



Organización de las Naciones
Unidas para la Alimentación
y la Agricultura

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.º 11



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.º 11

FAO. 2020. *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.º 11. Buenos Aires, FAO.
<https://doi.org/10.4060/ca8756es>

Las denominaciones empleadas en este producto informativo y la forma en que aparecen presentados los datos que contiene no implican, por parte de la Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura (FAO), juicio alguno sobre la condición jurídica o nivel de desarrollo de países, territorios, ciudades o zonas, ni sobre sus autoridades, ni respecto de la demarcación de sus fronteras o límites. La mención de empresas o productos de fabricantes en particular, estén o no patentados, no implica que la FAO los apruebe o recomiende de preferencia a otros de naturaleza similar que no se mencionan.

Las opiniones expresadas en este producto informativo son las de su(s) autor(es), y no reflejan necesariamente los puntos de vista o políticas de la FAO.

ISBN 978-92-5-132454-7

© FAO, 2020



Algunos derechos reservados. Esta obra se distribuye bajo licencia Creative Commons Atribución-NoComercial-CompartirIgual 3.0 Organizaciones intergubernamentales (CC BY-NC-SA 3.0 IGO; <https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/3.0/igo/deed.es>).

De acuerdo con las condiciones de la licencia, se permite copiar, redistribuir y adaptar la obra para fines no comerciales, siempre que se cite correctamente, como se indica a continuación. En ningún uso que se haga de esta obra debe darse a entender que la FAO refrenda una organización, productos o servicios específicos. No está permitido utilizar el logotipo de la FAO. En caso de adaptación, debe concederse a la obra resultante la misma licencia o una licencia equivalente de Creative Commons. Si la obra se traduce, debe añadirse el siguiente descargo de responsabilidad junto a la referencia requerida: "La presente traducción no es obra de la Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura (FAO). La FAO no se hace responsable del contenido ni de la exactitud de la traducción. La edición original en [idioma] será el texto autorizado".

Todo litigio que surja en el marco de la licencia y no pueda resolverse de forma amistosa se resolverá a través de mediación y arbitraje según lo dispuesto en el artículo 8 de la licencia, a no ser que se disponga lo contrario en el presente documento. Las reglas de mediación vigentes serán el reglamento de mediación de la Organización Mundial de la Propiedad Intelectual <http://www.wipo.int/amc/en/mediation/rules> y todo arbitraje se llevará a cabo de manera conforme al reglamento de arbitraje de la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional (CNUDMI).

Materiales de terceros. Si se desea reutilizar material contenido en esta obra que sea propiedad de terceros, por ejemplo, cuadros, gráficos o imágenes, corresponde al usuario determinar si se necesita autorización para tal reutilización y obtener la autorización del titular del derecho de autor. El riesgo de que se deriven reclamaciones de la infracción de los derechos de uso de un elemento que sea propiedad de terceros recae exclusivamente sobre el usuario.

Ventas, derechos y licencias. Los productos informativos de la FAO están disponibles en la página web de la Organización (<http://www.fao.org/publications/es>) y pueden adquirirse dirigiéndose a publications-sales@fao.org. Las solicitudes de uso comercial deben enviarse a través de la siguiente página web: www.fao.org/contact-us/licence-request. Las consultas sobre derechos y licencias deben remitirse a: copyright@fao.org.

Este documento fue realizado en el marco del Proyecto para la promoción de la energía derivada de biomasa (UTF/ARG/020/ARG), iniciativa de los siguientes ministerios:

Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca

Luis Eugenio Basterra
Ministro de Agricultura, Ganadería y Pesca

Marcelo Alós
Secretario de Alimentos, Bioeconomía
y Desarrollo Regional

Miguel Almada
Director de Bioenergía

Ministerio de Desarrollo Productivo

Matías Sebastián Kulfas
Ministro de Desarrollo Productivo

Sergio Enzo Lanziani
Secretario de Energía

Ángel Guillermo Martín Martínez
Director Nacional de Energías Renovables

Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura

Hivy Ortiz Chour
Oficial Forestal Principal
Oficina Regional América Latina

Francisco Yofre
Oficial de Programas
Oficina Argentina

Centro de Estudios de la
Actividad Regulatoria (CEARE)
Autor

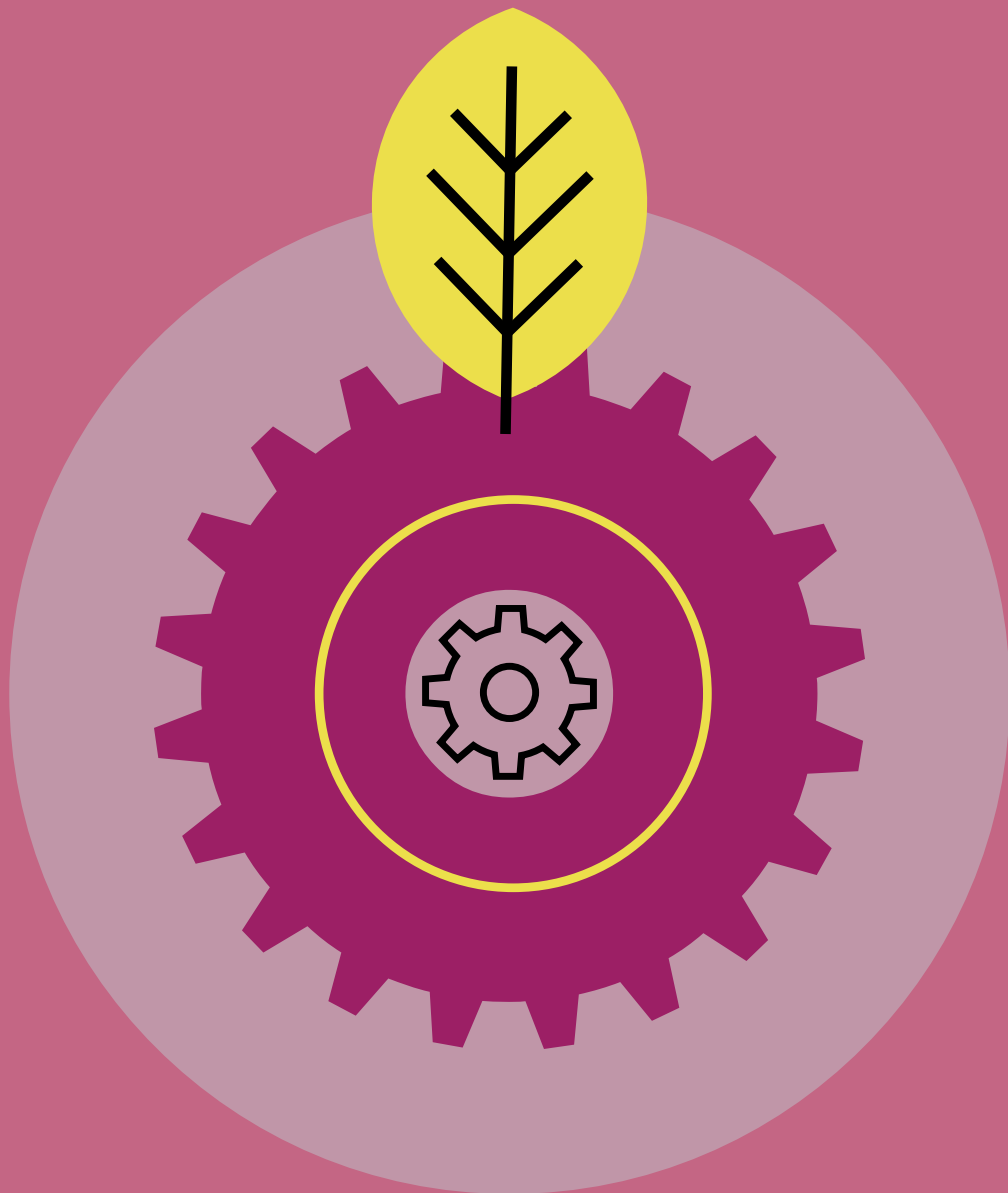
Mariela Beljansky
Revisión técnica

Verónica González
Coordinación Colección

Sofía Damasseno
Colaboración Colección

Alejandra Groba
Edición y corrección

Mariana Piuma
Diseño e ilustraciones



ÍNDICE

Prólogo	vii
Siglas y acrónimos	ix
Unidades de medida	x
Fórmulas químicas	x
Resumen ejecutivo	xi

1.	
Introducción	1

2.	
Distintos usos del biometano	3
2.1 Central de biogás “caso testigo”	3
2.2 Incorporación a la red de gas natural	5
Componentes para la central de biogás “caso testigo” en análisis	7
2.3 Incorporación a una red de gas local de una comunidad aislada	12
Utilización de biogás	12
Utilización de biometano	16
2.4 Aplicaciones al transporte	17
Reemplazo del gas natural comprimido (GNC)	17
Reemplazo del gas natural licuado (GNL)	19

3.	
Conclusiones	23

Bibliografía	25
---------------------	-----------

Cuadros

Cuadro 1	Composición de la inversión en la central de biogás “caso testigo”, sin <i>upgrading</i>	6
Cuadro 2	Composición de la inversión en la central de biogás “caso testigo”, con <i>upgrading</i>	6
Cuadro 3	Demanda de gas en la Argentina, y composición según segmento (2017-2018)	7
Cuadro 4	Costos de producción de biogás y de biometano, sin y con cultivo dedicado	10
Cuadro 5	Demanda de gas destinada al transporte en la Argentina	18
Cuadro 6	Detalle de la industria del GNC en la Argentina, en 2018	18

Mapas

Mapa 1	Localidades con acceso a red de gas en la Argentina	13
--------	-----------------------------------------------------	----

Gráficos

Gráfico 1	Proceso de una central de biogás de codigestión de estiércol vacuno y silaje de maíz	3
Gráfico 2	Costos de producción del biometano y del gas natural de red	11
Gráfico 3	Precio del biogás versus precio del GLP en red aislada	15
Gráfico 4	Precio del biogás con nueva red de distribución versus precio del GLP garrafa	15
Gráfico 5	Precio del biogás con costo de red hundido versus precio del GLP garrafa	16
Gráfico 6	Precio del biometano con nueva red de distribución en comunidad aislada versus precio del GLP garrafa	17
Gráfico 7	Precio del biometano versus precio del GNC	20
Gráfico 8	Precio del Bio-GNL versus precios del gasoil y fueloil (CMMESA)	21
Gráfico 9	Precio del Bio-GNL versus precio de la nafta	22
Gráfico 10	Precio del Bio-GNL versus precio del gasoil convencional	22
Gráfico 11	Resultados de las alternativas de uso del biogás sin cultivo dedicado para una central de 12 000 Nm ³ diarios	23
Gráfico 12	Resultados de las alternativas de uso del biogás sin cultivo dedicado para una central de 36 000 Nm ³ diarios	24

PRÓLOGO

La matriz energética argentina está conformada, en su gran mayoría, por combustibles fósiles. Esta situación presenta desafíos y oportunidades para el desarrollo de las energías renovables, ya que la gran disponibilidad de recursos biomásicos en todo el territorio nacional constituye una alternativa eficaz frente al contexto de crisis energética local e internacional.

En este escenario, en 2015, la República Argentina promulgó la Ley 27191 —que modificó la Ley 26190—, con el objetivo de fomentar la participación de las fuentes renovables hasta que alcancen un 20% del consumo de energía eléctrica nacional en 2025, otorgándole a la biomasa una gran relevancia.

La biomasa es una de las fuentes de energía renovable más confiables, es constante y se puede almacenar, lo que facilita la generación de energía térmica y eléctrica. En virtud de sus extraordinarias condiciones agroecológicas, y las ventajas comparativas y competitivas de su sector agroindustrial, la Argentina es un gran productor de biomasa con potencial energético.

La energía derivada de biomasa respeta y protege el ambiente, genera nuevos puestos de trabajo, integra comunidades energéticamente vulnerables, reduce la emisión de gases de efecto invernadero, convierte residuos en recursos, moviliza inversiones y promueve el agregado de valor y nuevos negocios.

No obstante, aún existen algunas barreras de orden institucional, legal, económico, técnico y sociocultural que deben superarse para incrementar, de acuerdo con su potencial, la proporción de bioenergía en la matriz energética nacional.

