e indirecto de esta tecnología por millón de BTU:

- Impactos incluidos en el precio, como el empleo, la inversión nacional y los impuestos. Esto significa que en cada millón de BTU de biometano hay USD 0.61 de salarios, USD 1.85 de inversión nacional y USD 4.97 de impuestos, que totalizan 7.43 USD/MMBTU.
- Externalidades, no incluidas en el precio, que toma las externalidades ambientales y los multiplicadores del empleo y la inversión medidos en USD/MMBTU. Esto significa que cada millón de BTU contiene USD 7.22 de externalidades.

Estos impactos y externalidades deben considerarse al momento de contemplar el precio del biometano, ya que, de una manera u otra, vuelven al Estado o a la sociedad.



TABLA 29. Impactos y externalidades de proyectos de biometano

		Concepto	USD/MMBTU
Impactos incluidos en el precio		Empleo	0.61
		Inversión nacional	1.85
		Impuestos	4.97
		Total	7.43
Externalidades			
		Ambiente. Ahorro remplazo gas	1.38
		Ambiente. Ahorro emisiones efluentes	0.68
		Ambiente. Ahorro por sustitución fertilizantes	0.06
		Multiplicador del empleo	1.58
		Multiplicador de la inversión	3.51
		Total	7.22

Fuente: CADER, 2021 (en prensa).

A estos conceptos se le suma el impacto en el desarrollo regional y de las cadenas de valor, cuya medición se limita a los multiplicadores, y el ahorro de divisas por importación de gas; que se analizará en el apartado siguiente.

Costos y competitividad del biogás y el biometano con otras fuentes para diferentes usos

En 2020, en el marco del programa ProBiomasa, el Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética (CEARE) realizó, por encomendación de Organización de las Naciones Unidas para la Agricultura y la Alimentación (FAO), un análisis de factibilidad de la incorporación de biometano en la red de gas natural troncal y en las redes de distribución en localidades aisladas; obteniendo valores comparados de la competitividad del biometano para usos de sustitución de gas natural y gas licuado de petróleo en redes aisladas, y en aplicaciones de transporte.

Como resultado de dicho estudio, CEARE/FAO obtuvieron valores competitivos para la sustitución de propano utilizado en redes de distribución existentes para el biogás obtenido a base de efluentes, ubicándolo 20% por debajo del precio del propano redes y GLP y 32% por debajo del GLP en garrafas. Por otro lado, su utilización no sería competitiva en caso de mediar la construcción de nuevas redes o de realizarse *upgrading* para transformarlo en biometano.



TABLA 30. Costos comparativos de combustibles

	Biogás		Biometano		Propano redes	GLP en garrafa	Gas natural
	de efluentes	de silaje	de efluentes	de silaje			
Con red existente	11.26	18.80			13.99	16.50	4.67
Con nueva red	20.93	28.47	18.28	25.82		16.50	

Fuente: elaboración propia en base a FAO (2020).

Respecto de las aplicaciones de transporte, el Bio-GNL obtenido a partir de efluentes resultaría competitivo con la nafta y con el gasoil, situándose a valores similares (del 2019), mientras que más que duplicaría el costo del GNC.

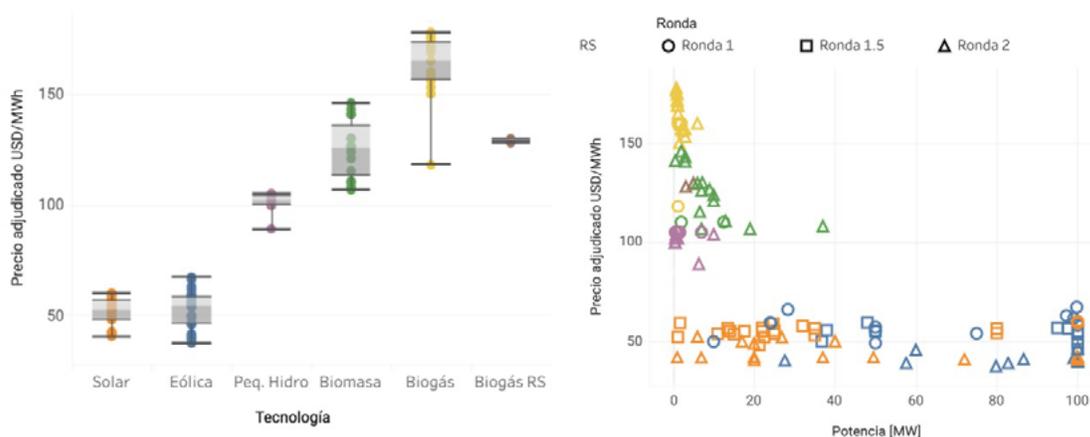
TABLA 31. Costos para el sector transporte de combustibles competitivos

	Bio-GNL		Nafta	Gasoil	GNC
	de efluentes	de silaje de maíz			
Motor naftero	17.36	24.90	17.34		7.84
Motor diésel	15.29	22.83		15.77	

Fuente: elaboración propia en base a Organización de las Naciones Unidas para la Agricultura y la Alimentación 2020.

Respecto de las aplicaciones de generación eléctrica, se presentan a continuación los valores correspondientes a las últimas rondas realizadas de las subastas para la adquisición de energía renovable a gran escala, conectada a la red eléctrica en el marco del programa RenovAr. Como puede observarse, en el marco de dicho programa, los precios adjudicados para proyectos de biogás; 78 MW sobre 4 466.5 MW, es decir el 1.7% sobre el total, se ubicaron entre los 118 USD/MWh y 178 USD/MWh, para proyectos de capacidades entre 0.72 MW y 6.0 MW, valores que en promedio se encontraron, en términos de precios, 128% (89. USD/MWh) por encima del resto de las fuentes.

ILUSTRACIÓN 71. Distribución de precios según el RenovAR y escala de las plantas instaladas

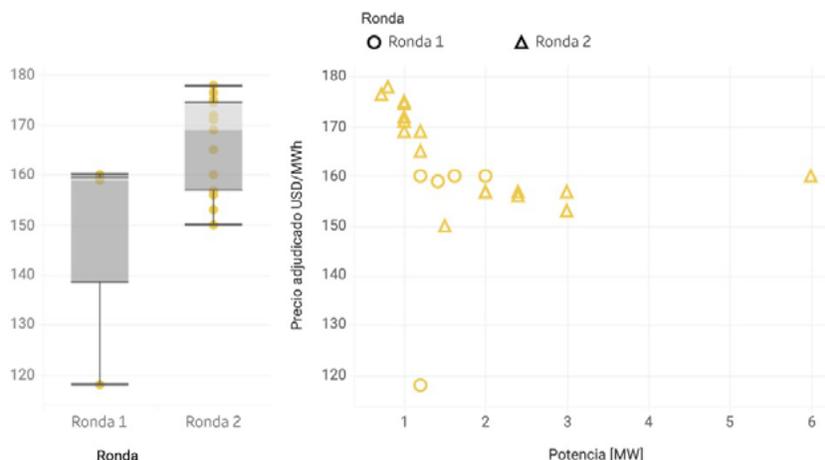


Fuente: Adaptación sobre la base de Secretaría de Energía 2018.



De la totalidad de las adjudicaciones de proyectos de biogás (incluyendo proyectos de biogás de relleno sanitario), los oferentes ubicados en la provincia de Córdoba fueron adjudicatarios del 27%, por 21.4 MW, a un precio promedio de 163.1 USD/MWh, siendo la segunda provincia en términos de adjudicaciones de proyectos de estas fuentes después de Santa Fe (32%, 24.7 MW), sumando entre ambas el 59% del total.

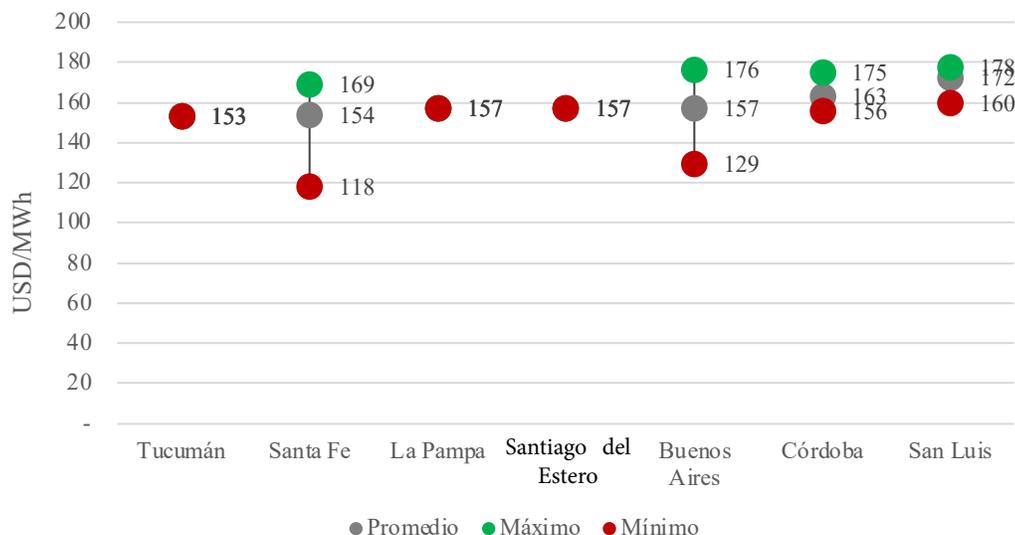
ILUSTRACIÓN 72. Valores y rangos de precios obtenidos en subastas para plantas de biogás



Fuente: adaptación de Secretaría de Energía 2018.

Finalmente, el siguiente gráfico sintetiza los precios obtenidos para proyectos de biogás en el marco del Programa RenovAr por provincia.

ILUSTRACIÓN 73. Precios máximos, mínimos y promedio obtenidos por provincia en las subastas de RenovAR para biogás y biogás de relleno sanitario



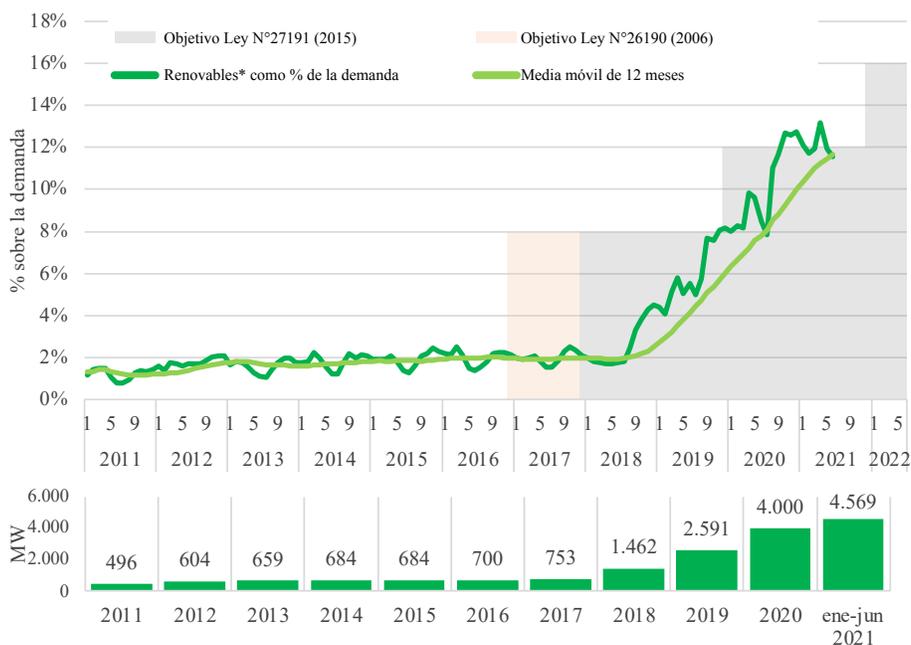
Fuente: elaboración propia sobre la base de datos de Secretaría de Energía.



5.3 Perspectivas para la incorporación de renovables a la red en el corto y mediano plazo

Según datos de CAMMESA, entre 2015 (sanción de la Ley N°27 191) y el primer semestre de 2021 se incorporaron 3 885 MW de potencia renovable (excluyendo gran hidro), pasando a equivaler el 2 al 12% de la demanda de energía eléctrica, en el lenguaje de la ley. La norma establece que en diciembre de 2021 debería equivaler al 16% y que, hacia 2025, las fuentes renovables deberían satisfacer el 20% de la demanda eléctrica.

ILUSTRACIÓN 74. Equivalencia de la generación renovable con la demanda eléctrica y potencia instalada. 2011-junio 2021



* Excluye hidroelectricidad > 50 MW.

Fuente: elaboración propia sobre la base de datos de CAMMESA y las leyes N°26 190 y N°27 191.

Luego de completarse las primeras rondas del programa RenovAR, el sistema económico-energético de Argentina manifestó síntomas de stress, principalmente impulsados por dificultades macroeconómicas, un estancamiento en la demanda energética vinculado con la caída de la actividad y saturación en ciertos nodos del sistema de transmisión eléctrica, que, resultaron colectivamente en dificultades para alcanzar el cierre financiero de algunos de los proyectos adjudicados y limitaciones para realizar nuevas subastas para el otorgamiento de contratos de largo plazo con CAMMESA (PPA), poniendo un freno a la incorporación prevista de renovables.

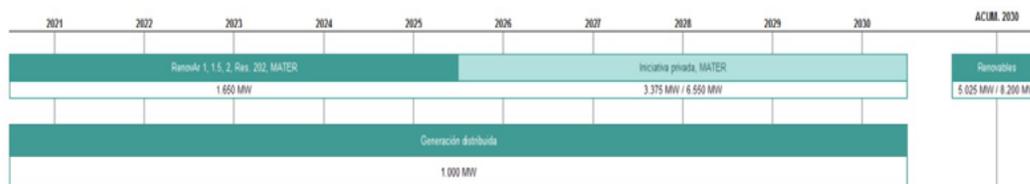
En esa línea, la Secretaría de Energía recientemente publicó, mediante la Resolución N°1 036/2021, un documento denominado “Lineamientos para un Plan de Transición Energética al 2030”, que prevé dos escenarios de incorporación de potencia para generación eléctrica a partir de fuentes renovables denominados REN20 y REN30, respectivamente, haciendo alusión a la participación del 20 o del 30% de las fuentes renovables en la generación.



Respecto de la cuestión puntual vinculada con el biogás, caben destacar algunos puntos sobre este documento.

En primer lugar, que de manera consistente con lo aquí planteado, la Secretaría de Energía expone en sus escenarios que hasta mediados de 2025 se incorporaría potencia renovable en el marco de los programas mencionados (RenovAr, Resolución N°202 y MaTER). A partir de mediados de 2025, según esta visión, el principal impulsor de la incorporación de estas fuentes a la red provendría del sector privado, tanto en términos de iniciativas privadas como del propio Mercado a Término creado mediante la Resolución N°281/2017 del Ministerio de Energía y Minería. Esto puede observarse en la captura del documento mencionado, que se presenta a continuación.

ILUSTRACIÓN 75. Origen por programa de la nueva incorporación de renovables a la red en el período 2021-2030



Fuente: Secretaría de Energía.

En segundo lugar, el documento de Lineamientos de la Secretaría de Energía establece, para los dos escenarios de incorporación de renovables planteados, una modesta incorporación de 422 MW entre 2022 y 2030 de biomasa más biogás, lo que equivale a triplicar la potencia instalada existente de ambas fuentes (actualmente 133 MW, de los cuales 69 son de biogás y 64 de biomasa), la cual precisa una inversión total de 882 MMUSD, y representando una incorporación de la misma magnitud que la termoeléctrica convencional (420 MW).