En este marco, en 2012, se creó el Proyecto para la promoción de la energía derivada de biomasa – UTF/ARG/020/ARG (PROBIOMASA), una iniciativa que llevan adelante el Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca y el Ministerio de Desarrollo Productivo, con la asistencia técnica y administrativa de la Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura (FAO).

El Proyecto tiene como objetivo principal incrementar la producción de energía térmica y eléctrica derivada de biomasa a nivel local, provincial y nacional, para asegurar un creciente suministro de energía limpia, confiable y competitiva y, a la vez, abrir nuevas oportunidades agroforestales, estimular el desarrollo regional y contribuir a mitigar el cambio climático.

Para lograr ese propósito, el Proyecto se estructura en tres componentes principales con objetivos específicos:

- **Estrategias bioenergéticas:** asesorar y asistir, legal, técnica y financieramente, a proyectos bioenergéticos y tomadores de decisión para aumentar la participación de la energía derivada de biomasa en la matriz energética.

-
- **Fortalecimiento institucional:** articular con instituciones de nivel nacional, provincial y local a fin de evaluar los recursos biomásicos disponibles para la generación de energía aplicando la metodología WISDOM (*Woodfuels Integrated Supply/Demand Overview Mapping*, Mapeo de Oferta y Demanda Integrada de Dendrocombustibles).
 - **Sensibilización y extensión:** informar y capacitar a los actores políticos, empresarios, investigadores y público en general acerca de las oportunidades y ventajas que ofrece la energía derivada de biomasa.

Esta Colección de Informes Técnicos pone a disposición los estudios, investigaciones, manuales y recomendaciones elaborados por consultoras y consultores del Proyecto e instituciones parte, con el propósito de divulgar los conocimientos y resultados alcanzados y, de esta forma, contribuir al desarrollo de negocios y al diseño, formulación y ejecución de políticas públicas que promuevan el crecimiento del sector bioenergético en la Argentina.

SIGLAS Y ACRÓNIMOS

AFIP	Administración Federal de Ingresos Públicos
AGFW	<i>Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwirtschaft</i> – Asociación Alemana del Calor y de la Energía Eléctrica
BCCBA	Bolsa de Cereales de Córdoba
CAE	Cogeneración de alta eficiencia
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico SA
CC	Certificados de consumo
CEARE	Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética
CEN	Comité Europeo de Normalización
CMNUCC	Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático
CHP	<i>Combined Heat and Power</i> – Electricidad y calor combinados
CND	Componente nacional declarado
CNPhyV	Censo Nacional de Población, Hogares y Viviendas
CREG	Comisión de Regulación de Energía Eléctrica y Gas
CT	Central térmica
DVGW	<i>Deutschen Verein des Gas- und Wasserfaches</i> – Asociación Alemana de Gas y Agua
DWA	<i>Deutschen Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall</i> – Asociación Alemana de Agua, Aguas Residuales y Desechos
EEG	<i>Erneuerbare-Energien-Gesetz</i> – Ley de Energías Renovables
EIA	Evaluación de impacto ambiental
ENARGAS	Ente Nacional Regulador del Gas
FODER	Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables
FORSU	Fracción orgánica de residuos sólidos urbanos
FNR	<i>Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe</i> – Agencia de Recursos Renovables
FVB	<i>Fachverband Biogas</i> – Asociación Alemana de Biogás
GNC	Gas natural comprimido
GLP	Gas licuado de petróleo
GNL	Gas natural licuado
GNP	Gas natural a presión
GNS	Gas natural sintético
GNV	Gas natural vehicular
GSE	Gestor de Servicios de Energía
INTI	Instituto Nacional de Tecnología Industrial
IVA	Impuesto al Valor Agregado
MBT	Tratamiento mecánico-biológico
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MINEM	ex Ministerio de Energía y Minería
NAG	Normas argentinas de gas
NEC	<i>National Electrical Code</i> - Código Eléctrico Nacional

NFPA	<i>National Fire Protection Association</i> – Asociación Nacional de Protección contra el Fuego
RenovAr	Programa RenovAr
RHI	<i>Renewable heat incentive</i>
RSU	Residuos sólidos urbanos
RUT	Reglamento Único de Transporte de Colombia
SA	Sociedad Anónima
SADI	Sistema Argentino de Interconexión
SAGARPA	Secretaría de Agricultura, Ganadería, Desarrollo Rural, Pesca y Alimentación
SE	ex Secretaría de Energía
SENASA	Servicio Nacional de Sanidad y Calidad Agroalimentaria
SNT	Sistema nacional de transmisión de gas de Colombia
SPD-BG	Servicio público domiciliario de gas combustible con biogás de Colombia
SPD-BM	Servicio público domiciliario de gas combustible con biometano de Colombia

Unidades de medida

BTU	<i>British thermal unit</i> – Unidad térmica británica
°C	grado centígrado
GWh	gigavatio hora
kg	kilogramo
kWh	kilovatio hora
mbar	milibar
mg/m ³	miligramo por metro cúbico
MMBtu	millones de BTU
MMm ³ /d	millones de metros cúbicos por día
MM Nm ³	millones de metros cúbicos normales
MW	megavatio
MWh	megavatio hora
Nm ³	metro cúbico normal
Nm ³ /h	metro cúbico normal por hora
USD/MWh	dólares estadounidenses por megavatio hora

Fórmulas químicas

CO ₂	dióxido de carbono
DMEA	metildietanolamina
H ₂ S	sulfuro de hidrógeno o ácido sulfhídrico
MEA	monoetanolamina
NH ₃	amoníaco

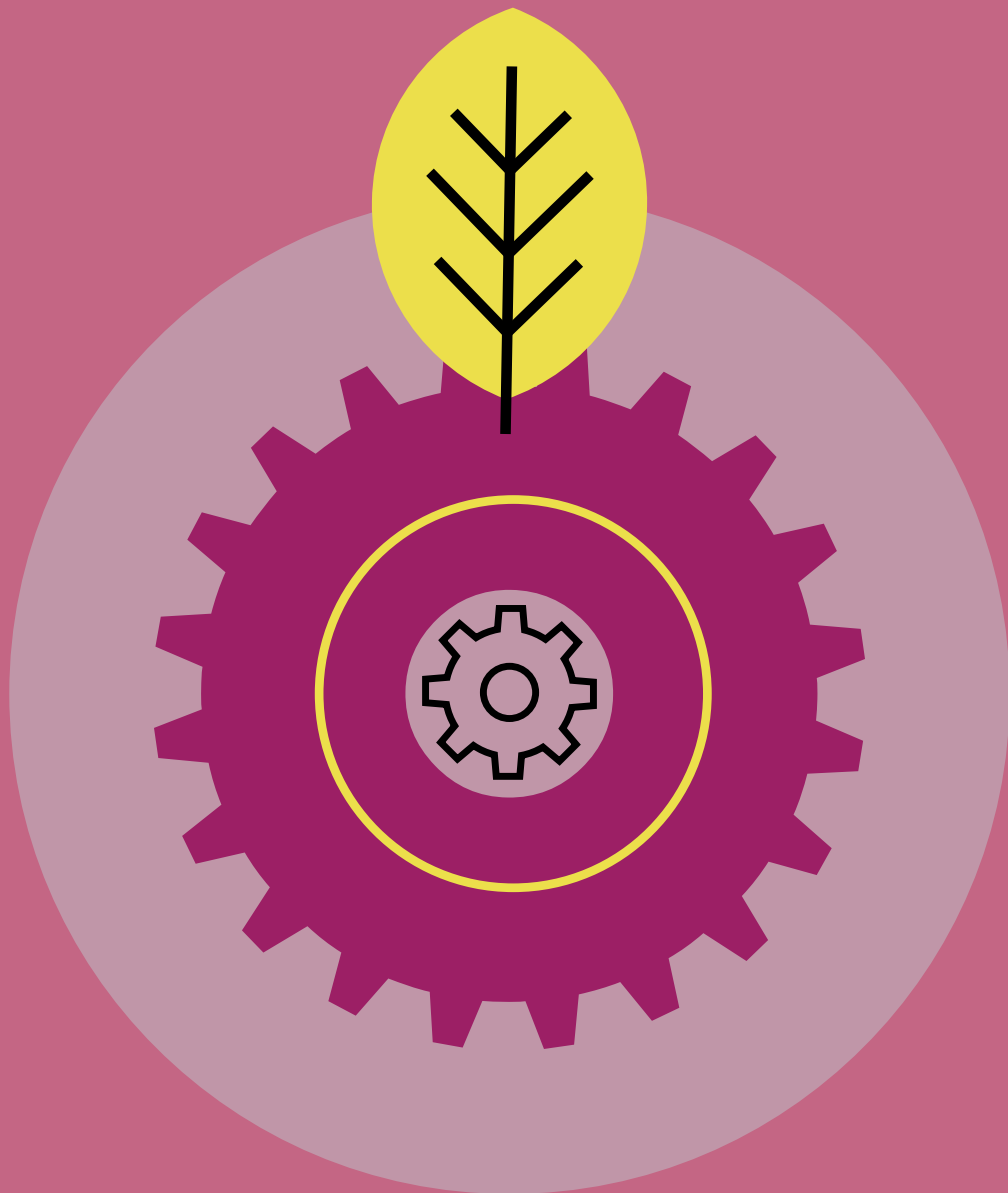
RESUMEN EJECUTIVO

En este documento se analiza la viabilidad económica de las diferentes alternativas de uso que puede tener el biogás en redes aisladas y/o para sustitución de combustibles fósiles en el transporte, sin considerar ningún tipo de incentivos fiscales y/o en la tarifa para promocionar su implementación.

A partir del caso testigo analizado, resultaron económicamente viables, en primer lugar, el uso del biogás en redes aisladas, sea como sustituto del GLP por red, o en garrafa si se considera la nueva red de distribución como un costo hundido. Luego, asociado al transporte, aparece el Bio-GNL en reemplazo del gasoil, mientras que el Bio-GNC en reemplazo de la nafta se muestra prácticamente en equilibrio.

El análisis también muestra que la escala en estos proyectos es fundamental, ya que el precio del biogás, del biometano y del Bio-GNL resultó más competitivo cuando se consideró una planta de mayor tamaño que la del caso testigo.

En localidades con acceso al gas natural, no es viable la competencia económica del biogás o del biometano. Tampoco lo es, debido a los volúmenes relativamente bajos involucrados, pagar una red de distribución nueva.



1. INTRODUCCIÓN

El presente documento parte de un estudio previo encargado por el Proyecto para la promoción de la energía derivada de biomasa (PROBIOMASA) al Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética (CEARE) sobre la temática del biometano (FAO, 2019b), cuyas conclusiones indican que existen condiciones competitivas para su expansión en dos casos: su utilización como gas natural comprimido (GNC) y gas natural licuado (GNL)¹ para el transporte, desplazando al gasoil, mediante una red de estaciones de servicio de biometano ubicadas en correspondencia con las plantas de biogás; y su utilización para el abastecimiento por redes o por “gasoducto virtual”² a poblaciones cercanas a los centros de biogás, pero alejadas de los gasoductos troncales, como combustible sustituto del gas licuado de petróleo (GLP).

Por otra parte, un estudio más reciente encomendado al CEARE (FAO, 2020a) concluyó que la Argentina cuenta con una importante red de transporte y distribución de gas natural, que puede servir de base para la recepción del biometano. Cuando se inyecta en la red, el biometano desplaza el uso de combustible fósil en forma proporcional a su producción, por lo cual puede ser utilizado como sustituto directo del gas natural³. Además, se evidenció que la mayoría de las poblaciones argentinas que no tienen acceso a la red de gas natural son abastecidas con GLP, combustible alternativo mucho más costoso. Para estos casos, el biometano permite proveer a la población un combustible más económico y más limpio mediante una red local. Por otra parte, el desarrollo de los vehículos a GNC y a GNL constituye una tendencia mundial en relación con el uso de combustibles y una transición de la matriz de energía secundaria hacia patrones de uso menos contaminantes y más eficientes, aún más si se piensa que ambos se pueden reemplazar por biometano comprimido (BMC) y biometano licuado (BML). Finalmente, existe también la posibilidad de inserción del biometano mediante el esquema de “gasoductos virtuales”.

En ese marco, el objetivo principal del presente documento es desarrollar un estudio de factibilidad técnico-económica sobre tales usos del biogás/biometano:

- su incorporación a la red de gas natural;
- su incorporación a una red de gas local de una comunidad aislada;

¹ GNC refiere al gas natural comprimido a 200/250 bar; GNL designa al gas natural licuefaccionado a temperaturas que rondan los -160 grados centígrados (°C).

² Se llama así a la tecnología por la cual, en lugares alejados de la red o donde la conexión resulta antieconómica por cualquier causa, el gas natural se comprime (reduce su volumen aproximadamente 200 veces) o licuefacciona (reduce su volumen aproximadamente 600 veces) para poder ser transportado por carretera (en cilindros o tanques cargados sobre camiones) y regasificado en destino.

³ La diferencia entre el gas natural y el biometano es que el primero puede contener, además de metano, pequeñas cantidades de etano y propano, que aportan un valor calorífico superior.

Factibilidad de la incorporación de biometano en la red de gas natural troncal y en las redes de distribución en localidades aisladas

- sus aplicaciones al transporte en reemplazo del GNC;
- sus aplicaciones en reemplazo del GNL;
- otras aplicaciones que combinen el biometano con otros combustibles convencionales.

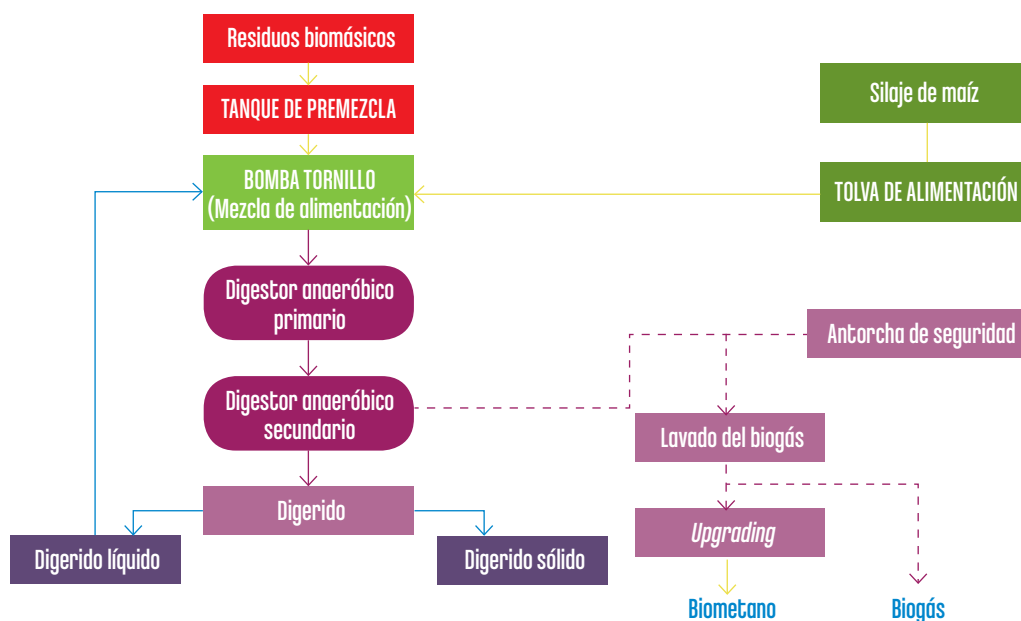
Para ello, aquí se analizan los costos de proyecto, considerando volúmenes, precios y distancias de la red. Finalmente, se estudia en especial el abastecimiento con biogás distribuido a localidades alejadas de los gasoductos troncales mediante la conversión del biometano en GNL y su transporte por “gasoducto virtual” a la red de distribución local, con el objetivo de reemplazar, con ventajas técnicas y económicas, el abastecimiento actual con garrafas de GLP.

2. DISTINTOS USOS DEL BIOMETANO

2.1 Central de biogás “caso testigo”

Para realizar el estudio de factibilidad técnico-económica sobre los usos del biogás/biometano, se utilizó como base de cálculo el costo de inversión de la central de biogás definida como “caso testigo” en un estudio encargado por el Proyecto para la promoción de la energía derivada de biomasa (PROBIOMASA) al CEARE (FAO, 2020b). Para este análisis, se consideró una central con capacidad de producción de 12 000 Nm³ de biogás diarios, a partir de silaje de maíz más estiércol pecuario y/o fracción orgánica de residuos sólidos urbanos (FORSU), vinaza de la producción de bioetanol, glicerol crudo de la producción de biodiésel, grasas animales, entre otros. La central de biogás trabajaría con entre uno y tres de estos sustratos. Se consideró esta escala ya que las plantas para inyección de biogás o biometano en redes aisladas o redes de gas natural solo son económicamente viables para grandes volúmenes (con una producción de biogás igual o mayor a 500 Nm³/h). El Gráfico 1 esquematiza el proceso.

Gráfico 1. Proceso de una central de biogás de codigestión de estiércol vacuno y silaje de maíz



Fuente: Elaborado por los autores.

La tecnología utilizada es la de biodigestores anaeróbicos a una temperatura de operación mesofílica (32-37 °C) y/o termofílica (55 °C), de modo de favorecer el crecimiento y desarrollo de bacterias termofílicas. Esta tecnología permite maximizar la degradación de los componentes orgánicos contenidos en las materias primas que alimentan el proceso, con el consecuente aumento de producción de biogás. El proceso se basa esencialmente en la digestión anaeróbica húmeda, y permite lograr las ventajas de:

- recuperación energética (biogás/biometano);
- estabilización del digerido con destino agronómico.

El biogás almacenado se envía a un sistema de tratamiento para eliminar el vapor de agua y el sulfuro de hidrógeno. El biogás limpio puede ser utilizado en calderas industriales, en motores de combustión interna y/o en redes aisladas preparadas para biogás. Si se quiere inyectar en redes de gas natural, sustituir GNC o GNL vehicular y/o reemplazar otros combustibles, es necesario utilizar una unidad de refinación o purificación (*upgrading*) para obtener biometano.

El biometano es la forma mejorada del biogás y es intercambiable con el gas natural convencional, ya que tiene los mismos usos finales. Para que el biogás alcance la calidad de biometano, debe someterse a un *upgrading*, proceso en el que se remueven todos los componentes que pueden causar problemas en la salud humana y/o en los equipos que combustionen el biogás (calderas, motores de combustión y otros). Básicamente, mediante este proceso el dióxido de carbono (CO₂) se remueve para ajustar el poder calorífico y la densidad relativa, con el fin de cumplir con los requisitos de intercambiabilidad (índice de Wobbe).

Las tecnologías empleadas para realizar el *upgrading* del biogás son las recopiladas en un reciente trabajo (FAO, 2019a):

- **Lavado químico:** Este método consiste en la formación de enlaces químicos reversibles entre el soluto y el solvente. Permite eliminar el dióxido de carbono (CO₂) y el ácido sulfhídrico (H₂S) del biogás. Para esto se emplean soluciones acuosas de aminas, metildietanolamina (DMEA) o monoetanolamina (MEA), en concentraciones de entre 20 y 70% en peso de amina en agua).
- **Lavado con agua bajo presión:** Esta técnica es sencilla, económica y eficiente, inclusive con bajos caudales de biogás. Se basa en el principio de solubilización del CO₂ en agua: la cantidad de este gas disuelto en agua aumenta a altas presiones y bajas temperaturas. El proceso de absorción es contracorriente. Con este sistema, el CO₂ y el H₂S se disuelven y salen por el fondo de la torre de lavado. El agua puede ser regenerada para ser reutilizada.
- **Adsorción a presión oscilante (PSA):** Este proceso consiste en la adsorción de CO₂, H₂S, humedad y otras impurezas, en un adsorbente comercial que consiste generalmente en sólidos granulares con grandes áreas superficiales por unidad de volumen. Tal adsorción se lleva a cabo a alta temperatura y presión. Tiene como inconvenientes que es un proceso costoso, con altas caídas de presión y altos requerimientos de calor.
- **Lavado físico con disolventes orgánicos:** Este proceso es comparable a la tecnología de lavado con agua y permite eliminar CO₂, H₂S, amoníaco (NH₃) y agua. El disolvente puede ser regenerado mediante una columna de desorción, para lo que se requieren temperaturas de -50 °C.

- **Lavado químico con disolventes orgánicos:** Este proceso combina la fisisorción y la quimisorción. Si bien en la teoría este sistema permite eliminar H_2S , en la práctica se requiere una etapa de desulfuración del biogás antes de la columna de adsorción para evitar reacciones no deseadas en el proceso. La presión de trabajo de la columna es de pocos bares y para regenerar el disolvente se necesita un nivel de temperatura de 120 a 160 °C.
- **Separación con membranas:** Esta tecnología data de la década de 1970, pero recién en los últimos años los avances importantes en la investigación de este campo justifican su implementación técnica y económica como uno de los mejores sistemas de purificación del biogás, en competencia con las tecnologías de adsorción con oscilación de presión y la absorción química. Para lograr una pureza de $CH_4 >96\%$ es necesario trabajar con temperatura controlada de biogás (45 °C) y presión controlada de alrededor de 8 bares.
- **Separación criogénica:** Esta técnica hace uso de bajas temperaturas, de alrededor de -90 °C, que combina con presiones altas, de aproximadamente 40 bares. El proceso permite licuar el CO_2 , que, de esta manera, es fácilmente separado del biogás enriquecido. Esta tecnología permite lograr una pureza de hasta 99% de CH_4 , obtener CO_2 líquido sin liberación a la atmósfera y procesar grandes cantidades de biogás de manera continua y eficiente. Sin embargo, tiene las desventajas de que requiere una gran cantidad de equipos (compresores, turbinas e intercambiadores de calor) y mucha energía para llevar a cabo el proceso. Esto eleva los costos de inversión y de operación con respecto a otras tecnologías de obtención de biometano, aunque en los últimos años se realizaron avances significativos que la volverán una alternativa económicamente viable en el corto plazo.

En el Cuadro 1 y en el Cuadro 2 se describe cómo se compone la inversión de la central de biogás “caso testigo” considerada para este estudio, con y sin el *upgrade* a biometano; cabe destacar que los valores son netos y no incluyen el Impuesto al Valor Agregado (IVA).

2.2 Incorporación a la red de gas natural

La Argentina cuenta con una red importante de transporte y distribución de gas natural, que puede servir como base para la recepción del biometano. El biometano puede ser utilizado como sustituto directo del gas natural y mezclado con este en casi todas las proporciones. Cuando se inyecta en la red, el biometano desplaza el uso de combustible fósil en forma proporcional. En consecuencia, las redes argentinas ofrecen una infraestructura de almacenamiento y distribución potencialmente ilimitada para el biometano.

En el Cuadro 3 se muestra la demanda de gas en la República Argentina y su composición según segmento.

Para poder inyectar el biogás en las redes de gas natural es necesario producir biometano cumpliendo con la Resolución del ENARGAS I-259/08, *Reglamentación de las Especificaciones de Calidad del Gas Natural*, para así garantizar la seguridad y funcionamiento de los diferentes artefactos conectados a esta red.

A continuación, se calcula el precio que debería pagarse el millón de unidades térmicas británicas (MMBtu) de biometano para que la producción de este biocombustible sea económicamente viable. En cuanto al repago de la inversión, se utiliza como supuesto una tasa interna de retorno (TIR) del 10% y una amortización de la inversión en 20 años.

Factibilidad de la incorporación de biometano en la red de gas natural troncal y en las redes de distribución en localidades aisladas

Cuadro 1. Composición de la inversión en la central de biogás “caso testigo”, sin *upgrading*

Inversión en central de biogás “tipo” sin <i>upgrading</i>	Total sin IVA (USD)	Total sin IVA (USD)
Proyecto ejecutivo e ingeniería	397 965,99	9,03
Provisión equipamiento electromecánico extranjero	435 652,43	9,88
Provisión equipamiento electromecánico nacional	373 457,82	8,47
Transporte internacional	35 011,67	0,79
Transporte nacional	17 505,84	0,40
Montaje electromecánico	578 518,96	13,12
Obra civil	2 278 092,70	51,68
Instalación eléctrica	151 717,24	3,44
Puesta en marcha	140 046,68	3,18
Costo total	4 407 969,32	100,00

Fuente: Elaborado por los autores sobre la base de fuentes calificadas.