ILUSTRACIÓN 76. Incorporación de potencia e inversiones requeridas por tecnología en el período 2022-2030

Incorporación de potencia (MW) por tecnología (2022-2030)			
	REN 30	REN 20	Diferencia
Eólica	6008	3283	2725
Hidroeléctrica	2187	2187	0
Solar Fotovoltaica*	1400	950	450
Biomasa/Biogás	422	422	0
Termoeléctrica	420	420	0
PAH	370	370	0
Nuclear (CAREM)**	32	32	0
Total	10839	7664	3175

Inversión (CAPEX) para la instalación de centrales (2022-2030) (MM u\$s)						
	REN 30		REN 20		Diferencia	
	Total	divisas	Total	Divisas	Total	Divisas
Eólica	7403	4356	3858	1623	3545	2733
Hidroeléctrica*	3004	901	3004	901	0	0
Solar Fotovoltaica	1268	423	767	182	501	241
Biomasa/Biogás	882	441	882	441	0	0
Termoeléctrica	420	252	420	252	0	0
PAH	993	397	993	397	0	0
Nuclear**	0	0	0	0	0	0
Total	13970	6770	9924	3796	4046	2974

*No se incluyen los 1000 MW correspondientes a generación distribuida.

**Se supone la puesta en marcha del prototipo CAREM de 32 MW.

Fuente: Secretaría de Energía.

En este sentido, se esperaría que las incorporaciones que puedan hacerse en el mediano plazo de generación a partir de biogás provengan tanto de la autogeneración como de la iniciativa privada y, en menor, medida del mercado a término. Estas podrían catalizar una nueva ola de inversiones a partir de oportunidades que pudieran surgir en el marco de los mercados de carbono y de mitigación. Estos pueden observarse en aquellos que comienzan a delimitarse luego del Acuerdo de París y de la COP26, así como de un potencial resurgimiento de los mercados voluntarios, aprovechando que las menores escalas y mayores factores de planta del biogás podrían sortear algunas de las restricciones vinculadas con la saturación de nodos de transmisión.

5.4 Nuevo mecanismo de financiamiento para el mediano plazo: Los A6.4ERs del Mecanismo de Desarrollo Sostenible del Acuerdo de París

El protocolo de Kioto fue aprobado por las partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático en el 1997, entrando en vigor en febrero de 2005.

En el marco de dicho protocolo, que establecía, sobre la base del principio de las responsabilidades comunes pero diferenciadas respecto del cambio climático, dos conjuntos de países con responsabilidades diferentes: por un lado, los países desarrollados, recogidos en el Anexo I, y por el otro, los países en desarrollo, no pertenecientes a dicho anexo.

El protocolo de Kioto creó, en su Artículo N°12, un mecanismo denominado Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) mediante el cual los países Anexo I podían contribuir en cumplimiento de sus obligaciones en cuanto a la mitigación del cambio climático, a través del financiamiento de proyectos a desarrollarse en países “No Anexo I” que de manera adicional al régimen *business as usual* (tendencial) produjeran reducciones de emisiones.

A cambio de dicho financiamiento, los proyectos emitirían Certificados de Reducción de Emisiones (CERs, por sus siglas en inglés), transables, que darían cuenta de la reducción alcanzada a los fines del cumplimiento de los compromisos de las partes obligadas.

Este mecanismo, que llegó a tener registrados 8 420 proyectos, a grandes rasgos “colapsó” en 2014, tras alcanzar un pico, con 500 registros de proyectos mensuales en el primer bimestre de 2013, por diversos motivos. Estos estaban vinculados con restricciones por el lado de la demanda (esencialmente de países europeos) que llevaron los precios de los certificados de reducción de emisiones a menos de 1 USD/tCO₂eq, tornando inviable el repago de los proyectos.

En el marco de este mecanismo, se presentaron diversos proyectos de biogás (o convertibles a este), que representaron aproximadamente el 13% del total a nivel global (*methane avoidance* y *landfill gas*), y más del 33% sobre el total de Latinoamérica y el Caribe (LAC). En el caso de Argentina, que resultó poco exitosa en capturar una cantidad significativa de proyectos (el 5% sobre el total de la región), el 37% de los proyectos aprobados (19) fueron de este tipo.

TABLA 32. Proyectos de MDL en Argentina, LAC y el mundo. Participación del biogás sobre el total

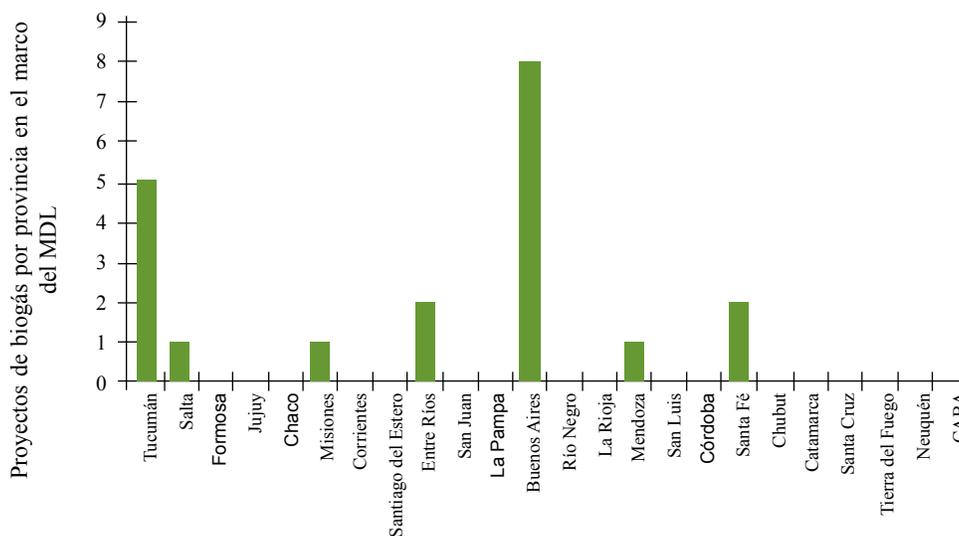
	Argentina	LAC	Mundo
Proyectos registrados	46	1 117	8 415
% de proyectos	0.5%	13.3%	100.0%
Proyectos de biogás	19	370	1 091
% de proyectos de biogás sobre total	37%	33%	13%
2020 kCERs	68 448	1 150 597	8 802 040
% 2020 kCERs	0.8%	13.1%	100.0%

Fuente: elaboración propia sobre la base del CDM Pipeline del centro UNEP-DTU.

Sin embargo, como puede observarse en la tabla, ninguno de los proyectos de biogás comentados se desarrolló en la provincia de Córdoba, estando la mayoría concentrados en la Provincia de Buenos Aires y Tucumán, seguidos por Santa Fe, Entre Ríos, Misiones y Salta.



ILUSTRACIÓN 77. Proyectos de MDL de biogás en Argentina, por provincia



Fuente: elaboración propia sobre la base del CDM Pipeline del centro UNEP-DTU.

Entre otras cuestiones, esto se debe a que la creciente competitividad de otras fuentes renovables, como la solar fotovoltaica y la eólica, le quitan a estas el carácter de “adicionalidad” requerida por el MDL (y el MDS). Esto implica que funcionan por mercado sin necesidad de recurrir a estos mecanismos, y a que el metano es un gas de mayor potencial de calentamiento atmosférico que el dióxido de carbono.

En el marco del Acuerdo de París, firmado en 2015 y ratificado por Argentina, durante la COP26 (Conferencia de las partes como Encuentro de las Partes de la CMNUCC) de noviembre de 2021, se completó el denominado “Libro de Reglas” que establece, entre otras cuestiones, los mecanismos modalidades y procedimientos para la aplicación de los mecanismos de mercado (y diferentes del mercado) establecidos en el Artículo N°6 del Acuerdo, que incluyen dos categorías de transferencias bajo estas modalidades, denominados: resultados de mitigación de transferencia internacional, o ITMOs, en inglés, según lo establece el segundo párrafo del Artículo N°6, y el Mecanismo de Desarrollo Sostenible, creado mediante el cuarto párrafo del Artículo N°6.

En el caso del segundo mecanismo, el MDS, entraría en operaciones en un período de entre dos y tres años, dependiendo de los resultados de las próximas COP, con mecanismos similares a los establecidos para el MDL, pero en un contexto en el cual no solo los países desarrollados se encuentran obligados a mitigar, sino también los países en desarrollo. Sus mecanismos de transferencia se encontrarían fuertemente regulados por parte de los actores estatales, toda vez que la reducción de emisiones debería resultar adicional a las de sus NDC.

En concierto con la proliferación de los mercados voluntarios de comercio de emisiones, y de otros instrumentos de certificación, como los certificados de energías renovables y otros, en un contexto en el cual proliferan las discusiones sobre la creación de Mecanismos de Ajuste al Carbono en Frontera (CBAM, por sus siglas en inglés) y los precios del dióxido de carbono alcanzan nuevos récords a nivel global (por ejemplo, a la fecha de cierre de este documento, de 70 USD/tCO₂e en el mecanismo de comercio de emisiones de la Unión Europea, EU-ETS), estos mecanismos brindan nuevas perspectivas para el financiamiento de los proyectos que podrían ser compatibles con el aprovechamiento del potencial aquí descrito, y dan cuenta, de replicarse las preferencias de los inversores observadas durante la máxima “popularidad” del MDL, del potencial del biogás para capturar parte de este financiamiento disponible.



No obstante, queda pendiente develar los niveles de precios que podrían alcanzar los certificados de reducción de emisiones provenientes del nuevo mecanismo, que han sido denominados “A6.4ERs”, y si aquellos convergerán, eventualmente, a aquellos vinculados con los sistemas de comercio de emisiones de los países en los que se han tornado más competitivos. Asimismo, resulta desafiante, en particular para los proyectos provinciales, incidir en los arreglos institucionales requeridos por el Acuerdo de París para aprobar y viabilizar estos proyectos.

5.5 Sectores y actores cordobeses involucrados y posiblemente beneficiados por la expansión de la tecnología de la DA

Desde el punto de vista de la demanda de profesionales, técnicos y operadores ligados a diseño, construcción y operación de plantas, el sector educativo se vería demandado en las siguientes áreas de la ingeniería: agronómica, civil, mecánica, eléctrica, industrial, ambiental, química y de procesos.

Los sectores involucrados en la aplicación de esta tecnología abarcan al agropecuario, agroindustrial, energético, manufacturero y transporte.

5.6 Factores que condicionan la factibilidad técnica y económica para la generación distribuida de biogás en la provincia (FODA para avanzar en la Fase 2)

TABLA 33. FODA biogás en la provincia de Córdoba

Fortalezas	Debilidades
<ol style="list-style-type: none"> 1. Alta disponibilidad del recurso en particular de origen agropecuario y agroindustrial. 2. Empresas con sede en la provincia con experiencia en el desarrollo de proyectos, así como en la construcción y operación de plantas. 3. Crecimiento de proveedores locales de componentes y lógicas electrónicas para la operación de plantas de biogás. 4. Número inicial de plantas de diversas características y materia prima de alimentación en operación exitosa. 5. Tránsito avanzado de aprendizaje. 6. Gran capacidad para generar empleo genuino, con alto impacto en las comunidades del interior. 7. Existencia de una asociación (CADER) que convoque a todos los miembros de la cadena del biogás sobre la base de un clima cordial, confianza y diálogo permanente entre sus miembros; capital social. 8. Imagen positiva de la tecnología en el público 9. Definiciones por parte del ente regulador nacional (ENARGAS) de normas técnicas (NAG 602) para la inyección de biogás a redes de gas natural, e inicio de pruebas piloto en sub distribuidoras (BAGSA) reducen el riesgo percibido para la actividad a escala. 10. Existencia de normativa provincial de fomento de la tecnología (Ley N°10 721. Córdoba). 11. Existencia de normativa nacional de aplicación de digeridos (Resolución SAyDS N°19/2019). 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Intervencionismo estatal (cambiando las reglas) que amenaza la generación de biogás y materias primas para otras operaciones como corrales de engorde, plantas de bioetanol, etc. 2. Inestabilidad macroeconómica y reducción del acceso a fuentes de crédito internas y externas. 3. Alta carga tributaria. 4. Alta inversión inicial que limita la expansión de la tecnología. 5. Logística de transporte ineficiente y condicionada a factores sindicales locales que pueden constituir una amenaza. 6. Líneas de crédito insuficientes, con tasas y plazos inadecuados. 7. Infraestructura vial insuficiente para los requisitos de movimiento de biomasa. 8. Bajo uso, difusión y acceso a herramientas de cobertura de mercado y seguros agrícolas. 9. Insuficiente difusión de la tecnología y sus beneficios. 10. Baja competitividad en términos de precios con sustitutos con altos niveles de subsidio (gas natural) en ausencia de gravámenes a las emisiones de GEI para combustibles gaseosos. 11. Para aplicaciones de generación eléctrica, discontinuidad de programas de promoción de la generación conectada a la red con compras centralizadas, como el RenovAR. 12. Dentro del campo de las fuentes renovables para generación, baja competitividad por MWh respecto de la eólica y la solar fotovoltaica. 13. Baja calidad de las redes de distribución y cortes de energía generan riesgos y pérdidas vinculadas con la operación de las plantas de biogás.



Oportunidades

1. Creciente demanda de energía renovable en el campo de la movilidad con posibilidades de insertar biometano comprimido o líquido.
2. Flota existente de vehículos a gas natural comprimido y de estaciones de servicio para abastecerlos.
3. Infraestructura de distribución de gas natural ampliada e importante que constituye un reservorio potencial que puede ser utilizado.
4. Alta disponibilidad de herramientas biotecnológicas aplicadas.
5. Déficit nutricional de los suelos y ausencia de sobresaturación de nutrientes.
6. Posibilidad de desarrollar productos adicionales de mayor valor añadido a partir de lo digerido.
7. Políticas provinciales positivas relacionadas con el creciente uso de biocombustibles.
8. Profundización de los vínculos con otras actividades como feedlot, plantas de etanol y generando sinergias entre ellas.
9. Creciente presión internacional para implementar el Acuerdo de París
10. Oportunidades de desarrollo de negocio en la forma de servicios (e. g., retiro y tratamiento de residuos de industrias y sectores).
11. Creciente presión internacional para implementar el Acuerdo de París y potenciales establecimientos de mecanismos de ajuste al carbono en frontera (CBAM, por sus siglas en inglés). Asimismo, oportunidades de financiamiento en el marco del Artículo N°6 del Acuerdo de París.
12. Crecientes demandas de las empresas para descarbonizar sus procesos productivos y logísticos.
13. Creciente interés en el Mercado a Término de Energías Renovables (MaTER).
14. Potencial incremento de competitividad en términos de precios de extenderse el impuesto al dióxido de carbono a los combustibles gaseosos y de incrementar su nivel para los líquidos.
15. Existencia de rellenos sanitarios con condiciones climáticas buenas para la captura de metano por descomposición anaeróbica de residuos sólidos urbanos.
16. Surgimiento de nuevas modalidades comerciales vinculadas con los equi-pos de cogeneración pueden mejorar el flujo de los proyectos.

Amenazas

1. Barreras arancelarias a la importación de bienes de capital, partes y componentes clave para el desarrollo de la tecnología.
2. Debilidad de la moneda que encarece los componentes de otros países.
3. Discontinuidad de los planes y promociones de energía removible a nivel nacional.
4. Lentitud y complejidad para la aprobación del transporte de comercialización y uso de diversos productos de digestión anaeróbica.
5. Captura de beneficios ambientales por parte del Estado.
6. Cambio de marco político.
7. Políticas nacionales hostiles.
8. Potencial pérdida de consumo final de combustibles tradicionales en caso de extenderse las tendencias a la electrificación.
9. Persistencia de condiciones macroeconómicas inestables que hagan peligrar el desarrollo de las actividades agropecuarias y agroindustriales.



6. Recomendaciones para la elaboración de un Plan de desarrollo de los biocombustibles líquidos

En la República Argentina, donde la disponibilidad de recursos biológicos, la capacidad de sus recursos humanos y un buen acervo de tecnologías vinculados a las cadenas de valor agropecuarias, constituyen sus mayores ventajas comparativas, el aprovechamiento productivo de la bioeconomía representa una nueva ventana de oportunidad como parte de una estrategia más amplia de desarrollo genuino y sostenible (Chavarría y Torroba en IICA 2020¹⁴⁵).