Cuadro 2. Composición de la inversión en la central de biogás “caso testigo”, con *upgrading**

Inversión en central de biogás “tipo” con <i>upgrading</i>	Total sin IVA (USD)	Total sin IVA (USD)
Proyecto ejecutivo e ingeniería	397 965,99	6,66
Provisión equipamiento electromecánico extranjero	435 652,43	7,29
Provisión equipamiento electromecánico nacional	373 457,82	6,25
Transporte internacional	35 011,67	0,59
Transporte nacional	17 505,84	0,29
Montaje electromecánico	578 518,96	9,68
Obra civil	2 278 092,70	38,12
Sistema <i>upgrade</i> biometano	1 568 000,00	26,24
Instalación eléctrica	151 717,24	2,54
Puesta en marcha	140 046,68	2,34
Costo total	5 975 969,32	100,00

* Para establecer el valor de la inversión en el sistema *upgrade* a biometano se considera la tecnología de separación con membranas.

Fuente: Elaborado por los autores sobre la base de fuentes calificadas.

Cuadro 3. Demanda de gas en la Argentina, y composición según segmento (2017-2018)

Segmento	Año 2018 (miles m ³ /día 9 300 kcal)	Participación (%)	Año 2017 (miles m ³ /día 9 300 kcal)	Participación (%)
Residencial	26 362	20,74	26 396	21,51
Comercial	3 330	2,62	3 317	2,70
Industrial	36 218	28,49	34 290	27,95
Usinas	47 077	37,04	47 337	38,58
Entes oficiales	1 137	0,89	1 216	0,99
GNC	6 573	5,17	6 992	5,70
Subdistribuidoras	3 029	2,38	3 018	2,46
Mercado interno	123 727	97,34	122 566	99,90
Exportaciones	3 382	2,66	126	0,10
Mercado total	127 109	100,00	122 693	100,00

Fuente: Martínez (2019).

Componentes para la central de biogás “caso testigo” en análisis

Retribución de la inversión de la central de biogás

Se plantea, previamente, un valor de inversión en la central de biogás de 4 407 969 dólares estadounidenses (USD). Considerando una TIR del 10% anual en dólares y una amortización del capital de 20 años, se obtiene una cuota anual para retribuir el capital de 517 758 USD. Dado que la central de biogás produce 4 380 000 Nm³ de biogás por año (el poder calorífico inferior del biogás es de 4 900 kcal/Nm³ biogás), se puede calcular la producción anual de energía en 85 102,43 MMBtu⁴ por año. Por tanto, para retribuir el capital invertido, el biogás deberá pagarse 6,08 USD/MMBtu inyectado en una red de biogás.

Retribución de la inversión del sistema upgrade

Con la metodología anterior, puede calcularse el precio que deberá pagarse por el biometano para repagar la inversión realizada en el sistema de *upgrading*. Al ser esta de 1 568 000 USD netos, sin considerar el IVA, deberá pagarse 2,16 USD/MMBtu de biometano inyectado en la red de gas natural para retribuir el capital invertido.

Costo operativo de la producción de biogás

El costo operativo de la central de biogás tiene los siguientes componentes:

- **Mano de obra:** Se suponen tres empleados para cubrir dos turnos fijos de 8 horas y un empleado para suplencias y guardias. El costo por empleado se plantea en 17 561,73 USD por año⁵, por lo tanto, el costo anual de mano de obra es de 52 685,19 USD.

⁴ Se toma la siguiente equivalencia: 252 190,21 kcal=1 MMBtu.

⁵ Promedio en dólares de enero-octubre de 2018 del sector “Productores de bienes” sobre la base del Boletín Anual de Seguridad Social, de la Administración Federal de Ingresos Públicos (AFIP).

- **Carga del sustrato:** Para la carga de los sustratos se considera la necesidad de un empleado, con el mismo costo que la mano de obra, es decir, 17 561,73 USD anuales. Adicionalmente, se considera un costo de combustible para la central de biogás de 60 000 USD.
- **Mantenimiento de equipamiento electromecánico:** Este costo se calcula sobre una estimación del 1,50% del valor de inversión inicial, que arroja un valor anual de 66 119,54 USD, consistente con información suministrada por centrales de biogás en operación comercial en el marco del Programa RenovAr Ronda 1 y Ronda 2.
- **Control biológico:** Para garantizar que el proceso de biodigestión anaeróbica se produzca de manera óptima y lograr la máxima producción de biogás es necesario realizar un estricto control de las variables físico-químicas que afectan a la población microbiana dentro de los reactores. Para ello, la central de biogás deberá tener un monitoreo mensual, realizado por laboratorios especializados. El costo anual de este control, de acuerdo con información de las centrales de biogás en operación en la Argentina, es de 22 000 USD.
- **Seguros:** Entre los costos operativos de una central de biogás, es importante que el inversor considere el seguro por lucro cesante, el seguro de equipo más responsabilidad civil y un seguro por contingencias. Para calcular el valor de estos seguros se toma un costo equivalente al 1,80% del valor de inversión en la central de biogás; por lo tanto, el costo anual en seguros asciende a la suma de 79 343,45 USD.
- **Administrativo:** Sobre la base de la información recolectada de las centrales de biogás en operación en el marco del Programa RenovAr Ronda 1 y Ronda 2 se obtuvo un costo administrativo anual de 60 000 USD.

La suma de todos los componentes del costo operativo de la central de biogás del caso testigo da un total de 357 709,91 USD anuales. Es importante resaltar que se considera usar residuos de biomasa como sustratos, por lo que a la materia prima utilizada para el proceso no se le asigna un costo. Sobre la base de la producción anual de biogás (4 380 000 Nm³ por año), el valor que debería pagarse el biometano inyectado en la red de gas natural para cubrir el costo operativo de producción es de 4,20 USD/MMBtu, adicionales a la retribución del capital.

En el caso de que para alimentar la central de biogás se utilice un cultivo dedicado a ello, hay que adicionar su costo al costo operativo. Para este estudio se considera el uso de silaje de maíz como materia prima. Partiendo de que una tonelada de materia verde (MV) de silaje de maíz produce 200 Nm³ biogás, para alcanzar la producción anual de la planta (4 380 000 Nm³ de biogás), se necesitan 21 400 toneladas de silaje de maíz anuales y, adicionalmente, 4 000 toneladas de estiércol vacuno (que producen 25 Nm³ de biogás por tonelada de estiércol fresco). Con un valor de MV de silaje de maíz de 30 USD por tonelada, el costo anual de esta materia prima resulta de 642 000 USD, o 7,54 USD/MMBtu, que se deben pagar adicionales en caso de usar este sustrato.

Costo operativo del sistema *upgrading*

El costo operativo de la unidad de *upgrading* tiene los siguientes componentes:

- **Mano de obra:** Para la correcta operación y mantenimiento de la unidad de *upgrading* del biogás se considera el costo de un empleado más calificado que el de la planta de producción, fijo en un turno de 8 horas. Este costo anual asciende a 38 745 USD⁶.
- **Insumos:** La unidad de *upgrading* con la tecnología de membranas tiene dos insumos principales que impactan en su costo operativo. Por un lado, el consumo energético para obtener biogás purificado, que se estima de 0,25 kWh/Nm³ de biogás purificado. Con un costo de electricidad de 90 USD/MWh, se obtiene un costo anual de 98 550 USD/año. El otro insumo que se debe considerar es el carbón activado (COV y ORS), del que se necesitan 1 200 kg anuales, a un costo de 13 USD/kg; por lo tanto, el costo de reposición del carbón activado es de 15 600 USD/año. De esta manera, el costo operativo anual de los insumos de la unidad de *upgrading* resulta de 114 150 USD.
- **Mantenimiento electromecánico:** Para estimar el costo de mantenimiento de los componentes electromecánicos de la unidad de *upgrading* se utiliza la misma base de cálculo que para la central de biogás, por lo que el costo anual se establece en 23 520 USD.
- **Seguro:** Se usa la misma metodología empleada para los seguros de la central de biogás, de lo que se obtiene que el costo anual en seguros por la unidad *upgrading* es de 28 224 USD.

La suma de todos los componentes da un costo operativo anual de la unidad de *upgrading* de 204 639 USD. Sobre la base de la producción anual de biogás, el valor que se deberá pagar el biometano inyectado en la red de gas natural para cubrir el costo operativo de purificación del biogás es de 2,40 USD/MMBtu.

En el Cuadro 4 se presenta el resumen de los componentes que deben ser retribuidos en un proyecto de biometano y/o inyección de biogás en redes aisladas.

En función de todos los componentes que deben ser considerados para retribuir la producción se observa que el precio que debe pagarse por el biometano para ser inyectado en una red de gas natural es de 14,86 USD/MMBtu sin utilizar cultivo dedicado, y de 22,40 USD/MMBtu utilizándolo. Esto permite concluir que el biometano no tiene un precio competitivo frente al gas en Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST), cuyo valor promedio en abril de 2019 fue de 4,67 USD/MMBtu⁷.

Por lo tanto, la incorporación del biometano en redes de gas natural depende de la implementación de fuertes incentivos dentro de un marco de promoción de este biocombustible, incentivos que no necesariamente tienen que ser aportados por el Estado. En el caso de que se avance con la implementación de un impuesto al carbono y/o se obligue a las distribuidoras a cubrir un cupo del gas natural con biometano, el costo adicional del biocombustible será pagado por la demanda, del mismo modo que, a partir de la sanción de la Ley N.º 27191, se obliga a toda la demanda eléctrica de la República Argentina a cubrir un

⁶ Promedio en dólares de enero-octubre de 2018 del sector "Suministro de electricidad, gas, vapor y aire acondicionado", sobre la base del Boletín Anual de Seguridad Social, AFIP.

⁷ Información brindada por el ENARGAS.

Cuadro 4. Costos de producción de biogás y de biometano, sin y con cultivo dedicado

Componentes	Producción de biogás (USD/MMBtu)	Producción de biometano (USD/MMBtu)
Inversión central biogás		6,08
Inversión sistema upgrade	0	2,16
Costo operativo producción biogás		4,20
Costo operativo upgrading	0	2,40
Total sin silaje de maíz	10,29	14,86
Costo utilización silaje de maíz (21 400 t de MV/año + 4000 t de estiércol)		7,54
Total con silaje de maíz	17,83	22,40

Fuente: Elaborado por los autores.

porcentaje de la energía eléctrica consumida a partir de fuentes renovables. En ese caso, CAMMESA, como administradora del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), cobra un cargo adicional por las compras conjuntas de energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables que realiza.

En el caso del gas natural, la demanda en la Argentina asciende a 123 MM Nm³ diarios (Martínez, 2019). Si se considera un cupo de biometano que cubra el 10% de la demanda, se obtiene que el nuevo costo será de 5,69 USD/MMBtu, es decir que el costo adicional del sistema resulta de 1,02 USD/MMBtu (21,81% más que el valor del gas en PIST) en el caso del biometano producido sin cultivo dedicado; y será de 6,44 USD/MMBtu, con un costo adicional del sistema de 1,77 USD/MMBtu (37,96% más que el valor del gas en PIST), en el caso de biometano producido con silaje de maíz.

Para realizar el corte de 10% del gas natural con biometano producido con silaje de maíz, se necesitan 1 291 043 millones de hectáreas de este cultivo, suponiendo un rendimiento por hectárea de 30 t MV ensilada y un rendimiento de biogás de 220 Nm³/t MV. Así, la superficie de maíz requerida representa el 13,82% de la sembrada con este cultivo en el país en la campaña 2018/2019, que fue de 9,34 millones de hectáreas, según las estimaciones de la Bolsa de Cereales de Córdoba (BCCBA).

En el caso de utilizar solo efluentes o residuos, no se puede alcanzar el corte de 10% del gas natural con biometano. A continuación, se presenta un posible porcentaje de corte alcanzable con efluentes/residuos:

- **Estiércol vacuno:** 2 275 t excretas/día producidas por 100 000 novillitos de 350 kg de peso vivo promedio, encerrados en sistemas de engorde a corral. La producción de biogás se considera 25 Nm³/t estiércol.

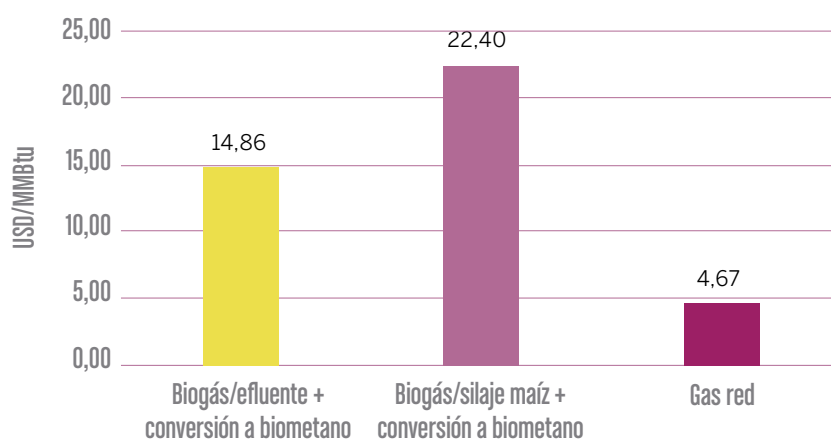
2. Distintos usos del biometano

- **Estiércol de cerdos:** 3 000 t purines/día producidos por 20 granjas de ciclo cerrado de 1 000 madres cada una. La producción de biogás se considera de 30 Nm³/t estiércol.
- **Vinaza de bioetanol de maíz:** 4 139,44 m³/día⁸, que es el total de la producida en 2018. Se considera una conversión de 2,58 m³ vinaza/m³ bioetanol de maíz. La producción de biogás se estima en 86 Nm³/t vinaza de maíz.
- **Vinaza de bioetanol de caña de azúcar:** 14 267 m³ vinaza/día, que es el total de la producida en 2018⁹. Se contempla una conversión de 9,86 m³ vinaza/m³ bioetanol de caña de azúcar. La producción de biogás se estima en 20 Nm³/t vinaza de caña de azúcar.
- **FORSU:** 2 500 t/día, equivalentes a 5 plantas de tratamiento mecánico-biológico (MBT). La producción de biogás se considera de 165 Nm³/t FORSU.

A partir de estos residuos/efluentes, se obtienen 1 200 719 Nm³/día de biogás. Si a esto se le suman 1 133 770,44 Nm³/día de biogás producido con silaje de maíz, considerando el PCI del biogás (4 900 kcal/Nm³), se observa que se podría cubrir el 1% de la demanda diaria de gas natural de la Argentina. Así, el costo del gas natural con un corte de 1% con biometano producido a partir de residuos/efluentes y silaje de maíz es de 4,80 USD/MMBtu, lo que representa un 2,97% más que el valor del gas en PIST. Para lograr el 10% de corte, será necesario recurrir a cultivos energéticos.

En el Gráfico 2 se presenta una comparación de los costos de producir biometano a partir de efluentes, a partir de silaje de maíz, y de gas natural de red. Como puede apreciarse, el gas de red tiene un costo muy inferior al biometano.

Gráfico 2. Costos de producción del biometano y del gas natural de red



*Abril de 2019

Fuente: Elaborado por los autores.

⁸ Producción total de bioetanol de maíz 2018: 585 619 m³ (Ciani, 2019).

⁹ Producción total de bioetanol de caña de azúcar 2018: 528 162 m³ (Ciani, 2019).

2.3 Incorporación a una red de gas local de una comunidad aislada

De acuerdo con el último Censo Nacional de Población, Hogares y Viviendas, solamente el 51,8% de los hogares de la República Argentina tiene acceso a la red de gas natural. El resto se divide entre un 42,0% que utiliza gas de garrafa, un 3,2% que consume leña o carbón, un 2,8% que emplea gas de tubo, y un 0,2% que se vale de electricidad para calefacción u otra fuente de energía térmica (CNPHyV, 2010).

La mayoría de las poblaciones que no tienen acceso a la red de gas natural son abastecidas con GLP, combustible alternativo mucho más costoso que el gas natural. En estos casos, el uso del biogás/biometano resulta una solución para acercar un combustible más económico y más limpio a la población.

En el caso de una red local de una comunidad aislada, hay dos soluciones posibles:

- utilización de biogás;
- utilización de biometano.

Utilización de biogás

En el Mapa 1 se observan las localidades que no tienen acceso a la red de gas natural (marcadas con puntos rojos) y las que sí lo tienen (con puntos verdes).

En este escenario, se podría replicar el modelo de Colombia, como se describió en FAO (2020a). La regulación colombiana define las “redes aisladas para biogás” como un conjunto de tuberías y activos asociados encaminados a distribuir biogás de manera exclusiva, sin mezclarse con otros combustibles, desde el sitio de generación hasta el domicilio de los usuarios, y que no son parte de los activos del sistema nacional de transporte o de las redes de distribución de gas natural.

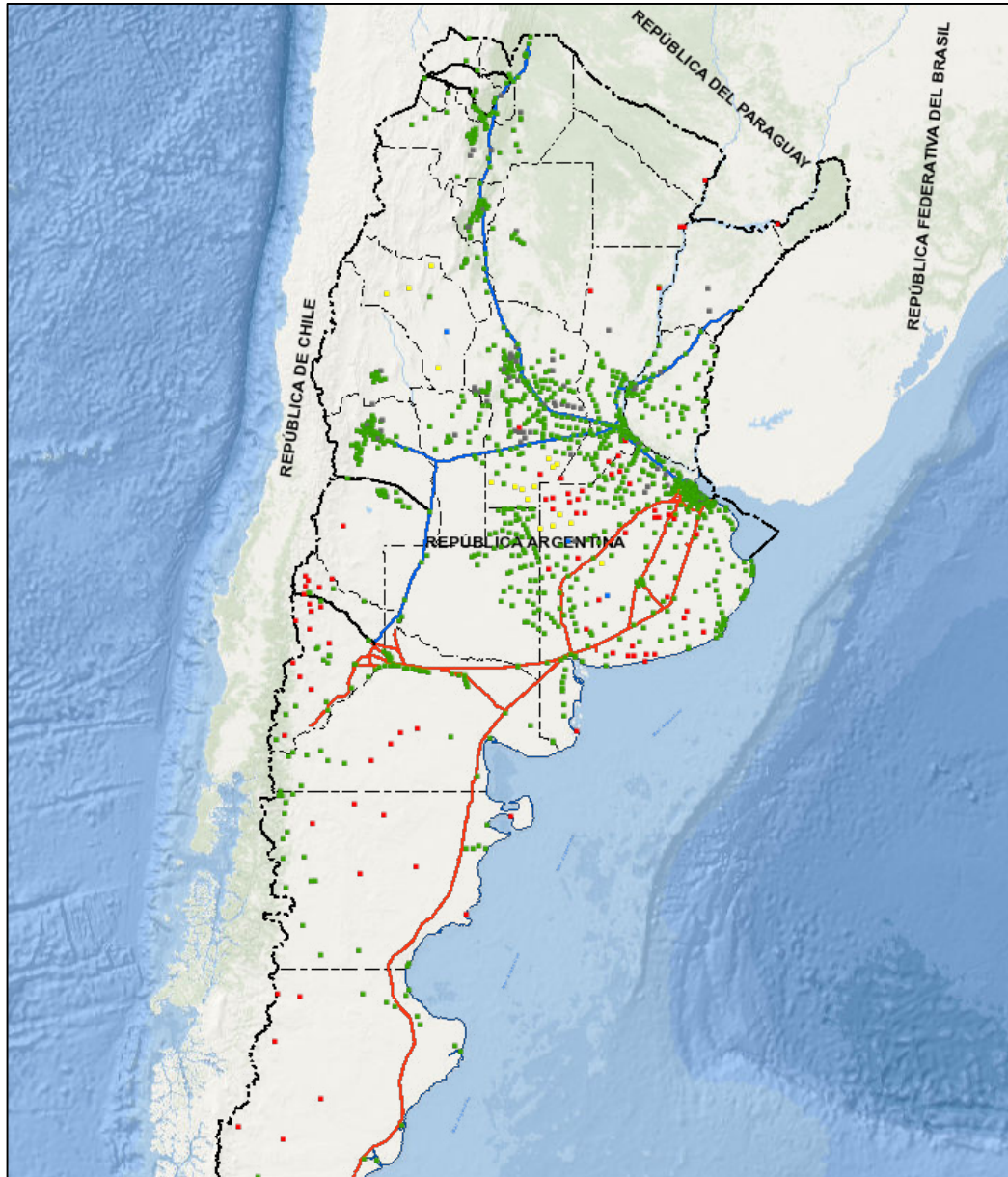
Actualmente, en la Argentina varias decenas de ciudades tienen redes aisladas abastecidas por GNC, gas natural comprimido a 200 kg/cm²; GLP, un hidrocarburo con mayor poder calorífico que el gas natural; y gas natural a presión (GNP), que es similar al GNC pero toma el gas con una presión de 40-60 kg/cm² directamente del gasoducto, con lo que prescinde de la etapa de compresión previa. Al mismo tiempo, son varias las provincias con una penetración muy baja de red de gas natural, por lo que el biogás para redes aisladas puede ser una excelente herramienta para abastecerlas de gas.

Establecer zonas de calidad diferenciada para redes aisladas, no conectadas al sistema nacional de gas, es una medida que reduce el costo de la provisión, sin poner en riesgo el sistema. En efecto, la normativa colombiana distingue entre biometano (cuando se inyecta en el sistema nacional de transporte) y biogás (cuando se inyecta en redes aisladas). Es decir que el biogás no necesita ser depurado ni pasar por el *upgrading* a biometano antes de su inyección en la red, con una consecuente reducción de costos. Así, el biogás podría ser utilizado por los usuarios residenciales de la comunidad aislada para cocinar y disponer de agua caliente, aunque no para calefacción, necesidad que debería ser cubierta mediante energía eléctrica y/u otro combustible. Esto se debe al costo elevado que tiene el almacenamiento del biogás sin purificar, que lleva a que deba consumirse a baja presión y de modo continuo, con un mínimo almacenamiento en el sistema.

En este caso, el precio del biogás en red aislada estará compuesto por:

- Retribución de la inversión en la central de biogás: 6,08 USD/MMBtu.
- Costo operativo de la producción de biogás: 4,20 USD/MMBtu (sin cultivo dedicado) u 11,74 USD/MMBtu (con cultivo dedicado: 4,20+7,54 USD).
- Distribución de biogás en la red aislada.

Mapa 1. Localidades con acceso a red de gas en la Argentina



20/1/2020 14:59:20

- | | |
|----------------|-------------------------------------------|
| Abastecimiento | ■ GNP |
| ■ Otro | ■ Gasoductos |
| ■ GLP | ■ Transportadora de Gas del Norte S.A. |
| ■ GN | ■ Transportadora de Gas del Sur S.A. |
| ■ GNC | ■ Gasoductos de Importación / Exportación |

1:18.489.298
0 125 250 500 mi
0 200 400 800 km

Esri, Garmin, GEBCO, NOAA NGDC, and other contributors

ENARGAS
© 2019 | Desarrollo: Departamento de Tecnología de la Información (ENARGAS).

Fuente: ENARGAS (2019).

Para establecer el costo de distribución de biogás en una red aislada, se utiliza el informado por el ENARGAS, que es de 0,97 USD/MMBtu.

Así, el precio con el que debe retribuirse el biogás en una red aislada es de 11,26 USD/MMBtu en el caso de que no se usen cultivos dedicados, y de 18,80 USD/MMBtu si se utiliza silaje de maíz. El valor sin cultivo dedicado es inferior al precio del GLP en red aislada considerando el precio promedio de las exportaciones (PPE, que en abril-septiembre de 2019 fue de 14 531 ARS/t de propano), de 13,99 USD/MMBtu (GLP + Transporte + Distribución)¹⁰. En el Gráfico 3 se muestra la comparación entre el precio del biogás y el GLP, en USD/MMBtu en red aislada.

En el caso de que se sustituya GLP en garrafa, la diferencia resulta favorable al biogás, debido al valor del primero, de 16,50 USD/MMBtu (Secretaría de Energía de la Nación, 2019).