Dentro de la bioeconomía, se destaca el desarrollo de los biocombustibles, constituyéndose como un importante motor que permite agregar valor al agro, diversificar la producción a la vez que permiten reemplazar productos fósiles, disminuyendo comparativamente las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

El desarrollo de los biocombustibles, para Argentina en general y para la provincia de Córdoba en particular, permiten articular uno de los senderos de la bioeconomía en el formato de industrias “multiproductos”, donde el proceso productivo genera una serie de coproductos adicionales a los biocombustibles, los cuales permiten generar distintas redes de valor asociadas al sector agropecuario, industrial y farmacéutico, entre otros.

De esta manera, generando una agroindustrialización en el interior del país, los biocombustibles son la punta de lanza de la bioeconomía como paradigma técnico productivo, que permitirá contribuir al desarrollo del país y de la provincia, generando agregación de valor, creación de empleo, diversificación de la matriz energética, reducción de emisión de GEI, innovación e implementación de tecnología de punta, entre otros; impactando directamente sobre el crecimiento y desarrollo local.

En cuanto a la producción de recursos biológicos para su industrialización en formato de biocombustibles y coproductos, se destaca la abundante oferta de materias primas para la producción, tanto de biodiésel como de bioetanol.

En caso de la materia prima necesaria para producir biodiésel, se destaca que el país es el principal exportador de aceite de soja del mundo. En el caso de la provincia de Córdoba, hay 102 empresas (de diferentes tamaños) con una capacidad instalada para procesar 23 115 t de soja por día (7.3 Mt/año). Durante 2020 se produjeron 483 000 t de aceite, existiendo margen para ampliar considerablemente dicha producción.

En el caso del maíz, el país se posicionó como el segundo mayor exportador en el 2020. Asimismo, la provincia de Córdoba es la principal productora de maíz en el país, concentrando el 36% de la producción nacional con niveles récord de producción, rinde y siembra de maíz en la campaña 2020/2021. La baja transformación del grano de maíz en origen (37% de la producción) representa una oportunidad que puede aprovecharse en actividades que demanden maíz, agregándole valor en origen, generando producción local, empleo, crecimiento y desarrollo económico. Cabe destacar que, a nivel mundial, comparando regiones productivas, teniendo en cuenta jurisdicciones comparables, Córdoba ocupa el sexto lugar detrás de los estados de Iowa (EE. UU.), Illinois (EE. UU.), Nebraska (EE. UU.), Mato Grosso (Brasil) y Minnesota (EE. UU.).

¹⁴⁵ IICA (Instituto Interamericano de Cooperación para la Agricultura). 2020. Bioeconomía: Una estrategia de desarrollo para la Argentina del Siglo XXI: Impulsando a la bioeconomía como modelo de desarrollo sustentable: entre las políticas públicas y las estrategias privadas.



En el plano industrial, Córdoba es líder en la elaboración de bioetanol de maíz, participando con el 73% de la producción durante el periodo 2018-2020. Además, la provincia concentra el 69% de la capacidad instalada de producción de bioetanol de maíz.

El elevado costo de trasladar maíz y soja desde la provincia de Córdoba hasta los puertos genera un incentivo adicional para industrializarlos en origen. En el caso del maíz, se estima que el flete a puerto representa el 20% de los costos de producción.

La capacidad instalada de producción de ambos biocombustibles es superavitaria, generando oportunidades de desarrollo de nuevos mercados, tanto a nivel interno como externo. En el caso de los mercados de los coproductos, los mismos se han desarrollado en paralelo a los biocombustibles, con una orientación exportadora en el caso de los derivados de la producción de biodiésel (glicerina sin procesar y refinada) y más enfocado en el mercado interno en el caso de los derivados de producción de bioetanol (burlanda húmeda y seca, alcohol no combustible, aceite de maíz, CO₂, etc.). La ampliación del mercado de estos y la generación de bioproductos de mayor complejidad permitirá ampliar el valor agregado de la cadena, el cual se estima en 22% para el bioetanol y en un 27% para el biodiésel.

La posibilidad de generar nuevos mercados internamente, adicionales a las mezclas vigentes, debe ser analizada desde diferentes planos (jurídico, logístico, económico, técnico, ambiental, tributario, etc.). Permitiendo una mirada abarcativa a la hora de diseñar un plan de desarrollo que busque masificar el uso de los biocombustibles.

Desde el punto de vista jurídico, se destaca que la ampliación del uso de bioetanol de maíz en el mercado regulado obligatorio puede ser establecida a nivel nacional por decisión de la Secretaría de Energía de la Nación. El porcentaje de mezcla obligatorio fijado actualmente en el 12% puede ser elevado, sin limitación cuantitativa, cuando se lo considere conveniente en función del abastecimiento de la demanda, la balanza comercial, la promoción de inversiones en economías regionales y/o razones ambientales o técnicas.

Del mismo modo, la ampliación del uso de biodiésel en el mercado regulado puede ser establecida a nivel nacional por decisión de la Secretaría de Energía de la Nación. El porcentaje de mezcla obligatorio, fijado actualmente en el 5%, puede ser elevado, sin limitación cuantitativa, cuando se lo considere conveniente, en función del abastecimiento de la demanda, la balanza comercial, la promoción de inversiones en economías regionales y/o razones ambientales o técnicas.

Por la Secretaría de Energía de la Nación como consecuencia de una política de sustitución de importaciones, incluso con un tratamiento diferenciado y particular a nivel geográfico.

Adicionalmente, la elevación de los porcentajes de mezcla obligatorios pueden ser decididos por la Secretaría de Energía de la Nación como consecuencia de una política de sustitución de importaciones, incluso con un tratamiento diferenciado y particular a nivel geográfico.

Por otro lado, la legislación nacional expresamente posibilita y establece las bases para un mercado no regulado de biocombustibles con mezclas mayores a los porcentajes obligatorios y biocombustibles puros.



Además, la estructura impositiva les otorga ventajas a los biocombustibles en comparación a los fósiles a partir de la no tributación de los impuestos específicos. La actualización de dichos impuestos deviene en una cuestión importante para evitar la licuación de estos. En este sentido, la Ley N°27 640 establece que el biodiésel y el bioetanol no estarán gravados por el Impuesto a los Combustibles Líquidos (ICL) y por el Impuesto al Dióxido de Carbono (ICO_2) alcanzando dicho tratamiento a todas sus etapas de producción, distribución y comercialización. En el caso de mezcla con combustibles fósiles, el gravamen recae solo sobre el componente de combustible fósil. Este tratamiento impositivo solo aplica si las materias primas principales utilizadas son de origen nacional

En forma complementaria, y profundizando fuertemente la promoción de los biocombustibles, la Ley Provincial N°10 721 incorpora un conjunto muy relevante de herramientas que procuran ampliar el uso de bioetanol de maíz y de biodiésel en la esfera de la provincia de Córdoba en el mayor nivel de mezcla posible, que se complementan con los beneficios impositivos de la Ley N°10 724. Se destacan cuatro vías para “propender a su utilización generalizada y masiva en el ámbito provincial, en el mayor nivel de mezcla posible con los combustibles fósiles”:

- a) (i) La incorporación en los pliegos de contrataciones públicas de beneficios vinculados con el uso de biocombustibles.
- b) (ii) La migración hacia el mayor nivel posible de uso de biocombustibles en las flotas públicas y en el servicio de transporte público de pasajeros.
- c) (iii) La promoción del uso de biocombustibles en las actividades productivas y de servicios, en la generación eléctrica y en las inversiones para la transición energética.
- d) (iv) La promoción de la investigación, desarrollo e innovación en materia de biocombustibles, como así también en la educación y difusión de los beneficios de la bioeconomía.

Ahora bien, para alcanzar la efectiva ampliación del uso del bioetanol de maíz y el biodiésel, es necesario profundizar ciertos aspectos de la legislación vigente mediante reglamentaciones específicas, que permitan tanto hacer operativos los instrumentos de promoción previstos, como también disipar eventuales incertidumbres jurídicas.

A tal efecto, se advierten como necesarias ciertas acciones regulatorias tanto a nivel nacional como provincial.

A nivel nacional, se deben establecer con claridad las condiciones y requisitos para biocombustibles puros y/o mezclados en porcentajes mayores al obligatorio. La Secretaría de Energía de la Nación debe, a tal efecto, reglamentar el Artículo N°23 de la Ley N°27 640.

A nivel provincial, es necesario avanzar en la reglamentación de todos los instrumentos de promoción y desarrollo de los biocombustibles de la Ley N°10 721, otorgando los recursos presupuestarios suficientes a tal efecto.



Por último, cabe señalar que, más allá de la falta de reglamentación previamente indicada, los “Lineamientos para un Plan de Transición Energética al 2030” aprobados por Resolución N°1036/2021 de la Secretaría de Energía proyectan dos escenarios de ampliación de la utilización de los biocombustibles en porcentajes superiores a los obligatorios. En efecto, los referidos “Lineamientos” prevén que, para el 2030, en un escenario vinculado con las políticas existentes, el 5% de las ventas de vehículos nafteros contará con tecnología *flex* y el 25% de las ventas de buses de larga distancia serán B20. A su vez, en un escenario de políticas activas, el 20% de los vehículos nafteros contarán con tecnología *flex*, 8 000 buses de corta distancia serán B100, el corte efectivo de bioetanol será de un 14.8% y el corte efectivo de biodiésel del 9.3%, en ambos casos por la conjunción entre el mercado obligatorio y el voluntario. De tal modo, los “Lineamientos” permiten vislumbrar una pronta reglamentación que habilite y potencie al mercado voluntario.

Dichos lineamientos están en línea con las conclusiones técnicas del presente trabajo. De manera sintética, se destaca que:

- El biodiésel es el único combustible alternativo que puede utilizarse en un motor diésel sin inconvenientes, ni requerir modificaciones complejas. En el mundo existen numerosas flotas de transporte público que usan biodiésel en sus distintas mezclas y en estado puro.
- Las bajas emisiones que genera el biodiésel lo convierten en el combustible ideal para maquinaria agrícola, parques nacionales y, sobre todo, grandes áreas urbanas.
- El etanol es un biocombustible que constituye una alternativa sustentable. Recientes estudios locales demuestran la posibilidad de operar con E15 sin modificaciones en la calibración de las unidades convencionales. Esos mismos estudios indican que en proporciones mayores del 17% (E17) requerirían actuar sobre las unidades de control electrónicas (ECU) de los vehículos afectados, y disponer de vehículos con depósito, motor y sistema de combustible capaz de funcionar con gasolina y etanol, (solos o mezclados en cualquier proporción), tema que requiere considerar la edad promedio del parque automotor.
- Adicionalmente, el bioetanol permite la posibilidad de adoptar el sistema E85 o FFV o el sistema *Flex* de Brasil que acepta hasta el 100% de alcohol hidratado. En relación con su capacidad de adaptación, los tiempos de adopción y pensando en términos de una estrategia global, surge como la opción más conveniente la adopción futura de un sistema de E85.
- Los vehículos que funcionan con E85 pueden proceder de fábrica adaptados a dicha calibración o puede reconvertirse la flota actual mediante los llamados kits de conversión. El mencionado kit consiste en un sensor capaz de establecer el porcentaje de etanol presente en el combustible y que dicha información, juntamente con las señales emitidas por los sensores de escape informen a la ECU, para que esta determine los valores óptimos de avance de encendido y tiempos de inyección para cualquier proporción de gasolina/alcohol entre E10 y E85. De esta manera, los kits permiten que un vehículo convencional, se convierta en un uno flexible que admita cualquier mezcla hasta E85. El proceso es análogo a la conversión de un vehículo convencional a uno que admita gas natural comprimido, pero el kit para E85 no requiere espacios considerables.



Asimismo, hay que destacar que ambos biocombustibles requieren cumplir con los mejores estándares de calidad y de seguridad (tanto en el proceso de producción como en el almacenamiento de estos) para asegurar un óptimo rendimiento y evitar riesgos.

Adicionalmente, en el presente informe pueden consultarse algunas recomendaciones sobre cambios de filtro al comenzar a utilizar B100 y otras sugerencias al utilizar mezclas alternativas en flotas con fechas de fabricación de vieja data.

En cuanto a la logística y almacenamiento, se destaca que el 67% de las estaciones de servicio (EESS) de la provincia de Córdoba que venden combustibles estarían en condiciones de almacenar y despachar cinco productos, mientras que el 46% podría despachar seis productos (dos grados de nafta, dos de gasoil y dos alternativas de biocombustibles –bioetanol y biodiésel–).

Por otra parte, el abastecimiento de 770 000 m³ del corte E12 a las EESS ubicadas en la provincia de Córdoba se efectúa desde las plantas de formulación de combustibles que se encuentran a una distancia promedio de 243 km. Además, para la formulación de la mezcla E12, se requiere el movimiento de 92 000 m³ de bioetanol desde las plantas de producción de biocombustibles hasta las terminales de despacho de E12, ubicadas a una distancia promedio de 294 km. La cantidad de kilómetros anuales recorridos para el suministro de E12 a EESS ubicadas en Córdoba asciende a 11.9 millones de km/año considerando una cantidad transportada de 36 m³ por viaje.

La formulación del corte E12 en EESS generaría un ahorro en logística por movimiento de producto por camión de 1.67 Mkm/año, dado que en primer lugar se evitaría el recorrido de 1.50 Mkm/año por el transporte interplanta de biocombustible y por otra parte la mayor cercanía de las plantas de bioetanol del sur de Córdoba con respecto a las EESS (211 km vs. 243 km) sumaría un ahorro adicional de 0.16 Mkm/año. A medida que aumenta el corte de mezcla de bioetanol se hace más conveniente, desde el punto de vista logístico, el abastecimiento directo de bioetanol a las EESS y la formulación final del producto en las bocas de expendio de la provincia.

La alternativa de abastecimiento directo de bioetanol y combustibles fósiles a EESS para el expendio de un volumen de 974 000 m³/año de E85, equivalentes a 760 000 m³ de E12 suponiendo un menor poder calorífico del 22%, requeriría recorrer 11.7 Mkm/anuales transportando combustibles por camión marcando una leve mejora en términos logísticos con respecto a la alternativa actualmente vigente de suministro de E12 con mezcla en plantas de despacho (11.9 Mkm/año).

En el caso del biodiésel, en un escenario de sustitución parcial de gasoil por biodiésel, tiene sentido en términos logísticos reemplazar inicialmente el abastecimiento de combustibles fósiles provenientes de Campana (Buenos Aires) y Arroyo Seco (Santa Fe) por biodiésel producido en la zona de San Lorenzo (Santa Fe) para el abastecimiento de las EESS ubicadas en la provincia de Córdoba. Dados los elevados precios actuales del aceite, el biodiésel no sería competitivo, necesitando un precio a salida de planta de \$76 en octubre para poder competir con la paridad de importación del gasoil en surtidor.



Considerando los precios vigentes de octubre 2021, el precio de bioetanol regulado por la (49.23 \$/l) hubiese resultado suficiente para competir en formato E100 con el producto E12 valorizado a paridad de importación en surtidor en la provincia de Córdoba, inclusive considerando un diferencial de rendimiento del 26% para la formulación de E85.

Según el análisis realizado, la sustitución de naftas por bioetanol en la provincia de Córdoba resulta una alternativa viable y competitiva; considerando aspectos logísticos y precios de importación de naftas para octubre 2021.

Desde el punto de vista ambiental, es fundamental, para alcanzar las metas mundiales de desarrollo sustentable, tener en cuenta la moderna bioenergía derivada de la captura y transformación de la energía solar mediante la fotosíntesis. La biomasa tiene un gran potencial para superar la “pobreza energética”, para ello debe incrementarse su uso en escala, pasando de los 23 a los 93 EJ a nivel mundial.