También se analiza la inversión en la construcción de una red domiciliaria y el costo operativo de esta. Partiendo de que la central de biogás caso testigo produce 85 102,43 MMBtu/año, la localidad "tipo" para abastecer es de 4 274 usuarios conectados, con un consumo anual de gas por usuario de 540 Nm³ (solo para cocción y agua caliente, sin considerar calefacción). El costo de construcción de una red domiciliaria nueva para esta cantidad de usuarios asciende a 4 273 596 USD, lo que arroja un valor de 5,90 USD/MMBtu para retribuir el capital invertido con una tasa de interés en dólares del 10% anual y una amortización de la inversión en 20 años. A este valor debe adicionársele el costo operativo anual de la red domiciliaria, de 403 750 USD, correspondiente a 4,74 USD/MMBtu¹¹.

Así, el precio que debe tener el biogás en redes aisladas para pagar el costo de producción, distribución, inversión en red domiciliaria y operación de esta última asciende a 20,93 USD/MMBtu sin cultivo dedicado, y a 28,47 USD/MMBtu con cultivo dedicado. Los resultados de este escenario se muestran en el Gráfico 4.

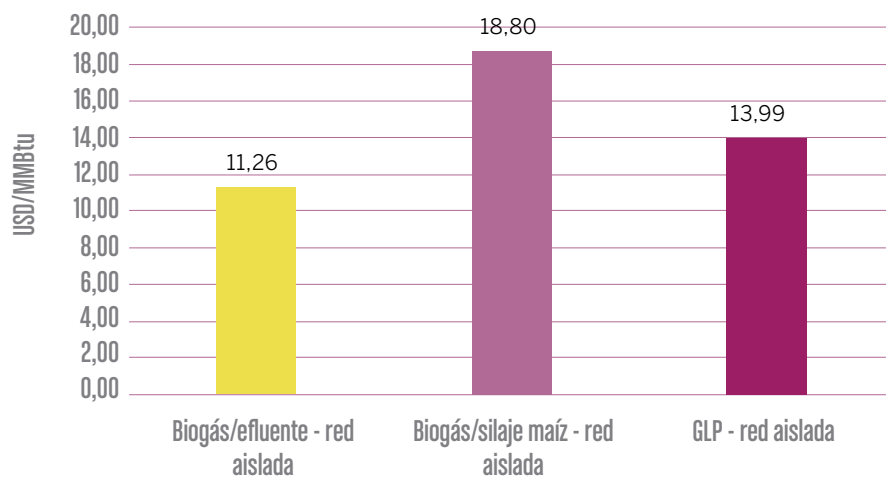
En el Gráfico 5 se realiza una comparación con el GLP garrafa, pero considerando el costo de la red para la distribución del biogás como costo hundido. Es decir, en lugar de tomar el costo de construcción de la red desde cero, se considera que alguien lo subsidia, y solo se imputa el costo de distribución informado por el ENARGAS. Esto obedece a que, en el cálculo de redes existentes, el costo de construcción de la red ya está amortizado, por lo que el costo de distribución es tan bajo como el de 0,97 USD/MMBtu informado por el ENARGAS.

¹⁰ El costo de distribución y transporte fue informado por la compañía Buenos Aires Gas (BAGSA) en mayo de 2019.

¹¹ El costo de operación de la red fue informado por BAGSA. Si se usa como referencia el cargo fijo que Metrogas cobra a sus usuarios residenciales de la categoría R2 1, este asciende a la suma de 3,22 USD/MMBtu para un consumo anual de gas de 540 Nm³.

2. Distintos usos del biometano

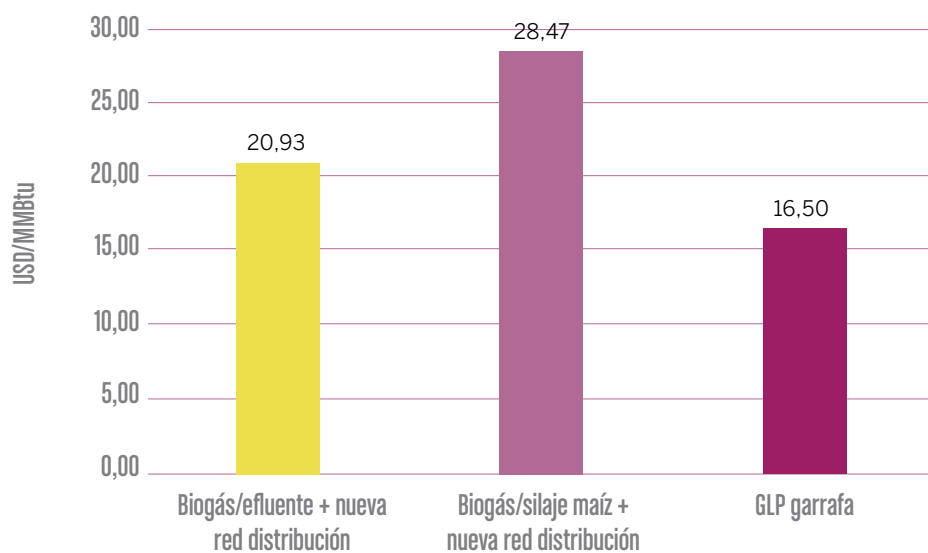
Gráfico 3. Precio del biogás versus precio del GLP en red aislada



*abril de 2019

Fuente: Elaborado por los autores.

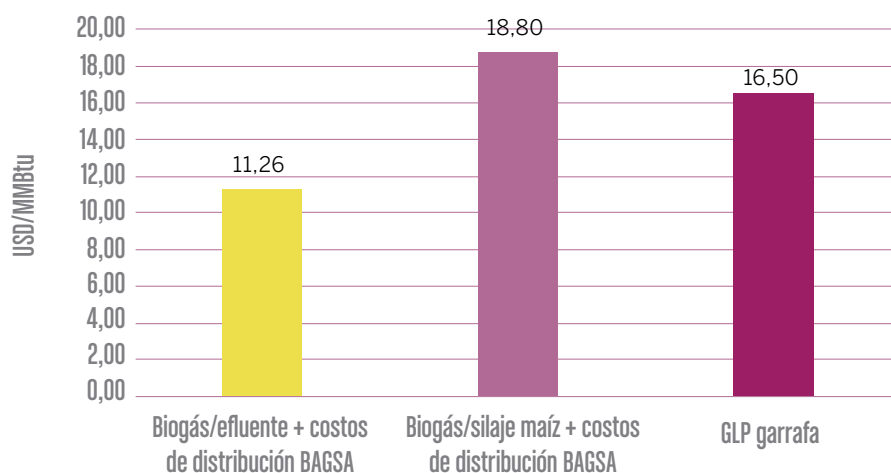
Gráfico 4. Precio del biogás con nueva red de distribución versus precio del GLP garrafa



*abril de 2019

Fuente: Elaborado por los autores.

Gráfico 5. Precio del biogás con costo de red hundido versus precio del GLP garrafa



*abril de 2019

Fuente: Elaborado por los autores.

Utilización de biometano

En el caso de comunidades aisladas, la posibilidad de producir biometano para inyectar en la red de gas local permitiría abastecer a los usuarios indistintamente con biometano y/o gas natural sintético – propano aire (GNS).

El GNS se obtiene mezclando GLP con aire, con lo que se puede reemplazar parcial o totalmente el suministro de gas natural o de biometano sin modificar la instalación existente. De este modo, se podrían cubrir todos los requerimientos térmicos de los usuarios con gas (cocción, agua caliente y calefacción). Como se explicó anteriormente, esto no puede hacerse si solo se utiliza biogás sin purificar.

Para este caso, deben utilizarse los valores calculados para el biometano, de 14,86 USD/MMBtu en el caso de que provenga de biogás sin cultivo dedicado, y de 22,40 USD/MMBtu con cultivo dedicado.

Al precio del biometano debe sumársele el costo de la nueva red de distribución. Como en este caso se utiliza biometano y los picos pueden cubrirse con GNS, se podría abastecer el requerimiento para cocción, agua caliente y calefacción de la localidad tipo, de 4 274 usuarios. Así, el consumo anual por usuario resulta de 1 680 Nm³, con lo que el valor que debe sumarse en la tarifa es de 1,90 USD/MMBtu para retribuir el capital invertido en la construcción de la nueva red con una tasa de interés en dólares del 10% anual y una amortización de la inversión en 20 años. Adicionalmente, debe considerarse el costo operativo anual de la red domiciliaria, que asciende a 403 750 USD, correspondientes a 1,52 USD/MMBtu.

De esa manera, el precio final del biometano inyectado en una red de gas local de una comunidad aislada sería de 18,28 USD/MMBtu sin cultivo dedicado, y de 25,82 USD/MMBtu con cultivo dedicado, considerando que en el precio se retribuyen los costos de construcción y operativos de la nueva red.

Los escenarios posibles son sustitución de GLP en redes aisladas (13,99 USD/MMBtu), sustitución de GLP garrafa (16,50 USD/MMBtu). En el Gráfico 6 se muestran los resultados de la utilización de biometano en una red de gas local de una comunidad aislada.

2.4 Aplicaciones al transporte

Reemplazo del gas natural comprimido (GNC)

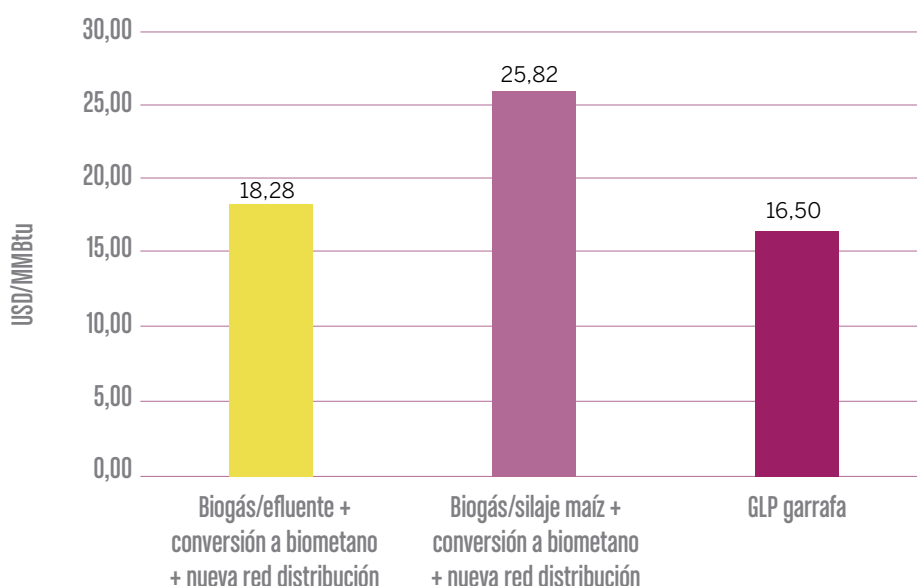
Una de las conclusiones de un trabajo anterior encargado por el Proyecto para la promoción de la energía derivada de biomasa (PROBIOMASA) al CEARE (FAO, 2019b) fue que existen condiciones competitivas para la expansión del biometano al utilizarlo como GNC o GNL para el transporte, desplazando al gasoil mediante una red de estaciones de servicio de Bio-GNC o Bio-GNL, ubicadas en correspondencia con las plantas de biogás.

Actualmente, el gas natural es entendido como el combustible de “transición” hacia matrices renovables, básicamente debido a la búsqueda de combustibles menos contaminantes.

En el Cuadro 5 puede observarse la proyección de demanda de gas natural para transporte para el año 2025.

La Argentina ha logrado una amplia difusión del uso del gas natural mediante la conversión de su parque automotor a GNC. Este proceso es relevante pues, por un lado, ha generado demanda de un insumo que presenta una ventaja comparativa, y, por el otro, ha encadenado todo un desarrollo de valor agregado en fabricación de surtidores, compresores, cilindros e ingeniería propia.

Gráfico 6. Precio del biometano con nueva red de distribución en comunidad aislada versus precio del GLP garrafa



*abril de 2019

Fuente: Elaborado por los autores.

Factibilidad de la incorporación de biometano en la red de gas natural troncal y en las redes de distribución en localidades aisladas

Actualmente, el parque automotor convertido a GNC en la Argentina es relevante: abarca 1,65 millones de vehículos, y tiene perspectivas de crecimiento. El país cuenta con una de las redes de abastecimiento más extensas a nivel mundial, que sobrepasa las 2 000 estaciones de carga (Cuadro 6), superior a cualquier país de la OCDE. Además, el parque automotor circulante a GNC alcanza a casi el 12,4% del total del parque automotor, cifra que resulta relevante a nivel mundial. La demanda de GNC en el país en 2018 se estimó en 6,57 millones de m³ diarios, lo que representó un 5,3% de la demanda local de gas natural.