En cuanto al bioetanol, se destaca, en primer lugar, el alto poder de mitigación de GEI, al reducir aquellas vinculadas con la quema de naftas, así como la reducción de otras externalidades negativas vinculadas con su ciclo de vida, tanto en términos de emisiones al aire como a los cuerpos de agua, incluyendo la reducción de la contaminación del aire por componente de los aditivos de las naftas y por la sustitución de MTBE. Por otro lado, en vehículos que no cuentan con catalizadores (cada vez menos en proporción sobre el parque total) se observa un impacto medio relacionado con el incremento de las emisiones de NO_x, y con un incremento en las emisiones de CO, que se da exclusivamente durante el arranque en frío de los vehículos.

Adicionalmente, se recomienda disponer de motores de gestión electrónica adecuadamente calibrados para el uso de etanol y sistemas de control de emisiones eficientes (catalizadores de tres vías) para controlar especialmente las emisiones de óxidos de nitrógeno y aldehídos y cetonas que suelen elevarse por el mayor contenido de oxígeno en el combustible.

Respecto del biodiésel, se presenta una notable reducción en emisiones de GEI por sustitución de gasoil, mientras que se reducen también emisiones de CO, de hidrocarburos y de material particulado, así como de SO₂. Por su parte, como se señaló para el caso del bioetanol, deben contabilizarse también las reducciones en las externalidades negativas vinculadas con el ciclo de vida su contraparte fósil: el gasoil. Respecto del potencial impacto negativo en la producción de biodiésel, se destaca un posible incremento de emisiones de óxido nitroso, pero exclusivamente en motores de vieja tecnología (móviles y estacionarios) no adaptados al uso de biodiésel.

En el presente informe podrá encontrarse un detalle de las emisiones de GEI a lo largo de todo el ciclo de vida del producto, y un mayor detalle de otras emisiones relacionadas.

Por otra parte, se resalta como una cuestión de relevancia, la articulación de una campaña de sensibilización y comunicación, sostenida en el tiempo, donde se informe y difunda la temática relacionada a los biocombustibles y las diferentes implicancias de sus usos en volúmenes superiores a los actuales. Complementariamente, se destaca la importancia de la articulación público-privada en las acciones a llevarse a cabo con el objetivo de realizar una campaña comunicacional exitosa.



Con todas estas condiciones iniciales (situación de abastecimiento de materias primas, capacidades instaladas, restricciones técnicas, legales, logísticas, legales, etc.), se han elaborado tres escenarios (conservador, moderado y optimista) de consumo de biocombustibles, adicionales a las mezclas actuales, para la provincia de Córdoba.

En el caso de bioetanol, se parte de la base de la recuperación del consumo de naftas en el 2022 a los niveles de prepandemia. Se estima un crecimiento de la demanda de naftas del 1.8% anual durante todos los años hasta el 2030, con un crecimiento uniforme entre flotas cautivas y no cautivas. Asimismo, se asume que están dadas las condiciones técnicas para incorporar kits de conversión para tener vehículos nafteros que funcionen también con E85 y los mismos son incorporados en flotas cautivas y no cautivos a distintos ritmos.

En los escenarios conservador, moderado y optimista, se estima que el 5%, 10% y 15% (respectivamente) del consumo de naftas en el mercado no cautivo y el 25%, 50% y 75% (respectivamente) en el mercado cautivo se darán en formato de bioetanol al 2030, estimando un crecimiento interanual porcentual constante hasta llegar a dichos porcentajes, partiendo del año base 2022.

Como principales conclusiones, al 2030 bajo el escenario conservador el 7% del volumen consumido de nafta podría darse en formato de bioetanol (cabe resaltar que el porcentaje es en volumen y no en energía total). De la misma forma, en el escenario moderado, el 15% del consumo se daría a partir de bioetanol y en el escenario optimista se alcanzaría el 22% del mismo.

En el caso del biodiésel, se parte desde la base de la recuperación del consumo de gasoil en el 2022 a los niveles de prepandemia. Se estima un crecimiento de la demanda del 0.6% anual durante todos los años hasta el 2030, con un crecimiento uniforme entre flotas cautivas y no cautivas. Asimismo, y en línea con la sección técnica del presente trabajo, se asume que diversos tipos de vehículos están en condiciones de consumir mezclas mayores al B5 actual.

En el escenario conservador, se estima que el 18% del mercado no cautivo consume una mezcla equivalente a B10, B12 y B14 al 2030. Por su parte, el 75% de la flota cautiva consume una mezcla final (a través de distintos cortes como B20, B100, etc.) del 25%, 30% y 35%, estimando un crecimiento interanual porcentual constante hasta llegar a dichos porcentajes, partiendo del año base 2022.

Como principales conclusiones, al 2030 bajo el escenario conservador el 7.8% del volumen consumido de gasoil podría darse en formato de biodiésel. De la misma forma, en el escenario moderado, el 9.4% del consumo, se daría a partir de biodiésel, y en el escenario optimista se alcanzaría el 10.9% del mismo.

Se destaca que hay oportunidades de promover el consumo de ambos biocombustibles en la provincia de Córdoba. El impulso en las flotas cautivas será clave en ambos segmentos (bioetanol y biodiésel) así como también la incorporación de tecnología (kits para el caso de bioetanol), construir circuitos logísticos y de carga y la competitividad vía precios.



A su vez, se recomienda constituir una base de datos públicos articulando el consumo y vehículos de posibles flotas cautivas: flota pública municipal y provincial, taxis, remises, escolares, ómnibus urbanos de pasajero, policía, etc. Todo ello, con el fin de poder evaluar con mayor grado de detalle los distintos niveles de penetración de los biocombustibles en los diferentes segmentos.

Cabe destacar que los mencionados escenarios se dan en un marco global de acciones para combatir el cambio climático. En dicho contexto, se espera un fuerte crecimiento del consumo de biocombustibles a nivel mundial para cumplir las metas ambientales. Los escenarios más exigentes (IEA, IRENA) prevén necesarios un incremento del consumo de biocombustibles superior al 330% al 2050 en comparación con el 2020.

Los biocombustibles líquidos son los que han alcanzado el mayor grado de desarrollo en el país y en la provincia de Córdoba. Sin embargo, los biocombustibles gaseosos también tienen un potencial que vale la pena analizar. Los desechos orgánicos producen emisiones dañinas de metano, un GEI, a medida que se descomponen. Sin embargo, si se recogen y reciclan a través de la digestión anaeróbica, estas emisiones se previenen y los desechos se convierten en valiosos recursos verdes, como biogás, biometano, bio-CO₂ (insumo importante en evaluación para diversos proyectos de los denominados “Power-to-X”), biofertilizantes naturales y otros bioproductos valiosos. La digestión anaeróbica es simplemente el proceso natural que tiene lugar cuando los materiales biodegradables se descomponen en ausencia de oxígeno (descomposición anaeróbica). Es el mismo proceso que usan las vacas y otros rumiantes para descomponer diferentes tipos de materias primas, fundamentalmente celulósicas. Se ha utilizado durante milenios; la evidencia sugiere que el biogás se utilizó por primera vez para calentar baños en Asiria hace casi 3 000 años.

Descrito por la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) como una “industria ganar-ganar-ganar”, la digestión anaeróbica es una tecnología lista para usar capaz de entregar vectores energéticos y potencialmente descarbonizar la energía y la industria. Lo más importante es que, dado que es una tecnología que ya es ampliamente utilizada hoy en día, es capaz de ofrecer todo su potencial —una reducción de las emisiones globales de GEI de al menos el 10%— para 2030.

Entre las principales fortalezas del desarrollo del biogás en Argentina en general y en la provincia de Córdoba en particular, se destacan los siguientes aspectos:

- Alta disponibilidad del recurso, en particular de origen agropecuario y agroindustrial.
- Empresas con sede en la provincia con experiencia en el desarrollo de proyectos, así como en la construcción y operación de plantas.
- Crecimiento de proveedores locales de componentes y lógicas electrónicas para la operación de plantas de biogás.
- Número inicial de plantas de diversas características y materia prima de alimentación en operación exitosa.
- Tránsito avanzado de aprendizaje.
- Gran capacidad para generar empleo genuino, con alto impacto en las comunidades del interior.
- Existencia de una asociación (CADER) que convoque a todos los miembros de la cadena del biogás sobre la base de un clima cordial, confianza y diálogo permanente entre sus miembros; Capital social.



- Imagen positiva de la tecnología en el público.
- Definiciones por parte del ente regulador nacional (ENARGAS) de normas técnicas (NAG 602) para la inyección de biogás a redes de gas natural, e inicio de pruebas piloto en subdistribuidoras (BAGSA) reducen el riesgo percibido para la actividad a escala.
- Existencia de normativa provincial de fomento de la tecnología (Ley N°10 721. Córdoba).
- Existencia de normativa nacional de aplicación de digeridos (Resolución SAyDS N°19/2019).

En cuanto a las debilidades de este, se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Intervencionismo estatal (cambiando las reglas) que amenaza la generación de biogás y materias primas para otras operaciones como corrales de engorde, plantas de bioetanol, etc.
- Inestabilidad macroeconómica y reducción del acceso a fuentes de crédito internas y externas.
- Alta carga tributaria.
- Alta inversión inicial que limita la expansión de la tecnología.
- Logística de transporte ineficiente y condicionada a factores sindicales locales que pueden constituir una amenaza.
- Líneas de crédito insuficientes, con tasas y plazos inadecuados.
- Infraestructura vial insuficiente para los requisitos de movimiento de biomasa.
- Bajo uso, difusión y acceso a herramientas de cobertura de mercado y seguros agrícolas.
- Insuficiente difusión de la tecnología y sus beneficios.
- Baja competitividad en términos de precios con sustitutos con altos niveles de subsidio (gas natural) en ausencia de gravámenes a las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) para combustibles gaseosos.
- Para aplicaciones de generación eléctrica, discontinuidad de programas de promoción de la generación conectada a la red con compras centralizadas, como el RenovAR.
- Dentro del campo de las fuentes renovables para generación, baja competitividad por MWh respecto de la eólica y la solar fotovoltaica.
- Baja calidad de las redes de distribución y cortes de energía generan riesgos y pérdidas vinculadas con la operación de las plantas de biogás.

Entre las oportunidades se distinguen los siguientes puntos:

- Creciente demanda de energía renovable en el campo de la movilidad con posibilidades de insertar biometano comprimido o líquido.
- Flota existente de vehículos a gas natural comprimido y de estaciones de servicio para abastecerlos.
- Infraestructura de distribución de gas natural ampliada e importante, que constituye un reservorio potencial que puede ser utilizado.
- Alta disponibilidad de herramientas biotecnológicas aplicadas.
- Déficit nutricional de los suelos y ausencia de sobresaturación de nutrientes.
- Posibilidad de desarrollar productos adicionales de mayor valor añadido a partir de lo digerido.
- Políticas provinciales positivas relacionadas con el creciente uso de biocombustibles.
- Profundizar los vínculos con otras actividades como feedlot, plantas de etanol y generando sinergias entre ellas.
- Creciente presión internacional para implementar el Acuerdo de París



- Oportunidades de desarrollo de negocio en la forma de servicios (e. g., retiro y tratamiento de residuos de industrias y sectores).
- Creciente presión internacional para implementar el Acuerdo de París y potenciales establecimientos de mecanismos de ajuste al carbono en frontera (CBAM, por sus siglas en inglés). Asimismo, oportunidades de financiamiento en el marco del Artículo N°6 del Acuerdo de París.
- Crecientes demandas de las empresas para descarbonizar sus procesos productivos y logísticos.
- Creciente interés en el Mercado a Término de Energías Renovables (MaTER).
- Potencial incremento de competitividad en términos de precios de extenderse el impuesto al dióxido de carbono a los combustibles gaseosos y de incrementar su nivel para los líquidos.
- Existencia de rellenos sanitarios con buenas condiciones climáticas para la captura de metano por descomposición anaeróbica de residuos sólidos urbanos.
- Surgimiento de nuevas modalidades comerciales vinculadas con los equipos de cogeneración pueden mejorar el flujo de los proyectos.

Las principales amenazas al desarrollo del biogás pueden sintetizarse en los siguientes apartados:

- Barreras arancelarias a la importación de bienes de capital, partes y componentes clave para el desarrollo de la tecnología.
- Debilidad de la moneda encarece los componentes provenientes de otros países.
- Discontinuidad de los planes y promociones de energía removible a nivel nacional.
- Lentitud y complejidad para la aprobación del transporte de comercialización y uso de diversos productos de digestión anaeróbica.
- Captura de beneficios ambientales por parte del Estado.
- Cambio de marco político.
- Políticas nacionales hostiles.
- Potencial pérdida de consumo final de combustibles tradicionales en caso de extenderse las tendencias a la electrificación.
- Persistencia de condiciones macroeconómicas inestables que hagan peligrar el desarrollo de las actividades agropecuarias y agroindustriales.

Cabe marcar como punto destacado, que la provincia de Córdoba se ubica segunda a nivel país en términos de potencial, solo superada por la provincia de Buenos Aires, y alcanza, tomando una equivalencia energética con 1 m³ de gas natural a 9 300 kcal, según la normativa vigente para la medición del gas natural en las redes domésticas, un equivalente a 257 miles de m³ diarios de gas natural (257 km³/d GNe), o al 24% del consumo de GNC en la provincia de Córdoba.



Anexo 1. Metodología de cálculo de mano de obra y de Valor Agregado Bruto

La metodología empleada para la estimación del empleo en las cadenas de biocombustibles fue la siguiente:

- Los puestos de trabajos de la etapa primaria se calculan en base a la metodología del trabajo “Empleo en las Cadenas Agroindustriales” de FADA. Los datos de empleo de base surgen del Ministerio de Trabajo que publica los puestos de trabajos registrados a cuatro dígitos por rama de actividad, tomando las siguientes: producción de semilla, cultivo de maíz y servicios agrícolas, desde el primer trimestre 2019, hasta el primer trimestre 2020. Se desagrega dicha información con datos de empleados registrados asegurados por ART publicados por la Superintendencia de Riesgo de Trabajo a seis dígitos. Luego se desagrega por hectáreas sembradas de maíz/soja en el país y posteriormente, por hectáreas sembradas que se necesitan para la elaboración del correspondiente biocombustible.
- Para obtener el empleo total (asalariados registrados, asalariados no registrados y no asalariados) se utilizó datos de la Cuenta de Generación del Ingreso de INDEC con una desagregación de dos dígitos, extrapolando los empleos de seis dígitos. Esto último implica un supuesto de que la informalidad para grandes ramas económicas es la misma dada la información oficial disponible. Por ejemplo, en el sector primario, el nivel de informalidad del cultivo de soja es el mismo que el de la vid.
- Los puestos de trabajos directos generados en la industria aceitera se estimaron de la misma forma que en el punto anterior, pero tomando la actividad económica “elaboración de aceites y grasas vegetales”, teniendo en cuenta la producción de aceite de soja en vez de hectáreas sembradas.
- Los puestos de trabajo directos generados en la industria de bioetanol se obtuvieron de encuestas realizadas a las empresas productoras.
- Los puestos de trabajo directos generados en la industria de biodiésel se obtuvieron del Informe de Biocombustibles elaborado mensualmente por el MAGyP. Se promedió los empleos desde el primer trimestre 2019 al primer trimestre 2020 por categoría de empresa y luego se sumaron.
- La estimación de los puestos de trabajo indirectos generados por la etapa de industrialización se deriva de investigaciones realizadas por FADA, las que concluyen que cada un empleo directo se generan tres puestos de trabajo indirectos.

Metodología de cálculo de Valor Agregado Bruto

Para estimar el Valor Agregado Bruto (VAB) de la producción se aplica la siguiente fórmula:

$$\text{VAB} = \text{VBP} - \text{CI}$$

Dónde:

Valor Bruto de Producción (VBP) = ingresos por productos y coproductos
Consumos Intermedios (CI) = materias primas, insumos, servicios (energía y demás) y servicios contratados (contratistas).