Cuadro 5. Demanda de gas destinada al transporte en la Argentina

Transporte	Destino	Año 2017 (MMm ³ /d a 9 300 kcal)	Año 2025 (MMm ³ /d a 9 300 kcal)
Autos particulares	Uso particular	3,99	11,81
Taxis y remises	Transporte público	1,95	2,53
Utilitarios	Actividades de servicio y logística	1,10	11,79
Ómnibus urbanos e interurbanos	Transporte público	-	3,58
Camiones livianos	Transporte de basura, alimentos en urbes	-	2,71
Tractores y camiones pesados	Transporte de carga	-	4,46
Flota total		7,04	36,88

Fuente: Martínez (2019).

Cuadro 6. Detalle de la industria del GNC en la Argentina, en 2018

Datos del transporte a GNC	
Número de vehículos GNC	1 652 939
Provincias abastecidas, incluida CABA	20
Localidades con expendio	500
Estaciones de carga	2 019

Fuente: Martínez (2019).

En la actualidad, se ha logrado la incursión del GNL en el transporte pesado, con una experiencia reglamentaria convocada por el ENARGAS, cuya síntesis es la Norma NAG 451. Esta experiencia se encuentra operativa desde el 11 de enero de 2019, en la localidad de Anchoris, en la provincia de Mendoza, con la circulación de seis camiones propulsados a GNL y un surtidor de GNL diseñado y realizado íntegramente en el país. Las expectativas están puestas, en el corto plazo, en lograr una red de buses de transporte público que utilicen GNC, que no solo promueva el uso comercialmente competitivo del gas local, sino que además ayude a difundir que este combustible resulta ecológicamente más amigable que otros fósiles líquidos.

Para obtener Bio-GNC a partir de una central de biogás, es necesario purificar este bio-combustible para convertirlo en biometano, que luego será comprimido. El precio con que debe retribuirse el biometano es el ya calculado (14,86 USD/MMBtu sin cultivo dedicado y 22,40 USD/MMBtu con cultivo dedicado).

Dado que las estaciones de GNC se abastecen con gas natural a un precio de 5,31 USD/MMBtu (según el cuadro tarifario del 1.º de mayo de 2019¹²), las centrales de biogás que se utilicen para abastecer un cupo de GNC deberán estar localizadas cerca de un gasoducto, para poder inyectar el biometano.

Si se toma un cupo objetivo de corte del GNC con Bio-GNC de 10%, resulta que se deberían producir 657 300 m³ diarios de Bio-GNC. Por lo tanto, para pagar este corte, el precio de compra del GNC por parte de las estaciones de carga debería aumentar a 6,265 USD/MMBtu (en el caso de biometano sin cultivo dedicado) y a 7,019 USD/MMBtu (con cultivo dedicado). El impacto en el aumento del precio del gas por un corte con biometano será menor si la obligación es para toda la demanda.

La incorporación del biometano en la matriz de gas natural debería tener como objetivo cumplir con los compromisos internacionales en la mitigación del calentamiento global. En el caso de la Argentina, el biometano contribuiría a cumplir con las Contribuciones determinadas a nivel nacional suscriptas en el marco de la COP21¹³, que son un compromiso asumido como país con la comunidad internacional.

Como puede apreciarse en el Gráfico 7, el GNC tiene un costo muy inferior al del Bio-GNC (7,84 USD/MMBtu), incluso si el biogás se obtiene a partir de efluentes (17,36 USD/MMBtu).

Reemplazo del gas natural licuado (GNL)

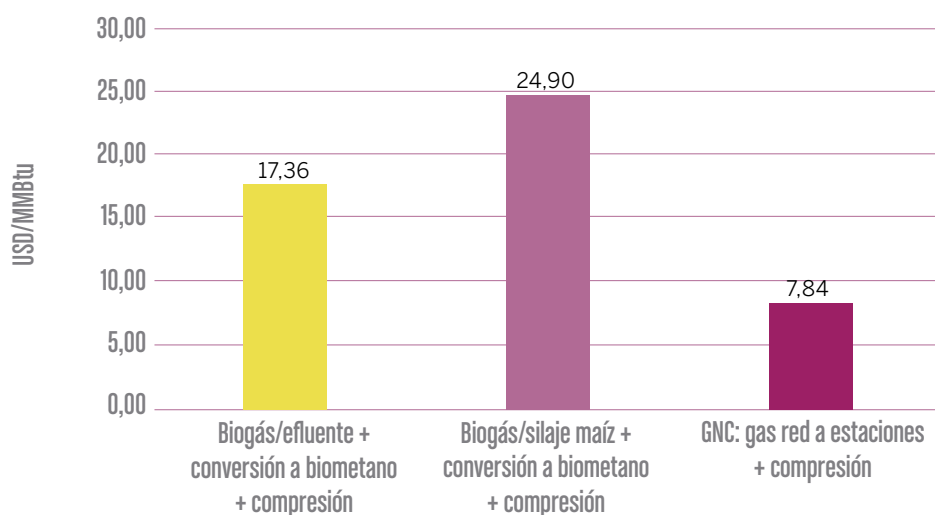
El desarrollo actual del GNL en vehículos pesados de larga distancia y en buses urbanos junto con la utilización de GNC determinarán una modificación profunda en el esquema de movilidad a nivel internacional. Asimismo, las tecnologías de GNL han dado autonomía ante largas distancias, y el uso del GNC en el transporte urbano genera menos contaminantes e incluso disminuye los ruidos nocivos. Su expansión abarca también, de forma coordinada por las Directivas Europeas, el transporte marítimo y el ferrocarril.

El Bio-GNL puede ser sustituto del GNL, el gasoil y/o la nafta. Adicionalmente, puede usarse en centrales térmicas para sustituir el gasoil y fueloil que se utilizan en determinados períodos del año para generar energía eléctrica.

¹² Metrogas, promedio GNC Interrumpible y GNC Firme.

¹³ Conferencia de las partes (órgano supremo de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, CMNUCC) celebrada en París, en 2015.

Gráfico 7. Precio del biometano versus precio del GNC



*abril de 2019

Fuente: Elaborado por los autores.

El precio del Bio-GNL tiene los siguientes componentes:

- Retribución de la inversión en la central de biogás: 6,08 USD/MMBtu.
- Costo operativo de producción de biogás: 4,20 USD/MMBtu (sin cultivo dedicado) y 11,74 USD/MMBtu (con cultivo dedicado).
- Canon del sistema *upgrading* del Bio-GNL¹⁴: 5,00 USD/MMBtu.

Por lo tanto, el precio a partir del que la comercialización del Bio-GNL sería económicamente viable es de 15,28 USD/MMBtu sin cultivo dedicado, y de 22,82 USD/MMBtu con cultivo dedicado. Cabe resaltar que estos valores son para la escala de central de biogás "caso testigo" descrita.

El primer segmento identificado para el uso de Bio-GNL son las centrales de generación eléctrica térmicas, nacionales, provinciales y *deliveries*, que al sustituir gasoil y fueloil con Bio-GNL reducirán sus costos de operación y mantenimiento, no dependerán de combustibles importados y aportarán al objetivo nacional de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables.

El precio promedio del gasoil entre 2008 y 2019 fue de 13,11 USD/MMBtu, y el del fueloil, de 11,53 USD/MMBtu con destino a centrales térmicas de generación¹⁵. De la Base

¹⁴ Hay proveedores locales que ofrecen el servicio de transformación del biogás a Bio-GNL.

¹⁵ Se utilizaron los datos de la evolución histórica para el dólar, gasoil y gas del año 2018 de los Precios de Referencia de Combustible informados por CAMMESA.

2. Distintos usos del biometano

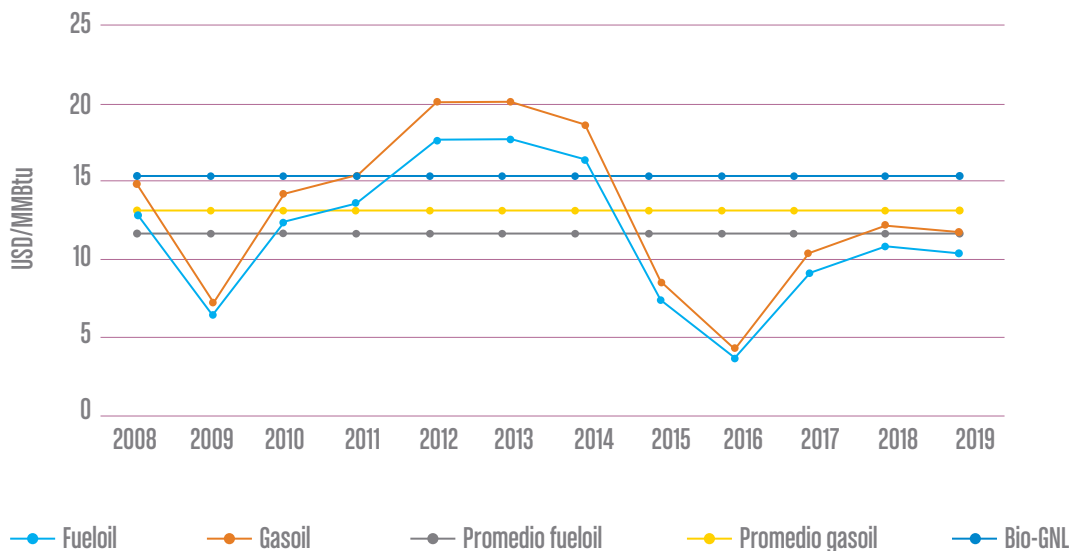
Informe Mensual 2018-12 publicada por CAMMESA¹⁶, puede obtenerse que el consumo de fueloil fue de 21 956 513,6 MMBtu, y el de gasoil, de 32 661 339,80 MMBtu, destinados a generación eléctrica, en 2018. En el caso de la producción de Bio-GNL sin cultivo dedicado, el ahorro anual equivaldría a 204 092 631 USD por sustitución de fueloil y gasoil cuando el precio de los combustibles fósiles se encuentra en sus valores máximos.

En los tiempos de precio bajo del barril de petróleo, como en los últimos tres años, el Bio-GNL sería más costoso que los combustibles fósiles, aunque con las ventajas de que su precio puede ser fijado por la Autoridad de Aplicación independientemente del precio del barril de petróleo, de que el Bio-GNL genera empleo en provincias que hoy no son productoras de combustibles fósiles (como Buenos Aires, Córdoba, Santa Fe y otras), que agrega valor en origen y que tiene un efecto en el fortalecimiento de economías regionales.

En el Gráfico 8 se presenta la evolución, entre 2008 y 2019, de los precios del Bio-GNL, del gasoil y del fueloil que paga CAMMESA.

En el caso del empleo de Bio-GNL para transporte, este biocombustible podría desplazar el uso de nafta y gasoil, principalmente para transporte público urbano y transporte de carga pesada. Aquí se presenta la comparación de su precio con el precio de la nafta (Gráfico 9) y el gasoil en planta¹⁷ (Gráfico 10).

Gráfico 8. Precio del Bio-GNL versus precios del gasoil y fueloil (CAMMESA)



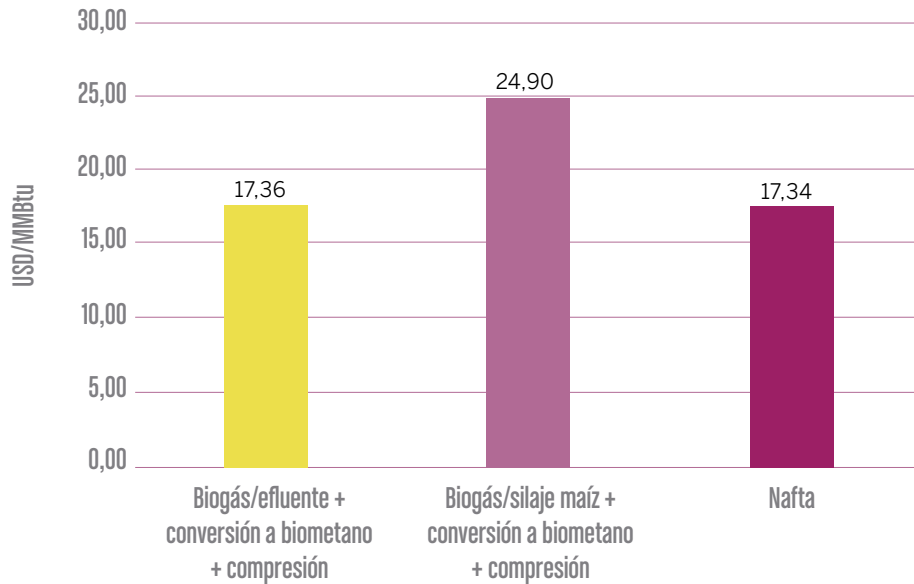
Fuente: Elaborado por los autores.

¹⁶ <https://portalweb.cammesa.com/Memnet1/default.aspx>

¹⁷ Precios en planta desde 2013 (Resolución S.E. N.º 606/2003), sitio web de la Secretaría de Energía de la Nación (<https://apps.se.gob.ar/reportes/rep.php?ir=NTE>).

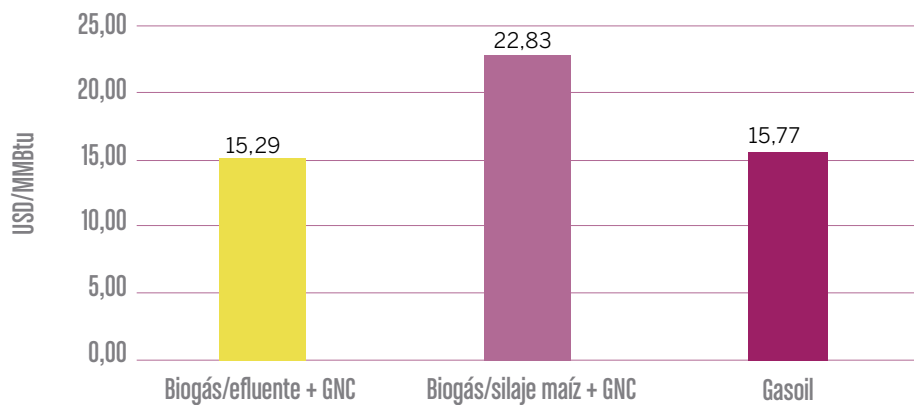
Factibilidad de la incorporación de biometano en la red de gas natural troncal y en las redes de distribución en localidades aisladas

Gráfico 9. Precio del Bio-GNL versus precio de la nafta



Fuente: Elaborado por los autores.

Gráfico 10. Precio del Bio-GNL versus precio del gasoil convencional



*El gasoil convencional o grado 2 tiene no menos de 1 500 ppm de azufre, mientras que el gasoil *premium* o grado 3 tiene como máximo 50 ppm de azufre.

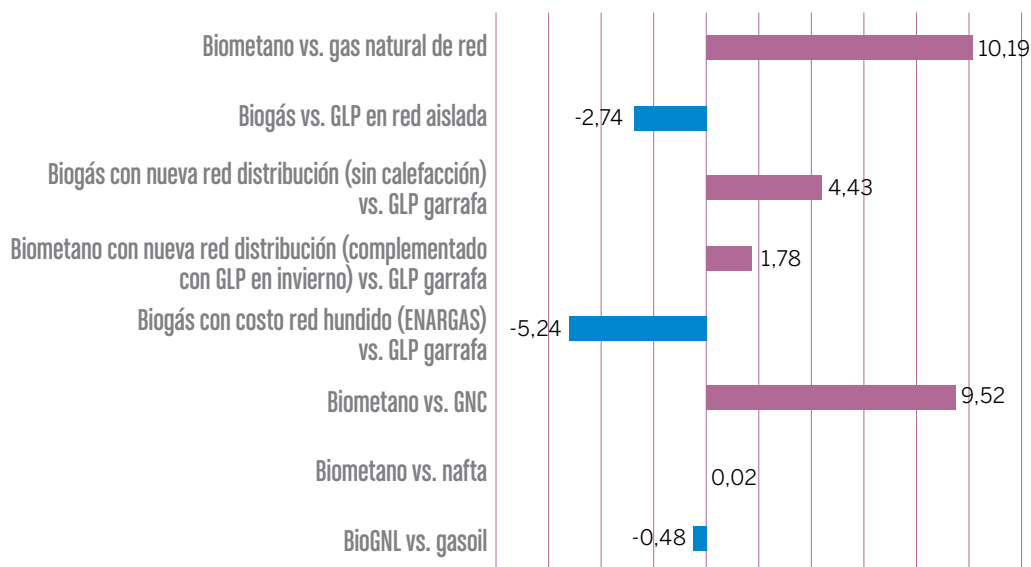
Fuente: Elaborado por los autores.

3. CONCLUSIONES

En el Gráfico 11 se resumen las diferentes alternativas de uso que puede tener el biogás en redes aisladas y/o como biometano o Bio-GNL para sustitución de combustibles fósiles (para una central de biogás de 12 000 Nm³ diarios).

Como puede observarse, hay tres alternativas de uso que son económicamente viables sin que su implementación requiera incentivos de promoción. Las dos más convenientes son la utilización del biogás en redes aisladas, ya sea como sustituto del GLP por red o de la garrafa de GLP, considerando la nueva red de distribución como un costo hundido. Luego siguen dos usos del biometano asociados al transporte: el Bio-GNL en reemplazo del gasoil, que es viable económicamente, y, prácticamente en equilibrio, el Bio-GNC en reemplazo de la nafta.

Gráfico 11. Resultados de las alternativas de uso del biogás sin cultivo dedicado para una central de 12 000 Nm³ diarios



Fuente: Elaborado por los autores.

Factibilidad de la incorporación de biometano en la red de gas natural troncal y en las redes de distribución en localidades aisladas

Naturalmente, en localidades con acceso al gas natural, la competencia económica del biogás o del biometano no es viable. Tampoco lo es pagar una red de distribución nueva debido a los volúmenes relativamente bajos involucrados.

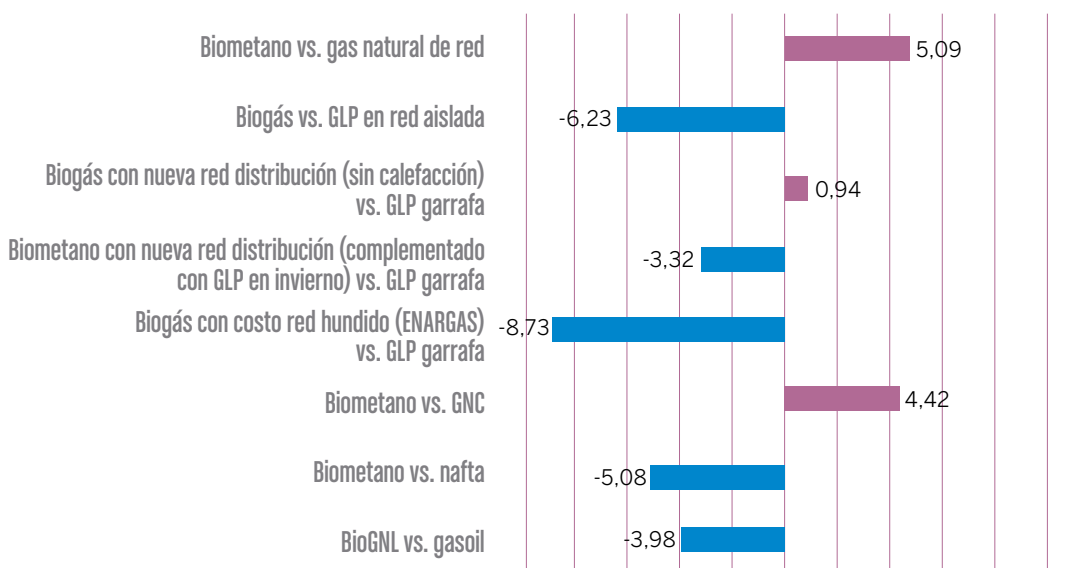
Es importante remarcar dos cuestiones. Una es que, en este análisis, no se consideró ningún tipo de marco de promoción con incentivos fiscales y/o en la tarifa para promocionar la implementación del biogás en sustitución del gas natural, gasoil, fueloil o nafta.

El otro tema para destacar es que el análisis se realizó sobre la base del costo de inversión y producción de una central de biogás “caso testigo” (de 12 000 Nm³ de biogás diarios). En el caso de que la escala de la planta sea mayor, el precio del biogás, biometano y Bio-GNL será más competitivo. En el Gráfico 12 se presentan los resultados de las alternativas de uso para una central de 36 000 Nm³ de biogás diarios.

A partir de los resultados obtenidos, puede concluirse que la escala de los proyectos de biogás es fundamental para dar competitividad al biocombustible como sustituto de los combustibles fósiles. Los resultados indican que el biogás como energía térmica en localidades aisladas o el biometano para el transporte en zonas alejadas de los gasoductos puede resultar económicamente conveniente sin necesidad de subsidios.

Por otra parte, si adicionalmente se incluyen las externalidades positivas de este biocombustible (FAO, 2020b), resulta estratégico que el Estado nacional, mediante la modificación de la Ley nacional N.º 26093 de Biocombustibles, implemente los mecanismos que otorguen un cupo al biogás, el biometano y/o el Bio-GNL como sustitutos del gas natural, GLP, GNL, nafta, gasoil y fueloil, en sus diferentes usos, en la matriz energética de la República Argentina.

Gráfico 12. Resultados de las alternativas de uso del biogás sin cultivo dedicado para una central de 36 000 Nm³ diarios



Fuente: Elaborado por los autores.

BIBLIOGRAFÍA

- Banco Central de la República Argentina (BCRA).** 2019. *Tipo de cambio cierre de cotizaciones*. Buenos Aires (obtenido el 20 de abril de 2019 en www.bcra.gov.ar/Publicaciones-Estadisticas/Cierre_de_cotizaciones.asp).
- Ciani, M.** 2019. *Informe Biocombustibles Abril 2019*. Buenos Aires. Dirección de Bioenergía. Ministerio de Producción y Trabajo de la Nación.
- ENARGAS.** 2019. *Mapa interactivo SIG*. Buenos Aires (obtenido el 20 de abril de 2019 de www.enargas.gov.ar/secciones/informacion-geografica/mapa-interactivo/ext/index.php).
- FAO.** 2019a. *Guía teórico-práctica sobre el biogás y los biodigestores*. Buenos Aires.
- FAO.** 2019b. *Informe técnico-analítico para una estrategia de promoción de la incorporación de biometano a la red de gas natural*. Buenos Aires.
- FAO.** 2020a. *Análisis comparado de condiciones de desarrollo del biometano*. Buenos Aires.
- FAO.** 2020b. *Valorización de externalidades de los proyectos de biomasa y biogás*. Estudios de caso. Buenos Aires.
- Leitón, J.** 2015. "Purificación de biogás utilizando agua a presión, óxido de calcio y carbón". *Revista Científica* Vol. 25 N.º 1. Instituto de Ciencias Químicas y Farmacia. Universidad de San Carlos de Guatemala.
- Martínez, M.F.** (2019). *El futuro del transporte vehicular propulsado a gas: GNC y GNL*. Gerencia de Gas Natural Vehicular. ENARGAS.
- Secretaría de Energía de la Nación.** 2019a. *Precio y volúmenes de gas licuado, mayo de 2019* (disponible en glp.se.gov.ar/pv_glp/publico/opciones_informe_ventas_new.php?actividad_vend=%25&cuit_operador=&provincia_vend=%25&mesdesde=1&aniodesde=2020&meshasta=1&aniohasta=2020&tmptxt=).
- Secretaría de Energía de la Nación.** 2019b. *Precios de los hidrocarburos*. Buenos Aires (disponible en www.argentina.gov.ar/energia/hidrocarburos/precios-de-hidrocarburos. Acceso 15 de marzo de 2019).

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.º 11

Organización de las Naciones Unidas
para la Alimentación y la Agricultura (FAO)

www.fao.org

ISBN 978-92-5-132454-7



9 789251 324547

CA8756ES/1/07.20