El VAB debe ser igual a los salarios pagados, depreciaciones y al resultado antes de impuestos.

A continuación, se detalla para cada biocombustible:

- El VAB del bioetanol se estimó en base a los costos que se incluían en la fórmula para determinar el precio del bioetanol de la Secretaría de Energía, durante el periodo mayo 2018-abril 2019. Para estimar los costos, se calculó la participación promedio de cada costo sobre el ingreso por bioetanol y se aplicó dichas participaciones al precio promedio de bioetanol durante mayo 2018 a abril 2019. En el caso del VBP se consideró el precio promedio de bioetanol para el periodo mencionado y el ingreso por burlanda que representa, en promedio, el 12% del ingreso del bioetanol.
- El VAB del biodiésel se estimó con datos de una empresa para agosto 2018. Se calculó la participación de cada costo sobre los ingresos totales (incluidos ingresos por coproductos) y se extrapolaron a los ingresos promedios de 2018. Para el VBP se tomó el precio promedio de biodiésel durante 2018 y el de sus coproductos, y se aplicó la participación de ingresos de cada uno (glicerina y ácidos grasos) sobre el ingreso por biodiésel.

Anexo 2. Rendimientos

Bioetanol

Por cada tonelada de maíz, se obtienen los siguientes coproductos:

Maíz	Rendimientos	1 000 kg
Bioetanol (t maíz /m³)	2.5	400 litros
Burlanda húmeda	79%	790 kg
Burlanda seca (sobre húmeda)	39%	308 kg
CO₂	6.6%	66 kg
Aceite de maíz	0.7%	7 kg

Biodiésel

Por cada tonelada de soja, se obtienen los siguientes coproductos:

Soja	Rendimientos	1 000 kg
Aceite	18%	180 kg
Biodiésel (relación 1:1 con aceite)	1	180 kg
Glicerina (sobre biodiésel)	12%	22 kg
Ácidos grasos (sobre biodiésel)	0.5%	0.90 kg
Densidad biodiésel m³/t	1 m ³	0.885 kg



Anexo 3. Algunas definiciones y aclaraciones de la terminología de combustibles y lubricantes

Varios de los conceptos y aclaraciones que indicamos a continuación son reiterativos, no obstante, los repetimos porque consideramos que son fundamentales para asegurar el éxito cuando se trata de la migración de combustibles para motores diésel, principalmente en lo referente a los resultados de estudios mecánicos y/o análisis de combustibles y lubricantes.

- **Componentes metálicos.** Durante el proceso de elaboración del biodiésel se utilizan sodio (Na), potasio (K), calcio (Ca) y magnesio (Mg), que no deben estar presentes en el biodiésel porque pueden formar depósitos no deseados y dañar los catalizadores.
- **Punto de inflamación (Flash Point).** Como precaución para la seguridad contra incendios un punto de inflamación mínimo es requerido para el combustible diésel (50 a 60°C). Para el B100 se requiere un mínimo de 120°C. El no biodiésel está considerado como un combustible peligroso.
- **El alcohol.** Es importante garantizar que el fabricante haya eliminado exceso alcohol (metanol) utilizado en el proceso de fabricación. Pequeños residuos de metanol en el combustible reducen el punto de inflamación. Instaurando un punto de inflamación mayor de 120°C, o mediante la medición del contenido de metanol por cromatografía de gases, se puede establecer la eliminación del metanol. El exceso de alcohol puede, también, afectar a retenes, juntas, sellos y bombas de combustible.
- **El agua y los sedimentos.** El nivel permitido para el B100 se encuentra al mismo nivel en cuanto al combustible diésel de petróleo convencional. El exceso de agua puede conducir a la corrosión y proporciona un ambiente propicio para la reproducción de microorganismos.
- **Oxidación del combustible.** Permite que se eleven los niveles de sedimentos. La estabilidad a la oxidación y la viscosidad son útiles para determinar si los combustibles se han oxidado demasiado durante el almacenamiento.
- **Viscosidad.** Se requiere una viscosidad mínima en el combustible diésel para evitar pérdidas en los sistemas de inyección. El mínimo para el B100 se establece en el mismo nivel que para el diésel de petróleo. La viscosidad máxima está limitada por el diseño de los sistemas de inyección de combustible del motor.

Excesiva viscosidad en los combustibles puede causar una mala combustión que conduce a la formación de depósitos, así como una mayor penetración de microgotas que sin descomponerse se adhieran a las paredes del cilindro, fenómeno que puede contribuir en la dilución del aceite del motor con combustible. La viscosidad normal de B100 es ligeramente mayor que la del diésel de petróleo.

- **Ceniza sulfatada.** Es uno de los valores que se registran en los certificados de análisis estandarizados del biodiésel. Esta prueba mide la cantidad de catalizador de alcalinos residual en el biodiésel, así como cualquier otro compuesto formador de cenizas que podría contribuir a depósitos en los inyectores o suciedad del sistema de combustible.



- **Azufre.** El gasoil de petróleo que se comercializa en Argentina para automotores tiene dos Grados según la cantidad de partes por millón de azufre que contengan. El Grado 2 o G2 contiene entre 500 a 1 500 ppm, según donde se comercialice, y el Grado 3 o G3 debe necesariamente contener menos de 15 ppm de azufre. Si bien contribuye como lubricante en los sistemas de inyección, tal como ya lo mencionamos, el azufre en la combustión es uno de los peores contaminantes, tanto por sus emisiones de escape en forma de sulfatos y ácido sulfúrico, como por favorecer la formación de depósitos carbonosos en el propio motor y contribuir a la degradación de los catalizadores. El biodiésel generalmente contiene menos de 10 ppm de azufre.
- **Corrosión por tira de cobre.** Esta prueba se utiliza para indicar posibles dificultades con los componentes del sistema de combustible con cobre y/o bronce. Los requisitos para el B100 y el diésel convencional son idénticos. Es posible que el cobre y el bronce no se corroan en presencia de biodiésel, pero el contacto prolongado con ellos los puede hacer actuar como catalizadores y degradar el combustible, causando la formación de sedimentos.
- **El punto de nube o de enturbiamiento** (también llamado “*cloud point*”). Es la medida más comúnmente utilizada de operatividad a baja temperatura. Generalmente, se espera que los combustibles operen a temperaturas tan bajas como su punto de enturbiamiento. El punto de enturbiamiento del B100 es típicamente más alto que el del combustible diésel convencional. El punto de enturbiamiento debe ser informado en el certificado de análisis para el biodiésel.
- **El número de ácido.** Para el biodiésel ese número es principalmente un indicador de ácidos grasos libres (productos de degradación natural, de grasas y aceites o un componente de algunas materias primas de biodiésel) y puede ser elevado si un combustible no se fabrica adecuadamente o ha sufrido degradación oxidativa.
- **La glicerina libre y total.** Miden la cantidad de grasas/aceites no convertidos o parcialmente convertidos y la glicerina en el B100. La conversión de las grasas y los aceites en biodiésel puede llevar a una alta glicerina total en forma de mono, di, y triglicéridos elevados. Si los glicéridos son demasiado altos, el tanque de almacenamiento, el sistema de combustible y el motor pueden contaminarse.
- **Contenido de fósforo.** En el biodiésel está limitado a 10 ppm como máximo porque puede dañar los sistemas de control de emisiones. El fósforo por encima de 10 ppm puede estar presente en algunos aceites vegetales y grasas recicladas.
- **Punto de ebullición T90.** Es la temperatura en la que el 90% del combustible se ha destilado. La especificación fue incorporada para asegurar que los combustibles no han sido contaminados con materiales con altos puntos de ebullición, tales como lubricante usado o triglicéridos. El B100 exhibe un punto de ebullición en lugar de una curva de destilación. El rango de punto de ebullición atmosférico de biodiésel es generalmente 330 a 357°C.
- **Estabilidad a la oxidación.** El biodiésel se puede oxidar durante el almacenamiento y la manipulación, lo que conduce a la formación de peróxidos, ácidos, y depósitos. El requisito de estabilidad mínima de oxidación está destinado a garantizar la estabilidad del almacenamiento de B100 y mezclas de biodiésel en tanques y depósitos.



- **Contenido energético.** Con los combustibles diésel convencionales, el contenido energético propio del combustible por litro es el factor más importante relacionado a la economía de combustible, el par y la potencia suministrada por el motor. El contenido energético del diésel convencional puede variar hasta un 10% de proveedor a proveedor, y del invierno al verano.

Esta variabilidad se debe a cambios en su composición química, que son determinados por la materia prima del petróleo, y por los procedimientos de refinación y mezcla según su marca, tipo y calidad.

Con el B100, el proceso de refinación (esterificación o transesterificación) y/o la mezcla de B100 de diferentes materias primas y orígenes, no tienen ningún efecto significativo en el contenido energético. El contenido energético de B100 varía poco porque el contenido energético de las grasas y aceites utilizados en la producción de biodiésel es muy similar. Por lo tanto, los B100 fabricados a partir de la mayoría de las materias primas comunes tendrán un consumo de combustible similares, entregando potencia y par análogos cuando se queman en un motor. El B100 tiene un contenido de energía ligeramente más bajo (12.5% kg u 8% l). Usándolo puro cabe esperar que las pérdidas en potencia, par y consumo de combustible sean proporcionales a la diferencia en el contenido energético, aunque debido a la mejor combustión del biodiésel las diferencias pueden ser menores o incluso demasiado pequeñas como para ser medidas.

El contenido energético de mezclas de biodiésel y combustible diésel es proporcional a la cantidad de biodiésel en la mezcla. Por lo general, no se reportan cambios en el consumo, el torque o la potencia.

- **Transporte y almacenamiento. Estabilidad.** La estabilidad puede referirse a dos cuestiones para los combustibles: estabilidad de almacenamiento a largo plazo o envejecimiento, y estabilidad a temperaturas y/o presiones elevadas a medida que el combustible es recirculado a través del sistema de alimentación propio de un motor.

Para el diésel de petróleo, la estabilidad del almacenamiento a largo plazo se conoce comúnmente como estabilidad oxidativa. La estabilidad térmica es el término común para la estabilidad de los combustibles a temperaturas elevadas del sistema de combustible. Para B100, la estabilidad del almacenamiento es uno de los factores que más debe ser tomado en cuenta.

En el biodiésel, el envejecimiento del combustible y la oxidación pueden conducir a una elevada acidez, alta viscosidad, y la formación de sedimentos que obstruyen los filtros. Un biodiésel con alta estabilidad a la oxidación generalmente tomará más tiempo para quedar fuera de especificación que el biodiésel con baja estabilidad a la oxidación. El monitoreo del período de inducción y el número ácido de B100 con el tiempo, puede proporcionar una indicación de oxidación. El B100 debe controlarse en su recepción para asegurarse de que se encuentra dentro de las especificaciones.

En el caso de ser mezclado con gasoil de petróleo, y si el biodiésel se almacenará antes de la mezcla, el tiempo de inducción y el número de ácido deben ser monitoreados a intervalos regulares para asegurar que el biodiésel no se esté oxidando.



En algunos casos, los depósitos originados en el efecto de limpieza o disolvente de B100 se han confundido con contaminantes y sedimentos que podrían formarse en el almacenamiento a medida que el B100 envejece.

Una “Guía” para contribuir a identificar un biodiésel estable y sus condiciones de almacenamiento ideales debería considerar que:

Cuanto mayor sea el nivel de insaturación, más probabilidades habrá de que el B100 se oxide. Los ésteres y ácidos grasos saturados son bastante estables, e inversamente, cada vez que el nivel de la insaturación aumenta, la estabilidad del combustible disminuye exponencialmente.

Los puntos de no saturación en las moléculas de biodiésel pueden reaccionar con el oxígeno, formando peróxidos que se descomponen en ácidos, sedimentos e impurezas. El calor y la luz solar acelerarán este proceso.

Ciertos elementos como el hierro, los óxidos, el cobre, el latón, el bronce, el plomo, el estaño y el zinc acelerarán el proceso de degradación y formarán niveles aún más elevados de sedimento. El B100 no debe almacenarse en sistemas que contengan estos metales.

Los antioxidantes, ya sean naturales o incorporados como aditivos, pueden aumentar significativamente la vida útil del almacenamiento o la estabilidad de B100.

Evitar el contacto del biodiésel con el oxígeno reduce o elimina la oxidación del combustible y aumenta el posible tiempo de almacenamiento en buenas condiciones. Comercialmente, esto se hace mediante el uso de una manta de nitrógeno en los grandes tanques de almacenamiento, en tambores se lo almacena con cierre hermético y con un espacio vacío mínimo.

- **El agua y la contaminación microbiana.**

Los biocidas se recomiendan para los combustibles donde el crecimiento biológico ha sido un problema. Si se produce contaminación biológica, se debe sospechar de la presencia y contaminación del agua, y deberán efectuarse controles exhaustivos debido a los hongos aeróbicos, las bacterias y las levaduras suelen desarrollarse y crecer en la interfaz de agua-combustible. Las colonias anaeróbicas, generalmente asociadas al azufre, pueden estar activas en sedimentos, en superficies de tanques y causar corrosión. Debido a que los biocidas trabajan en la fase del agua, los productos que se utilizan con los combustibles diésel funcionan igualmente bien con biodiésel.



- **Efecto de limpieza.**

Para el uso o almacenamiento de B100 por primera vez, es necesario limpiar los tanques y cualquier parte del sistema de combustible donde puedan producirse sedimentos o depósitos antes de llenarlos con B100. En el caso de las mezclas BXX cuanto mayor sea el nivel de mezcla, mayor será el potencial de limpieza. Los derrames de biodiésel deben limpiarse inmediatamente porque el biodiésel puede dañar algunos tipos de pinturas.

El biodiésel también puede dañar calcomanías de tanques cerca de las bocas de abastecimiento de combustible de los vehículos. Todos los materiales que se utilizan para absorber los derrames de biodiésel deben ser combustibles y almacenarse en un recipiente de seguridad.

- **Compatibilidad de materiales.**

Los compuestos de caucho de nitrilo, polipropileno y polivinilo son particularmente vulnerables a B100. El B100 degradará, suavizará o podrá filtrarse a través de mangueras, juntas, sellos, elastómeros o elementos de caucho natural ante exposiciones prolongadas. No ha habido problemas significativos de compatibilidad de materiales con el B25.

Si un equipo no es compatible con B100, los materiales deben reemplazarse con materiales como teflón, vitón, plásticos fluorados o nylon. Es aconsejable configurar un procedimiento para inspeccionar visualmente los equipos una vez al mes en busca de fugas, filtración y descomposición de los sellos.

- **¿Todos los biodiésel responden de la misma forma?**

Dependiendo de las materias primas utilizadas y los procedimientos aplicados (Marco Regulatorio de Biocombustibles, Ley N°27 640) para la elaboración del biodiésel pueden aparecer algunas diferencias en las propiedades y comportamiento del biodiésel.

Anexo 4. Hoja de resultados del análisis del biodiésel argentino comparado con los requerimientos EU-RED de la Unión Europea.

ANÁLISIS BIODIÉSEL ARGENTINO						
Emisión	Emisiones (Grs CO ₂ eq/MJ)	Valores ponderados		EU-RED		
		x Energía FOB	x Energía CIF	Valores Default	Observaciones	
e _{ec}	A. Producción MMPP/B. Fletes MMPP	10	10	20		
e _p	C. Planta	12	12	21		
e _{td}	D. Fletes PT	3	3	2		
e _{td2}	E. Transporte marítimo a Rotterdam		4	-	Seasume que el trayecto en camión al puerto está incluido en el punto D. Fletes PT	
E_B	Emisiones procedentes de la producción (g CO₂eq/Mj)	26	29	43		
E _F	Emisiones	83.8	83.8	83.8	Directa Europea - Anexo V -Art. 19	
RED	Reducción=(E_F-E_B)/E_F	70%	65%	49%		
	Límite hasta 31 de Diciembre de 2016	35%	35%	35%	Directiva Europea de Biocombustibles - EU 2009/28/CE - Art. 17 - Párrafo 2	
	Cumplimiento	Sí	Sí	Sí		
	Límite hasta 31 de Diciembre de 2017	50%	50%	50%	Directiva Europea de Biocombustibles - EU 2009/28/CE - Art. 17 - Párrafo 2	
	Cumplimiento	Sí	Sí	No		
	Límite después de 1 de Enero de 2018	60%	60%	60%	Directiva Europea de Biocombustibles - EU 2009/28/CE - Art. 17 - Párrafo 2	
	Cumplimiento	Sí	Sí	No		
En el presente cálculo no se tuvieron en cuenta las siguientes fuentes en la Directiva Europea						
Var.	Concepto			Motivo		
e _l	Las emisiones anualizadas procedentes de las modificaciones en las reservas de carbono causads por el cambio en el uso del suelo			No se considera cambio de uso del suelo		
e _u	Las emisiones procedentes del combustible cuando se utiliza			Anexo V - Párrafo13 - e _u : se considerará nula para los y biolíquidos		
e _{sca}	La reducción de emisiones procedente de la acumulación de carbono en el suelo medinet una mejora de la gestión agrícola			No se considera aumento de stocks de carbono en suelo a pesar de realizarse Siembra Directa		
e _{ccs}	La reducción de emisiones procedente de la captura y retención del carbono			No corresponde		
e _{ccr}	La reducción de emisiones procedente de la captura y sustitución del carbono			No corresponde		
e _{ee}	La reducción de emisiones procedente de la electricidad excendentaria de la cogeneración			No corresponde dado que se compra energía de la red. (No hay superavit del sistema de generación)		

Estimación Transporte marítimo San Lorenzo-Rotterdam (Buque)

Distancia a Puerto	km	11,788	https://www.searates.com-Rosario/
Factor de emisión x TN Km	KgsCO ₂ eq/Tn	0,00418	Buque HANDY MAX (40.000 Tn Año 1980) - Bilan Carbone - V 5.0.
Emisiones a Puerto Destino	KgsCO ₂ eq/Tn	98.55	Se considera el viaje ida y vuelta
Emisiones por MJ	GrsCO ₂ eq/Mj	3.61	

Fuente: Estudio sobre la determinación del nivel de emisiones del biodiésel argentino de exportación (Hilbert *et al.*, 2018).



Anexo 5. Metodología de aproximación expeditiva al potencial de captura de biometano a partir de residuos sólidos urbanos (RSU) en la provincia de Córdoba

Para la estimación del potencial de captura de biometano a partir de residuos sólidos urbanos (RSU) en la provincia de Córdoba se ha desarrollado un modelo *ad hoc* basado en las directrices del Panel Intergubernamental de Expertos sobre Cambio Climático (IPCC 2006) y los criterios establecidos en la Tercera Comunicación Nacional de la República Argentina a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), en adelante “TCN”.

Para evitar inconsistencias entre los métodos de estimación de producción de metano de la línea de base de la TCN y los escenarios planteados para el proyecto, fue necesario ajustar algunas variables en el presente modelo (principalmente porque las proyecciones de emisiones de línea de base de la TCN habían sido calculadas utilizando regresiones, lo que en principio, resulta incompatible con un escenario de mitigación calculado sobre la base de un modelo de descomposición de primer orden, “FOD”).

Asimismo, este modelo presenta algunas mejoras respecto de la TCN:

- Se mejoró la identificación de las localidades de Argentina clasificadas por rangos y la proyección de su población y generación de residuos, y se realizó un enfoque desagregado especial para la provincia de Córdoba.
- Los parámetros o variables necesarias para el cálculo están parametrizadas y podrían hacerse ajustes en futuros informes. A su vez, esta desagregación permite la confección de posibles análisis de sensibilidad con mayor facilidad.

Para verificar la compatibilidad, dado que no se disponen datos por municipio completos antes del censo 2001, se llevó a la TCN a un régimen similar. Con esa verificación, los resultados son compatibles tanto con la TCN (IPCC 1996).

Procedimiento

Escenario de línea de base

- a) Se tomó la información de población de los últimos censos (2001 y 2010), se proyectó en base a información del INDEC y se clasificó por rangos de municipios, según su población.
- b) En cuanto a la generación de residuos se tomaron los indicadores de t/hab día de la TCN.
- c) Considerando la misma composición residuos sólidos urbanos que la TCN y los datos de población y generación de residuos antes descriptos, se estimaron y proyectaron los flujos de residuos.
- d) De acuerdo con las condiciones del escenario de línea de base identificado para cada rango de población, se modelizó un decaimiento de primer orden (FOD), con los parámetros variables adaptados a la realidad de cada rango, obteniéndose las emisiones específicas asignadas a cada rango de población.
- e) Se desarrollaron, luego, las cantidades de residuos generados estimadas para cada rango poblacional.
- f) Por último, de la multiplicación de las emisiones específicas y las toneladas por cada rango, se obtuvieron las emisiones totales de línea de base para cada rango.

Dichas emisiones, según el modelo FOD, son exclusivamente de metano, CH₄, expresadas en tCO₂eq, lo que resulta en que el valor obtenido dividido el Potencial de Calentamiento Atmosférico (PCA) del metano (en este caso 25, según las normas de la CMNUCC para países en desarrollo), arroja la masa de metano obtenida para cada período.

En resumen:

División de municipios por cantidad de habitantes -> Generación de residuos por rango de población -> Generación de residuos por tipo por rango de población -> Flujo de residuos hacia SDF | Emisiones específicas mediante FOD según parámetros establecidos para cada rango -> Emisiones por rango -> Potencial de captura de metano

Emisiones del escenario de captura

- a) El cálculo de las emisiones del escenario de captura sigue la misma lógica que el cálculo de la línea de base, con la diferencia que el flujo de residuos es dividido en función de diferentes tratamientos propuestos.
- b) El potencial de biogás a obtenerse por compostaje domiciliario no ha sido incluido en el cálculo.
- c) El potencial evitable por las medidas de mitigación que implicaran el reciclado de materiales no se incorporan en este cálculo.

Tabla 8. Población inicial por municipio en la provincia de Córdoba

Provincia	Partido	Región	Clima	Población total
Córdoba	Capital	PAMPEANA	Boreal y templado	1 329 604
Córdoba	Río Cuarto	PAMPEANA	Boreal y templado	246 393
Córdoba	Colón	PAMPEANA	Boreal y templado	225 151
Córdoba	San Justo	PAMPEANA	Boreal y templado	206 307
Córdoba	Punilla	PAMPEANA	Boreal y templado	178 401
Córdoba	General San Martín	PAMPEANA	Boreal y templado	127 454
Córdoba	Tercero Arriba	PAMPEANA	Boreal y templado	109 554
Córdoba	Unión	PAMPEANA	Boreal y templado	105 727
Córdoba	Marcos Juárez	PAMPEANA	Boreal y templado	104 205
Córdoba	Río Segundo	PAMPEANA	Boreal y templado	103 718
Córdoba	Santa María	PAMPEANA	Boreal y templado	98 188
Córdoba	Juárez Celman	PAMPEANA	Boreal y templado	61 078
Córdoba	Cruz del Eje	PAMPEANA	Boreal y templado	58 759
Córdoba	Calamuchita	PAMPEANA	Boreal y templado	54 730
Córdoba	San Javier	PAMPEANA	Boreal y templado	53 520
Córdoba	Río Primero	PAMPEANA	Boreal y templado	46 675
Córdoba	San Alberto	PAMPEANA	Boreal y templado	37 004
Córdoba	Presidente Roque Sáenz Peña	PAMPEANA	Boreal y templado	36 282
Córdoba	General Roca	PAMPEANA	Boreal y templado	35 645
Córdoba	Ischilín	PAMPEANA	Boreal y templado	31 312
Córdoba	Totoral	PAMPEANA	Boreal y templado	18 556
Córdoba	Río Seco	PAMPEANA	Boreal y templado	13 242
Córdoba	Tulumba	PAMPEANA	Boreal y templado	12 673
Córdoba	Pocho	PAMPEANA	Boreal y templado	5 380
Córdoba	Minas	PAMPEANA	Boreal y templado	4 727
Córdoba	Sobremonte	PAMPEANA	Boreal y templado	4 591

Fuente: elaboración propia sobre la base de INDEC (2011).



Figura 15. Ecuación de cálculo básica del modelo FOD

Modelo de degradación de primer orden

$$E(y) = k \times \sum_j \sum_{x=2010}^{2030} DOC_j \times e^{-k_j(y-x)} \times (1 - e^{-k_j}), [2010 \leq y \leq 2030]$$

Donde:

E(y) son las emisiones del año “y”

DOC_j es la fracción de carbono orgánico degradable para el residuo “j”, (kg C/ kg RSU)

k_j es la tasa de generación de metano o tasa de degradación para el residuo “j”, en 1/años.

K se define para cada tipo de relleno según:

$$K = \varphi \times (1-f_y) \times GWP_{CH4} \times (1-OX) \times 16/12 \times F \times DOC_f \times MCF$$

Donde:

φ es la fracción de RSU enviada al relleno sanitario.

(1-f_y) es el porcentaje de metano a capturar (porcentaje de rellenos con captación activa multiplicado por eficiencia de la captación).

OX es el factor de oxidación (fracción).

16/12 es la conversión de carbono a metano, en masa.

F es la fracción en volumen del metano en un gas de relleno sanitario.

DOC_f es la fracción de carbono orgánico degradable no asimilada.

MCF es el factor de corrección de metano, como fracción.

Para el caso evaluado, según los valores por defecto del IPCC adecuados a una región boreal y templada, se aplicaron los siguientes valores:

Tabla 9. Valores por defecto empleados en el cálculo

K=	φ	(1-f _y)	GWP _{CH4}	(1-OX)	16/12	F	DOC _f	MCF	=
	0.8	0.5	25	0.9	1.33	0.5	0.5	1	3

Fuente: elaboración propia sobre la base de IPCC 2006 y de TCN.

Los parámetros de DOC_j y k_j utilizados según el tipo de residuo se presentan a continuación:

Tabla 10. Parámetros de DOC_j y k_j utilizados según el tipo de residuo

	Papel y cartón	Textiles	Residuos de comida	Madera	Restos de poda/jardín	Pañales	Otros (reciclables)
DOC	0.4	0.24	0.15	0.43	0.2	0.24	0.09
k	0.04	0.04	0.06	0.02	0.05	0.05	0.185

Fuente: elaboración propia sobre la base de IPCC 2006 y de TCN.



Referencias y bibliografía consultada

- Agencias Custodias del ODS 7. 2021. *Tracking SDG7: The Energy Progress Report, 2021*. Consultado 21 de jun. de 2021. Disponible en <https://www.iea.org/reports/tracking-sdg7-the-energy-progress-report-2021>
- AIE (Agencia Internacional de la Energía, FR). 2019. *Energy policies of IEA countries: Sweden 2019 review* (en línea). París. Consultado 23 de jul. de 2021. Disponible en <https://www.iea.org/reports/energy-policies-of-iea-countries-sweden-2019-review>.
- . 2021a. *Net zero by 2050: a roadmap for the global energy sector* (en línea). París. Consultado 23 de jul. de 2021. Disponible en <https://www.iea.org/events/net-zero-by-2050-a-roadmap-for-the-global-energy-system>
- ANFAVEA (Asociación Nacional de Fabricantes de Vehículos Automotores, BR). *Estadísticas Anuales de vehículos* Disponible en <https://www.anfavea.com.br/>
- Ballesteros, R; Guillén Flores, J; Martínez, JD. 2014. *Carbonyl emission and toxicity profile of diesel blends with an animal-fat biodiesel and a tire pyrolysis liquid fuel*. *Chemosphere* 96.
- BCCBA (Bolsa de Cereales de Córdoba, AR). 2021. Informe n° 339. Disponible en <https://sway.office.com/JK0jRUCYdDAQe6CX?ref=Link&loc=play>
- 2021. *Los aportes del campo a Córdoba*. Disponible en <https://www.youtube.com/watch?v=0eZsxxGID10>
- BCR (Bolsa de Comercio de Rosario, AR). 2021. *Biodiésel. Necesidad de prorrogar la Ley N° 26 093 que vence en mayo*. Disponible en <https://www.bcr.com.ar/es/mercados/investigacion-y-desarrollo/informativo-semanal/noticias-informativo-semanal/biodiésel-1>
- Bhavaraju, L; Shannahan, J; William, A; McCormick, R; McGee, J; Kodavanti, U; Madden, M. 2014. *Diesel and biodiesel exhaust particle effects on rat alveolar macrophages with in vitro exposure*. *Chemosphere* 104, 126-133.
- Bichos de Campo, AR. 2020. "Mientras la Argentina duda sobre el camino a seguir, ACABio realizó la primera exportación de bioetanol de maíz «certificado» para Europa". Disponible en <https://bichosdecampo.com/mientras-la-argentina-duda-sobre-el-camino-a-seguir-acabio-realizo-la-primera-exportacion-de-bioetanol-de-maiz-certificado-para-europa/>
- BIOGRACE. 2021. Consultado 24 de jun. de 2021. Disponible en <https://www.biograce.net/content/ghgcalculationtools/recognisedtool/>
- Boletín Oficial, AR. Ministerio de Economía, Secretaríade Energía, AR. 2021. Resolución N° 852/2021. Disponible en <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/249102/20210906>
- Boone, L; Van linden, VM; De Meester, S; Vandecasteele, B; Muylle, H; Roldàn-Ruiz; I; Nemecek, T; Dewulf, J. 2016. *Environmental life cycle assessment of grain maize production: an analysis of factors causing variability*. *Science of the total environment* 553.



CAMMESA. 2021. Síntesis mensual. Disponible en <https://cammesaweb.cammesa.com/informe-sintesis-mensual/>

CABIOCOR (Cámara de Agroalimentos y Bioenergías de la provincia de Córdoba, AR). 2021. Consultado 24 de jun. de 2021. Disponible en <https://www.exportadoresdecordoba.com/empresas/cabiocor-3567.html>

Cahill, TM; Okamoto, RA. 2012. *Emissions of acrolein and other aldehydes from biodiesel-fueled heavy-duty vehicles*. Environmental Science Technology 46.

Canakci, M. 2007. *Combustion characteristics of a turbocharged DI compression ignition engine fueled with petroleum diesel fuels and biodiesel*. Bioresources Technology 98.

Caratori, L. 2019. La transición energética y los objetivos de desarrollo sostenible. Conferencia CEADS. Disponible en https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/2019-06-27_transicion_energetica_y_ods_caratori_ceads-ypf.pdf

Caratori, L; Reyes, A. 2021. Documentos de trabajo para la armonización metodológica de OLADE: factores de emisión de biocombustibles líquidos.

CEPE UTDT- CECG FTDT. 2021. Intensidad de emisiones de la energía en Argentina. Documento Introductorio. Universidad Torcuato Di Tella. Disponible en https://www.utdt.edu/listado_contenidos.php?id_item_menu=31702

Cheng, CH; Cheung, CS; Chan, TL; Lee, SC; Yao, CD; Tsang, KS. 2008. *Comparison of emissions of a direct injection diesel engine operating on biodiesel with emulsified and fumigated methanol*. Fuel 87.

Ciampitti, I; Ciarlo, EA; Conti, ME. 2005. Emisiones de óxido nitroso en un cultivo de soja [Glycine max (L.) Merrill]: efecto de la inoculación y de la fertilización nitrógenada.

CMNUCC (Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático). 1994. Organización de las Naciones Unidas.

---- 2015. The Paris Agreement | UNFCCC. COP 21. Consultado 24 de jun. de 2021. Disponible en <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement>

Consejo Nacional de Coordinación de Políticas Sociales, AR. 1992. Informe Voluntario Nacional. Consultado 24 de jun. de 2021. Disponible en <http://www.politicassociales.gob.ar>

Cosseron, A-F; Bennadji, H; Leyssens, G; Coniglio, L; Daou, TJ; Tschamber, V. 2012. *Evaluation and treatment of carbonyl compounds and fine particles emitted by combustion of biodiesels in a generator*. Energy Fuel 26.

Dane, J; Voorhees, KJ. 2010. *Investigation of Nitro-Organic Compounds in Diesel Engine Exhaust: Final Report*

DieselNet, 2018. United States: heavy-duty onroad engines Emission Standards. Consultado en <https://www.dieselnets.com/standards/us/hd.php>



Ember Climate. 2021. Daily Carbon Prices. Disponible en <https://ember-climate.org/data/carbon-price-viewer/>

ENARGAS, AR. 2021. Datos Operativos de Gas Natural: Licenciatarías de Distribución. Disponible en <https://www.enargas.gob.ar/secciones/transporte-y-distribucion/datos-operativos-sec.php?sec=1>

FADA (Fundación Agropecuaria para el Desarrollo de Argentina, AR). 2021a. Bioetanol de maíz. Aportes socioeconómicos y ambientales. Precio y mercado mundial.

----. 2021b. Índice FADA. Disponible en <https://fundacionfada.org/informes/indice-fada-septiembre-2021-634/>

FAO (Organización de las Naciones Unidas para la Agricultura y la Alimentación). 2020a. Documento Técnico N° 19: Actualización del balance de biomasa con fines energéticos en la Argentina. Francisco Denaday, Celina Escartín, Guillermo Parodi, Emilio Spinazzola. Disponible en http://www.probiomasa.gob.ar/_pdf/19-Actualizacion-balance-biomasa.pdf

----. 2020b. Modelo de negocio de aprovechamiento energético de biogás en tambos. Colección Informes Técnicos N° 13. Buenos Aires. Disponible en <https://doi.org/10.4060/ca9066es>

----. 2020c. Guía teórico-práctica sobre el biogás y los biodigestores. Colección Documentos Técnicos N° 12. Buenos Aires. Disponible en <https://doi.org/10.4060/ca8761es>

----. 2020d. Factibilidad de la incorporación de biometano en la red de gas natural troncal y en las redes de distribución en localidades aisladas. Colección Informes Técnicos N° 11. Buenos Aires. Disponible en <https://doi.org/10.4060/ca8756es>

----. 2020e. Modelo de negocio de aprovechamiento energético de biogás en tambos.

----. 2020f. Análisis comparado de condiciones de desarrollo del biometano. Colección Informes Técnicos N° 9. Buenos Aires. <https://doi.org/10.4060/ca8349es>

----. 2020g. Valorización de externalidades de proyectos con biomasa seca y biogás. Disponible en http://www.probiomasa.gob.ar/_pdf/WISDOM_Cordoba_FAO-Final%20170904.pdf

----. 2019a. Agustina Branzini, Francisco Denaday, Celina Escartín. Informe Técnico N° 4: Estudio de cuencas de biogás. Disponible en http://www.probiomasa.gob.ar/_pdf/Informe%20Tecnico%20Nro4-Estudio%20de%20cuencas%20de%20biogás-19-08-22.pdf

----. 2019b. Modelo de negocio de aprovechamiento energético de biogás en frigoríficos. Colección Informes Técnicos N° 6. Buenos Aires.

----. 2019c. Modelo de negocio de aprovechamiento energético de biogás en criaderos de cerdos. Colección Informes Técnicos N° 5. Buenos Aires.

----. 2019d. Informe técnico-analítico para una estrategia de promoción de la incorporación de biometano a la red de gas natural. Colección Informes Técnicos N° 2. Buenos Aires.



- . 2017. Celina Escartín, Francisco Denaday, Guillermo Parodi, Juan Ignacio Paracca, María Florencia Bonino, Néstor Di Leo, Yamila Barasch. Documento N° 5: Análisis espacial del balance energético derivado de biomasa - Metodología WISDOM - Provincia de Córdoba.
- Fernández, A. 2020. Discurso del presidente de la Nación, Alberto Fernández, en la Cumbre de Líderes sobre el Clima. Consultado 24 de jun. de 2021. Disponible en <https://www.casariosada.gob.ar/informacion/discursos/47699-discurso-del-presidente-de-la-nacion-alberto-fernandez-en-la-cumbre-de-lideres-sobre-el-clima>
- Fundación Torcuato Di Tella, AR. 2021. Balance de la COP26, versión ampliada y revisada al 21 de noviembre. Disponible en https://descarboniz.ar/wp-content/uploads/2021/11/FTDT_COP26-Y-DESPUES_BALANCE_V-Ampf.pdf
- Ghosh, S; Majumdar, D; Jain, MC. 2002. *Nitrous oxide emissions from kharif and rabi legumes grow on an alluvial soil*. Biol. Fertil. Soils 35.
- Gioda, A; Rodríguez-Cotto, RI; Amaral, BS; Encarnación-Medina, J, Ortiz-Martínez, MG; Jiménez-Vélez, BD. 2016. *Biodiesel from soybean promotes cell proliferation in vitro*. Toxicology in Vitro Journal 34.
- Guarieiro, ALN; Santos, JV; Eiguren-Fernandez, A; Torres, EA; da Rocha, GO; de Andrade, JB. 2014. *Redox activity and PAH content in size-classified nanoparticles emitted by a diesel engine fuelled with biodiesel and diesel blends*. Fuel 116.
- Haas, MJ; Scott, KM; Alleman, TL; McCormick, RL. 2001. *Engine Performance of Biodiesel Fuel Prepared From Soybean Soapstock: A High Quality Renewable Fuel Produced From a Waste Feedstock*.
- He, C; Ge, Y; Tan, J; You, K; Han, X; Wang, J. 2010. *Characteristics of polycyclic aromatic hydrocarbons emissions of diesel engine fueled with biodiesel and diesel*. Fuel 89.
- HEI Air Toxics Review Panel. 2007. *Mobile-source Air Toxics: A Critical Review of the Literature on Exposure and Health Effects, in: Special Report 16*. Health Effects Institute.
- Hilbert, JA, et al. 2018. Estudio sobre la determinación del nivel de emisiones del biodiésel Argentino de exportación. Disponible en <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.19323.13608>
- . 2021. Evaluación ambiental de la transformación del Maíz en Argentina Congreso Maizar 2021. Disponible en <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.23846.04162>
- Hilbert, JA; Saporiti, L; Camardelli, A. 2020. Informe ACABIO 2019-2020. Disponible en <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.35511.44968>
- Hilbert, JA; Caratori, L. 2021. El potencial de los biocombustibles argentinos para contribuir al cumplimiento de las contribuciones de Argentina en el marco del Acuerdo de París.
- Hoekman, SK; Robbins, C. 2012. *Review of the effects of biodiesel on NOx emissions*. Fuel Processing Technology 96.



- IICA (Instituto Interamericano de Cooperación para la Agricultura). 2020. Bioeconomía: Una estrategia de desarrollo para la Argentina del Siglo XXI: Impulsando a la bioeconomía como modelo de desarrollo sustentable: entre las políticas públicas y las estrategias privadas.
- INDEC (Instituto Nacional de Estadística y Censos, AR). 2011. Proyecciones de población por sexo y grupo de edad 2010-2040, para cada provincia. Disponible en <https://www.indec.gov.ar/indec/web/Nivel4-Tema-2-24-85>
- INTA (Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria, AR).2018. El biodiésel argentino emite un 70% menos de GEI. Disponible en <https://intainforma.inta.gov.ar/el-biodiésel-argentino-emite-un-70-menos-de-gei/>
- . 2019. Huella de carbono y balance energético del etanol de maíz producido en mini destilerías del centro de Argentina. Disponible en https://images.engormix.com/externalFiles/6_INTA-InformeFINAL-HuellaCarbonoEtanol.pdf
- . 2020. Seis años de evaluación de la industria de bioetanol de maíz. Disponible en <https://www.youtube.com/watch?v=jlrboMYmPwg>
- INTA (Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria, AR), INTI (Instituto Nacional de Tecnología Industrial, AR). 2017. Análisis de Emisiones Producción de Bioetanol y coproductos. Disponible en https://archive.ipcc.ch/home_languages_main_spanish.shtml
- IPCC (Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático). 2006. Orientación del IPCC sobre las buenas prácticas y la gestión de la incertidumbre en los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero. Capítulo 5. Desechos. Disponible en https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/spanish/5_Waste_ES.pdf
- . 2016. Directrices para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero. IPCC-TFI. Consultado 24 de jun. de 2021. Disponible en <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/spanish/index.html>
- IVL (Swedish Environmental Research). 2019. Institute “The contribution of Advanced Renewable Transport Fuels to transport decarbonization in Sweden - 2030 and beyond”.
- Joint Research Centre, European Commission. 2021. Consultado 7 de jul. de 2021. Disponible en https://ec.europa.eu/info/departments/joint-research-centre_en
- Kaiser, EA; Kohrs, K; Kucke, M; Schnug, E; Heinemeyer, O; Munch, JC. 1998. *Nitrous oxide release from arable soil: importance of N-fertilization, crops and temporal variation*. Soil Biology and Biochemistry 30.
- Kegl, B. 2008. *Effects of biodiesel on emissions of a bus diesel engine*. Bioresources Technology.
- Ministerio de Justicia, AR. 1993. Ley N°24.295. Consultado 24 de jun. de 2021. Disponible en <http://servicios.infoleg.gov.ar/infolegInternet/anexos/0-4999/699/norma.htm>
- . 2001. Ley N°25.438. Consultado 24 de junio de 2021. Disponible en <https://www.entrierios.gov.ar/ambiente/userfiles/files/archivos/Normativas/Ley-25438.pdf>

- 
- . 2002. Decreto N°2 213. Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. Designa a la Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable Autoridad de Aplicación de la Ley N°24.295. Ministerio de desarrollo social.
- . 2016. Decreto N°891/2016. Gabinete de cambio climático. Jefatura de gabinete de ministros. Consultado 24 de jun. de 2021. Disponible en <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/decreto-891-2016-263772>
- . 2019. Ley N°27.520. Presupuestos mínimos de adaptación y mitigación al cambio climático. Consultado 24 de jun. de 2021. Disponible en <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=333515>
- . 2020. Ley N°27.591. Consultado 12 de jun. de 2021. Disponible en <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=345117>
- . 2021. Ley N°27.640. Marco regulatorio de biocombustibles. Disponible en <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/247667/20210804>
- Liu, Y-Y; Lin, T-C; Wang, YJ; Ho, W-L. 2009. *Journal of the Air & Waste Management Association Carbonyl compounds and toxicity assessments of emissions from a diesel engine running on biodiesels carbonyl compounds and toxicity assessments of emissions from a diesel engine running on biodiesels*. Journal of the Air & Waste Management Association, Vol. 59.
- Macor, A; Avella, F; Faedo, D. 2011. Effects of 30% v/v biodiesel/diesel fuel blend on regulated and unregulated pollutant emissions from diesel engines. Applied Energy 88.
- Magazine Autoplus. 2019. « Super E85, tout savoir pour en profiter », N°1594, p. 36-39. 22 de mar. de 2019. Disponible en <https://www.bioethanolcarburant.com/comment-rouler-au-superethanol-e85/aide-a-la-conversion-des-boitiers-e85/>
- MAGyP (Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca de la Nación, AR). 2021a. Estimaciones agrícolas. Disponible en <http://datosestimaciones.magyp.gob.ar/reportes.php?reporte=Estimaciones>
- . 2021b. Mercados Agropecuarios. Disponible en https://www.magyp.gob.ar/sitio/areas/ss_mercados_agropecuarios/areas/granos/_archivos/000058Estad%C3%ADsticas/000062_Evoluci%C3%B3n%20de%20la%20Molienda%20Mensual%20-%20Oleaginosas/100000_2020.php
- . 2021c. Informe de biocombustibles. 2021. Disponible en [https://www.magyp.gob.ar/sitio/areas/bioenergia/informes/_archivos//000005_Informes%20Biocombustibles%202021/211000_Informe%20Biocombustibles%20\(Octubre%202021\).pdf](https://www.magyp.gob.ar/sitio/areas/bioenergia/informes/_archivos//000005_Informes%20Biocombustibles%202021/211000_Informe%20Biocombustibles%20(Octubre%202021).pdf)
- Hilbert, JA. 2003. Manual para la producción de biogás. Instituto de Ingeniería Rural INTA – Castelar.
- Martínez-Blanco, J; Lazcano, C; Chistensen, TH; Muñoz, P; Rieradevall, J; Møller, J Antón, A; Boldrin, A. 2013. Compost benefits for agriculture evaluated by life cycle assessment. A review. Agron. Sustain. Dev.



- Murillo, S; Miguez, JL; Porteiro, J; Granada, E; Mor, C. 2007. *Performance and exhaust emissions in the use of biodiesel in outboard diesel engines*.
- Ministerio de la Transición Ecológica de Francia, FR. Consultado 30 de sept. de 2021. Disponible en https://www.ecologie.gouv.fr/biocarburants#scroll-nav__2
- Ministerio de Desarrollo Productivo, AR. 2021. Resolución N°352. Consultada 13 de jul. de 2021. Disponible en <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/246817/20210713>
- Ministry of Petroleum and Natural Gas. 2021. "Roadmap for Ethanol Blending in India 2020-2025" Report of the Expert Committee. Jun. 2021.
- Monyem, AH; Van Gerpen, J; Canakci, M. 2001. *The effect of timing and oxidation on emissions from biodiesel-fueled engines*. ASAE 44.
- Mosier, AR; Duxbury, JM; Freney, JR; Heinemeyer, O; Minami, K. 1996. *Nitrous oxide emissions from agricultural fields: Assessment, measurement and mitigation*. Plant and Soil 181.
- Mosier, AR. 1998. Soil processes and global change. *Biology and Fertility of Soils* 27.
- Nabi, MN; Rahman, MM; Akhter, MS. 2009. *Biodiesel from cotton seed oil and its effect on engine performance and exhaust emissions*. Applied Thermal Engineering.
- Naciones Unidas. 2015. Memoria del Secretario General sobre la labor de la Organización. Consultada 24 de jun. de 2021. Disponible en <https://undocs.org/es/A/70/1>
- . 2021. Objetivos y metas de desarrollo sostenible – Desarrollo Sostenible. Consultada 24 de jun. de 2021. Disponible en <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/sustainable-development-goals/>
- Palma, RM; Rímolo, M; Saubidet, MI; Conti, ME. 1997. *Influence of tillage system on denitrification in maize-cropped soils*. *Biology and Fertility of Soils* 25.
- Pinzi, S; Rounce, P; Herreros, JM; Tsolakis, A; Pilar Dorado, M. 2013. *The effect of biodiesel fatty acid composition on combustion and diesel engine exhaust emissions*. *Fuel* 104.
- Politt, K J; Chha, D; Rais, K; Pan, K; Wallace, JS. 2019. Biodiésel fuels: A greener diésel? A review from a health perspective. *Science of the Total Environment*.
- Purcell, DL; McClure, BT; McDonald, J; Basu, HN. 1996. Transient testing of soy methyl ester fuels in an indirect injection, compression ignition engine. *American Oil Chemists Society* 73.
- Pullen, J; Saeed, K. 2014. Factors affecting biodiesel engine performance and exhaust emissions – part II: experimental study. *Energy* 72.
- Qi, DH; Geng, LM; Chen, H; Bian, YZ; Liu, J; Ren, XC. 2009. Combustion and performance evaluation of a diesel engine fueled with biodiesel produced from soybean crude oil. *Renewable Energy* 34.



República Argentina, AR. 2015. Tercera Comunicación Nacional de la República Argentina a la Convención Marco de las Naciones Unidas Sobre el Cambio Climático. Disponible en <https://www.argentina.gob.ar/ambiente/cambio-climatico/tercera-comunicacion>

----. 2016. República Argentina Primera Revisión de Su Contribución Determinada a Nivel Nacional.

----. 2020. Segunda Contribución Determinada a Nivel Nacional de La República Argentina.

----. 2020. 2do Informe Voluntario Nacional - Agenda 2030. Consultada el 24 de junio de 2021. Disponible en <https://www.ar.undp.org/content/argentina/es/home/library/Agenda2030/2doInformeNacionalODS.html>

----. Versión P. Agenda 2030 ODS Argentina Metadata.

RED II. 2018. Directiva Unión Europea sobre promoción del uso de fuentes de energía renovable. Consultada 27 de jun. de 2021. Disponible en https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TX/T/?uri=uriserv:OJ.L_.2018.328.01.0082.01.ENG&toc=OJ:L:2018:328:TOC

RED II. Renewable Energy – Recast to 2030 | EU Science Hub. Consultada 24 de jun. de 2021. Disponible en <https://ec.europa.eu/jrc/en/jec/renewable-energy-recast-2030-red-ii>

SAYDS (Secretaría General Secretaría de Gobierno de Ambiente y Desarrollo Sustentable, AR). 2019. Boletín Oficial República Argentina -. Resolución N°447. Consultada 24 de junio de 2021. Disponible en <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/222018/20191127>

----. 2019. Plan de Acción Nacional de Energía y Cambio Climático. Consultada 12 de jun. de 2021. Disponible en https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/plan_de_accion_nacional_de_energia_y_cc_2.pdf

----. 2019a. Plan Nacional de Adaptación | al cambio climático Argentina.gob.ar. Consultada 24 de jun. de 2021. Disponible en <https://www.argentina.gob.ar/ambiente/cambio-climatico/plan-nacional>

----. 2019b. Tercer Informe Bienal de Actualización | Argentina.gob.ar. Consultada 24 de jun. de 2021. Disponible en <https://www.argentina.gob.ar/ambiente/cambio-climatico/tercer-informe-bienal>

Secretaría de Estado de la Energía (Gobierno de Santa Fe, AR). 2019. Informe Final Bio Bus. Experiencia Biodiésel. Provincia de Santa Fe. Plan de evaluación de flotas cautivas. Biodiésel puro-100.

SE (Secretaría de Energía, AR). 2022. Consultado 5 de ene. de 2022. Disponible en <https://datos.gob.ar/dataset/energia-estadisticas-biodiesel-bioetanol>

---- 2018. Precios adjudicados a proyectos de energías renovables. Programa RenovAr.

----. 2021. Lineamientos para un Plan de Transición Energética al 2030. Disponible en <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/252092/20211101>



- Swanson, KJ; Kado, NY; Funk, WE; Pleil, JD; Madden, MC; Ghio, AJ. 2009. *Release of the pro-inflammatory markers by BEAS-2B cells following in vitro exposure to biodiesel extracts*. The Open Toxicology Journal 3.
- Swedish Transport Administration. 2019. "The contribution of Advanced Renewable Transport Fuels to transport decarbonization in Sweden – 2030 and beyond". Disponible en <https://www.ivl.se/download/18.20b707b7169f355daa77ae0/1561538469463/C416.pdf>
- Tecnored. 2020. Córdoba hacia el autoabastecimiento energético productora de biogás. Disponible en <https://www.youtube.com/watch?v=FXcWvOIJzPI&t=5s>
- Thurston, GD; Kipen, H; Annesi-Maesano, I; Balmes, J; Brook, RD; Cromar, K; De Matteis, S; Forastiere, F; Forsberg, B; Frampton, MW; Grigg, J; Heederik, D; Kelly, FJ; Kuenzli, N; Laumbach, R; Peters, A; Rajagopalan, ST; Rich, D; Ritz, B; Samet, JM; Sandstrom, T; Sigsgaard, T; Sunyer, J; Brunekreef, B. 2017. *A joint ERS/ATS policy statement: what constitutes an adverse health effect of air pollution? An analytical framework*. *European Respiratory Journal* 49.
- Torroba, A. 2020. "Los biocombustibles líquidos en las Américas Situación actual y potencial de desarrollo". IICA.
- Torroba, A. 2021a: "Biocombustibles líquidos: Institucionalidad y formulación de políticas públicas". IICA. Disponible en <http://repositorio.ica.int/handle/11324/18566>
- Torroba, A. 2021b. Panorama Mundial de Los Biocombustibles. San José, Costa Rica, IICA.
- USDA (Departamento de Agricultura de los Estados Unidos de América, US). 2021. Biofuels Annual Report. India. GAIN jun. 2021.
- . 2021. Informe Anual de Biocombustibles, del Departamento de Agricultura, Brasil 2021. Consultado 15 de nov. de 2021. Disponible en <https://www.fas.usda.gov/data/brazil-bio-fuels-annual-6>.
- US Grains, US. Disponible en <https://grains.org/ita/buying-selling/etanol/el-mercado-del-etanol/>
- Universidad de Florida, US. IFAS Extension. Disponible en <https://edis.ifas.ufl.edu/publication/FE974>
- UNEP DTU CENTRE. 2021. UNEP DTU CDM/JI Pipeline Analysis and Database. Disponible en <https://www.cdmpipeline.org/>
- UNCUYO (Universidad Nacional de Cuyo, AR). 2017. Exportación de glicerina cruda. Actuación del contador. Disponible en https://bdigital.uncu.edu.ar/objetos_digitales/14308/fernandezantunezmanrique-fce.pdf
- SRT (Superintendencia de Riesgos del Trabajo, AR). 2019. Manual de Buenas Prácticas de la Industria Aceitera. Elaborado en el marco de la Comisión Cuatripartita del sector.



Unión Europea. 2007. *Reglamento (ce) Nº 715/2007 del parlamento europeo y del consejo de 20 de junio de 2007 sobre la homologación de tipo de los vehículos de motor por lo que se refiere a las emisiones procedentes de turismos y vehículos comerciales ligeros (Euro 5 y Euro 6) y sobre el acceso a la información relativa a la reparación y el mantenimiento de los vehículos.*

----. 2020. Enabling SDG User Guide (Consultado 21 de jun. de 2021. Disponible en <https://knowsdgs.jrc.ec.europa.eu/themes/sdgs/assets/pdf/EnablingSDGs-User-Guide.pdf>

Xue, J; Grift, TE; Hansen, AC. 2011. Voluntary schemes, Energy: *Effect of biodiesel on engine performances and emissions.* Renewable & Sustainable Energy Reviews 15.

Yang, L; Cai, Z. 2005. The effect of growing soybean (Glycine max L.) on N₂O emission from soil. Soil Biology & Biochemistry 37.

Yamane, K; Kawasaki, K; Sone, K; Hara, T; Prakoso, T. 2007. *Oxidation stability of biodiesel and its effects on diesel combustion and emission characteristics.* International Journal of Engine Research 8.

Ye, P; Boehman, AL. 2012. *An investigation of the impact of injection strategy and biodiesel on engine NO_x and particulate matter emissions with a common-rail turbocharged DI diesel engine.* Fuel 97.

Young, L; Liou, Y; Cheng, M; Lu, J; Yang, H; Tsai, YI; Wang, L; Chen, C; Lai, J. 2012. *Effects of biodiesel, engine load and diesel particulate filter on nonvolatile particle number size distributions in heavy-duty diesel engine exhaust.*

Autores



Natalia Ariño

Natalia Ariño es Licenciada en Economía por la Universidad Nacional de Río Cuarto. Se desempeña como analista económico en la Fundación Agropecuaria para el Desarrollo de Argentina (FADA) en el área de investigación, y se especializa en economía del sector agropecuario y agroindustrial.

Cuenta con publicaciones sobre cadenas agroindustriales, composición de precios de los alimentos y empleo agroindustrial argentino. Elaboró trabajos para cámaras, instituciones y organismos estatales sobre bioenergías, estrategias de políticas públicas para la promoción de novillo pesado y cadena de valor de maíz, entre otros; con especial énfasis en la elaboración de propuestas de políticas públicas. Es miembro de la Mesa de Buenas Prácticas Agropecuarias de Río Cuarto, provincia de Córdoba, Argentina.

Ignacio Barousse

Ignacio Barousse es Licenciado en Administración por la Universidad de Buenos Aires y Especialista en Economía del Petróleo y Gas Natural, por el Instituto Tecnológico de Buenos Aires. En el año 2012 completó los estudios de la primera promoción de la Maestría Interdisciplinaria de Energía por la Universidad de Buenos Aires.

Con más de 20 años de experiencia en el sector energético, ha desempeñado su labor profesional en empresas privadas, en el sector público y como consultor independiente. ExDirector Nacional de Refinación y Comercialización, de la ExSecretaría de Energía de la Nación, entre abril de 2015 y julio de 2020.



Santiago Manuel Bassó

Santiago Manuel Bassó es Abogado, Especialista en Derecho de Daños y Magister en Derecho Empresarial.

Es Profesor Adjunto del Área de Derecho Comercial de la Facultad de Derecho de la Universidad de Buenos Aires y Secretario del Departamento de Derecho Económico y Empresarial de la Facultad de Derecho de la Universidad de Buenos Aires. Cursó además la Maestría en Farmacopolíticas de la Universidad Salud y el Curso de Actualización en Propiedad Intelectual de la Universidad de Buenos Aires. Ejerce la profesión liberal en el ámbito del derecho empresarial y regulatorio, con foco en biocombustibles, biotecnología e industria farmacéutica. Es consultor y autor en temas de su especialidad.



Carolina Bondolich

Carolina Bondolich es Licenciada en Economía y posee un Posgrado en Gestión Administrativa de Empresas Agropecuarias por la Universidad Nacional de Río Cuarto. Máster en Agronegocios y Alimentos por la Universidad Católica de Córdoba.

Investigadora especializada en políticas públicas para el sector agropecuario, agroindustrial y bioenergético, con foco en el desarrollo económico. Cuenta con diversas publicaciones, entre ellas, dos libros, sobre cadenas agroalimentarias y sus aportes socioeconómicos, principalmente generación de empleo; desarrollo regional y bioenergías, entre otras temáticas. Ha realizado numerosas disertaciones en congresos de relevancia a nivel nacional. Se desarrolló profesionalmente en empresas privadas, organismos públicos e instituciones del tercer sector. Fue responsable del Área de Investigación de la Fundación Agropecuaria para el Desarrollo de Argentina (FADA) y actualmente se desempeña como Directora Ejecutiva de dicha organización.





Luciano Caratori

Luciano Caratori es Investigador del Centro de Estudios en Cambio Climático Global de la Fundación Torcuato Di Tella, Argentina, consultor internacional y docente universitario en temas vinculados con energía, planeamiento y cambio climático.

Fue Subsecretario de Planeamiento Energético de Argentina (2019) y punto focal de energía en el Gabinete Nacional de Cambio Climático. Estuvo a cargo de la actualización del Plan Nacional de Energía y Cambio Climático. Anteriormente, fue Director Nacional de Información Energética del Ministerio de Energía y Minería (2016-2018) y se desempeñó en 2012-2015 como asesor del vicepresidente de la Comisión de Energía y Minería del Honorable Senado de la Nación de Argentina. Se desempeña como consultor de organismos internacionales como el Banco Internacional de Desarrollo (BID), el Banco Mundial (BM), Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA), Organización Latinoamericana de Energía e Instituto Interamericano de Cooperación para la Agricultura (IICA), y en el marco de iniciativas ministeriales como IKI (iniciativa del Ministerio Federal de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza y Seguridad Nuclear de Alemania), brindando asistencia técnica a diversos países de Latinoamérica y el Caribe. Es autor, coautor y editor de numerosas publicaciones vinculadas con energía y con cambio climático.



Mariana Fuchs

Mariana Fuchs es Licenciada en Economía por la Universidad de Buenos Aires. Investigadora del Instituto Interdisciplinario de Economía Política de Buenos Aires (IIEP, UBA-CONICET).

Sus áreas de especialización son desarrollo productivo e innovación, inversión extranjera directa y comercio internacional. Cuenta con diversas publicaciones sobre dichas temáticas. Consultora de organismos internacionales Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), Banco Internacional del Desarrollo (BID), Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura (FAO) y Conferencia de las Naciones Unidas sobre Comercio y Desarrollo (UNCTAD) y nacionales como el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC) y el Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria (INTA), entre otros. Integró el equipo de coordinación del Censo Nacional Agropecuario llevado a cabo por el Instituto Nacional de Estadística y Censos de la República Argentina durante el período 2018-2019.



Jorge Antonio Hilbert

Jorge Antonio Hilbert es Ingeniero Agrónomo por la Universidad de Buenos Aires. M.Sc. en Mecanización Agrícola, por la Universidad Nacional de La Plata con Especialización en Negociación y Cambio y Doctorando de la Universidad Nacional de General Sarmiento. Actualmente, se desempeña como Profesional Asesor de Nivel Internacional en Gestión de Actividades de Innovación y miembro del comité técnico del proyecto integrador de bioenergía del Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria (INTA) con oficinas en el Instituto de Ingeniería Rural del Centro de Agroindustria, Miembro del Scientific Advisory Board (SAB) del International Institute for Sustainability analysis and strategy (IINAS) y copresidente de la comisión de biogás de la iniciativa global de metano GMI. Es miembro del consejo directivo del Pan American Biofuels y el Bioenergy Sustainability Research Coordination Network (RCN). Coordina varios convenios con empresas del sector de la bioeconomía y cámaras empresariales. Lidera el grupo consultor en maíz y sorgo del Programa Argentino Carbono Neutro. Se ha desempeñado como Director del Instituto de Ingeniería Rural, así como Coordinador del Programa Nacional de Bioenergía del Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria (INTA). Ha sido miembro de la comisión directiva de la life cycle initiative de Naciones Unidas, miembro de la comisión asesora en desarrollo sustentable CADES de la Secretaría de gobierno de Ciencia y Tecnología, y coordinador y docente en diversas universidades. Es autor de numerosos trabajos de investigación y de divulgación técnica, libros y normas técnicas.



Alberto Plinio Garibaldi

Alberto Plinio Garibaldi es Ingeniero Mecánico por la Universidad Tecnológica Nacional. Posee una extensa trayectoria en la Industria Automotriz en funciones gerenciales de General Motors Arg., Ford Motor Argentina y VW Argentina en las áreas de diseño, desarrollo, experimental y competición.

Consultor técnico especializado en temas relacionados con la evaluación, asistencia y desarrollo de vehículos y componentes, en motores convencionales, semipesados y pesados de gasolina, diésel y gas (GNC, GNL y GLP), y en el desarrollo y evaluación de combustibles y energéticos convencionales y alternativos. Autor y expositor en cursos, seminarios técnicos y trabajos experimentales en simposios nacionales e internacionales, en distintos ámbitos universitarios y empresariales. Es autor de software especializado para simulación y desarrollo de componentes automotrices y para el análisis, seguimiento y evaluación de resultados de ensayos sobre vehículos en calle, pista y en bancos dinamométricos.

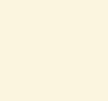
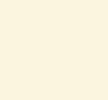


Agustín Torroba

Agustín Torroba es Licenciado en Economía, Magíster en Energías por la Universidad de Buenos Aires y Diplomado en Economía de la Energía y Planeamiento Energético.

Fue consultor en materia Energética y asesoró y formó parte de diferentes grupos de investigación en temas Energéticos. Fue asesor del exMinisterio de Energía y Minería de la Nación Argentina y Director Nacional de Biocombustibles. Es autor de trabajos especializados, libros y capítulos de libros.

Actualmente, es Especialista Internacional en Biocombustibles en el Instituto Interamericano de Cooperación para la Agricultura (IICA), instituto especializado de la Organización de Estados Americanos (OEA)



INSTITUTO INTERAMERICANO DE COOPERACIÓN PARA LA AGRICULTURA
SEDE CENTRAL / Apdo. 55-2200 San José,
Vázquez de Coronado, San Isidro 11101, Costa Rica
Tel.: (+506) 2216-0222 / Fax: (+506) 2216-0233
Dirección electrónica: iicahq@iica.int / Sitioweb: www.iica.int

